

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2024**

Dezembro 2023

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 em 2024 e dos preços dos serviços regulados	3
0.2	Principais determinantes da variação tarifária	14
0.2.1	Procura de energia elétrica	14
0.2.2	Proveitos permitidos e proveitos a recuperar no setor elétrico	15
1	INTRODUÇÃO.....	27
2	PROVEITOS E OUTROS FLUXOS FINANCEIROS	29
2.1	Metodologias de regulação	29
2.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2024.....	37
2.2.1	Proveitos a recuperar em 2024 por atividade	39
2.2.2	Proveitos de energia e comercialização	41
2.2.2.1	Proveitos a recuperar	41
2.2.2.2	Previsões para custo médio de aquisição do CUR	43
2.2.2.3	Proveitos do comercializador de último recurso	44
2.2.3	CIEG	45
2.2.4	Proveitos da UGS	50
2.2.4.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS	51
2.2.4.2	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados	51
2.2.4.3	Repercussão do diferimento dos CIEG nos proveitos permitidos	58
2.2.4.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores	60
2.2.5	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	61
2.3	Parâmetros para a definição dos proveitos	64
2.3.1	Parâmetros a vigorar em 2024	64
2.4	Ajustamentos tarifários de 2022 e 2023	82
2.5	Transferências	87
2.5.1	Valores mensais a transferir pela REN	87
2.5.1.1	Transferências para a REN Trading	87
2.5.1.2	Transferências para o OLMCA.....	87
2.5.1.3	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	88
2.5.1.4	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	90
2.5.1.5	Transferências para a E-REDES	92
2.5.1.6	Transferências dos Agentes Financiadores	93
2.5.1.7	Transferências para a SU Eletricidade ao abrigo do Decreto-Lei N.º 74/2013	93
2.5.2	Valores mensais a transferir pela E-REDES	94
2.5.2.1	Transferências para o comercializador de último recurso	94
2.5.2.2	Transferências para a Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, S.A.	96
2.5.2.3	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial	97

2.6	Amortização e juros da dívida tarifária	104
3	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2024	107
3.1	Tarifas	107
3.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	117
3.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	117
3.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	119
3.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	121
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	121
3.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	126
3.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	128
3.4	Tarifas por atividade do Comercializador de Último Recurso	132
3.4.1	Tarifa de Energia	132
3.4.2	Tarifa de Comercialização	134
3.5	Tarifas de Acesso às Redes	134
3.6	Opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT	141
3.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	144
3.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo	149
3.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC	151
3.8.2	Isenção de CIEG	152
3.8.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo	154
3.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de armazenamento	160
3.10	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	163
3.11	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica	164
3.11.1	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica	166
3.11.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA	171
3.12	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	172
3.13	Tarifas a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo	176
3.13.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	177
3.13.2	Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	177
3.13.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	178
3.13.4	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos clientes em MAT, AT, MT e BTE	178
3.13.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	181

3.13.6	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	182
3.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	182
3.14.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2024	183
3.15	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	186
3.15.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2024	187
3.16	Tarifa Social	190
3.16.1	Tarifa Social de Acesso às Redes a vigorar em 2024	192
3.16.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2024	194
4	PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS	199
4.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	201
4.1.1	Enquadramento regulamentar	201
4.1.2	Propostas das empresas	202
4.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	203
4.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	206
4.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto)	207
4.1.2.4	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	212
4.1.2.5	Preço de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	214
4.1.3	Preços para 2024	215
4.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	216
4.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	219
4.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto)	220
4.1.3.4	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	226
4.1.3.5	Preço de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	227
4.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica	228
4.2.1	Enquadramento regulamentar	228
4.2.2	Propostas das empresas	228
4.2.2.1	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	229
4.2.2.2	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	231
4.2.3	Preços para 2024	232
4.2.3.1	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	233
4.2.3.2	Preço do serviço de serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	234
4.3	Preços previstos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica	236
4.3.1	Enquadramento regulamentar	236

4.3.2	Propostas das empresas	236
4.3.2.1	preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD	236
4.3.2.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo	238
4.3.3	Preços para 2024	240
4.3.3.1	Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ord.....	240
4.3.3.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo	242
4.4	Preços e parâmetros previstos no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia	244
4.4.1	Enquadramento regulamentar	244
4.4.2	Propostas das empresas	245
4.4.2.1	Preço pelo serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência.....	245
4.4.2.2	Consumo médio anual e Desvio padrão.....	245
4.4.3	Preços e parâmetros para 2024.....	246
4.4.3.1	Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência.....	247
4.4.3.2	Consumo Médio Anual e Desvio padrão	247
4.5	Preços previstos no Regulamento Tarifário.....	248
4.5.1	Enquadramento regulamentar	248
4.5.2	Preços para 2024.....	249
4.5.2.1	Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador.....	249
4.5.2.2	Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio.....	250
4.5.2.3	Parcela fixa relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.....	251
5	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS.....	255
5.1	Receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico	257
5.1.1	Portugal continental	257
5.1.2	Regiões Autónomas	258
5.2	Tarifas por Atividade.....	260
5.2.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	260
5.2.2	Evolução entre 2002 e 2024.....	262
5.3	Tarifa de Acesso às Redes.....	266
5.3.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	266
5.3.2	Estrutura do preço médio em 2024.....	270
5.3.3	Evolução entre 1999 e 2024.....	274
5.4	Preço médio de referência de venda a clientes finais	277
5.4.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	277
5.4.2	Estrutura do preço médio em 2024.....	281
5.4.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2024.....	285

5.5	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	288
5.5.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	288
5.5.2	Estrutura do preço médio em 2024.....	289
5.5.3	Evolução entre 1990 e 2024.....	293
5.6	Tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo	297
5.6.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	297
5.6.2	Estrutura do preço médio em 2024.....	298
5.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	302
5.7.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	302
5.7.2	Evolução entre 1990 e 2024.....	303
5.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	307
5.8.1	Evolução do preço médio entre 2023 e 2024.....	307
5.8.2	Evolução entre 1990 e 2024.....	309
5.9	Convergência Tarifária.....	312
5.10	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	318
5.11	Ofertas do mercado liberalizado em BTN.....	322
6	ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SEN	327
6.1	Metodologia	327
6.2	Pressupostos	328
6.2.1	Para previsão dos proveitos.....	328
6.2.2	Pressupostos tarifários	338
6.3	Resultados	338
	ANEXOS.....	347
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....	349
	ANEXO II SIGLAS	355
	ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....	361

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	4
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos.....	6
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	7
Figura 0-4 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos	9
Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 (sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária (DL 165/2008)).....	22
Figura 0-6 – Diferencial de custos de CIEG previstos para 2024 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	24
Figura 0-7 – Evolução da dívida tarifária.....	26
Figura 2-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico	37
Figura 2-2 - Estrutura dos custos por atividade	38
Figura 2-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	42
Figura 2-4 - Energia e número de clientes	42
Figura 2-5 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	44
Figura 2-6 - Decomposição dos proveitos unitários incluídos na TVCF.....	45
Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2003.....	49
Figura 2-8 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários.....	50
Figura 2-9 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	51
Figura 2-10 – Diferencial de custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida, previstos para 2024	52
Figura 2-11 - Evolução do diferencial de custo da PRG (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	54
Figura 2-12 - Evolução do diferencial de custo PRG (reais recuperados pelas tarifas)	55
Figura 2-13 - Custo total por ano com a aquisição a produtores com remuneração garantida	57
Figura 2-14 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRG previsto para 2024	58
Figura 2-15 - Proveitos a recuperar	61
Figura 2-16 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários.....	62
Figura 2-17 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	63
Figura 3-1 - Estrutura dos fornecimentos em BT, média dos anos 2021 e 2022	146

Figura 3-2 - Perdas em BT, média dos anos 2021 e 2022	146
Figura 3-3 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema incluída na tarifa de Acesso às Redes ...	147
Figura 3-4 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	183
Figura 3-5 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	187
Figura 5-1 - Decomposição da variação de preço médio	256
Figura 5-2 - Evolução do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes.....	261
Figura 5-3 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização	262
Figura 5-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2023).....	265
Figura 5-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	266
Figura 5-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	267
Figura 5-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT	268
Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT	268
Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT	269
Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE	269
Figura 5-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	270
Figura 5-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	271
Figura 5-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	272
Figura 5-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	273
Figura 5-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	274
Figura 5-16 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	275
Figura 5-17 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2023).....	275
Figura 5-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	278
Figura 5-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT	279
Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT	279
Figura 5-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT	280
Figura 5-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE	280
Figura 5-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN	281
Figura 5-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	282
Figura 5-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	283

Figura 5-26 - Preço médio de referência de venda a clientes finais	284
Figura 5-27 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	284
Figura 5-28 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes).....	285
Figura 5-29 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços constantes de 2023).....	286
Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN....	289
Figura 5-31 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024.....	290
Figura 5-32 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024..	291
Figura 5-33 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024, decomposto por parcelas	292
Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024, decomposto por parcelas	292
Figura 5-35 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)	294
Figura 5-36 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2023)	295
Figura 5-37 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE	298
Figura 5-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024	299
Figura 5-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024.....	300
Figura 5-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024, decomposto por parcelas.....	301
Figura 5-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024, decomposto por parcelas	301
Figura 5-42 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	302
Figura 5-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA.....	303
Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes).....	305
Figura 5-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2023)	306
Figura 5-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	308
Figura 5-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	308
Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	310
Figura 5-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2023) ..	311
Figura 5-50 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2023 e 2024	313

Figura 5-51 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2023 e 2024	314
Figura 5-52 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva	316
Figura 5-53 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva	317
Figura 5-54 - Preço médio dos CIEG em 2024, por componente.....	319
Figura 5-55 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2024	320
Figura 5-56 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2024	321
Figura 5-57 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	323
Figura 6-1 – Cenário de evolução do consumo de energia elétrica, até 2030	330
Figura 6-2 – Evolução diária e média móvel de 30 dias dos preços de energia elétrica no OMIP, em 2023	331
Figura 6-3 – Previsão da evolução da potência instalada renovável e total na Península Ibérica até 2030.....	333
Figura 6-4 – Projeção dos preços de energia elétrica até 2030	334
Figura 6-5 - Projeção dos preços das licenças de CO ₂ até 2030.....	335
Figura 6-6 - Projeção da produção da PRG adquirida pelo AUR até 2030	336
Figura 6-7 – Projeção do preço unitário total de aquisição de energia aos PRG até 2030	337
Figura 6-8 – Resultado da evolução do proveito permitido total SEN até 2030	339
Figura 6-9 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário Alto com diferimento a 5 anos	340
Figura 6-10 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário Baixo com diferimento a 3 anos	341
Figura 6-11 – Evolução do preço médio global até 2030 - Cenário Alto e Cenário Baixo	342
Figura 6-12 – Cenários de evolução da dívida tarifária de 2024 a 2028	343
Figura 6-13 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030 – Cenário Alto	344
Figura 6-14 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030 – Cenário Baixo	344

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2024.....	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2024.....	5
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2024.....	6
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	8
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2024	8
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023.....	10
Quadro 0-7 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	15
Quadro 0-8 - Proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas em Portugal continental em 2024	16
Quadro 0-9 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2024	17
Quadro 0-10 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2022 e previsões para 2023 e 2024.....	18
Quadro 0-11 – Evolução do deflator do PIB.....	18
Quadro 0-12 - Taxas de remuneração para 2022, 2023 e 2024	19
Quadro 0-13 – Pressupostos Financeiros	20
Quadro 0-14 - Previsões para o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado	21
Quadro 0-15 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2024	23
Quadro 0-16 - Medidas de contenção tarifária	25
Quadro 2-1 – Metodologias de regulação	30
Quadro 2-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	32
Quadro 2-3 - Proveitos permitidos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	40
Quadro 2-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	41
Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	43
Quadro 2-6 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2024	46
Quadro 2-7 – Desagregação do diferencial de custo da PRG entre PRE1 e PRE2	48
Quadro 2-8- Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida do ano 2024.....	59

Quadro 2-9 - Impacte nos proveitos permitidos de 2024 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2024 e anteriores.....	60
Quadro 2-10 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	83
Quadro 2-11 - Valor dos ajustamentos de 2022 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE	83
Quadro 2-12 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da REN	84
Quadro 2-13 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES.....	84
Quadro 2-14 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	85
Quadro 2-15 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da EDA	85
Quadro 2-16 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da EEM	86
Quadro 2-17 - Transferências entre a REN e a REN Trading	87
Quadro 2-18 - Transferências entre a REN e a ADENE.....	88
Quadro 2-19 - Transferências da REN para a EDA	89
Quadro 2-20 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	90
Quadro 2-21 - Transferências da REN para a EEM.....	91
Quadro 2-22 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social	92
Quadro 2-23 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social	93
Quadro 2-24 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – AUR	94
Quadro 2-25 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – CUR	95
Quadro 2-26 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica nos anos de 2007 e de 2008.....	96
Quadro 2-27 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009.....	97
Quadro 2-28 - Transferências da E-REDES para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021	97
Quadro 2-29 - Transferências da E-REDES para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021	99
Quadro 2-30 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021.....	100
Quadro 2-31 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021	101

Quadro 2-32 - Transferências da E-REDES para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021.....	103
Quadro 2-33 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	106
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas do setor Elétrico	108
Quadro 3-2 - Tarifas Reguladas do setor da Mobilidade Elétrica.....	114
Quadro 3-3 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	118
Quadro 3-4 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	118
Quadro 3-5 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	118
Quadro 3-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	120
Quadro 3-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT	120
Quadro 3-8 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	122
Quadro 3-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	122
Quadro 3-10 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	123
Quadro 3-11 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	124
Quadro 3-12 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	125
Quadro 3-13 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema	125
Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....	126
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	127
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	127
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	129
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	129
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	130
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	130
Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	131
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	131

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Energia.....	133
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Energia nas várias opções tarifárias.....	133
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Comercialização.....	134
Quadro 3-26 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	136
Quadro 3-27 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	139
Quadro 3-28 – Valor médio das tarifas de uso das redes em 2023.....	140
Quadro 3-29 – Fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reativa.....	141
Quadro 3-30 – Preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes.....	142
Quadro 3-31 - Preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, repartidos por atividades.....	144
Quadro 3-32 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2024 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT.....	148
Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	148
Quadro 3-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	149
Quadro 3-35 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%.....	153
Quadro 3-36 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%.....	154
Quadro 3-37 - 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.....	157
Quadro 3-38 - 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.....	158
Quadro 3-39 - 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.....	159
Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, para as instalações que não beneficiam de uma isenção nos termos do RT.....	161
Quadro 3-41 - 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.....	168
Quadro 3-42 - 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.....	168
Quadro 3-43 - 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.....	169

Quadro 3-44 - 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.....	169
Quadro 3-45 - 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	170
Quadro 3-46 - 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	170
Quadro 3-47 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	171
Quadro 3-48 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	172
Quadro 3-49 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	173
Quadro 3-50 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	177
Quadro 3-51 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo ..	177
Quadro 3-52 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo	179
Quadro 3-53 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	181
Quadro 3-54 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	184
Quadro 3-55 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	188
Quadro 3-56 - Clientes tarifa social e valor global do desconto	192
Quadro 3-57 - Preços da tarifa Social de Acesso às Redes.....	193
Quadro 3-58 - Preços do desconto da tarifa Social de Acesso às Redes.....	194
Quadro 3-59 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental	195
Quadro 3-60 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	196
Quadro 3-61 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira....	197
Quadro 4-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2024.....	203
Quadro 4-2 - Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2024	204
Quadro 4-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2024.....	205
Quadro 4-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2024	206
Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2024.....	206
Quadro 4-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2024.....	208
Quadro 4-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2024 ..	210

Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2024	211
Quadro 4-9 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da E- REDES para 2024	212
Quadro 4-10 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA para 2024	213
Quadro 4-11 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EEM para 2024	214
Quadro 4-12 - Preço de realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável– Proposta da E-REDES para 2024	215
Quadro 4-13 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2024	217
Quadro 4-14 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2024	218
Quadro 4-15 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2024	218
Quadro 4-16 - Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2024, em Portugal continental, na RAA e na RAM	220
Quadro 4-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2024 (MAT)	220
Quadro 4-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2024 (AT, MT e BT)	222
Quadro 4-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2024	224
Quadro 4-20 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2024	225
Quadro 4-21 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2024, em Portugal continental	226
Quadro 4-22 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2024, na RAA e RAM	227
Quadro 4-23 - Preços de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável para 2024	227
Quadro 4-24 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da E-REDES para 2024	230
Quadro 4-25 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da EEM para 2024	230
Quadro 4-26 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-REDES para 2024	231
Quadro 4-27 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EEM para 2024	232

Quadro 4-28 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes em Portugal continental para 2024.....	233
Quadro 4-29 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na RAA e na RAM para 2024.....	234
Quadro 4-30 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes em Portugal continental para 2024	234
Quadro 4-31 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes na RAA e na RAM para 2024.....	235
Quadro 4-32 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da E-REDES para 2024.....	238
Quadro 4-33 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da E-REDES para 2024	239
Quadro 4-34 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da EDA para 2024	239
Quadro 4-35 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da EEM para 2024.....	240
Quadro 4-36 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD em Portugal continental e Regiões Autónomas, para 2024	242
Quadro 4-37 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2024	243
Quadro 4-38 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA e na RAM para 2024	244
Quadro 4-39 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência– Proposta da E-REDES para 2024	245
Quadro 4-40 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da E-REDES para 2024	246
Quadro 4-41 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, em Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para 2024.....	247
Quadro 4-42 - Consumo médio anual e desvio padrão em Portugal continental para 2024.....	248
Quadro 4-43 - Preço aplicável na mudança de comercializador, 2024.....	250
Quadro 4-44 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, em 2024	251

Quadro 4-45 - Parcela fixa relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, em 2024	253
Quadro 5-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2024, em Portugal continental	257
Quadro 5-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2024, nas Regiões Autónomas	259
Quadro 5-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)	263
Quadro 5-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação	264
Quadro 5-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão	276
Quadro 5-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação	277
Quadro 5-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão	287
Quadro 5-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação	288
Quadro 5-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100)	296
Quadro 5-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação	297
Quadro 5-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (ano 2002 = 100)	306
Quadro 5-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação	307
Quadro 5-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100	311
Quadro 5-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação	312
Quadro 5-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade	322
Quadro 5-16 - Fatura anual no ano 2024 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes	324
Quadro 6-1 - Proveitos permitidos das atividades reguladas em 2024, antes da aplicação das transferências intertemporais de CIEG	329

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024» fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2024 e integra os seguintes anexos: (i) «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico», (ii) «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2024», (iii) «Caracterização da procura de energia elétrica em 2024» e (iv) «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico».

As tarifas e preços a vigorarem em 2024, constantes do presente documento, devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período de regulação 2022-2025. Em concreto, devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário¹ em vigor (RT) assim como os parâmetros, cuja definição se encontra justificada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

Devem, igualmente, ser tidos em conta os proveitos permitidos e ajustamentos, das várias empresas reguladas, estabelecidos nos documentos anexos ao documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024» já referidos.

Nos termos legal e regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 16 de outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, a «Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024». Submeteu, igualmente, à apreciação da Autoridade da Concorrência, dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RAA e RAM, respetivamente), do Agente Comercial, da entidade concessionária da rede nacional de transporte (RNT), do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, da entidade concessionária da rede nacional de distribuição (RND), do comercializador de último recurso, do agregador de último recurso e ainda da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, para eventuais comentários, nos termos do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE² e artigo 207.º, n.º 2, 3, 4 e 5 do RT do setor elétrico, em vigor.

O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro³.

¹ Aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

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

³ Nos termos do n.º 3 do artigo 48.º, dos Estatutos da ERSE e n.º 6 do artigo 207.º, do Regulamento Tarifário do setor elétrico, em vigor.

A 15 de dezembro, os documentos que justificam a decisão final da ERSE são tornados públicos, através da sua página de *internet*, juntamente com o Parecer do Conselho Tarifário e as observações da ERSE aos comentários recebidos.

As tarifas aprovadas para 2024 estão apresentadas no capítulo 3 deste documento, que incluem as tarifas por atividade regulada, as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis nas diferentes circunstâncias, as tarifas de venda a clientes finais, transitórias e de fornecimento supletivo, bem como as tarifas sociais aplicáveis aos fornecimentos de clientes vulneráveis.

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

Na definição das tarifas de eletricidade para 2024 é fundamental considerar as alterações regulamentares decorrentes do processo de Consulta Pública n.º 113, que procedeu à alteração da quase totalidade dos regulamentos do setor, conforme determinado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Considera em particular as alterações do RT, aprovadas através do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, destacando-se: a eliminação da tarifa de mudança de comercializador e a sua substituição por um preço regulado, o alargamento do âmbito das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica aos pontos de entrega da RESP em AT e MAT, o regime tarifário aplicável às instalações de armazenamento, a introdução do regime tarifário aplicável aos clientes eletrointensivos. São ainda publicados, pela primeira vez, os preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT.

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados. No que se refere aos preços dos serviços regulados, foram consideradas ainda as alterações decorrentes do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), do Regulamento Tarifário (RT) e do Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE).

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2024 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

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, 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, 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, de salientar a densificação do regime regulamentar, previsto no RRC, que fixa os prazos de permanência no CUR.

Através da Diretiva n.º 9/2023, de 3 de abril, a ERSE aprovou a primeira atualização da tarifa de Energia do setor elétrico em 2023, aplicável pelo CUR, com efeitos nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, incluindo nas respetivas tarifas sociais. Estas tarifas entraram em vigor no dia 1 de abril de 2023.

Através da Diretiva n.º 14/2023, de 26 de julho, a ERSE procedeu a uma fixação excecional dos preços da tarifa de Uso Global do Sistema, com efeito nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos clientes do mercado livre e do mercado regulado. Procedeu, ainda, à segunda alteração da tarifa de Energia, com efeitos nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, incluindo nas respetivas tarifas sociais. Estas tarifas entraram em vigor no dia 1 de julho de 2023.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental entre 2023 e 2024, que corresponde a um aumento de 2,9%, para os clientes em BTN. A tarifa transitória do ano 2023 corresponde ao valor médio do ano, que inclui a atualização trimestral ocorrida em

abril de 2023 e a fixação excecional em julho de 2023. Estes acréscimos estão em linha com a inflação prevista para 2024, o que representa uma variação nula em termos reais.

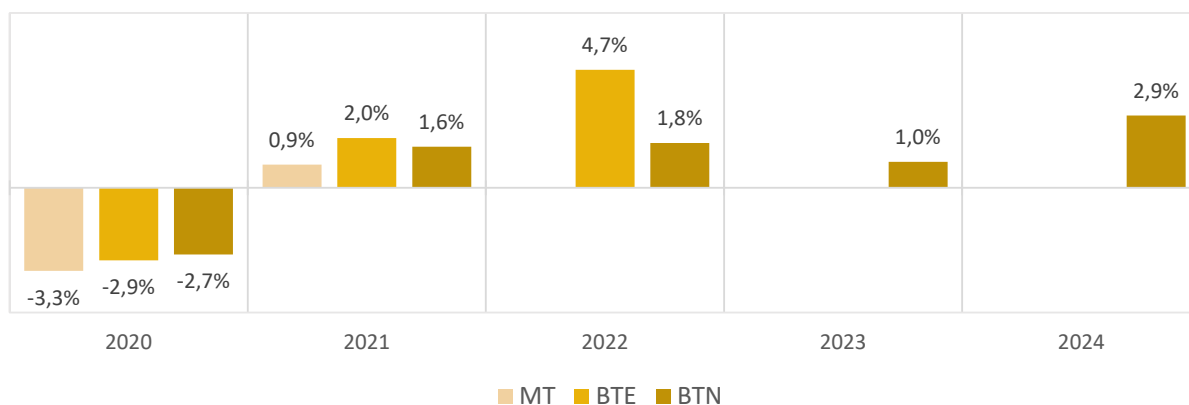
Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2024

	Varição anual 2024 / 2023	Varição mensal Jan 2024/Dez 2023
BTN	2,9%	3,7%

Apresenta-se também a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024, que corresponde a um aumento de 3,7%, para os clientes em BTN.

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. As variações apresentadas baseiam-se em valores médios anuais das tarifas transitórias, pelo que integram atualizações trimestrais da tarifa de Energia e as fixações excecionais de tarifas em 2022 e 2023.

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%, conforme estabelecido no Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, 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 baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo ⁴, 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 pelos comercializadores de último recurso. No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre 2023 e 2024, considerando como tarifa de Venda a Clientes Finais do ano 2023 o valor médio do ano, que inclui a atualização trimestral ocorrida em abril de 2023 e a fixação excepcional em julho de 2023.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2024

	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jan 2024/Dez 2023
MT	-23,5%	-14,0%
BTE	-16,9%	-5,6%
BTN	0,2%	1,9%

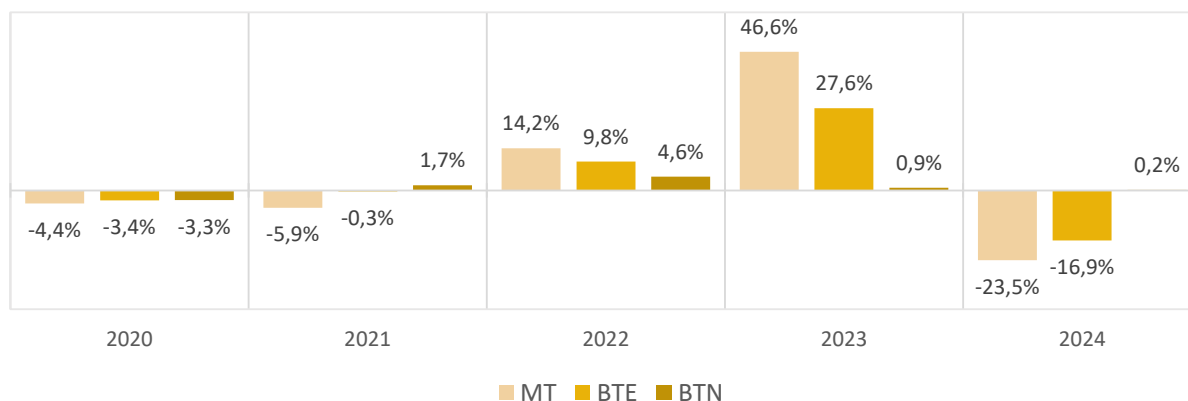
A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 corresponde a decréscimos de -14,0% e -5,6% em MT e BTE, respetivamente, e a um acréscimo de 1,9% em BTN.

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. As

⁴ Nos termos do n.º 4 do artigo 196.º, do Decreto-lei n.º 15/2022, na redação vigente, considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6272,64 €, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de dez.

variações apresentadas integram atualizações trimestrais da tarifa de Energia e as fixações excecionais de tarifas em julho de 2022 e 2023.

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



O Quadro 0-3 apresenta a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre 2023 e 2024, considerando como tarifa de Venda a Clientes Finais do ano 2023 o valor médio do ano, que inclui a atualização trimestral ocorrida em abril de 2023 e a fixação excecional em julho de 2023.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2024

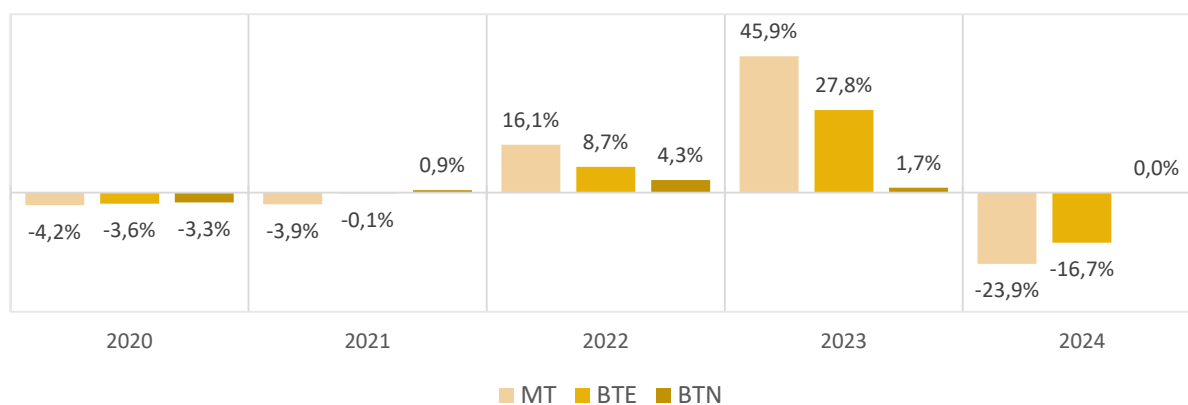
	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jan 2024/Dez 2023
MT	-23,9%	-14,5%
BTE	-16,7%	-5,4%
BTN	0,0%	1,9%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre dezembro de 2023 e janeiro de 2024 corresponde a decréscimos de -14,5% e -5,4% para MT e BTE, respetivamente, e um acréscimo de 1,9% para BTN.

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. As

variações apresentadas integram atualizações trimestrais da tarifa de Energia e as fixações excecionais de tarifas em julho de 2022 e 2023.

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%, nos termos do Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, 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.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2024 com as tarifas que seria necessário aprovar para as Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas

assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	87,0%	-9,8%
Região Autónoma da Madeira	93,3%	-9,1%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nos preços dos comercializadores de mercado negociados livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes, apresentada no Quadro 0-5, considera os valores médios do ano das tarifas de Acesso às Redes em 2023, que incluem a fixação excepcional de tarifas ocorrida em julho.

Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2024

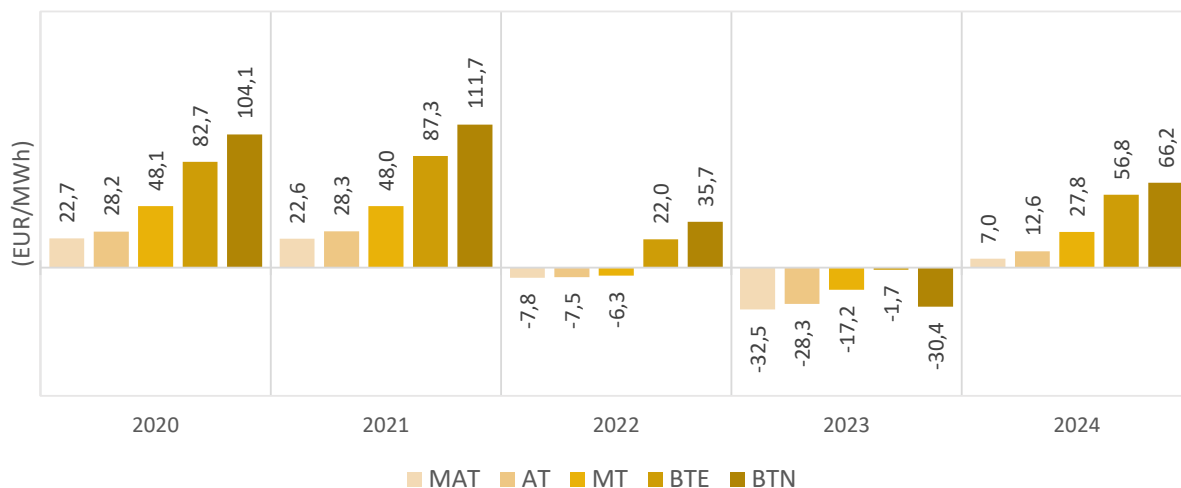
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	121,7%	144,8%	263,7%	3339,5%	316,4%

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição e a gestão global do sistema, que integra os custos de interesse económico geral e de política energética (CIEG). Os aumentos significativos em todos os níveis de tensão decorrem essencialmente do facto de as tarifas de Acesso às Redes em 2023 terem sido negativas, por via de CIEG negativos.

A Figura 0-4 ilustra 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, integrando as fixações

excepcionais de tarifas em julho de 2022 e 2023. Conforme se ilustra na figura, o nível de preços em 2024 será inferior ao do ano de 2021, último ano em que todas as tarifas de Acesso às Redes eram positivas.

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



TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

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

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2023

	Variação 2024/2023
Tarifa de Energia	-43,9%
Tarifa de Uso Global do Sistema	120,2%
Tarifas de Uso de Redes	2,6%
Uso da Rede de Transporte	4,5%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-1,8%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-2,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	4,6%
Tarifas de Comercialização	3,6%

Da leitura do quadro supra, destaca-se o decréscimo da tarifa de Energia (-43,9%), resultado da diminuição dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia, que se tem registado. Em relação à tarifa de Uso Global do Sistema, importa clarificar que a variação observada (120,2%) resulta do facto de se ter partido de valores negativos em 2023 para valores positivos em 2024.

PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no RRC, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso, os preços do serviço de leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora, dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e dos serviços de ativação das instalações eventuais, que inclui a ligação e desligação da instalação à rede. É ainda aprovado, pela primeira vez, o preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável.

A análise das propostas recebidas⁵ para o exercício de 2024 seguiu, à semelhança dos anos anteriores, a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011» que refere a necessidade de os preços fixados para a prestação dos serviços regulados aderirem aos custos reais. No entanto, é necessário assegurar que

⁵ Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

as atualizações de preços não sejam bruscas e, nesse sentido, a ERSE procura, com a atual decisão de aumentos limitados a 5,0%, promover o gradualismo no referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para os quais se define um preço regulado.

Deste modo, e tendo por base as propostas submetidas à ERSE por parte dos operadores das redes e comercializadores de último recurso, a decisão da ERSE estabelece os preços dos serviços regulados em 2024 previstos no RRC:

- Em Portugal continental, os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e os preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais em BTE, sofrem aumentos 5,0%. O preço de ativação do fornecimento a instalações eventuais em BTN, regista uma redução de 7,4%. No que respeita ao preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, aprovado pela primeira vez para 2024, determina-se que o mesmo é nulo.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e de ativação do fornecimento a instalações eventuais sofrem um aumento de 2,8%, resultante da aplicação do valor do deflator implícito no consumo privado.
- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas, tal como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT, não sofrem alterações face ao ano de 2023.

Nos termos estabelecidos no RSRI, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes e os preços da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes.

Os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, tendo como ponto de partida as propostas recebidas⁶ para o exercício de 2024.

Deste modo, a ERSE determina, para os preços dos serviços regulados previstos no RSRI, as seguintes evoluções para 2024:

- Em Portugal continental, os preços dependem maioritariamente do custo de deslocação à instalação do cliente, sendo que a proposta do operador da rede, e aceite pela ERSE, se traduz em aumentos de 4,7% face aos preços vigentes em 2023, para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes e de 2,3% para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os preços sofrem um aumento de 2,8%, resultante da aplicação do valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2024.

Nos termos estabelecidos no RAC, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição, os preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, e os preços de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.

Deste modo, a ERSE determina, para os preços dos serviços regulados previstos no RAC, a vigorar em 2024, o seguinte:

- Em Portugal Continental, é aprovado pela primeira vez o preço de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, sendo aceite a proposta da E-REDES, excluindo os custos das verificações iniciais e periódicas. Quanto ao preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, é aplicado um limite de 5,0%, pelas razões já invocadas.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, e por ausência de propostas dos respetivos operadores de redes quanto ao preço de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos

⁶ Foram submetidas à ERSE propostas por parte da E-REDES e da EEM. A Região Autónoma dos Açores não dispõe de contadores inteligentes integrados numa rede inteligente. O cronograma de instalação de contadores inteligentes em Portugal continental foi aprovado pelo Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro. Cabe às entidades das regiões autónomas a competência para adaptar o regime jurídico do setor elétrico para cada região, em função das suas especificidades.

equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, adota-se o mesmo preço que se aplica em Portugal continental. O preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, sofre um aumento de 2,8%, resultante do valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2024.

Nos termos estabelecidos no RAIE, a ERSE aprova anualmente, e pela primeira vez em 2024, sob proposta dos operadores das redes de distribuição⁷, os preços relativos à deteção e tratamento de anomalias, a majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência e o desvio padrão aplicável nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Deste modo, relativamente aos serviços regulados previstos no RAIE, a ERSE determina o seguinte, a vigorar em 2024:

- Em Portugal Continental, os operadores de rede podem cobrar pelo serviço de deteção e tratamento de anomalias e aplicar uma majoração em caso de reincidência.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, e por ausência de propostas dos respetivos operadores de redes, aplicam-se os mesmos parâmetros que em Portugal Continental.

Por último, nos termos estabelecidos no RT, a ERSE aprova anualmente, sem que seja precedido de submissão de propostas das empresas, o preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador, os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio e o preço da componente fixa da tarifa de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores.

Deste modo, relativamente aos serviços regulados previstos no RT, a ERSE determina o seguinte, a vigorar em 2024:

- Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador (fixado pela primeira vez).
- Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio estabelecido por forma a permitir aos operadores da RNT e RND recuperar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação dos referidos projetos (fixado pela primeira vez).

⁷ Foi submetida à ERSE proposta por parte da E-REDES.

- Preço da componente fixa da tarifa de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores, apresentando uma variação de 2,8% face ao ano anterior, resultante do valor previsto para o deflator implícito no consumo privado para 2024.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO TARIFÁRIA

0.2.1 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Para a definição do nível de consumo em Portugal continental em 2023 e 2024, foram considerados os valores totais de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes, em junho de 2023. A opção de a ERSE considerar os valores propostos pela E-Redes reflete as incertezas associadas ao contexto energético e macroeconómico⁸ e a um possível abrandamento da economia portuguesa. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa num exercício de previsão desta natureza, que não deixa, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa. Para a obtenção dos consumos referidos à emissão em ambos os anos, optou-se por aceitar as previsões de perdas na rede de transporte, indicadas pela REN, e na rede de distribuição, indicadas pela E-REDES. No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas (EDA e EEM), para 2023 e 2024.

No Quadro 0-7 apresenta-se o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, para 2022, 2023 e 2024, assim como as respetivas variações anuais.

⁸ O enquadramento macroeconómico é feito no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Quadro 0-7 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

Unidade: GWh

	Real 2022	Estimativa 2023	Tarifas 2024
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	50 455	50 836	51 703
(Variação média anual)	2,0%	0,8%	1,7%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	5 021	4 743	4 906
Perdas/Fornecimentos	11,1%	10,3%	10,5%
Fornecimentos a Clientes	45 419	46 079	46 781
(Variação média anual)	1,6%	1,5%	1,5%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	903	913	922
(Variação média anual)	5,5%	1,1%	1,0%
Perdas na Rede	72	73	73
Perdas/Fornecimentos	8,7%	8,7%	8,7%
Fornecimentos a Clientes	830	839	848
(Variação média anual)	5,6%	1,1%	1,0%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	823	832	840
(Variação média anual)	1,8%	1,1%	0,9%
Perdas na Rede	55	56	57
Perdas/Fornecimentos	7,2%	7,2%	7,3%
Fornecimentos a Clientes	766	773	776
(Variação média anual)	0,9%	0,9%	0,4%

Fonte: ERSE

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se a uma manutenção do ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado em 2023 e 2024. A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se detalhada no documento «Caraterização da procura de energia elétrica em 2024», anexo deste documento.

0.2.2 PROVEITOS PERMITIDOS E PROVEITOS A RECUPERAR NO SETOR ELÉTRICO

O Quadro 0-8 sintetiza os proveitos permitidos a recuperar em 2024, por atividade, em Portugal continental.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico» analisam-se as metodologias de cálculo destes proveitos e os principais fatores que determinaram a sua definição para 2024⁹.

⁹ As parcelas a cinzento no quadro representam alterações decorrentes da revisão regulamentar ocorrida em 2023, decorrente da CP n.º 113, que alterou a generalidade dos regulamentos da ERSE, incluindo o RT.

Quadro 0-8 - Proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas em Portugal continental em 2024

	Unidade: Milhares de euros			Diferença T2024-T2023 (Dez2022)	Diferença T2024-T2023 (Jun2023)
	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	T2024		
Uso Global do Sistema do ORT					
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 411	41 411	41 358	-53	-53
Custos de gestão do sistema	41 411	41 411	41 358	-53	-53
dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT			674	674	674
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	-593 048	-84 874	623 340	1 216 388	708 214
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	-551 637	-43 463	664 698	1 216 335	708 161
Uso Global do Sistema do ORD					
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)			562		
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC			520		
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I			-42		
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	-3 109 200	-1 167 192	-155 122	2 954 078	1 012 070
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	-3 561 279	-1 598 702	916 293	4 477 572	2 514 996
CMEC	87 053	87 053	85 888	-1 166	-1 166
Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-204 508	-427 749	-407 181
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	139 353	5 041	5 041
Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	-559	-559	-300	259	259
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	0	0	1 095 562	1 095 562	1 095 562
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-8 031	-8 031	-3 714	4 318	4 318
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	-3 109 200	-1 167 192	-154 561	2 954 078	1 012 070
Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	-3 660 837	-1 210 655	510 137	4 170 974	-1 166
Operador Logístico de Mudança de Comercializador					
OLMC	1 145	1 145			
Ajustamento T-2 OLMC	132	132			
Ajustamentos	43	43			
Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC	1 102	1 102			
Uso da rede de Transporte					
Uso da rede de transporte ORT	312 092	312 092	357 159	45 066	45 066
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	-8 738	-8 738	5 951	14 689	14 689
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	320 831	320 831	351 208	30 377	30 377
Uso da Rede de Distribuição					
Total dos proveitos em AT/MT	399 519	399 519	409 615	10 096	10 096
Total dos proveitos em BT	648 144	648 144	693 472	45 328	45 328
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 047 663	1 047 663	1 103 087	55 425	55 425
Comercialização do CUR					
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	380	380	49	-331	-331
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	124	124	226	102	102
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	21 249	21 249	25 092	3 842	3 842
Proveitos da Comercialização	21 753	21 753	25 367	3 613	3 613
Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)					
Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	658 146	439 843	335 105	-323 040	-104 738
Custos com serviços do sistema e acerto de contas	24 412	12 714	13 740	-10 672	1 027
Custos de funcionamento	2 402	2 402	3 073	671	671
Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	684 960	454 959	351 919	-333 042	-103 041
Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	-1 584 528	635 653	2 341 718	3 926 246	1 706 065
Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-122 532	-118 985	-129 850		
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	-1 707 061	516 668	2 211 868	3 918 929	1 695 200

O Quadro 0-9 sintetiza os proveitos permitidos em 2024, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-9 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2024

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2024 (3) = (1) - (2)
EDA	280 320	145 009	135 312
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	118 167	108 109
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 557	23 276	23 281
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 487	3 565	3 922
EEM	321 083	170 152	150 931
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	142 983	119 269
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	25 619	27 212
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	1 550	4 450
Total nas Regiões Autónomas	601 403	315 161	286 242

Os pontos seguintes apresentam, de uma forma resumida, os principais fatores que determinam os proveitos a recuperar pelas tarifas em 2024.

PRESSUPOSTOS ECONÓMICOS E FINANCEIROS

A taxa de inflação foi de 8,1% em 2022, efeito da acumulação de restrições a nível global nas cadeias de valor, bem como do efeito de contágio da subida dos preços dos bens energéticos e produtos alimentares à generalidade das componentes do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC). O aumento do nível de preços foi transversal na zona euro e espoletou a inversão da política acomodatória do Banco Central Europeu (BCE), em particular o aumento das taxas de juro diretoras e o fim dos programas de compra de ativos líquidos.

Em 2023, estima-se uma redução do ritmo de crescimento do nível de preços, sustentada na diminuição dos preços dos bens energéticos e alimentares e no agravamento das condições financeiras. Para 2024, antecipa-se que a trajetória descendente se mantenha suscetível, no entanto, à variação dos preços das *commodities*, às pressões internas sobre salários e margens de lucro, e à evolução da política monetária do BCE.

Em suma, o atual contexto da economia portuguesa é caracterizado por um abrandamento do ritmo de crescimento do PIB, devido sobretudo ao aumento significativo das taxas de juro na zona euro, originado

em resposta ao aumento do nível de preços a um ritmo superior à meta definida para a zona euro pelo BCE.

Os principais indicadores macroeconómicos e respetiva evolução, cujas previsões se apresentam no Quadro 0-10, são analisados no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2024».

Quadro 0-10 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2022 e previsões para 2023 e 2024

	2022	2023P	2023P				2024P	2024P					
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CFP	CE	OCDE
PIB	6,7	2,2	2,1	2,3	2,2	2,2	2,2	1,4	1,5	1,5	1,6	1,3	1,2
Consumo privado	5,6	1,1	1,0	1,0	1,5	0,9	1,0	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0
Consumo público	1,4	1,7	1,2	3,0	1,2	1,9	1,1	1,7	1,2	2,2	1,1	2,3	1,8
Investimento	3,0	1,6	1,5	4,3	0,6	0,9	0,6	3,6	5,0	2,9	3,7	3,6	2,9
Exportações	17,4	5,6	4,1	8,0	5,4	5,3	5,3	2,3	2,1	2,8	2,5	1,7	2,3
Importações	11,1	2,8	1,3	5,2	2,8	2,5	2,2	3,2	3,4	3,9	2,9	2,8	3,2
Inflação (IHPC)	8,1	5,4	5,4	5,3	5,2	5,5	5,5	3,3	3,6	3,4	2,8	3,2	3,3
Deflador do PIB	5,0	6,2		3,8	7,1	6,8	7,0	2,9		2,7	2,7	2,9	3,2
Desemprego (% população ativa)	6,0	6,5	6,5	6,6	6,4	6,5	6,5	6,5	6,7	6,5	6,3	6,5	6,3

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

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2023; FMI - 2023 Article IV Consultation - Staff Report , junho 2023 e World Economic Outlook, outubro de 2023; OCDE - Economic Outlook No 114 ,novembro 2023; CE - Autumn 2023 Economic Forecast , novembro 2023; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2023-2027, setembro 2023

Face ao atual enquadramento macroeconómico acima descrito, as previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflador do PIB (IPIB) português, são apresentadas no Quadro 0-11.

Quadro 0-11 – Evolução do deflator do PIB

	Unidade: %			
	CE	OCDE	FMI	CFP
2023	6,8	7,0	3,8	7,1
2024	2,9	3,2	2,7	2,7

Fonte: Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, novembro 2023; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2023; OCDE – Economic Outlook N.º 114, novembro de 2023; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2023-2027 (atualização), setembro 2023.

O IPIB estimado para 2024, definido de acordo com o RT em vigor, corresponde à previsão da Comissão Europeia para o ano de 2023, cujo valor é de 6,8%.

As taxas de remuneração a aplicar nas respetivas atividades reguladas em 2022, 2023 e 2024, cujos valores dependem do mecanismo de indexação às *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos e, conseqüentemente, do contexto macroeconómico, em particular da taxa de inflação, são apresentadas no Quadro 0-12 .

Quadro 0-12 - Taxas de remuneração para 2022, 2023 e 2024

Unidade: %

	2022		2023		2024
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos de DEE ¹ , CVEE FC, Comercialização, CVEE PRG e CVEE PREAC	4,70	5,05	5,05	5,57	5,57
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ , GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	4,40	4,75	4,75	5,27	5,27
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ a custos de referência	5,15	5,50	5,50	6,02	6,02
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMCA	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50

Nota: ¹ As taxas de remuneração das atividades de DEE e TEE correspondem a indutores TOTEX associados às condições de financiamento da atividade.

Fonte: ERSE

As taxas de juros e *spreads* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2024, são apresentadas no Quadro 0-13:

Quadro 0-13 – Pressupostos Financeiros

	Unidade: %
	2024
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2022, para cálculo dos ajustamentos de 2022	1,100
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2023, para cálculo dos ajustamentos de 2022 e de 2023	3,878
<i>Spread</i> no ano 2022 para cálculo dos ajustamentos de 2022	0,500
<i>Spread</i> no ano 2023 para cálculo dos ajustamentos de 2022 e de 2023	0,500
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2023, para cálculo das rendas dos défices tarifários	3,577
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,950
Taxa de remuneração aplicável ao diferimento de CIEG, referente a tarifas de 2024	4,432

Fonte: ERSE

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2024» são analisados, com maior detalhe, os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias e apresentados os motivos que sustentam a definição dos *spreads* adicionados às taxas de juro aplicadas nos ajustamentos dos proveitos permitidos.

PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA SUBJACENTE AO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

No presente exercício tarifário, a ERSE reviu em baixo as previsões para o preço de energia elétrica no mercado grossista para 2023, face aos exercícios tarifários anteriores. As previsões consideram os valores reais disponíveis até 30 de novembro e as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2023 e no primeiro e no segundo trimestre de 2024, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, são apresentadas no Quadro 0-14. Estas previsões são explicadas em detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico».

Quadro 0-14 - Previsões para o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado

	2022	2023P em T2023 (Dez. 2022)	2023P em T2023 (Jun. 2023)	2023E em T2024	2024P em T2024
Preço médio anual de energia elétrica em mercado (EUR/MWh)	167,58	213,28	111,07	88,54	88,30

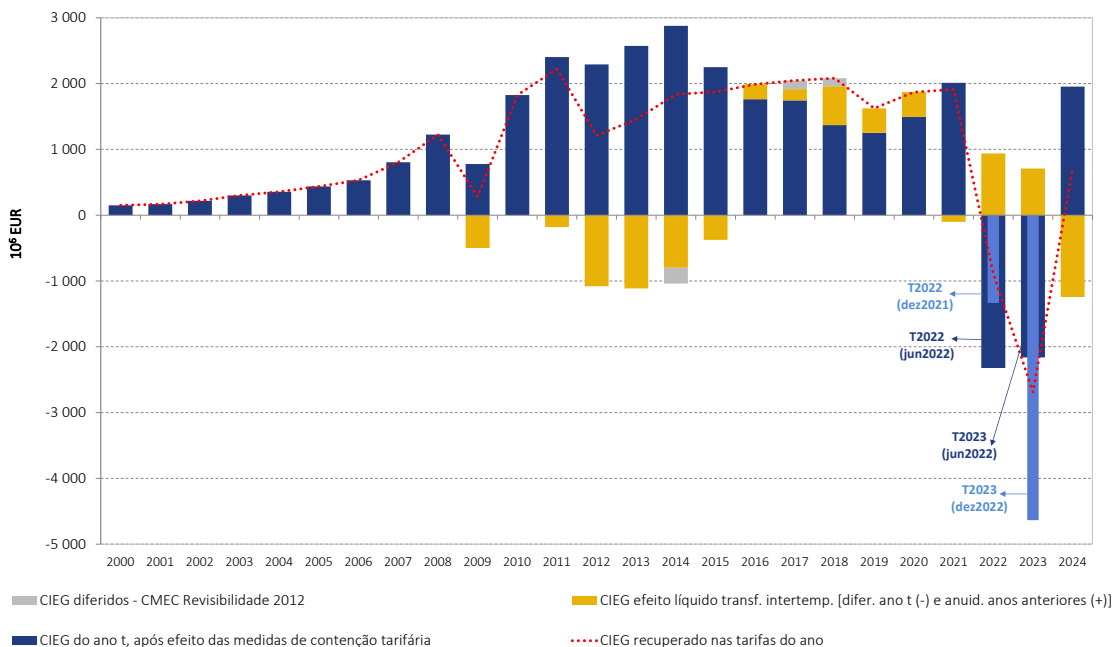
Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E INTERESSE ECONÓMICO GERAL

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

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 2000. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 (sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária (DL 165/2008))



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.

Fonte: ERSE

O Quadro 0-15 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG, incluindo os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados. A redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas face aos exercícios tarifários de 2022 e 2023 fez aumentar o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG) e o diferencial de custo dos Contratos de Aquisição de Energia, a repercutir em 2024. Acresce a este efeito, a existência de ajustamentos significativos destes CIEG referentes a anos anteriores, nomeadamente a 2023, que originam um aumento exacerbado do total dos CIEG, o que levou à necessidade de ativar o seu diferimento intertemporal por motivos de estabilidade tarifária, nos termos legalmente previstos.

Quadro 0-15 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2024

	Unidade: 10 ³ EUR			Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024	T2024/ T2023 (Dez2022)	T2024/ T2023 (Jun2023)
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos	-4 635 295	-2 160 997	3 040 915	7 676 210	5 201 912
Diferencial de custo da PRG	-4 270 402	-2 307 826	2 160 357	6 430 759	4 468 182
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	87 053	87 053	85 888	-1 166	-1 166
Diferencial de custo dos CAE	-877 969	-378 419	290 913	1 168 883	669 332
Rendas de concessão da distribuição em BT	276 051	276 051	301 640	25 590	25 590
Sobrecusto da RAA e da RAM	246 909	255 533	315 161	68 251	59 627
Terrenos das centrais	12 220	12 220	11 333	-887	-887
Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0	0	0
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	5 139	0	0
ERSE	7 354	7 354		-7 354	-7 354
Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	334	-102	-102
Autoridade da Concorrência	447	447		-447	-447
Tarifa Social	-122 532	-118 985	-129 850	-7 317	-10 865
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	356 994	336 425	-65 455	-422 449	-401 880
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	139 353	5 041	5 041
Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-204 508	-427 749	-407 181
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-559	-559	-300	259	259
Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alisamentos)	709 123	709 123	-1 244 063	-1 953 187	-1 953 187
Alisamento do diferencial de custo da PRG	709 123	709 123	-1 244 063	-1 953 187	-1 953 187
Alisamento de outros CIEGs ao nível da UGS II do ORT (exclui diferencial de custo CAE)			0	0	0
Total CIEG e Sustentabilidade repercutidos nas tarifas de 2024	-3 569 178	-1 115 448	1 731 397	5 300 574	2 846 845

Notas: 1) Nas Tarifas de 2023, o diferencial de custo da PRG, corresponde ao diferencial de custo da PRE, ao qual foram deduzidas as medidas de contenção tarifária, no âmbito da legislação em vigor nesses exercícios tarifários. Nas Tarifas de 2024, o diferencial de custo da PRG não inclui as medidas de contenção tarifária, que passaram a ser deduzidas ao nível dos proveitos a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS, nos termos do RT em vigor. Em 2024, estas medidas são de 1 095 562 milhares de euros.

2) Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, os custos com a ERSE (7 809 milhares de euros) e com a AdC (465 milhares de euros) deixaram de ser considerados CIEG. Neste novo contexto legal e regulamentar, foi também criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo explicitados nos quadros os valores associados a essas transferências (diferimento do ano ou pagamento de anuidades de anos anteriores) nos CIEG onde se verificaram.

Na Figura 0-6 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção com remuneração garantida e aos CAE não cessados, por unidade prevista produzir em 2024¹⁰ pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. Esta figura distingue os diferenciais de custo previstos para 2024 dos diferenciais associados à recuperação dos ajustamentos de anos anteriores, que são de maior amplitude.¹¹

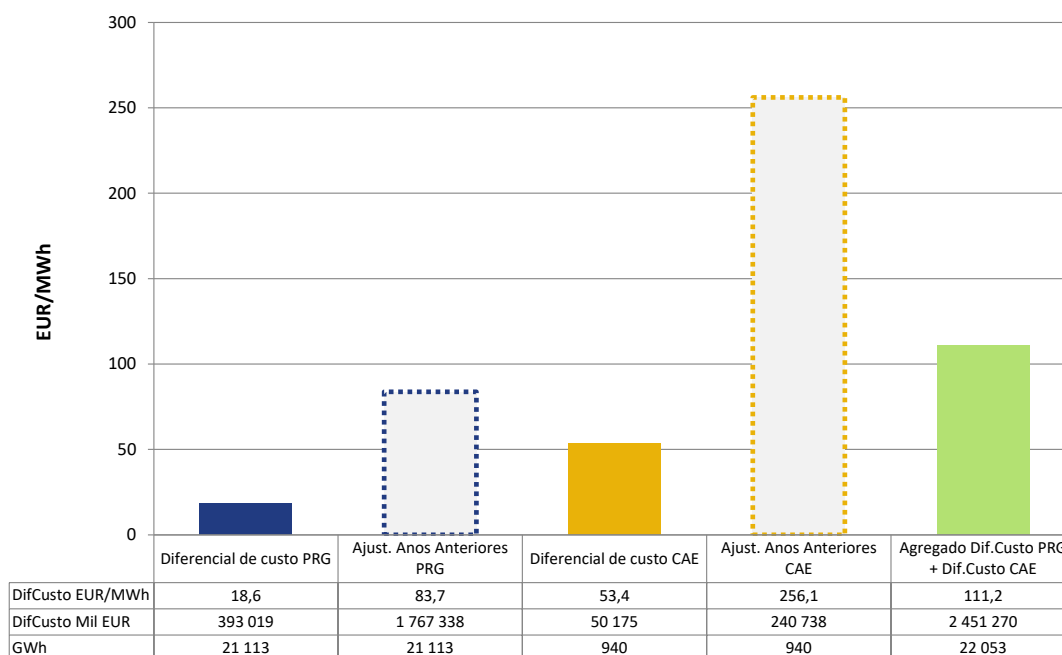
Devido à redução dos preços de energia elétrica no mercado grossista, estes CIEG voltam a ser positivos em 2024, ao invés dos dois anos anteriores. Esta evolução dos preços de mercado afetou os ajustamentos

¹⁰ Produções previsionais de 2024 usadas no cálculo tarifário da produção com remuneração garantida e da central com CAE da Turbogás.

¹¹ Refira-se o caso do CAE da Turbogás, que recuperará em cerca de 3 meses de operação (o CAE da Turbogás cessa no final do primeiro trimestre de 2024) os ajustamentos associados a anos completos de operação.

de 2022 e, principalmente, de 2023 destes CIEG, ambos refletidos nesta análise. Em termos absolutos, também se projeta um aumento dos diferenciais de custo previstos para o próprio ano 2024.

Figura 0-6 – Diferencial de custos de CIEG previstos para 2024 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: Não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2024 (exceto as receitas com garantia de origem), nem o efeito do alisamento quinquenal

MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

As medidas de contenção tarifária correspondem a montantes transferidos para o SEN com vista a conter, direta ou indiretamente, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estas medidas são, de um modo geral¹², deduzidas aos proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de UGS do ORD.

Estas medidas e a forma como são repercutidas no sistema tarifário são descritas nos documentos «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico» e «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2024».

¹² No entanto, as receitas das vendas de Garantias de Origem, por estarem diretamente relacionadas com a produção renovável transacionada pela nova atividade de CVEE PRG do AUR, são consideradas ao nível dos proveitos desta atividade.

No Quadro 0-16 apresentam-se as medidas de contenção tarifária incluídas nas tarifas para 2024, bem como os valores estimados para 2023 e os correspondentes valores previstos nas tarifas para 2023 fixadas em dezembro de 2022 e fixadas excecionalmente em junho de 2023. De modo a permitir o acompanhamento das medidas de contenção tarifária, nomeadamente dos valores previstos face aos efetivamente concretizados, este quadro apresenta igualmente, para o ano de 2022, o valor previsto nas tarifas de 2022, quer as publicadas em dezembro de 2021, quer as publicadas em junho de 2022, e o valor real ocorrido nesse ano para cada medida.

Quadro 0-16 - Medidas de contenção tarifária

Unidade: Milhares de euros

	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	2022 estim (Tarifas 2023)	2022 real	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	2023 estim (Tarifas 2024)	Tarifas 2024
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	29 460	29 460	29 460	29 460	19 895	19 895	19 895	-2 222
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão CO ₂ (inclui transferências adicionais)	306 477	456 477	373 440	394 462	363 690	363 690	433 056	463 190
Compensação dos produtores eólicos como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos previstos no DL 35/2013	0	0	-9 397	0	0	0	0	0
Transferência para o SEN proveniente da CESE	110 000	110 000	125 000	110 000	124 750	124 750	125 000	63 495
Afetação extraordinária de verbas ao SEN	131 456	131 456	131 456	131 456	500 000	500 000	500 000	566 000
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	0	2 501	2 501	0	0	3 447	0
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO ₂ aos centros eletroprodutores	3 700	3 700	3 206	2 650	5 053	5 053	0	5 099
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE/PRG com remuneração garantida que reverte para o SEN	8 900	8 900	41 742	61 409	44 546	44 546	128 251	125 358
TOTAL medidas de contenção tarifária	589 993	739 993	697 408	731 939	1 057 934	1 057 934	1 209 649	1 220 920

Nota: 1) Nas Tarifas de 2024, as medidas de contenção tarifária apresentadas neste quadro estão deduzidas ao nível dos proveitos a recuperar pela parcela II da UGS aplicada pelo ORD, exceto as receitas com garantias de origem que são deduzidas ao nível do diferencial de custo da PRG.

2) As receitas do mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013 apresentadas neste quadro correspondem à soma da receita do próprio ano com o ajustamento das receitas de t-2, acrescida de dois anos de juros, devido à metodologia adotada pela ERSE para repercutir os ajustamentos desta medida, a partir das tarifas de 2022. No ano 2022, a receita efetivamente obtida foi nula, igual ao valor previsto nas tarifas de 2022. O mesmo acontece em relação ao valor estimado para 2023, que tem um valor nulo e igual ao previsto nas tarifas de 2023. Em 2024 o valor relativo ao ano é nulo, considerando-se apenas montante relativos a acertos do passado, devidos à SU Eletricidade.

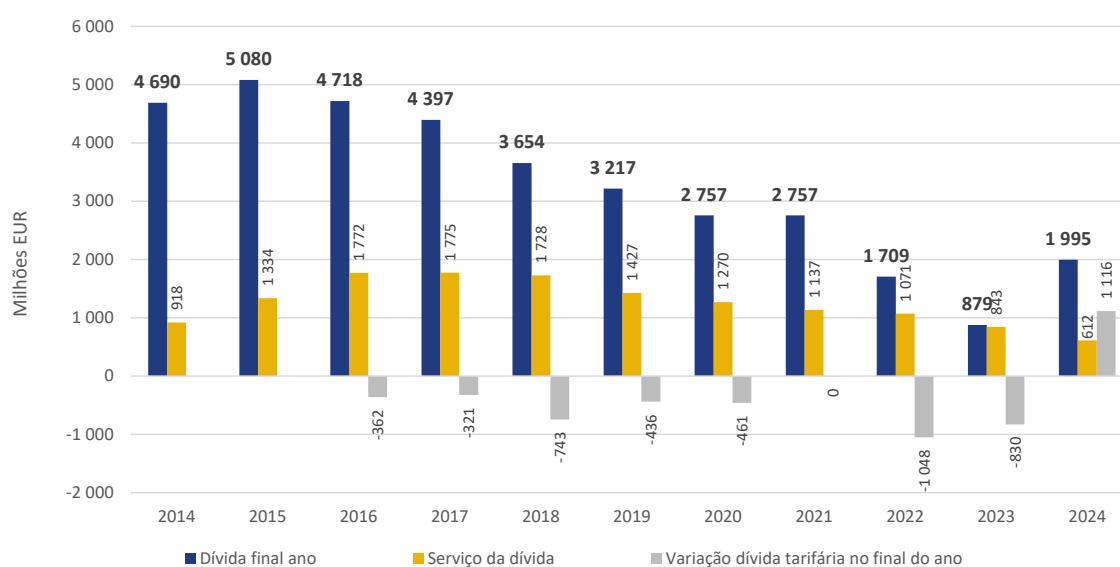
DÍVIDA TARIFÁRIA

O serviço da dívida tarifária decorre, principalmente, de montantes de CIEG cuja recuperação nas tarifas foi adiada. Até 31 de dezembro de 2024 serão totalmente liquidados os montantes associados ao diferencial de custo da PRG de 2020 e ao défice de 2009. No entanto, manter-se-ão em dívida os valores

remanescentes do diferencial de custo da PRG de 2021. Adicionalmente, assistir-se-á a um aumento da dívida em 2024 resultante do diferimento em 5 anos do sobrecusto da aquisição da produção com remuneração garantida, no montante de 1 717 milhões de euros. Esta opção é suportada na análise de sustentabilidade económica do SEN detalhada no capítulo 6.

O detalhe das várias rúbricas que contribuem para o défice tarifário do setor elétrico encontra-se no ponto 2.6. Na Figura 0-7 apresenta-se a evolução da dívida tarifária nos últimos 10 anos.

Figura 0-7 – Evolução da dívida tarifária



1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário em vigor (RT) submeteu-se, a 16 de outubro de 2023, à apreciação do Conselho Tarifário (CT), para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024”. O presente documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dele fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2024.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2024 têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2022, estimados para 2023 e previstos para 2024, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading;
- REN - Rede Elétrica Nacional;
- ADENE;
- E-REDES;
- SU Eletricidade;
- Electricidade dos Açores;
- Empresa de Eletricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2024.

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

No capítulo 2 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2024, designadamente são apresentados os proveitos permitidos a

recuperar para cada atividade das empresas reguladas, os parâmetros que vigoram em 2024, as transferências entre atividades reguladas e entre estas e outros intervenientes no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a evolução da dívida tarifária.

No capítulo 3 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2024.

No capítulo 4 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2024.

No capítulo 5 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

Por último, no capítulo 6, apresenta-se uma análise da evolução prospetivada para os proveitos permitidos e para a dívida tarifária.

2 PROVEITOS E OUTROS FLUXOS FINANCEIROS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da ADENE, da E-REDES, da SU Eletricidade, da EDA e da EEM. O presente capítulo apresenta igualmente a evolução da dívida tarifária.

O cálculo dos proveitos permitidos foi determinado tendo em conta os documentos complementares «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2024», «Caracterização da procura de energia elétrica em 2024» e «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico». As metodologias de regulação aplicáveis em 2024 são descritas em detalhe no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», onde estão fundamentadas as decisões tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros a aplicar no período de regulação de 2022 a 2025.

2.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

No que se refere à definição dos proveitos permitidos, a regulação económica deve criar um contexto de atuação para as atividades reguladas que simule um ambiente competitivo em mercado, de forma a ultrapassar os inconvenientes e ineficiências dos monopólios naturais (em termos de custos, qualidade de serviço e inovação), mas tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades, quando geridas de forma eficiente, e a proteção dos consumidores.

De forma simplificada, as metodologias de regulação dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas podem subdividir-se em duas grandes categorias: por custos aceites (*cost plus*) ou por incentivos (*incentive based*). Por sua vez, a regulação por incentivos, principalmente quando focada nos custos, pode ser subdividida em *price cap*, em que os proveitos permitidos variam com o nível de atividade, ou *revenue cap*, em que os proveitos permitidos não variam ou pouco variam com a atividade.

O quadro seguinte apresenta, sucintamente, estas duas categorias.

Quadro 2-1 – Metodologias de regulação

Regulação	Descrição	Efeitos / Impactos
Custos Aceites (metodologias de regulação do tipo <i>cost plus</i> ou <i>rate of return</i>)	<ul style="list-style-type: none"> Focam-se na aceitação específica e criteriosa dos custos do serviço, incluindo uma taxa de remuneração dos ativos que permite compensar o capital investido pelos acionistas da empresa (por este motivo também é designada por <i>rate of return</i>); Asseguram que os consumidores pagam um preço equivalente aos custos da atividade. 	<ul style="list-style-type: none"> Ao garantir a recuperação integral dos custos e a remuneração dos investimentos realizados, não garante uma dinâmica de custos mais eficiente, por existir um conjunto de fatores que pode determinar perdas de eficiência nos custos totais repercutidos nas tarifas (a assimetria de informação entre a empresa regulada e o regulador; a falta de incentivos para que a administração das empresas reguladas de minimizem, etc.).
Incentivos (metodologias de regulação do tipo <i>price cap</i> ou <i>revenue cap</i>)	<ul style="list-style-type: none"> Baseiam-se na definição de objetivos previamente estabelecidos, quer ao nível dos custos, quer ao nível dos resultados e serviços prestados, dando alguma liberdade à empresa na forma como atinge esses objetivos, não havendo, por isso, uma relação exata entre o nível de proveitos e o nível de custos. 	<ul style="list-style-type: none"> Objetivo central é premiar / penalizar as empresas que sejam capazes de aumentar / diminuir a eficiência dos custos (na regulação focada nos custos), ou apresentar os resultados desejados (na regulação focada nos <i>outputs</i>); Empresas retêm/suportam uma parte dos ganhos/perdas decorrentes de terem/ou não conseguido atingir os objetivos definidos pelo regulador.

Estas diferentes metodologias de regulação têm, portanto, diferentes vantagens e desvantagens, sendo a sua aplicação muito dependente dos objetivos a atingir e da maturidade do setor e da atividade regulada. Por exemplo, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost plus*, ou *rate of return*, não incentivará a empresa a otimizar as decisões de investimento do ponto de vista do sistema como um todo, mas será adequada para uma rede ainda em desenvolvimento ou que apresente elevada obsolescência. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao conjunto dos custos, independentemente de serem de investimento ou de exploração, do tipo TOTEX¹³, tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis, podendo, contudo, desincentivar o investimento se for apenas focada no controlo dos custos.

Ao longo dos últimos anos, a ERSE tem adotado diferentes abordagens na regulação económica do setor elétrico, que dependem do enquadramento legislativo, do tipo de atividade e da sua maturidade, quer ao nível dos investimentos e dos custos totais, quer em termos de qualidade de serviço. Em geral, a

¹³ Total expenditure: capital expenditure (CAPEX) + Operational Expenditure (OPEX).

abordagem seguida pela ERSE tem dado primazia ao acompanhamento dos custos, mas inclui também aspetos direcionados para os *outputs*/resultados, quer ao nível da qualidade de serviço e do desempenho funcional das redes (incentivos à melhoria da qualidade de serviço e redução de perdas na rede de distribuição, incentivo que incorpora indicador de desempenho funcional da rede de transporte), quer ao nível da prestação de serviços (incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT).

Nos quadros seguintes são elencados, por empresas reguladas do setor elétrico e respetivas atividades, as formas de regulação, os principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso e as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

Quadro 2-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais.	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.		Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual ajustável ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema (incluindo Custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência e proveitos do OLMCA recuperados pela parcela I da tarifa UGS do ORT). Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; f) Custos com a concessionária da Zona Piloto; g) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN.		Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por <i>revenue cap</i> ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas no final do período de regulação.	Custos de exploração e de investimento, englobados nos custos totais (TOTEX). Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. <i>Custos pass through:</i> a) Custos com as tarifas transfronteiriças; b) Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador	Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador	Regulação por TOTEX. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Aplicação de um preço regulado + Transferência do ORT relativa ao valor recuperado na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
E-Redes Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>revenue cap</i> ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Mecanismo de partilha de ganhos e de perdas no final do período de regulação.	Custos de exploração e de investimento, englobados nos custos totais (TOTEX). Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS)	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS I e II ao ORT Parcela I da UGS: a) Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC). Parcela II da UGS: a) Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Medidas de contenção tarifária; f) Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização; g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória; h) Tarifa social.		Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.		Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos	
SU Eletricidade Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento aos Clientes	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais. Custos de funcionamento, que incluem uma componente de remuneração dos ativos aceites para efeitos de regulação.		Tarifa de Energia	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> no OPEX e remuneração dos activos líquidos em exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.	Custos de exploração e de investimento.		Tarifa de Comercialização	
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	Pass through dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) operador logístico de mudança de comercializador.				
SU Eletricidade Agregador de último recurso (AUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Diferencial entre o custo de aquisição de energia elétrica aos produtores com remuneração garantida e as receitas obtidas com a venda desta produção. Outros custos ou receitas, onde se incluem as receitas com garantias de origem. Custos de funcionamento da atividade. Ajustamentos dos proveitos permitidos.		Tarifa de Uso Global de Sistema do ORD	
	Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis com Remuneração fixada em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Diferencial entre o custo de aquisição de energia elétrica, à tarifa de referência do AUR, a produtores renováveis em mercado de excedentes de autoconsumo e as receitas obtidas com a venda desta produção. Outros custos ou receitas da atividade. Custos de funcionamento da atividade. Ajustamentos dos proveitos permitidos.		Tarifa de Uso Global de Sistema do ORD	

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

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA) EDA, SA	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração.	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ , revogado pela Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento.		

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

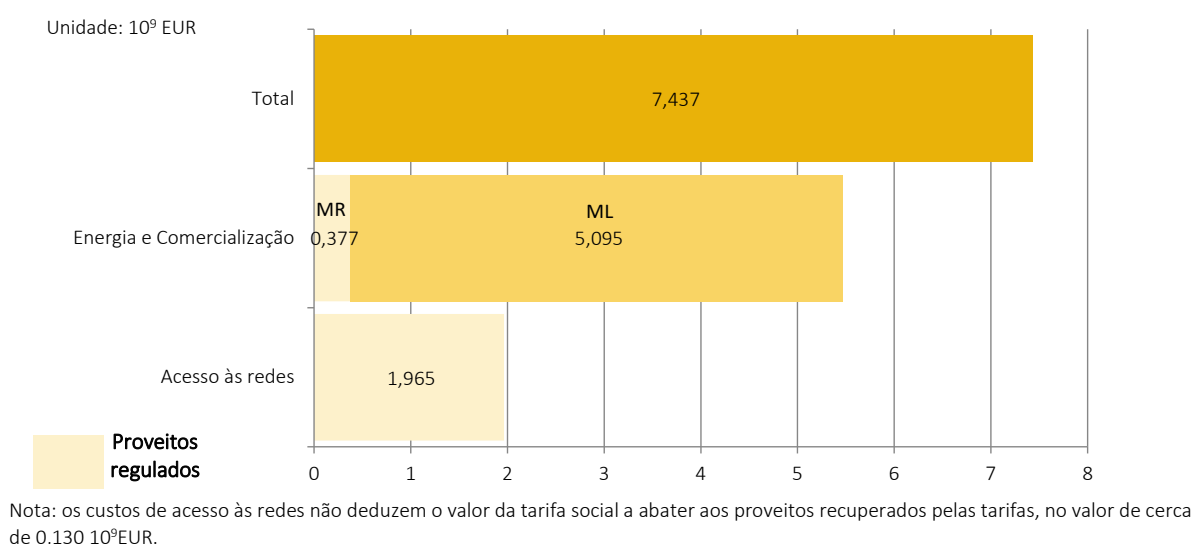
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração.	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo, gasóleo e gás natural. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ , revogado pela Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração. Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade. Ajustamento provisório do CAPEX.	Custos de exploração e de investimento.		

2.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2024

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados e a faturação associada aos fornecimentos no mercado livre (ML). Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do comercializador de último recurso (Mercado Regulado - MR) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 2-1 apresenta-se o montante de proveitos permitidos, definidos no âmbito do Regulamento Tarifário em vigor, no setor elétrico em Portugal continental e o montante dos rendimentos totais estimados para o setor¹⁴.

Figura 2-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



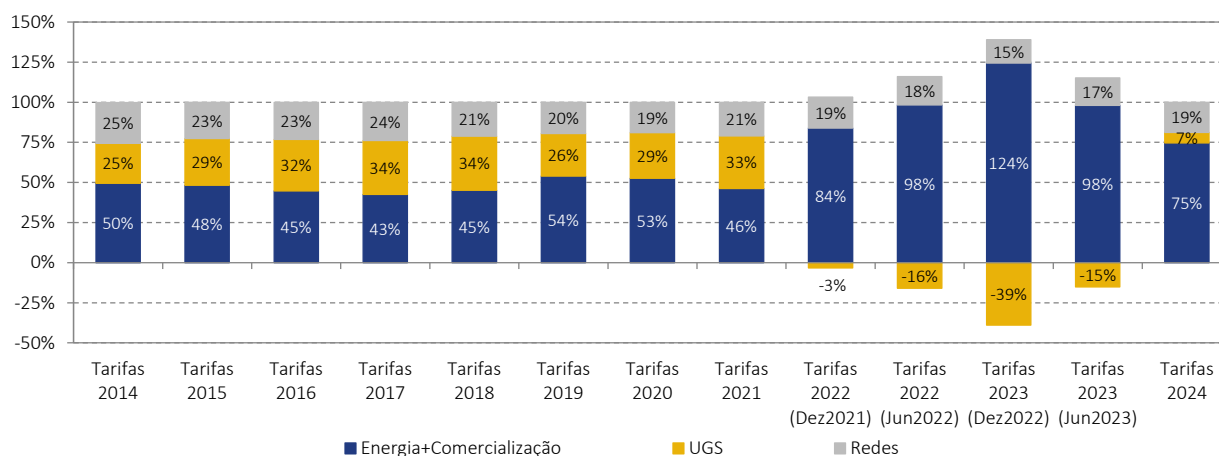
Refira-se que uma parte substancial dos proveitos permitidos não são diretamente definidos pela ERSE, visto que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais regulada são determinados de acordo com as regras de funcionamento do mercado grossista e que uma parte dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

¹⁴ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

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

A Figura 2-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2014, incluindo os dois momentos de previsão para tarifas de 2022 e 2023, nos meses de dezembro de 2021 e de 2022, e as suas atualizações extraordinárias, nos meses de junho de 2022 e de 2023. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destacam-se, para 2024, o peso residual (negativo) da UGS, resultante das medidas de contenção tarifária e das transferências intertemporais do sobrecusto da aquisição da PRG e dos outros CIEG do ORT, bem como o peso elevado da componente energia, justificado não apenas pela proporção quase nula da UGS, mas também pela manutenção de preços de energia ainda relativamente elevados.

Figura 2-2 - Estrutura dos custos por atividade



2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2024 POR ATIVIDADE

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 2-3¹⁵) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 2-4) para 2024, comparando com os considerados para tarifas de 2023, quer na previsão inicial de dezembro de 2022, quer na atualização extraordinária em junho de 2023.

¹⁵ As parcelas a cinzento no quadro representam alterações decorrentes da revisão regulamentar ocorrida em 2023, decorrente da CP n.º 113, que alterou a generalidade dos regulamentos da ERSE, incluindo o RT.

Quadro 2-3 - Proveitos permitidos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental

	Unidade: Milhares de euros			Diferença	Diferença
	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	T2024	T2024-T2023 (Dez2022)	T2024-T2023 (Jun2023)
Uso Global do Sistema do ORT					
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 411	41 411	41 358	-53	-53
Custos de gestão do sistema	41 411	41 411	41 358	-53	-53
dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT			674	674	674
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	-593 048	-84 874	623 340	1 216 388	708 214
Diferencial de custo dos CAE	-877 969	-378 419	290 913	1 168 883	669 332
Outros CIEG ao nível do ORT	284 921	293 545	332 427	47 506	38 882
Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	117 396	127 517	145 009	27 613	17 492
Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	129 513	128 016	170 152	40 638	42 136
Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0	0	0
Restantes CIEG ao nível do ORT	38 012	38 012	17 266	-20 746	-20 746
Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos outros CIEG ao nível do ORT	0	0	0	0	0
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0	0	0
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	-551 637	-43 463	664 698	1 216 335	708 161
Uso Global do Sistema do ORD					
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)			562		
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC			520		
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I			-42		
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	-3 109 200	-1 167 192	-155 122	2 954 078	1 012 070
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	-3 561 279	-1 598 702	916 293	4 477 572	2 514 996
CMEC	87 053	87 053	85 888	-1 166	-1 166
Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-204 508	-427 749	-407 181
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	139 353	5 041	5 041
Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	-559	-559	-300	259	259
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	0	0	1 095 562	1 095 562	1 095 562
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-8 031	-8 031	-3 714	4 318	4 318
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	-3 109 200	-1 167 192	-154 561	2 954 078	1 012 070
Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	-3 660 837	-1 210 655	510 137	4 170 974	-1 166
Operador Logístico de Mudança de Comercializador					
OLMC	1 145	1 145			
Ajustamento T-2 OLMC	132	132			
Ajustamentos	43	43			
Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC	1 102	1 102			
Uso da rede de Transporte					
Uso da rede de transporte ORT	312 092	312 092	357 159	45 066	45 066
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	-8 738	-8 738	5 951	14 689	14 689
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	320 831	320 831	351 208	30 377	30 377
Uso da Rede de Distribuição					
Total dos proveitos em AT/MT	399 519	399 519	409 615	10 096	10 096
Total dos proveitos em BT	648 144	648 144	693 472	45 328	45 328
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 047 663	1 047 663	1 103 087	55 425	55 425
Comercialização do CUR					
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	380	380	49	-331	-331
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	124	124	226	102	102
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	21 249	21 249	25 092	3 842	3 842
Proveitos da Comercialização	21 753	21 753	25 367	3 613	3 613
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	658 146	439 843	335 105	-323 040	-104 738
Custos com serviços do sistema e acerto de contas	24 412	12 714	13 740	-10 672	1 027
Custos de funcionamento	2 402	2 402	3 073	671	671
Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	684 960	454 959	351 919	-333 042	-103 041
Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	-1 584 528	635 653	2 341 718	3 926 246	1 706 065
Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-122 532	-118 985	-129 850		
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	-1 707 061	516 668	2 211 868	3 918 929	1 695 200

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Quadro 2-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira¹⁶

Unidade: Milhares de euros					
	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	Tarifas 2024	Varição de proveitos Tarifas 2024/T2023 (Dez2022)	Varição de proveitos Tarifas 2024/T2023 (Jun2023)
	(1)	(1')	(2)	(2) - (1)	(2) - (1')
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	224 084	214 678	226 276	2 192	11 598
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 950	44 950	46 557	1 607	1 607
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 169	7 169	7 487	318	318
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	276 203	266 797	280 320	4 117	13 524

Unidade: Milhares de euros					
	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	Tarifas 2024	Varição de proveitos Tarifas 2024/T2023 (Dez2022)	Varição de proveitos Tarifas 2024/T2023 (Jun2023)
	(1)	(1')	(2)	(2) - (1)	(2) - (1')
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	226 869	262 251	12 254	35 383
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	49 142	52 831	3 690	3 690
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	5 188	6 000	813	813
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	304 327	281 198	321 083	16 756	39 885

2.2.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

2.2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR

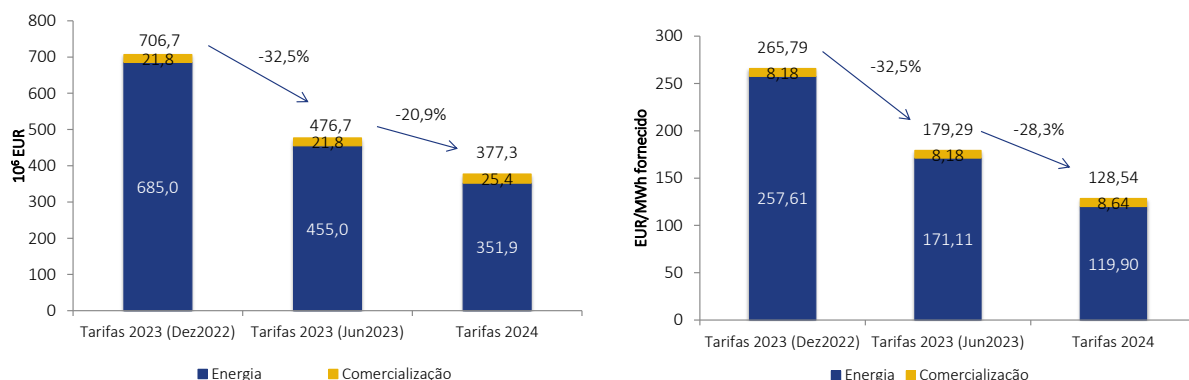
Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia do CUR apresentam um decréscimo de 2023 para 2024. Esta situação resulta da redução do custo médio da energia fornecida, analisada no ponto 2.2.2.2.

As figuras seguintes¹⁷ apresentam estas tendências.

¹⁶Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico».

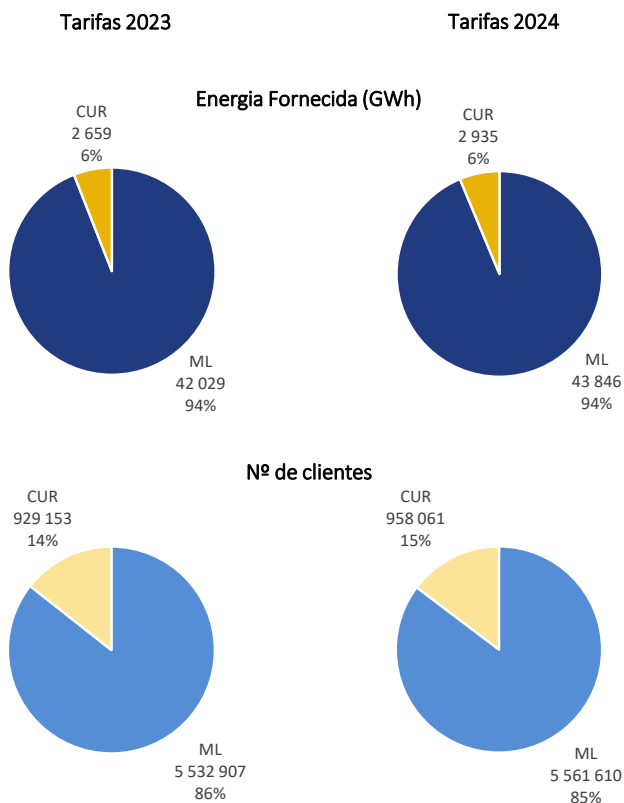
¹⁷ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes.

Figura 2-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



A Figura 2-4 apresenta a estrutura de fornecimento do CUR.

Figura 2-4 - Energia e número de clientes



Nota: Os valores não se alteraram entre T2023 (Dez2022) e T2023 (Jun2023).

2.2.2.2 PREVISÕES PARA CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR

As previsões para o custo médio de aquisição do CUR consideram (i) os valores reais disponíveis até 30 de novembro, (ii) as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2023 e no primeiro e no segundo trimestre de 2024, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e (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 2023 e 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) os outros custos previstos¹⁸; e iii) um prémio de risco, igual a zero¹⁹.

O Quadro 2-5 apresenta os valores resultantes deste exercício tarifário para 2023 e 2024, comparando com os valores previstos para tarifas 2023, em dezembro de 2022, assim como na revisão excecional, em junho de 2023. Os fatores explicativos para a evolução dos custos médios de aquisição em mercado previstos para 2024 são analisados no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico».

Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR²⁰ para fornecimento dos clientes

	2023P em T2023 (Dez. 2022)	2023P em T2023 (Jun. 2023)	2023E em T2024	2024P em T2024
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	223,42	148,14	131,26	102,35

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

¹⁸ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

¹⁹ Nos termos do artigo 122.º do Regulamento Tarifário em vigor.

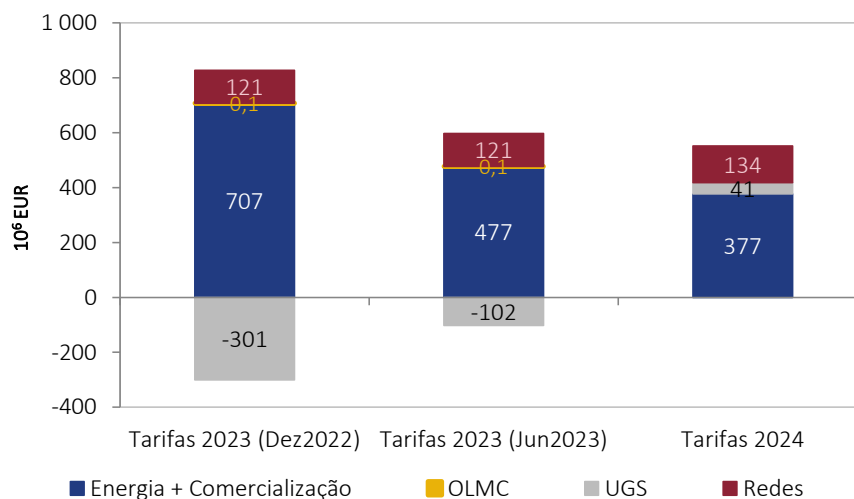
²⁰ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2023, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação.

2.2.2.3 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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

Na Figura 2-5 apresentam-se os proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2023 e de 2024.

Figura 2-5 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais

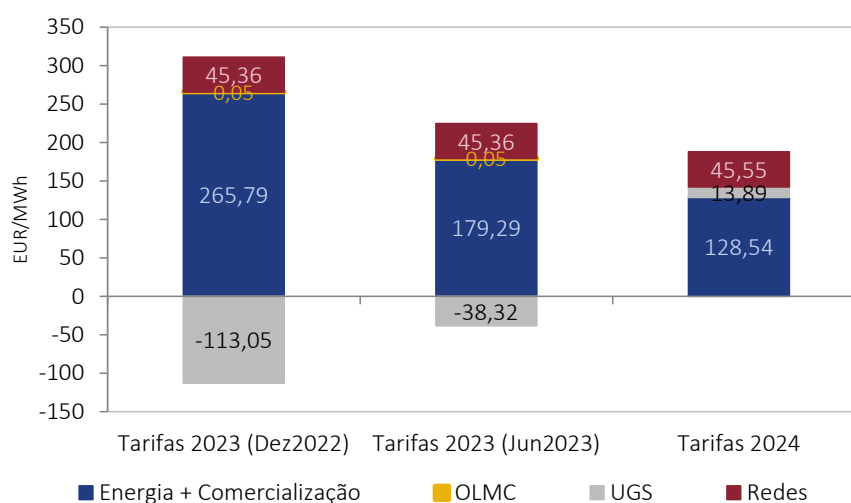


Nota: A partir de 2024 os proveitos do OLMCA que não são recuperados pelo preço regulado passam a ser recuperados na parcela I da UGS do ORT, deixando de haver tarifa OLMC.

A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser decomposta entre o efeito da variação de quantidades e da variação tarifária. Esta análise é apresentada no capítulo 5.

A Figura 2-6 apresenta a decomposição dos proveitos unitários incluídos na tarifa de Venda a Clientes Finais, de 2023 e de 2024.

Figura 2-6 - Decomposição dos proveitos unitários incluídos na TVCF



Nota: A partir de 2024 os proveitos do OLMCA que não são recuperados pelo preço regulado passam a ser recuperados na parcela I da UGS do ORT, deixando de haver tarifa OLMC.

Observa-se que nas tarifas para 2024 a componente de energia apresentou uma diminuição, contrabalançada pela variação dos custos de Uso Global do Sistema.

2.2.3 CIEG

Os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) de cada ano, juntamente com o pagamento de CIEG diferidos em exercícios tarifários anteriores (amortização de dívida tarifária), condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica, por serem repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes. O Quadro 2-6 apresenta a desagregação destes custos para 2024, cujo valor global repercutido nas tarifas atinge 1 731 milhões de euros (linha D).

Quadro 2-6 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2024

		Unidade: 10 ⁷ EUR			Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	Tarifas 2024	T2024/ T2023 (Dez2022)	T2024/ T2023 (Jun2023)
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	-4 635 295	-2 160 997	3 040 915	7 676 210	5 201 912
1	Diferencial de custo da PRG	-4 270 402	-2 307 826	2 160 357	6 430 759	4 468 182
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	87 053	87 053	85 888	-1 166	-1 166
3	Diferencial de custo dos CAE	-877 969	-378 419	290 913	1 168 883	669 332
4	Rendas de concessão da distribuição em BT	276 051	276 051	301 640	25 590	25 590
5 = 5a + 5b	Sobrecusto da RAA e da RAM	246 909	255 533	315 161	68 251	59 627
5a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	117 396	127 517	145 009	27 613	17 492
5b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	129 513	128 016	170 152	40 638	42 136
6	Terrenos das centrais	12 220	12 220	11 333	-887	-887
7	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0	0	0
8	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	5 139	0	0
9	ERSE	7 354	7 354		-7 354	-7 354
10	Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	334	-102	-102
11	Autoridade da Concorrência	447	447		-447	-447
12	Tarifa Social	-122 532	-118 985	-129 850	-7 317	-10 865
B = 13 + 14 + 15	Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	356 994	336 425	-65 455	-422 449	-401 880
13 = 13a + 13b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 312	134 312	139 353	5 041	5 041
13a	Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 501	99 501	103 190	3 688	3 688
13b	Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 811	34 811	36 163	1 353	1 353
14 = - (14a + 14b + 14c)	Medidas de sustentabilidade de mercados	223 241	202 672	-204 508	-427 749	-407 181
14a	Aditividade tarifária	2 230	2 230	581	-1 650	-1 650
14b	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	-34 007	-34 007	49 689	83 696	83 696
14c	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	-191 464	-170 895	154 239	345 703	325 134
15 = 15a + 15b + 15c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-559	-559	-300	259	259
15a	em NT	-23	-23	-6	16	16
15b	em BTE	-26	-26	-25	1	1
15c	em BT	-510	-510	-269	242	242
C = 16 + 17	Valor líquido dos efeitos das transferências Intertemporais de CIEGs (alisamentos)	709 123	709 123	-1 244 063	-1 953 187	-1 953 187
16	Alisamento do diferencial de custo da PRG	709 123	709 123	-1 244 063	-1 953 187	-1 953 187
17	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	-3 569 178	-1 115 448	1 731 397	5 300 574	2 846 845

Notas:

- 1) O sobrecusto da RAA e da RAM (linha 5) inclui os custos com as rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 2) Os descontos com a tarifa social (linha 12), pela sua natureza, abate ao montante total dos CIEG, ao contrário das restantes rúbricas.
- 3) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (linha 15) recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2024 atinge 3 041 milhões de euros (linha A), a que acresce -65 milhões de euros das medidas de estabilidade e sustentabilidade (linha B). A estes valores é adicionado o efeito das transferências intertemporais de proveitos (diferimento de proveitos do ano 2024 e pagamento de anuidades de dívidas geradas em anos anteriores), no valor de -1 244 milhões de euros (linha C).

Nota-se que os valores das tarifas de 2023 para os diferenciais de custos da PRG (linha 1) correspondem ao anterior diferencial de custo da PRE, que deduz as medidas mitigadoras, no âmbito da legislação em vigor nesse exercício tarifário.

Nas tarifas de 2024, o diferencial de custo da PRG (linha 1) passou a não incluir as medidas de contenção tarifária, que são agora deduzidas ao nível dos proveitos a recuperar pela parcela II da tarifa UGS, nos termos do RT em vigor. Em 2024, estas medidas são de 1 096 milhões de euros, que corresponde ao montante total das medidas de contenção tarifária, excluindo as receitas de garantias de origem que se mantêm ao nível do diferencial de custo da PRG (ver Quadro 0-16) por se considerar que fazem parte integrante da produção de energia elétrica dos PRG.

Importa ainda referir que, no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, os custos com a ERSE (linha 9) e com a Autoridade da Concorrência (linha 11) deixam de ser considerados como CIEG, passando a ser recuperados pela parcela I da tarifa de UGS. Neste novo contexto legal e regulamentar, foi também criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo as mesmas explicitados no Quadro 2-6 (linhas 16 e 17), quer se refiram ao diferimento do ano ou ao pagamento de anuidades de anos anteriores.

No âmbito da Consulta Pública n.º 113, o Conselho Tarifário referiu que a revisão do conceito e novas classificações dos CIEG introduzidas na revisão regulamentar, «não deve prejudicar a análise e consistência face ao passado dos CIEG assim como a granularidade analítica, em cada uma das suas rubricas, de forma a garantir o nível de escrutínio a que estes custos foram sujeitos até hoje». Por esse motivo, solicitou que a ERSE apresente os «dados necessários para prosseguir a análise da evolução temporal nos moldes do atual RT, pelo menos até ao fim do período regulatório em vigor».

Neste sentido, complementarmente à informação do Quadro 2-6, apresenta-se no Quadro 2-7 a informação do diferencial de custo da PRG com uma desagregação equiparada à anterior, isto é, que discrimina o diferencial de custo da PRE entre PRE1 e PRE2²¹. De modo a evitar o enviesamento desta comparação, é necessário considerar o efeito das medidas de contenção tarifária, que passaram a ser deduzidas ao nível dos proveitos a recuperar pela parcela II da tarifa de UGS.

²¹ A PRE1 refere-se a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e a PRE2 refere-se aos restantes produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

Quadro 2-7 – Desagregação do diferencial de custo da PRG entre PRE1 e PRE2

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2023 (Dez2022) (X)	Tarifas 2023 (Jun2023) (X')	Tarifas 2024 (Y)	var. % (Z) = [(Y) - ((X)+(X'))/2] / Abs [(X)+(X')]/2]
A = 1 + 2	Diferencial de custo equiparado à PRE 1	-3 466 743	-1 673 610	-347 804	86,5%
1	Diferencial de custo PRE 1, excluindo efeito alisamento	-4 012 080	-2 218 946	739 855	123,7%
2	Alisamento do diferencial de custo da PRE1	545 336	545 336	-1 087 659	-299,4%
B = 3 + 4	Diferencial de custo equiparado à PRE 2	-94 535	74 908	168 535	1817,3%
3	Diferencial de custo PRE 2, excluindo efeito alisamento	-258 322	-88 879	324 940	287,2%
4	Alisamento do diferencial de custo da PRE2	163 787	163 787	-156 405	-195,5%
C = A + B	Diferencial de custo equiparado ao TOTAL da PRE	-3 561 279	-1 598 702	-179 268	93,1%
5 = (1) + (3)	Diferencial de custo do TOTAL da PRE, excluindo efeito alisamento	-4 270 402	-2 307 826	1 064 795	132,4%
6 = (2) + (4)	Alisamento do diferencial de custo do TOTAL da PRE	709 123	709 123	-1 244 063	-275,4%
D	Medidas de contenção tarifária (MCT)	1 038 039	1 038 039	1 095 562	5,5%
E = C + D	Diferencial de custo do TOTAL da PRE, excluindo MCT	-2 523 240	-560 663	916 293	159,4%
F = (5) + D	Diferencial de custo do TOTAL da PRE, excluindo MCT e o efeito do alisamento	-3 232 363	-1 269 787	2 160 357	196,0%

A generalidade destes custos, com exceção das rendas de concessão das redes de distribuição em BT, encontra-se integrada na parcela II da tarifa de UGS, que no novo quadro regulamentar recupera exclusivamente CIEG, que é paga por todos os clientes de energia elétrica, de acordo com a metodologia de alocação definida no RT em vigor. Os custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT, através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Figura 2-7 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

Estes custos dizem respeito a cada ano e não consideram os efeitos de transferências intertemporais, nomeadamente dos diferenciais de custos com a PRE e PRG, cuja recuperação pode ser diferida ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, que estava estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente à data do diferimento, ou, atualmente, ao abrigo do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Deste modo, os custos apresentados não foram integralmente recuperados nas tarifas do ano para os quais foram calculados e em que estão apresentados nesta figura.

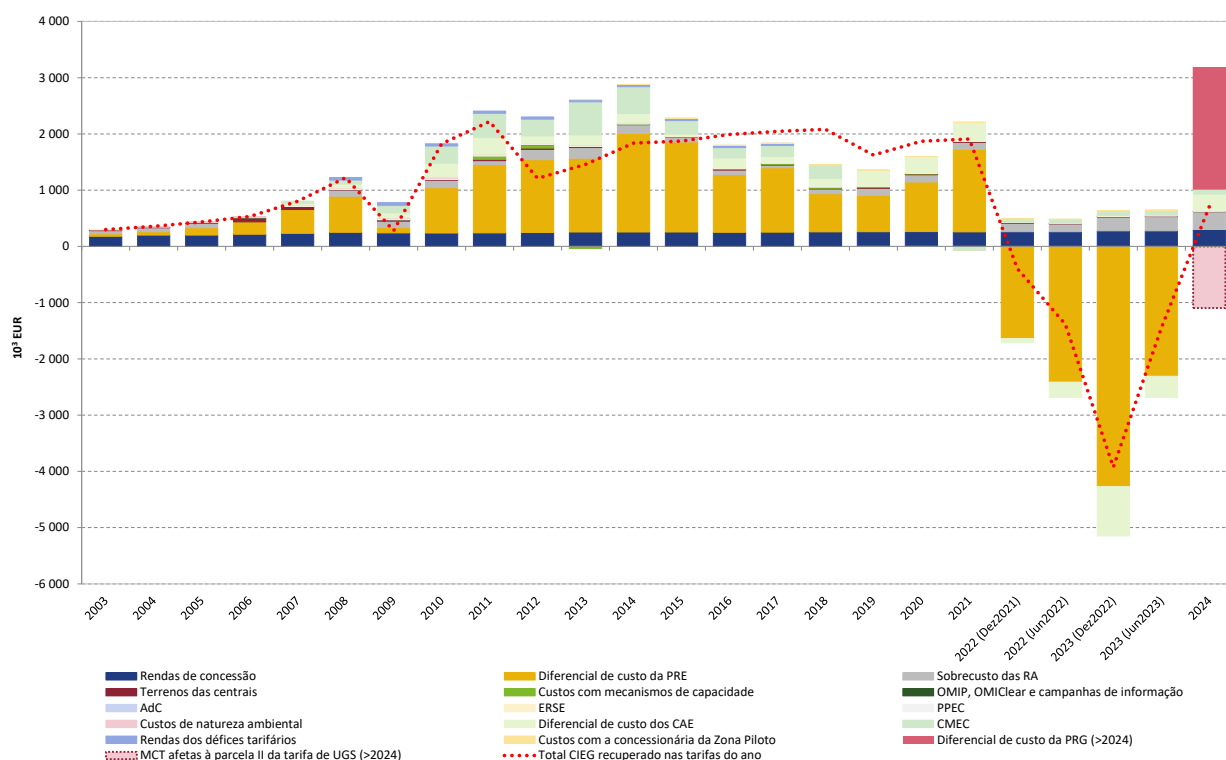
A respeito dos anos mais recentes, em 2020 e 2021 aplicou-se a transferência intertemporal ao diferencial de custo da PRE, enquanto em 2022 e 2023, tal não aconteceu, uma vez que o diferencial de custo de PRE nesses anos foi negativo.

No ano de 2024, a transferência intertemporal de proveitos é novamente aplicada. Tendo presente o quadro legal e o RT em vigor, que permite diferir qualquer CIEG se tal for necessário para assegurar a estabilidade tarifária, e face aos montantes necessários diferir, a ERSE decidiu aplicar este mecanismo apenas ao diferencial de custo da PRG.

Como nas tarifas de 2024 o diferencial de custo da PRG não inclui as medidas de contenção tarifária, de modo a permitir uma comparação equitativa do total de CIEG, ou de modo mais particular entre o diferencial de custo da PRE e o diferencial de custos da PRG, a Figura 2-7 inclui, no 2024, a representação gráfica destas medidas.

Em termos globais, os CIEG apresentam um acréscimo muito acentuado relativamente aos valores de tarifas de 2023, quer ao publicado em dezembro de 2022, quer ao valor revisto da fixação excepcional de tarifas de 2023, publicado em junho de 2023.

Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2003



Nota: 1) Para os anos de 2022 e 2023 são apresentados os valores anuais dos CIEG determinados nas tarifas fixadas em dezembro do ano anterior e na revisão excepcional das tarifas ocorridas em junho do próprio ano.

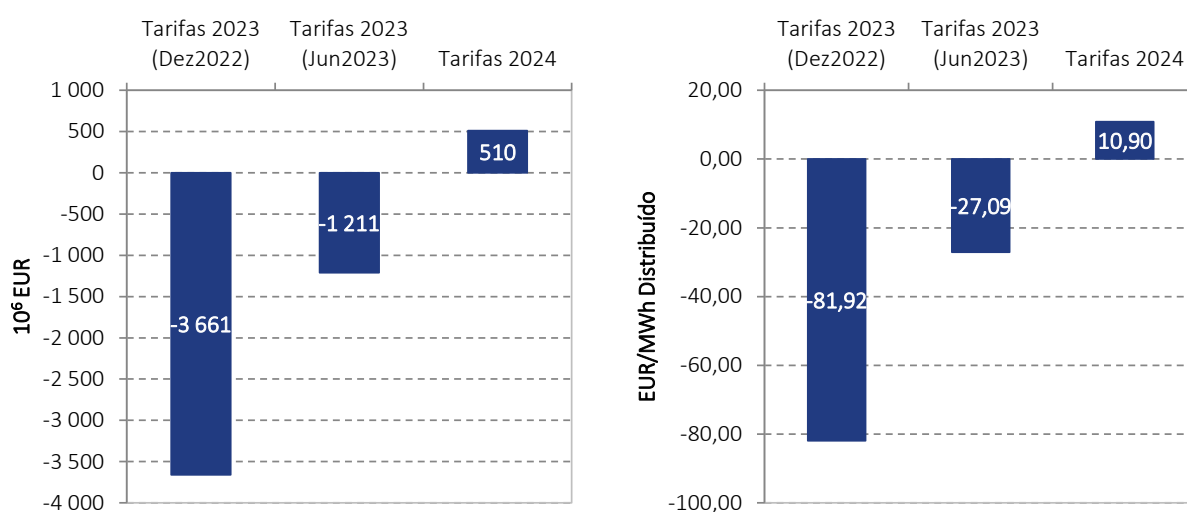
2) Atendendo ao pedido do Conselho Tarifário no âmbito da Consulta Pública n.º 113, para manter a granularidade e consistência da análise da evolução dos CIEG, esta figura mantém os custos com a ERSE e com a AdC em 2024, apesar de no quadro legal e

regulamentar em vigor já não serem um CIEG.

2.2.4 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um acréscimo em termos absolutos muito significativo, passando em 2024 para um valor positivo (Figura 2-8).

Figura 2-8 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários



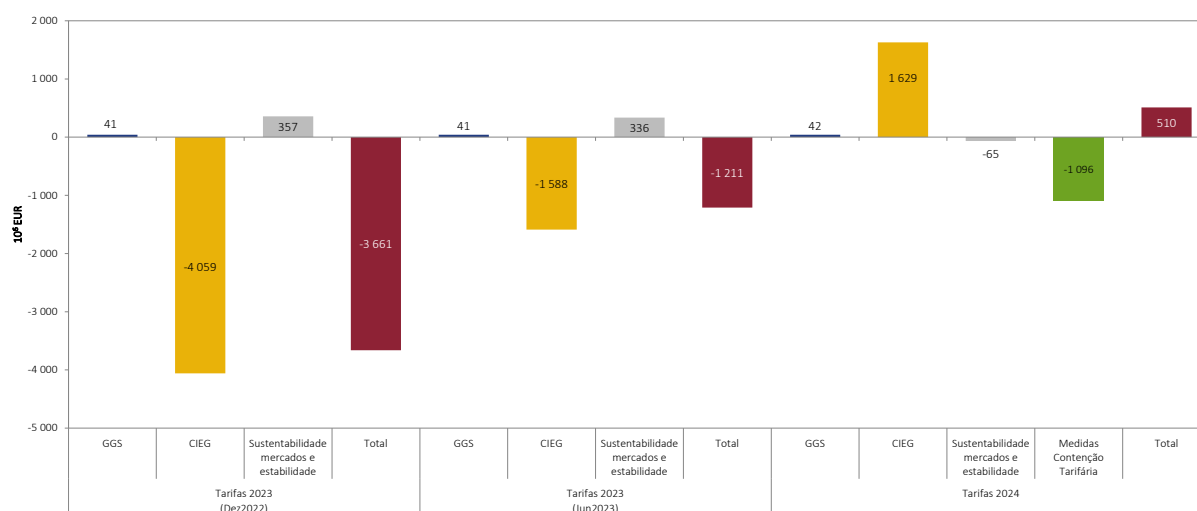
No quadro do RT em vigor, os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema, incluindo os custos com a atividade de compra e venda a produtores renováveis em mercado e excedentes de autoconsumo do AUR, (ii) CIEG, incluindo o efeito líquido das transferências intertemporais e ajustamentos associados aos CIEG referentes a anos anteriores, (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária²² e (iv) medidas de contenção tarifária.

A Figura 2-9 permite analisar a evolução destas componentes de 2023 (previstas em dezembro de 2022 e em junho de 2023) para 2024 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar

²² Correspondem aos seguintes custos, que são suportados ao nível da UGS: (i) ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes do CUR; (ii) custos com as dívidas tarifárias ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto e (ii) diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF (atualmente esta parcela recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema).

com a tarifa de UGS. Refira-se que as medidas de contenção tarifária estavam incluídas dentro dos CIEG nos termos do RT anterior, isto é, até 2023. Verifica-se um aumento acentuado em termos absolutos nos proveitos a recuperar pela tarifa de UGS entre tarifas de 2023 e de 2024, devido ao aumento substancial dos CIEG.

Figura 2-9 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



Nota: a coluna “CIEG” inclui ajustamentos de faturação do ORD relativos à parcela II da tarifa UGS.

2.2.4.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Nos pontos seguintes analisam-se os principais fatores que justificam a variação dos proveitos a recuperar através da UGS.

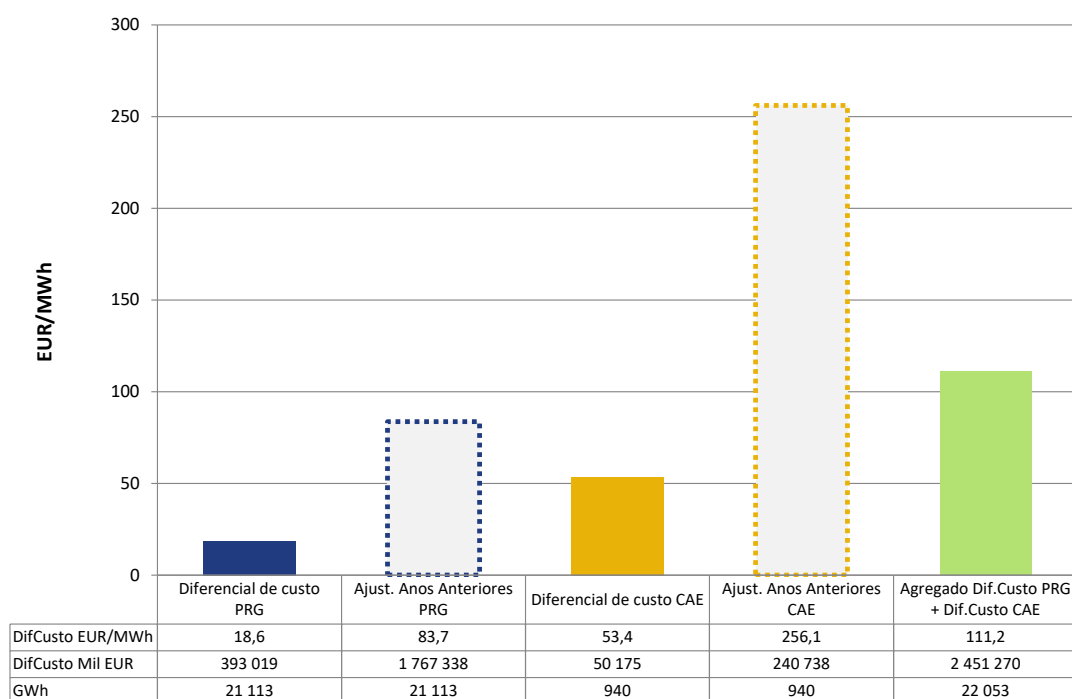
2.2.4.2 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

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

2.2.4.2.1 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção com remuneração garantida (PRG) e aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás. Na Figura 2-10 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2024²³, bem como o CIEG unitário total associado à totalidade desta produção de energia elétrica.

Figura 2-10 – Diferencial de custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida, previstos para 2024



Nota: Não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2024 (exceto as receitas com garantia de origem), nem o efeito do alisamento quinquenal.

No que diz respeito ao diferencial de custo da PRG, os valores apresentados correspondem ao total implícito nas tarifas de 2024, nomeadamente, o que resulta da aquisição da produção previsível para 2024 e, separadamente, dos ajustamentos relativos aos anos de 2022 e 2023. A energia considerada para determinar o valor unitário foi a produção total da PRG, prevista pela ERSE para 2024.

²³ Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2024 da PRG com remuneração garantida e da central com CAE da Turbogás.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se na previsão de produção para 2024 e respetivas receitas em mercado e custos associados à central Turbogás, tendo presente que o CAE da central da Tejo Energia terminou em novembro de 2021. De forma separada, apresentam-se também os ajustamentos do sobrecusto CAE de 2022 e 2023, referente apenas à central da Turbogás.

O facto do CAE da Turbogás terminar no fim do primeiro trimestre de 2024 faz com que a produção anual se reduza a cerca de um quarto, o que origina um valor unitário dos ajustamentos de anos anteriores extremamente elevado.

2.2.4.2.2 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DOS PRG

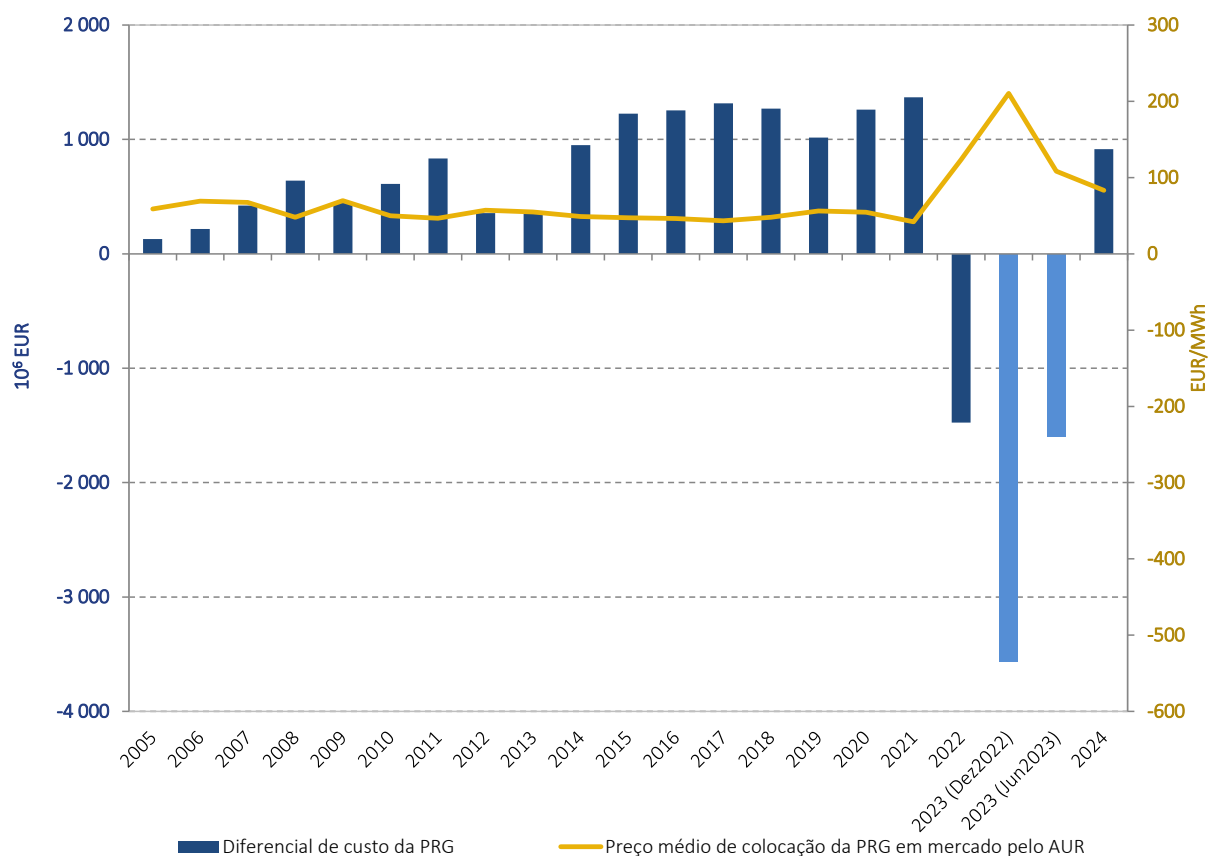
O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRG resulta da diferença entre o custo médio de aquisição dessa energia elétrica aos produtores com remuneração garantida²⁴ e o preço médio a que o AUR vende esta produção²⁵. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRG e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 2-11 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição da PRG no período de 2005 a 2024, previstos recuperar pelas tarifas do ano. Desde 2012 e com a exceção de 2022 e 2023, estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito dos mecanismos que possibilitam a transferência intertemporal de proveitos, estabelecidos no âmbito do artigo 73.º-A do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, até 2021, e no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a partir de 2022.

²⁴ O preço de aquisição de energia da PRG decorre da legislação que define o regime remuneratório de cada um desses produtores.

²⁵ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE. A partir da aplicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, o AUR através da atividade de compra e venda a PRG, substituiu a função do CUR como responsável pela CVEE PRE.

Figura 2-11 - Evolução do diferencial de custo da PRG (valores previstos recuperar pelas tarifas)



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

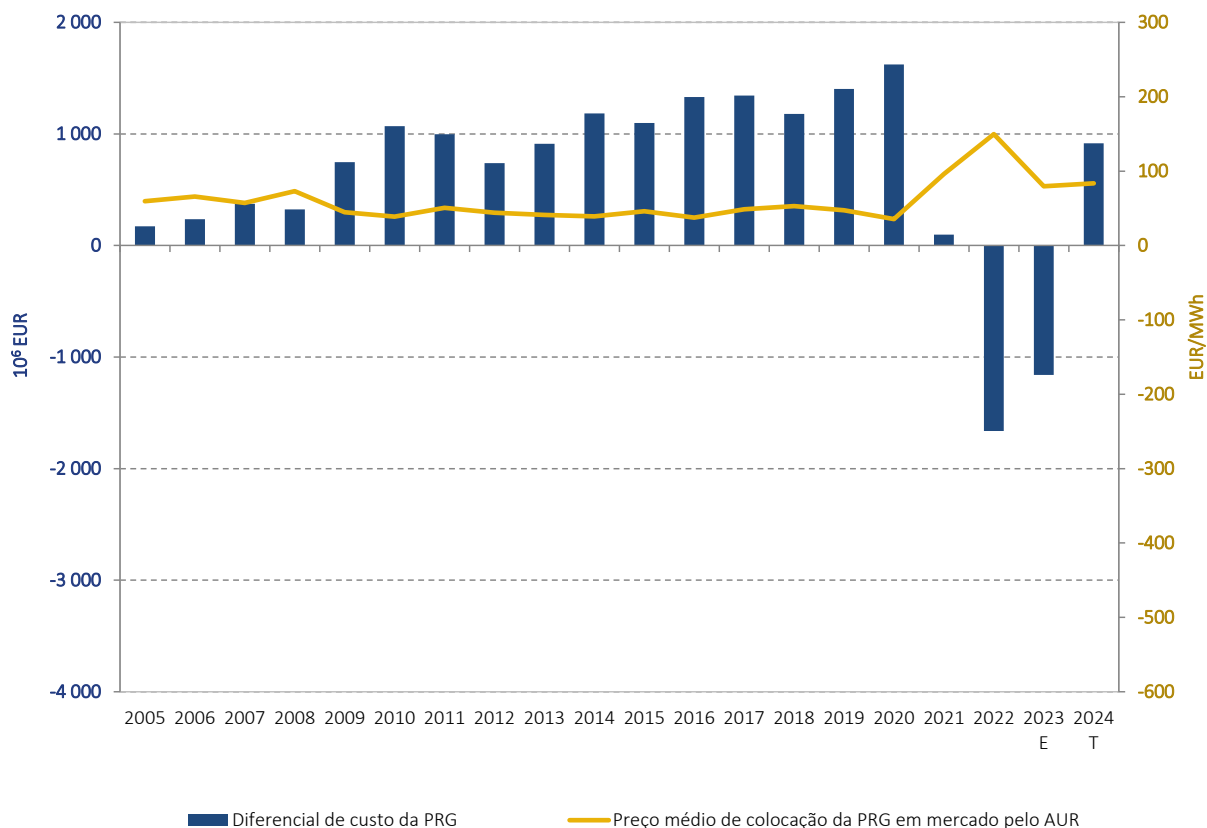
O aumento significativo do preço no mercado grossista de eletricidade previsto nas tarifas, que se observa no gráfico, contribui decisivamente para a inversão do sinal do diferencial de custos da PRG, iniciada no ano de 2022 e mantida em 2023. Para esta inversão também contribuíram os ajustamentos do ano 2021 e 2022 a devolver ao sistema, que foram motivados pelo desvio significativo do preço de mercado e das medidas mitigadoras. No caso das medidas mitigadoras, foi o aumento do preço das licenças de CO₂ que justificou na íntegra o desvio ocorrido, tendo presente que as receitas dos leilões revertem parcialmente para o SEN.

As previsões para o ano de 2024 indicam que o preço no mercado grossista da eletricidade diminuirá, observando-se, também, ajustamentos dos anos de 2022 e 2023 a devolver pelo sistema.

Na Figura 2-12 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2022, quer do diferencial de custo, quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, montantes que foram diferidos ao abrigo do artigo 73.º-A do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15

de fevereiro, entre 2012 e 2021, assim como montantes diferidos em 2024 ao abrigo do artigo 208.º do Decreto Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Figura 2-12 - Evolução do diferencial de custo PRG (reais recuperados pelas tarifas)



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

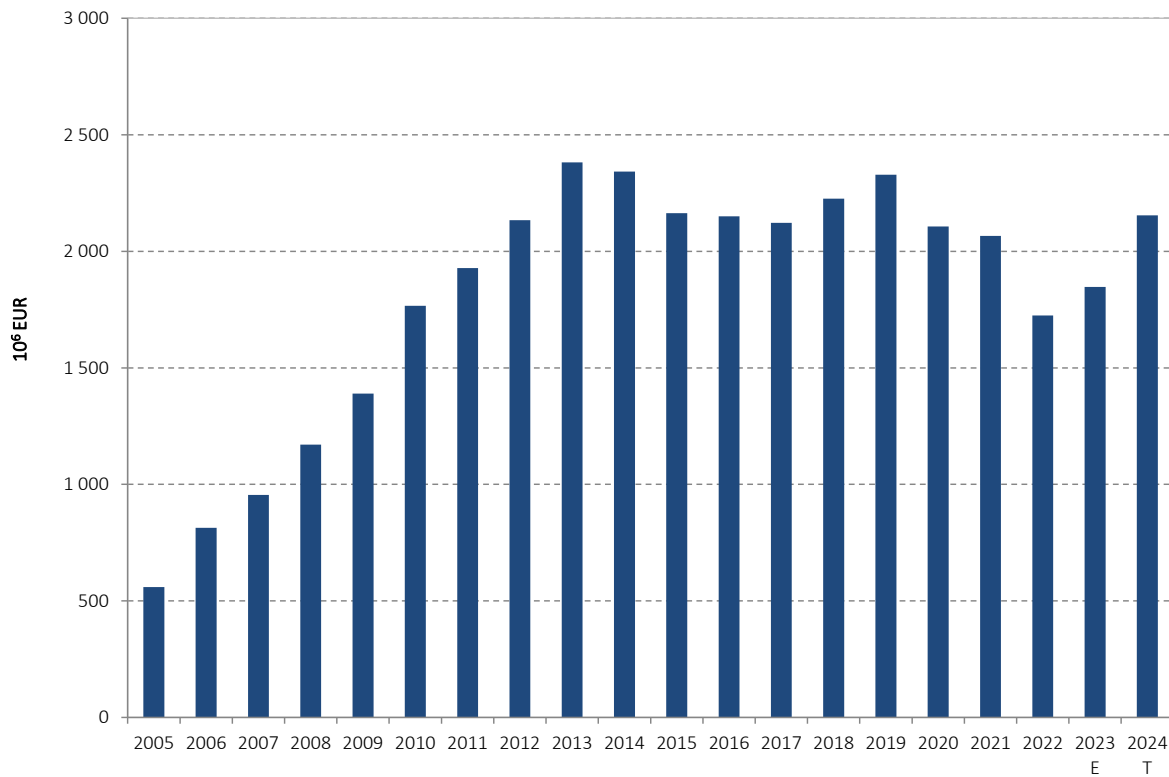
A diferença entre as duas figuras referidas anteriormente resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRG, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço e (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRG. A partir de 2013, com a inclusão de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

Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições da PRG inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013, conforme mostra a Figura 2-13.

Nos anos mais recentes, ocorreu uma estabilização do custo total com a aquisição da PRG, que se deve principalmente ao menor crescimento da potência instalada deste tipo de produtores e a uma tendência de estabilização do preço médio de aquisição. No entanto, subsistem fatores que continuam a ser determinantes na evolução do custo total, designadamente por via das quantidades produzidas que, no caso da produção renovável, são afetadas significativamente pela eolicidade e pela hidraulicidade. Surgiram, igualmente, situações pontuais que justificam a grande flutuação das quantidades produzidas em 2022 e em 2023, em particular a saída em larga escala de cogeneradores para o regime de mercado em 2022, ao abrigo da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, estabelecida pelo artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 21 de dezembro, e o posterior regresso ao regime regulado ao longo do ano de 2023.

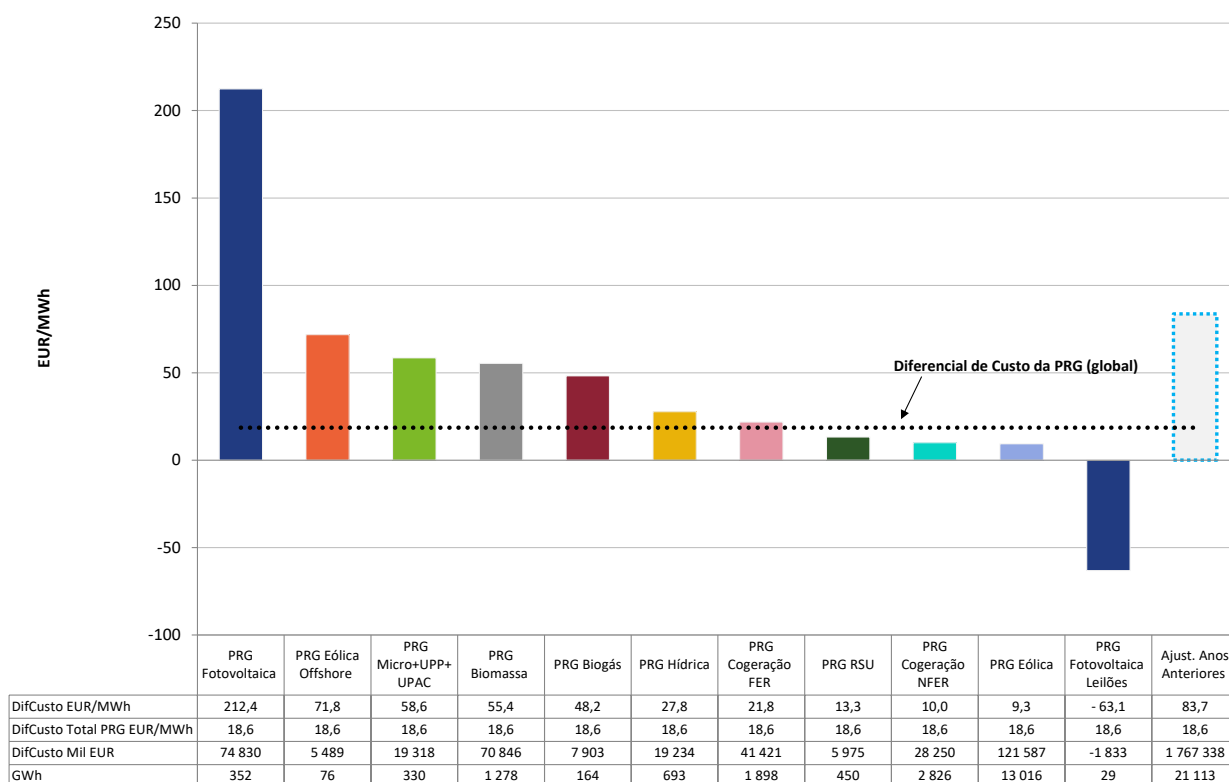
Os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual dos custos de aquisição aos produtores com remuneração garantida, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Por outro lado, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida, abaixo dos atuais preços de mercado, embora possa contribuir para um aumento do custo total, deverá levar a uma redução ainda mais acentuada do diferencial de custo.

Figura 2-13 - Custo total por ano com a aquisição a produtores com remuneração garantida



Numa perspetiva mais detalhada, a Figura 2-14 apresenta os diferenciais de custo unitário de cada tecnologia de PRG, sem os efeitos das receitas previstas com garantias de origem no caso das tecnologias renováveis. Em coluna individualizada, apresenta-se o valor unitário dos ajustamentos do diferencial de custo da PRG (todas as tecnologias agregadas) repercutidos em 2024.

Figura 2-14 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRG previsto para 2024



A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos em 2024 das empresas reguladas do setor elétrico».

2.2.4.3 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DOS CIEG NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferimentos de CIEG. O quadro regulatório em vigor prevê a possibilidade de repercutir os CIEG num período máximo de 5 anos, se tal for necessário para assegurar a estabilidade tarifária²⁶.

²⁶ De acordo com os n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

Nestas tarifas para 2024, o contexto de evolução desfavorável dos CIEG dificulta a estabilidade tarifária, pelo que a ERSE propõe a transferência intertemporal do diferencial de custo com a aquisição de energia da PRG, no montante de 1 717 milhões de euros, pelo prazo de 5 anos. O capítulo 6 apresenta uma análise que pretende justificar a necessidade de adotar, para tarifas de 2024, o período de recuperação máximo previsto na lei.

Aos montantes diferidos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia da PRG, é aplicada uma taxa de juro determinada de acordo com a Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro.

O Quadro 2-8 apresenta o impacte do valor diferido referente aos proveitos permitidos de 2024, bem como a amortização de capital e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 2-8- Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida do ano 2024

Unidade 10³ EUR

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG					Total
	T2024	T2025	T2026	T2027	T2028	
Anuidade	443 748	477 734	477 734	477 734	477 734	2 354 684
Amortização capital	352 062	401 652	419 454	438 044	457 459	2 068 671
Juros	91 686	76 082	58 280	39 690	20 275	286 014
Valor a abater aos PP	1 716 609					
Alisamento do diferencial de custo da PRG	-1 716 609	477 734	477 734	477 734	477 734	

Nota: A amortização capital é o valor atual equivalente do diferencial de custo do diferencial de custo da PRG a 1 de janeiro de 2024.

O Quadro 2-9 apresenta o efeito líquido dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRG efetuados em anos anteriores e do diferimento efetuado no exercício tarifário de 2024, incluindo os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 2-9 - Impacte nos proveitos permitidos de 2024 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2024 e anteriores

Unidade 10³ EUR

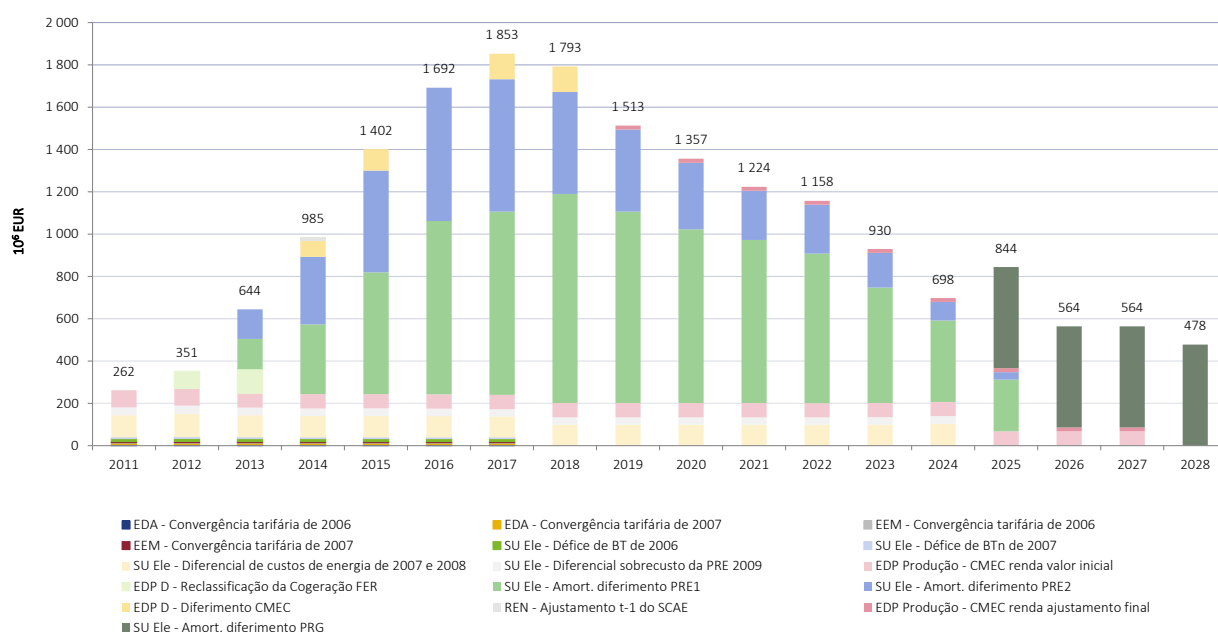
	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG				
	T2024	T2025	T2026	T2027	T2028
Anuidade	916 293	757 733	477 734	477 734	477 734
Amortização capital	820 459	680 105	419 454	438 044	457 459
Juros	95 834	77 629	58 280	39 690	20 275
Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG	-1 244 063	757 733	477 734	477 734	477 734

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico» apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

2.2.4.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

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

Figura 2-15 - Proveitos a recuperar

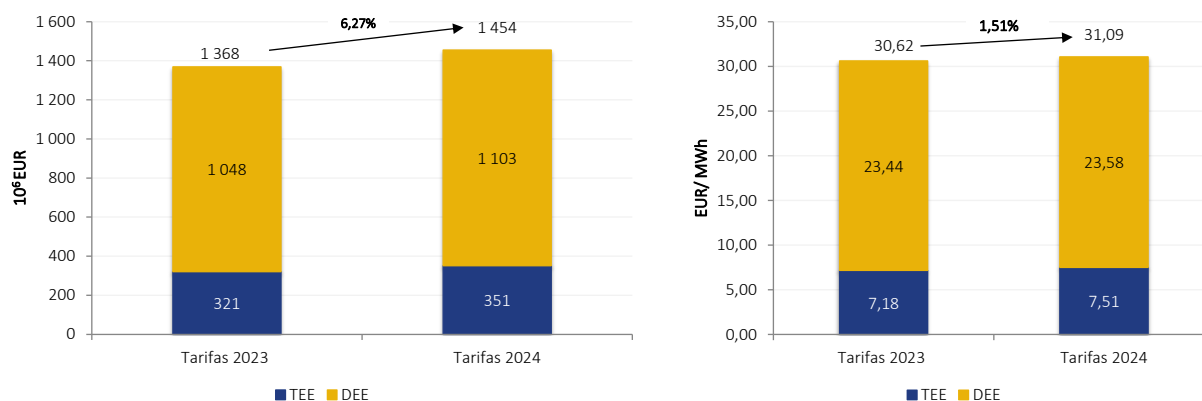


2.2.5 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 2-16 verifica-se que os proveitos permitidos, totais e unitários²⁷, das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2024, apresentam um acréscimo comparativamente a 2023. O menor incremento estimado nos custos por energia elétrica comparativamente aos custos totais resulta de uma previsão de aumento de 4,69% dos fornecimentos de energia elétrica em 2024, comparativamente a 2023.

²⁷ No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

Figura 2-16 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários



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

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

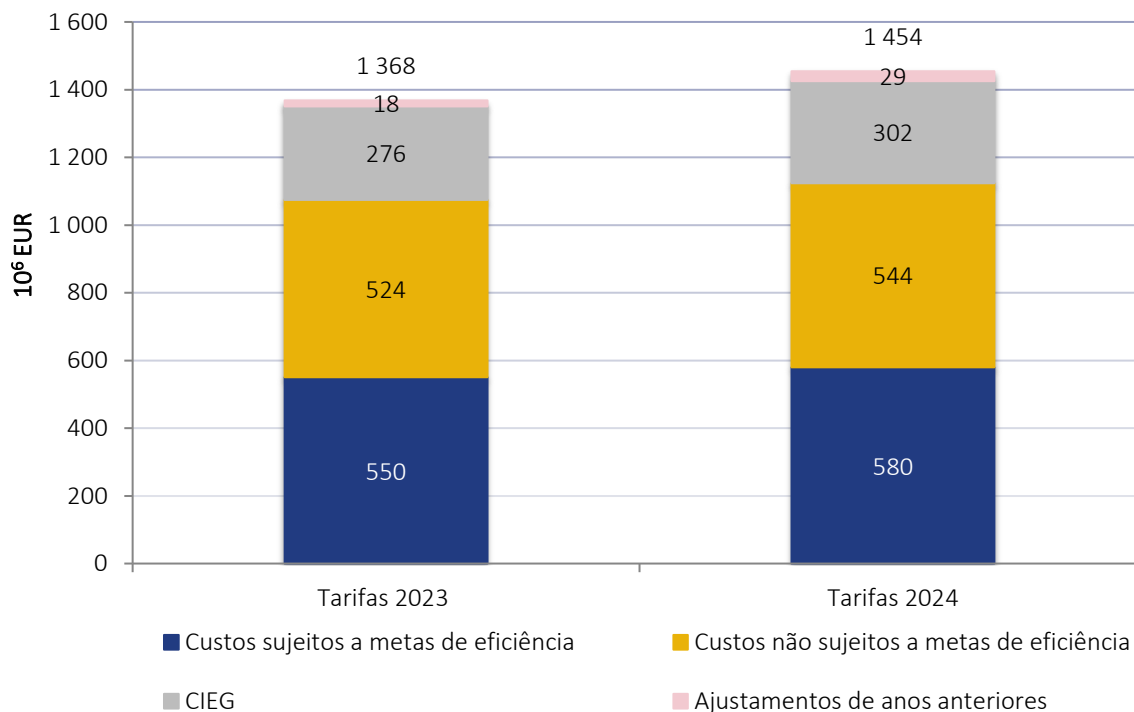
A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeitos a metas de eficiência impostas, nos quais se incluem determinadas componentes dos custos totais (TOTEX²⁸) da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT²⁹, e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência (que se traduz ainda nos valores de CAPEX³⁰ considerados na base de custos TOTEX); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência, que englobam custos considerados não controláveis, determinadas componentes do TOTEX da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT e os proveitos decorrentes dos incentivos associados ao desempenho das empresas; (iii) custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios) e (iv) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas rubricas pode ser analisado na Figura 2-17.

²⁸ Do inglês *Total Expenditure*

²⁹ A justificação detalhada das componentes do TOTEX sujeitas a metas de eficiência encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”.

³⁰ Custos com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações), do inglês *Capital Expenditure*.

Figura 2-17 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição,
por componente



Em 2024, observa-se que a proporção de custos sujeitos a metas de eficiência (40%) mantém-se estável face a 2023, o que decorre da aplicação, a partir do período de regulação 2022-2025, de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de TEE, bem como da extensão desta metodologia à atividade de DEE em AT/MT que já era aplicada no período de regulação anterior à atividade de DEE em BT. Apenas se encontra sujeita a metas de eficiência uma parte da componente TOTEX dos proveitos permitidos destas atividades, porque os investimentos realizados anteriormente à aplicação desta metodologia não se encontram abrangidos. Tal justifica que a proporção de custos não sujeitos a metas de eficiência represente cerca de 38% dos proveitos permitidos totais destas atividades³¹.

Refira-se ainda que o aumento das rubricas dos custos sujeitos a metas de eficiência e aos CIEG (rendas de concessão em BT pagas aos municípios) se deve ao forte crescimento do deflator do PIB a que ambas as rubricas estão parcialmente indexadas.

³¹ No documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025” detalham-se as componentes do TOTEX que estão sujeitas a metas de eficiência, em ambas as atividades.

2.3 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS

O ano de 2024 é o terceiro ano do período de regulação que se iniciou em 2022. Os parâmetros a aplicar para 2024 foram reavaliados e definidos no âmbito do processo de preparação do período de regulação 2022-2025 e a sua fundamentação pode ser encontrada, na quase totalidade dos parâmetros, no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021.

2.3.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2024

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	5,27%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 108.º
δ_{t-2}	0,50%	Spread de 2022, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50%	Spread de 2023, em pontos percentuais	-
$FC_{OLMCA,t}$	1 364	Custos afetos à atividade de OLMCA para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 109.º
$CEE_{GS,t}$	19 017	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 110.º
$r_{GS,t}$	5,27%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 110.º
$FC_{URT,t}$	36 162	Componente fixa dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em milhares de euros	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURT,t}$	858,58721	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pré 2022, de ativos sem prémio, a custos reais, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 114.º
$VC_{iURT,t}$	1 032,87231	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pré 2022, de ativos com prémio, a custos de referência, com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 114.º
$VC_{iURT,t}$	127,85925	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 114.º
$VC_{iURT,t}$	272,56248	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento pós 2022, em milhões de euros pela taxa de remuneração	Art.º 114.º
$VC_{iURT,t}$	357,08005	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 114.º
$VC_{iURT,t}$	600,89502	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 114.º
$FC_{iURDNT,t}$	109 256	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 120.º
$VC_{iURDNT,t}$	1 546,46996	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada às condições de financiamento pré 2022 com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 120.º
$VC_{iURDNT,t}$	146,42217	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 120.º
$VC_{iURDNT,t}$	265,50230	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada às condições de financiamento pós 2022, em milhões de euros pela taxa de remuneração	Art.º 120.º
$VC_{iURDNT,t}$	3 612,01180	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 120.º
$VC_{iURDNT,t}$	322,06628	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e de MT, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 120.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{URD,BT,t}$	133 868	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iURD,BT,t}$	1 032,33709	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada às condições de financiamento pré 2022 com neutralização de eficiência, em milhões de euros pelo produto da taxa de remuneração pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 121.º
$VC_{iURD,BT,t}$	98,97052	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada à neutralização de eficiência pré 2022, em milhões de euros pelo fator de neutralização de eficiência	Art.º 121.º
$VC_{iURD,BT,t}$	291,26514	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada às condições de financiamento pós 2022, em milhões de euros pela taxa de remuneração	Art.º 121.º
$VC_{iURD,BT,t}$	10,43618	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, associada ao número de clientes, em euros por cliente	Art.º 121.º
$r_{CVEE,t}^{CR}$	5,57%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 122.º
$r_{C,t}^{CR}$	5,57%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Comercialização, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 125.º
$FC_{NT,t}$	26	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 125.º
$V_{C,NT,t}$	110,73441	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 125.º
$FC_{BTE,t}$	32	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 125.º
$V_{C,BTE,t}$	92,46002	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 125.º
$FC_{BTN,t}$	7 636	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 125.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{CBTN,t}$	13,62507	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 125.º
$r_{CVPRG,t}^{AUR}$	5,57%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 127.º
$r_{CVPREAC,t}^{AUR}$	5,57%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 128.º
$\delta t-2$	0,50%	Spread de 2022, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\delta t-1$	0,50%	Spread de 2023, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	5,27%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 129.º
FC_t^{AGS}	14 288	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 129.º
r_t^D	5,57%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 132.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 675	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 132.º
$VC_{IAT/MT,t}^D$	0,00504	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 132.º
$VC_{IAT/MT,t}^D$	1,76321	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 132.º
$FC_{BT,t}^D$	4 465	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 132.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iBT,t}^{AD}$	0,00493	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 132.º
$VC_{iBT,t}^{AD}$	0,01773	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 132.º
r_t^{AC}	5,57%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 133.º
$FC_{MT,t}^{AC}$	343	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 133.º
$V_{iMT,t}^{AC}$	0,44455	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 133.º
$F_{BT,t}^{AC}$	3 223	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 133.º
$V_{iBT,t}^{AC}$	0,02510	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 133.º
r_t^{MAGS}	5,27%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 136.º
F_t^{MAGS}	13 770	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 136.º
r_t^{MD}	5,57%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 139.º
$FC_{AT/MT,t}^{MD}$	2 604	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$VC_{iAT/MT,t}^{MD}$	0,00596	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 139.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iAT/MT,t}^{MD}$	3,98277	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 139.º
$FC_{BT,t}^{MD}$	6 082	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$VC_{iBT,t}^{MD}$	0,00529	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 139.º
$VC_{iBT,t}^{MD}$	0,02151	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 139.º
I_t^{MC}	5,57%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2024, em percentagem	Art.º 140.º
$F_{MT,t}^{MC}$	240	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 140.º
$V_{MT,t}^{MC}$	0,73193	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 140.º
$F_{BT,t}^{MC}$	2 158	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 140.º
$V_{BT,t}^{MC}$	0,01526	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 140.º

Os parâmetros a aplicar para o período de regulação 2022-2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{CEGS}	1,50%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de Gestão Global do Sistema, em percentagem	Art.º 111.º
X_{FCURT}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{VCURT}	1,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
δ_{URT}^{MOD}	0,625%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 114.º
δ_{URT}^{EXT}	1,500%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 114.º
$X_{FCURD,NT}$	0,75%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 120.º
$X_{VCURD,NT}$	0,75%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão AT/MT, em percentagem	Art.º 120.º
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	1,00%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	Art.º 120.º
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	1,75%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	Art.º 120.º
$X_{FCURD,BT}$	0,75%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{URD,BT}$	0,75%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 121.º
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	1,00%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 121.º
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	1,75%	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 121.º
$X_{C,V,NT,i}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,F,NT,i}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,F,BTE,i}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,V,BTE,i}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,F,BTN,i}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,V,BTN,i}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 125.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FC}^{A_{AGS}}$	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 129.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{VCAT/MT,BT}^D$	2,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 132.º
$X_{F_{MT e BT}}^C$	3,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 133.º
$X_{V_{MT e BT}}^C$	3,00%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 133.º
$X_{FC}^{M_{AGS}}$	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 136.º
$X_{FC,AT/MT e BT}^{M^D}$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 139.º
$X_{VCi, AT/MT,BT}^{M^D}$	2,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 139.º
$X_{F_{MT e BT}}^{M^C}$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 140.º
$X_{V_{MT e BT}}^{M^C}$	2,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 140.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação 2022-2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2022}$	$0,0001241 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2022, expressa em kWh	Art.º 147.º
$END_{REF\ 2023}$	$0,0001241 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2023, expressa em kWh	Art.º 147.º
$END_{REF\ 2024}$	$0,0001237 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2024, expressa em kWh	Art.º 147.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
END _{REF 2025}	0,0001241×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2025, expressa em kWh	Art.º 147.º
ΔV	0,12x END _{REF}	Valor de variação da END _{REF} , expressa em kWh	Art.º 147.º
VEND	4,5	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 147.º
RQS1 _{máx}	6 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 147.º
RQS1 _{mín}	6 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 147.º
SAIDI MT 5% _{REF 2022}	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2022, expresso em minutos	Art.º 147.º
SAIDI MT 5% _{REF 2023}	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2023, expresso em minutos	Art.º 147.º
SAIDI MT 5% _{REF 2024}	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2024, expresso em minutos	Art.º 147.º
SAIDI MT 5% _{REF 2025}	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2025, expresso em minutos	Art.º 147.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 147.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 147.º
RQS2 _{máx}	3 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 147.º
RQS2 _{mín}	3 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 147.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2022-2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Componente 1			
P _{REF2022}	8,50%	Valor das perdas de referência em 2022 (%), no referencial de entrada	Art.º 144.º
P _{REF2023}	8,25%	Valor das perdas de referência em 2023 (%), no referencial de entrada	Art.º 144.º
P _{REF2024}	8,00%	Valor das perdas de referência em 2024 (%), no referencial de entrada	Art.º 144.º
P _{REF2025}	7,75%	Valor das perdas de referência em 2025 (%) no referencial de entrada	Art.º 144.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
ΔZ	0,75%	Varição da banda morta (%)	Art.º 144.º
ΔP	2,50%	Varição máxima da banda (%)	Art.º 144.º
V_{p1}	0,025 €/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas da componente 1, definido como 1/2 do valor assumido da energia de médio e longo prazo no mercado diário de 0,050 €/kWh	Art.º 144.º
$IRP_{max}=-IRP_{min}$	20 000 000	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 1 em euros	Art.º 144.º
Componente 2			
k	25%	Percentagem do montante recuperado a partilhar com o operador da RND (%)	Art.º 144.º
Componente 3			
$R_{REF\ 2022}$	120 000	Valor de referência da energia a recuperar em 2022, expresso em kWh	Art.º 144.º
$R_{REF\ 2023}$	126 000	Valor de referência da energia a recuperar em 2023, expresso em kWh	Art.º 144.º
$R_{REF\ 2024}$	132 300	Valor de referência da energia a recuperar em 2024, expresso em kWh	Art.º 144.º
$R_{REF\ 2025}$	138 900	Valor de referência da energia a recuperar em 2025, expresso em kWh	Art.º 144.º
V_{p3}	0,050 €/kWh	Parâmetro de valorização unitária da energia recuperada da componente 3 em cada ano, definido como o valor assumido da energia de médio e longo prazo no mercado diário de 0,050 €/kWh	Art.º 144.º
$IRR_{max2022}=-IRR_{min2022}$	6 000 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R_{REF}) e a valorização unitária (V_{p3}) no ano em causa	Art.º 144.º
$IRR_{max2023}=-IRR_{min2023}$	6 300 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R_{REF}) e a valorização unitária (V_{p3}) no ano em causa	Art.º 144.º
$IRR_{max2024}=-IRR_{min2024}$	6 615 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R_{REF}) e a valorização unitária (V_{p3}) no ano em causa	Art.º 144.º
$IRR_{max2025}=-IRR_{min2025}$	6 945 000 €	Valor máximo do prémio ou penalidade da componente 3, em euros, definido anualmente pela ERSE tendo em atenção o valor de referência (R_{REF}) e a valorização unitária (V_{p3}) no ano em causa	Art.º 144.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) para o período de regulação 2022-2025, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$IMDT_{sup}$	20 000 000	Parâmetro que limita o valor máximo do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, para o nível de desempenho superior da RNT, em euros	Art.º 153.º
$IMDT_{inf}$	-20 000 000	Parâmetro que limita o valor mínimo do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, para o nível de desempenho superior da RNT, em euros	Art.º 153.º
$I_{QST\ ref}$	0,96 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{QST}	Art.º 153.º
$I_{Disp\ ref}$	97,50 %	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Disp}	Art.º 153.º
α_{Tcd}	0,78	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, associado ao cálculo do indicador secundário I_{Disp}	Art.º 153.º
$I_{Interl\ min\ 2022}$	67,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2022	Art.º 153.º
$I_{Interl\ ref\ 2022}$	72,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2022	Art.º 153.º
$I_{Interl\ max\ 2022}$	77,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2022	Art.º 153.º
$I_{Interl\ min\ 2023}$	77,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2023	Art.º 153.º
$I_{Interl\ ref\ 2023}$	82,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2023	Art.º 153.º
$I_{Interl\ max\ 2023}$	87,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2023	Art.º 153.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{\text{Interl min 2024}}$	87,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2024	Art.º 153.º
$I_{\text{Interl ref 2024}}$	92,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2024	Art.º 153.º
$I_{\text{Interl max 2024}}$	97,5%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2024	Art.º 153.º
$I_{\text{Interl min 2025}}$	90%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2025	Art.º 153.º
$I_{\text{Interl ref 2025}}$	95%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2025	Art.º 153.º
$I_{\text{Interl max 2025}}$	100%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo do indicador secundário I_{Interl} , para o ano 2025	Art.º 153.º
$DT_{\text{min 2022}}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2022	Art.º 153.º
$DT_{\text{ref 2022}}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2022	Art.º 153.º
$DT_{\text{max 2022}}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2022	Art.º 153.º
$DT_{\text{min 2023}}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2023	Art.º 153.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$DT_{ref\ 2023}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2023	Art.º 153.º
$DT_{max\ 2023}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2023	Art.º 153.º
$DT_{min\ 2024}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2024	Art.º 153.º
$DT_{ref\ 2024}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2024	Art.º 153.º
$DT_{max\ 2024}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2024	Art.º 153.º
$DT_{min\ 2025}$	-0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor mínimo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2025	Art.º 153.º
$DT_{ref\ 2025}$	0,25	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador principal DT desempenho técnico, para o ano 2025	Art.º 153.º
$DT_{max\ 2025}$	0,75	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RNT, usado no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que estabelece o valor máximo de desempenho técnico, aplicável ao indicador principal DT, para o ano 2025	Art.º 153.º
α_1	1	Peso relativo do indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT	Art.º 153.º
α_2	1	Peso relativo do Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT	Art.º 153.º
α_3	2	Peso relativo do Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados	Art.º 159.º
I_{DISP}	0 ou 1	Indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT	Art.º 153.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
I_{QST}	0 ou 1	Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT	Art.º 153.º
I_{Interl}	[-0,5;+0,5]	Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados	Art.º 153.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS)³² no Continente para o ano de 2024 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 817/2023
K_w^{OBTj}	5,65	Parâmetro, em euros, que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 28.º
T_w	8	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBTj}	Art.º 28.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS)³² nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para o ano de 2024 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 817/2023
K_w^{OBTj}	5,74	Parâmetro, em euros, que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 28.º
T_w	8	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBTj}	Art.º 28.º

³² Estes parâmetros são detalhados no Regulamento n.º 817/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 145, de 27 de julho de 2023 e no documento «Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025». Na atualização do valor do parâmetro aplicou-se o IPIB de t-1 de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor, pelo que o valor destes parâmetros para 2024 será atualizado de acordo com o valor fechado do IPIB à data dos ajustamentos tarifários de t-2

Os parâmetros previstos no artigo 130.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma dos Açores, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	20,0	Dias de viagem com origem em Roterdão	Instrução n.º 9/2022
Qt _t	17 000	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd _t	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
fc	1,7	Fator de correção aplicável ao custo de transporte de fuelóleo	Instrução n.º 3/2023
-	30,0	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% (USD/t)	Instrução n.º 3/2023
-	30,0	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% (USD/t)	Instrução n.º 3/2023
-	a) ³³	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na RAA	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

³³ Calculado anualmente, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 130.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma dos Açores, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa ³⁴	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	10,0	Fator de correção para o mercado Português	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	43,68	Transporte + armazenamento (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	52,19	Desconto (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

Os parâmetros previstos no artigo 137.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022

³⁴ O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no "Oil Bulletin" emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
tv	11,9	Dias de viagem com origem em Sines	Instrução n.º 9/2022
Qt _t	13 500	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd _t	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
fc	1,7	Fator de correção aplicável ao custo de transporte de fuelóleo	Instrução n.º 3/2023
-	30,2	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira (eur/t)	Instrução n.º 3/2023
-	30,2	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira (eur/t)	Instrução n.º 3/2023
-	8,63	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% no Porto Santo (eur/t)	Instrução n.º 3/2023
-	8,63	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% no Porto Santo (eur/t)	Instrução n.º 3/2023
-	30,0	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira e Porto Santo (USD/t)	Instrução n.º 3/2023
-	30,0	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira e Porto Santo (USD/t)	Instrução n.º 3/2023
-	a) ³⁵	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na RAM	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

³⁵ Calculado anualmente, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 137.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa ³⁶	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	53,72	Transporte + armazenamento (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	68,0	Desconto (eur/10 ³ l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

Os valores dos parâmetros previstos no artigo 137.º do Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar na Região Autónoma da Madeira, para cálculo dos custos com o gás natural, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	preço do <i>Brent</i> ou outro indexante ³⁷	Mercado de referência para aquisição de gás natural	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	3,605 ³⁸	Constante a)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	0,348 ³⁹	Constante b)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022

³⁶ O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no "Oil Bulletin" emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

³⁷ Poderá igualmente ser considerado outro indexante decorrente de contrato de aquisição de gás natural validado pela ERSE para efeitos tarifários. Desde abril de 2022 o preço de aquisição da EEM passou a estar indexado ao TTF.

³⁸ A constante a) tem como pressuposto a assinatura de um contrato indexado ao *Brent*. Poderá ser considerada outra constante de ordem de grandeza semelhante, caso seja celebrado um contrato indexado a outra variável e que o mesmo seja validado pela ERSE para efeitos tarifários.

³⁹ A constante b) tem como pressuposto a assinatura de um contrato indexado ao *Brent*. Poderá ser considerada outra constante de ordem de grandeza semelhante, caso seja celebrado um contrato indexado a outra variável e que o mesmo seja validado pela ERSE para efeitos tarifários.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	14,00 ⁴⁰	Custos de transporte (eur/MWh)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e instrução n.º 9/2022
-	0,6%	Margem de comercialização ⁴¹	Instrução n.º 9/2022
-	a) ⁴²	Custos de armazenagem de gás natural (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

2.4 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2022 E 2023

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 5 do artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identificam-se, por entidade regulada, os montantes de ajustamentos referentes a 2022 e 2023 e respetivos juros.

⁴⁰ No âmbito destas tarifas procedeu-se à revisão deste parâmetro nos termos explicitados no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, que acompanha este documento. O valor deste parâmetro a considerar em definitivo, de 2024 até ao final do período de regulação, será publicado após conhecido o deflador do PIB de 2023 considerado no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos de 2024, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

⁴¹ A margem de comercialização e financeira corresponde ao valor variável do preço do Brent, convertido para MWh, ou de uma ordem de grandeza semelhante, caso seja celebrado um contrato indexado a outra variável e que o mesmo seja validado pela ERSE para efeitos tarifários.

⁴² Calculado anualmente, por ilha, em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS.

Quadro 2-10 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 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	Ajustamento do ano 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 2024
	(1)	(2) = [(1) x (1++spread) x (1++spread)]	(3)	(3)	(4) = [(3+37)/2 x (1++spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)+[(3+3)/2]+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1++spread)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (6)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	408 913	24 729	373 330	386 643	16 635	0	37 021	-266 109	-11 650	-277 759	-240 738
Proveitos permitidos à REN Trading	408 913	24 729	373 330	386 643	16 635	0	37 021	-266 109	-11 650	-277 759	-240 738

Quadro 2-11 - Valor dos ajustamentos de 2022 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2024	Ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024
	(1)	(2) = [(1) x (1++spread) x (1++spread)]	(3) = (1)+(2)
Operação Logística de Mudança de Comercializador	14	1	15
Proveitos permitidos à ADENE	14	1	15

Quadro 2-12 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 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	Juros do ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Outros (a)	Acerto do CAPEX de 2023 em tarifas de 2024	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2024
	(1)	$(2) = [(1) \times (1 + \text{spread}) \times (1 + \text{spread})]$	(3)	$(4) = [(3) \times (1 + \text{spread}) - 1]$	(5)	(6)	$(7) = (1) + (2) - (3) - (4) - (5) - (6)$	(8)	(9)	$(10) = (7) + (8) + (9)$
Gestão Global do Sistema (GGS)	68	4	-520	-23		195	419	-414	491	496
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-27 241	-1 647			0	0	-28 889		0	-28 889
Proveitos permitidos à REN	-27 173	-1 643	-520	-23	0	195	-28 469	-414	491	-28 393

Nota: Ajustamento provisório de 2023 da convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Quadro 2-13 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2024	Ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Acerto do CAPEX de 2023 em tarifas de 2024	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2024
	(1)	$(2) = [(1) \times (1 + \text{spread}) \times (1 + \text{spread}) - 1]$	(3)	$(4) = (1) + (2) - (3)$	(5)	(6)	$(7) = (4) + (5) + (6)$
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 070	125		2 195			2 195
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-5 406	-327	0	-5 733			-5 733
Proveitos permitidos à E-Redes	-3 336	-202	0	-3 538	0	0	-3 538

Quadro 2-14 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 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	Ajustamento do ano 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	Ajustamentos extraordinários atualizados para 2024	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2024
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread) - 1]	(3)	(4)	(4) = [(3+2)/2 x (1+spread) - 1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+spread) - 1]	(8) = (6)+(7)	(9)	(10) = (5)+(8)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica	370 431	22 402	783 108	653 993	31 457	-357 174	-1 271 216	-55 651	-1 326 867	8 255	-1 675 787
Sobrecusto da PRE	501 355	30 320	974 572	824 889	39 388	-407 444	-1 418 986	-62 120	-1 481 106	8 255	-1 880 295
CVEE Fornecimento Clientes	-131 472	-7 951	-191 464	-170 895	-7 932	49 689	147 770	6 469	154 239		203 928
Ajustamento da aditividade tarifária	547	33				581			0		581
Comercialização	2 884	174				3 059	-392	-17	-409		2 650
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	373 315	22 577	783 108	653 993	31 457	-354 116	-1 271 608	-55 668	-1 327 277	8 255	-1 673 137

Nota: Os ajustamentos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo não se encontram refletidos no quadro pois não estavam previstos regulamentarmente no período em que ocorreram.

Quadro 2-15 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2024	Ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Acerto do CAPEX de 2023 em tarifas de 2024	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2024
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread) - 1]	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)-(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-29 763	-1 800	-1 122	-32 686	-2 303	-30 383
Distribuição de Energia Elétrica	419	25	477	921	-771	1 692
Comercialização de Energia Elétrica	562	34	-408	188	-518	706
Proveitos permitidos à EDA	-28 782	-1 741	-1 053	-31 576	-3 592	-27 984

Quadro 2-16 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2024	Ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Acerto do CAPEX de 2023 em tarifas de 2024	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para 2024	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2024
	(1)	(2) = $\frac{[(1) \times (1 + \text{spread})]}{(1 + \text{spread}) - 1}$	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6)	(7) = (4)-(5)+(6)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-63 236	-3 824	-449	-67 510	-1 550	-75	-66 034
Distribuição de Energia Elétrica	-250	-15	640	374	387		-13
Comercialização de Energia Elétrica	-163	-10	32	-141	153		-294
Proveitos permitidos à EEM	-63 650	-3 849	223	-67 277	-1 009	-75	-66 342

2.5 TRANSFERÊNCIAS

2.5.1 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

2.5.1.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN TRADING

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e a REN Trading, referentes aos proveitos a recuperar da atividade de CVEE do Agente Comercial.

Quadro 2-17 - Transferências entre a REN e a REN Trading

Unidade: EUR

Proveitos a recuperar da REN Trading	
Janeiro	24 242 788
Fevereiro	24 242 788
Março	24 242 788
Abril	24 242 788
Mai	24 242 788
Junho	24 242 788
Julho	24 242 788
Agosto	24 242 788
Setembro	24 242 788
Outubro	24 242 788
Novembro	24 242 788
Dezembro	24 242 788
Total	290 913 455

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

2.5.1.2 TRANSFERÊNCIAS PARA O OLMCA

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e a ADENE, referentes aos proveitos a recuperar da atividade de OLMCA pela parcela I da tarifa do Uso Global do Sistema.

Quadro 2-18 - Transferências entre a REN e a ADENE

Unidade: EUR

Proveitos do OLMCA recuperados pela parcela I da tarifa UGS do ORT
--

Janeiro	56 196
Fevereiro	56 196
Março	56 196
Abril	56 196
Maio	56 196
Junho	56 196
Julho	56 196
Agosto	56 196
Setembro	56 196
Outubro	56 196
Novembro	56 196
Dezembro	56 196
Total	674 355

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

2.5.1.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2024.

Quadro 2-19 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

Custo com a convergência tarifária de 2024	
Janeiro	12 084 066
Fevereiro	12 084 066
Março	12 084 066
Abril	12 084 066
Maió	12 084 066
Junho	12 084 066
Julho	12 084 066
Agosto	12 084 066
Setembro	12 084 066
Outubro	12 084 066
Novembro	12 084 066
Dezembro	12 084 066
Total	145 008 792

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2024, são apresentados no Quadro 2-20. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2024 e os ajustamentos ao valor de descontos para 2022 e 2023. De acordo com o RT em vigor, o operador da rede de transporte deve transferir, para os operadores da rede de distribuição, os montantes para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social apresentados nos quadros *infra*.

Quadro 2-20 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social

Janeiro	230 856
Fevereiro	230 856
Março	230 856
Abril	230 856
Mai	230 856
Junho	230 856
Julho	230 856
Agosto	230 856
Setembro	230 856
Outubro	230 856
Novembro	230 856
Dezembro	230 856
Total	2 770 276

2.5.1.4 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2024 da Região Autónoma da Madeira.

Quadro 2-21 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2024
Janeiro	14 179 322
Fevereiro	14 179 322
Março	14 179 322
Abril	14 179 322
Maiο	14 179 322
Junho	14 179 322
Julho	14 179 322
Agosto	14 179 322
Setembro	14 179 322
Outubro	14 179 322
Novembro	14 179 322
Dezembro	14 179 322
Total	170 151 862

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2024, são apresentados no Quadro 2-22. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2024, e os ajustamentos para 2022 e 2023. De acordo com o RT em vigor, o operador da rede de transporte deve transferir, para os operadores da rede de distribuição, os montantes para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social apresentados nos quadros *infra*.

Quadro 2-22 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	256 800
Fevereiro	256 800
Março	256 800
Abril	256 800
Maió	256 800
Junho	256 800
Julho	256 800
Agosto	256 800
Setembro	256 800
Outubro	256 800
Novembro	256 800
Dezembro	256 800
Total	3 081 604

2.5.1.5 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os custos com a tarifa social em Portugal continental, em 2024, são apresentados no Quadro 2-23. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2024, e os ajustamentos para 2022 e 2023. O montante apresentado e publicado pela ERSE deverá corresponder ao valor das transferências a efetuar pelo operador da rede de transporte para o operador da rede de distribuição (E-REDES), de acordo com o RT em vigor.

Quadro 2-23 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	10 239 014
Fevereiro	10 239 014
Março	10 239 014
Abril	10 239 014
Maio	10 239 014
Junho	10 239 014
Julho	10 239 014
Agosto	10 239 014
Setembro	10 239 014
Outubro	10 239 014
Novembro	10 239 014
Dezembro	10 239 014
Total	122 868 163

2.5.1.6 TRANSFERÊNCIAS DOS AGENTES FINANCIADORES

De acordo com o referido no Anexo I do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2024», a Diretiva com os montantes a transferir por cada agente financiador durante o ano de 2024 será aprovada em data posterior à das tarifas e preços de eletricidade para 2024.

2.5.1.7 TRANSFERÊNCIAS PARA A SU ELETRICIDADE AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos dos produtores sujeitos ao mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua redação atual, serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso nos termos regulamentares estabelecidos.

2.5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA E-REDES

2.5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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 Eletricidade⁴³.

Quadro 2-24 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – 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 prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Fevereiro	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Março	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Abril	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Mai	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Junho	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Julho	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Agosto	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Setembro	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Outubro	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Novembro	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Dezembro	185 164	36 990 098	43 323	-2 700	37 215 885
Total	2 221 965	443 881 180	519 874	-32 400	446 590 618

Nota: 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”.

⁴³ Até à atribuição da licença de agregador, as funções de AUR são desempenhadas pelo CUR.

Quadro 2-25 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – CUR

Unidade: EUR

	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Total
Janeiro	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Fevereiro	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Março	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Abril	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Mai	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Junho	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Julho	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Agosto	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Setembro	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Outubro	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Novembro	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Dezembro	-24 982	-17 042 353	-17 067 336
Total	-299 787	-204 508 240	-204 808 027

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

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias de créditos relativos a:

- a) Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009, que foi titularizado à Tagus.
- b) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro,⁴⁴ ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD.
- c) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no

⁴⁴ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁴⁵, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2021. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD.

2.5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A.

Quadro 2-26 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica nos anos de 2007 e de 2008

Unidade: EUR

	Renda Anual
Janeiro	8 599 146
Fevereiro	8 599 146
Março	8 599 146
Abril	8 599 146
Maio	8 599 146
Junho	8 599 146
Julho	8 599 146
Agosto	8 599 146
Setembro	8 599 146
Outubro	8 599 146
Novembro	8 599 146
Dezembro	8 599 146
Total	103 189 753

⁴⁵ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro).

Quadro 2-27 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009

Unidade: EUR

Renda Anual	
Janeiro	3 016 309
Fevereiro	3 016 309
Março	3 016 309
Abril	3 016 309
Mai	3 016 309
Junho	3 016 309
Julho	3 016 309
Agosto	3 016 309
Setembro	3 016 309
Outubro	3 016 309
Novembro	3 016 309
Dezembro	3 016 309
Total	36 195 710

2.5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Quadro 2-28 - Transferências da E-REDES para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 839 476	Janeiro	828 531
Fevereiro	2 839 476	Fevereiro	828 531
Março	2 839 476	Março	828 531
Abril	2 839 476	Abril	828 531
Mai	2 839 476	Mai	828 531
Junho	2 839 476	Junho	828 531
Julho	2 839 476	Julho	828 531
Agosto	2 839 476	Agosto	828 531
Setembro	2 839 476	Setembro	828 531
Outubro	2 839 476	Outubro	828 531
Novembro	2 839 476	Novembro	828 531
Dezembro	2 839 476	Dezembro	828 531
Total	34 073 712	Total	9 942 372

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	659 028
Fevereiro	659 028
Março	659 028
Abril	659 028
Maiο	659 028
Junho	659 028
Julho	659 028
Agosto	659 028
Setembro	659 028
Outubro	659 028
Novembro	659 028
Dezembro	659 028
Total	7 908 336

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636
Fevereiro	1 582 636
Março	1 582 636
Abril	1 582 636
Maiο	1 582 636
Junho	1 582 636
Julho	1 582 636
Agosto	1 582 636
Setembro	1 582 636
Outubro	1 582 636
Novembro	1 582 636
Dezembro	1 582 636
Total	18 991 632

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 689 877
Fevereiro	1 689 877
Março	1 689 877
Abril	1 689 877
Maiο	1 689 877
Junho	1 689 877
Julho	1 689 877
Agosto	1 689 877
Setembro	1 689 877
Outubro	1 689 877
Novembro	1 689 877
Dezembro	1 689 877
Total	20 278 524

Quadro 2-29 - Transferências da E-REDES para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 828 148	Janeiro	1 544 227
Fevereiro	2 828 148	Fevereiro	1 544 227
Março	2 828 148	Março	1 544 227
Abril	2 828 148	Abril	1 544 227
Mai	2 828 148	Mai	1 544 227
Junho	2 828 148	Junho	1 544 227
Julho	2 828 148	Julho	1 544 227
Agosto	2 828 148	Agosto	1 544 227
Setembro	2 828 148	Setembro	1 544 227
Outubro	2 828 148	Outubro	1 544 227
Novembro	2 828 148	Novembro	1 544 227
Dezembro	2 828 148	Dezembro	1 544 227
Total	33 937 776	Total	18 530 724

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636	Janeiro	1 318 056
Fevereiro	1 582 636	Fevereiro	1 318 056
Março	1 582 636	Março	1 318 056
Abril	1 582 636	Abril	1 318 056
Mai	1 582 636	Mai	1 318 056
Junho	1 582 636	Junho	1 318 056
Julho	1 582 636	Julho	1 318 056
Agosto	1 582 636	Agosto	1 318 056
Setembro	1 582 636	Setembro	1 318 056
Outubro	1 582 636	Outubro	1 318 056
Novembro	1 582 636	Novembro	1 318 056
Dezembro	1 582 636	Dezembro	1 318 056
Total	18 991 632	Total	15 816 672

Quadro 2-30 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 117 932	Janeiro	467 460
Fevereiro	2 117 932	Fevereiro	467 460
Março	2 117 932	Março	467 460
Abril	2 117 932	Abril	467 460
Maio	2 117 932	Maio	467 460
Junho	2 117 932	Junho	467 460
Julho	2 117 932	Julho	467 460
Agosto	2 117 932	Agosto	467 460
Setembro	2 117 932	Setembro	467 460
Outubro	2 117 932	Outubro	467 460
Novembro	2 117 932	Novembro	467 460
Dezembro	2 117 932	Dezembro	467 460
Total	25 415 184	Total	5 609 520

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 582 636	Janeiro	546 954
Fevereiro	1 582 636	Fevereiro	546 954
Março	1 582 636	Março	546 954
Abril	1 582 636	Abril	546 954
Maio	1 582 636	Maio	546 954
Junho	1 582 636	Junho	546 954
Julho	1 582 636	Julho	546 954
Agosto	1 582 636	Agosto	546 954
Setembro	1 582 636	Setembro	546 954
Outubro	1 582 636	Outubro	546 954
Novembro	1 582 636	Novembro	546 954
Dezembro	1 582 636	Dezembro	546 954
Total	18 991 632	Total	6 563 448

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 689 877
Fevereiro	1 689 877
Março	1 689 877
Abril	1 689 877
Maio	1 689 877
Junho	1 689 877
Julho	1 689 877
Agosto	1 689 877
Setembro	1 689 877
Outubro	1 689 877
Novembro	1 689 877
Dezembro	1 689 877
Total	20 278 524

Quadro 2-31 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 774 672	Janeiro	1 036 469
Fevereiro	1 774 672	Fevereiro	1 036 469
Março	1 774 672	Março	1 036 469
Abril	1 774 672	Abril	1 036 469
Maio	1 774 672	Maio	1 036 469
Junho	1 774 672	Junho	1 036 469
Julho	1 774 672	Julho	1 036 469
Agosto	1 774 672	Agosto	1 036 469
Setembro	1 774 672	Setembro	1 036 469
Outubro	1 774 672	Outubro	1 036 469
Novembro	1 774 672	Novembro	1 036 469
Dezembro	1 774 672	Dezembro	1 036 469
Total	21 296 064	Total	12 437 628

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	770 432	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	770 432	Fevereiro	1 582 636
Março	770 432	Março	1 582 636
Abril	770 432	Abril	1 582 636
Maió	770 432	Maió	1 582 636
Junho	770 432	Junho	1 582 636
Julho	770 432	Julho	1 582 636
Agosto	770 432	Agosto	1 582 636
Setembro	770 432	Setembro	1 582 636
Outubro	770 432	Outubro	1 582 636
Novembro	770 432	Novembro	1 582 636
Dezembro	770 432	Dezembro	1 582 636
Total	9 245 184	Total	18 991 632

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	6 717 260
Fevereiro	6 717 260
Março	6 717 260
Abril	6 717 260
Maió	6 717 260
Junho	6 717 260
Julho	6 717 260
Agosto	6 717 260
Setembro	6 717 260
Outubro	6 717 260
Novembro	6 717 260
Dezembro	6 717 260
Total	80 607 120

Quadro 2-32 - Transferências da E-REDES para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2020 e 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	507 757	Janeiro	2 098 965
Fevereiro	507 757	Fevereiro	2 098 965
Março	507 757	Março	2 098 965
Abril	507 757	Abril	2 098 965
Mai	507 757	Mai	2 098 965
Junho	507 757	Junho	2 098 965
Julho	507 757	Julho	2 098 965
Agosto	507 757	Agosto	2 098 965
Setembro	507 757	Setembro	2 098 965
Outubro	507 757	Outubro	2 098 965
Novembro	507 757	Novembro	2 098 965
Dezembro	507 757	Dezembro	2 098 965
Total	6 093 084	Total	25 187 580
Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	329 515	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	329 515	Fevereiro	1 582 636
Março	329 515	Março	1 582 636
Abril	329 515	Abril	1 582 636
Mai	329 515	Mai	1 582 636
Junho	329 515	Junho	1 582 636
Julho	329 515	Julho	1 582 636
Agosto	329 515	Agosto	1 582 636
Setembro	329 515	Setembro	1 582 636
Outubro	329 515	Outubro	1 582 636
Novembro	329 515	Novembro	1 582 636
Dezembro	329 515	Dezembro	1 582 636
Total	3 954 180	Total	18 991 632

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	1 689 877
Fevereiro	1 689 877
Março	1 689 877
Abril	1 689 877
Mai	1 689 877
Junho	1 689 877
Julho	1 689 877
Agosto	1 689 877
Setembro	1 689 877
Outubro	1 689 877
Novembro	1 689 877
Dezembro	1 689 877
Total	20 278 524

2.6 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 2-33 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2024, que de seguida são descritos:

- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁴⁶, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial para o ano de 2020 com término em 2024. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁴⁷, ao sobrecusto com a aquisição de energia e

⁴⁶ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

⁴⁷ Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro).

produtores em regime especial para o ano de 2021. O saldo em dívida em 2024, referente a este diferimento é de 278,5 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;

- o diferimento, por cinco anos, do montante de 1 716,6 milhões de euros relativo ao diferencial de custo da aquisição da produção com remuneração garantida decorrente da aplicação do diferimento dos CIEG previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
- o défice gerado em 2009, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, e decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

Quadro 2-33 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2023	Juros 2024	Amortização e regularização 2024	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2024	Saldo em dívida em 2024
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	191 483 170	1 063 306	191 483 170	192 546 476	0
EDP Serviço Universal	22 706	126	22 706	22 832	0
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	25 274 833	140 351	25 274 833	25 415 184	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	5 578 542	30 978	5 578 542	5 609 520	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	33 750 360	187 416	33 750 360	33 937 776	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	18 428 391	102 333	18 428 391	18 530 724	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	21 178 460	117 604	21 178 460	21 296 064	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	12 368 943	68 685	12 368 943	12 437 628	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	33 885 546	188 166	33 885 546	34 073 712	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	9 887 467	54 905	9 887 467	9 942 372	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	25 048 486	139 094	25 048 486	25 187 580	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	6 059 436	33 648	6 059 436	6 093 084	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	555 366 761	3 085 062	276 914 251	279 999 314	278 452 510
SU Eletricidade	219 453	1 219	109 423	110 642	110 030
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	13 018 321	72 317	6 491 131	6 563 448	6 527 189
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	37 669 096	209 252	18 782 380	18 991 632	18 886 716
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	40 221 592	223 431	20 055 093	20 278 524	20 166 499
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	31 371 698	174 270	15 642 402	15 816 672	15 729 296
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	37 669 096	209 252	18 782 380	18 991 632	18 886 716
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	18 337 430	101 864	9 143 320	9 245 184	9 194 111
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	37 669 096	209 252	18 782 380	18 991 632	18 886 716
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	159 880 803	888 138	79 718 982	80 607 120	80 161 821
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	15 685 849	87 135	7 821 201	7 908 336	7 864 648
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	37 669 096	209 252	18 782 380	18 991 632	18 886 716
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	40 221 592	223 431	20 055 093	20 278 524	20 166 499
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	37 669 096	209 252	18 782 380	18 991 632	18 886 716
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	7 842 948	43 568	3 910 612	3 954 180	3 932 336
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	40 221 592	223 431	20 055 093	20 278 524	20 166 499
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024 ^[1]					1 716 609 136
Tagus, SA	132 085 119	7 300 345	132 085 119	139 385 463	0
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	97 785 167	5 404 586	97 785 167	103 189 753	0
Sobrecusto da PRE 2009	34 299 952	1 895 758	34 299 952	36 195 710	0
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-32 400	0	-32 400	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-32 400		-32 400	0
Total	878 935 050	11 416 313	600 482 540	611 898 852	1 995 061 646

Notas:

^[1] O valor total do sobrecusto PRG a diferir previsto para 2024 é de 2 160,4 milhões de euros.

3 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2024

3.1 TARIFAS

O Quadro 3-1 e o Quadro 3-2 apresentam as tarifas reguladas cuja fixação compete à ERSE.

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

Quadro 3-1 - 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, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT _{ORTMAT}	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 _{ORDMAT}	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 _{ORTAT}	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 _{ORDAT}	Operador da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	URD _{AT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de distribuição em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT
	URD _{MT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MT e BT	Uso da rede de distribuição em MT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MT e BT
	URD _{BT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
Tarifa de Energia	TE	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (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, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT e MT	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT e MT, em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, nas Regiões Autónomas)
	CBTE	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas 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, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, nas Regiões Autónomas)
Tarifa de Acesso às Redes	TAR	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída 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}/CUR_{BT}	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
Tarifa de Acesso às Redes (cont.)	TAR _{Social}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entregas a clientes vulneráveis em BTN	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental e Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP	TAR _{AC}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP
Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento	TAR _{IAA}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento
Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo ⁴⁸	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 3.10).

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}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{CUR RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{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}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)	TVCF _{CUR MAT, AT, MT, BTE}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT, MT e BTE do comercializador de último recurso em Portugal continental	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF _{CUR CUR BT}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Comercializadores a atuar exclusivamente em BT	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	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 3.13.6).

Quadro 3-2 - Tarifas Reguladas do setor da Mobilidade Elétrica

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA</i>	TE/Com _{ME RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	CEME que atuem na RAA cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuição da RAA	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAA
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM</i>	TE/Com _{ME RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	CEME que atuem na RAM cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAM
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em 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	

3.2 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

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

3.2.1 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 custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), diferencial de custo do agente comercial relativos 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.

No Quadro 3-3 e no Quadro 3-4 apresentam-se, respetivamente, os preços das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2024.

Quadro 3-3 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0008
Horas cheias	0,0008
Horas de vazio normal	0,0008
Horas de super vazio	0,0008

Quadro 3-4 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0122
Horas cheias	0,0122
Horas de vazio normal	0,0122
Horas de super vazio	0,0122

No Quadro 3-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2024, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

Quadro 3-5 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0130
Horas cheias	0,0130
Horas de vazio normal	0,0130
Horas de super vazio	0,0130

3.2.2 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 apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2024 proporcionam os proveitos permitidos em 2024, de acordo com o estabelecido no artigo 114.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2024 está definida no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

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

No Quadro 3-6 e no Quadro 3-7 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT em 2024.

Quadro 3-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,0627
Contratada	0,0049
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0007
Horas cheias	0,0006
Horas de vazio normal	0,0006
Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0231
Capacitiva	0,0173

Quadro 3-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT	PREÇOS
Potência	EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	0,1061
Contratada	0,0141
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0009
Horas cheias	0,0008
Horas de vazio normal	0,0008
Horas de super vazio	0,0007
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0231
Capacitiva	0,0173

3.3 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 que alguns preços de energia ativa são agregados.

3.3.1 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 3.2.1). 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. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0008
	Horas de super vazio	0,0008

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
AT	4	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
MT	4	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
BTE	4	0,0010	0,0010	0,0009	0,0009
BTN>	3	0,0010	0,0010	0,0009	
BTN< tri-horárias	3	0,0010	0,0009	0,0009	
BTN bi-horárias	2	0,0010		0,0009	
BTN simples	1	0,0009			

A parcela II da tarifa UGS dos ORD recupera os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG). Estes custos incluem: o diferencial de custo com a

produção com remuneração garantida (PRG)⁵⁰, o diferencial de custo com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com mecanismos de capacidade, o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 2 de agosto, os custos de sustentabilidade⁵¹, 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, ao nível do ORT e do ORD, que reduzem o montante de CIEG a recuperar na parcela II da tarifa UGS dos ORD.

No Quadro 3-10 seguinte apresenta-se 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.

Quadro 3-10 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	34,2	110,7	285,3	80,9	236,7	49,9	186,8	747,8
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	7,7	24,9	64,3	18,2	53,4	11,2	42,1	168,5
Diferencial de custo dos CAE	13,3	43,1	111,0	31,5	92,1	19,4	72,7	290,9
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	14,4	46,7	120,2	34,1	99,8	21,0	78,7	315,2
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	6,4	20,6	53,2	15,1	44,1	9,3	34,8	139,4
Ajust. de aquisição de energia	-9,3	-30,2	-77,8	-22,1	-64,6	-13,6	-50,9	-203,9
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,3
Terrenos	0,5	1,7	4,3	1,2	3,6	0,8	2,8	11,3
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto, Aditividade e ajustamentos)	0,4	1,3	3,5	1,0	2,9	0,6	2,3	9,1
Medidas de contenção tarifária	-24,2	-78,4	-202,0	-57,3	-167,6	-35,3	-132,3	-529,6
SUB TOTAL	44,5	143,0	373,2	106,6	367,0	67,4	299,5	1 034,2
Medida de contenção tarifária extraordinária	-38,5	-115,3	-256,5	-57,3	-98,4	-32,4	-66,0	-566,0
TOTAL	6,0	27,8	116,7	49,2	268,6	35,0	233,5	468,2

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-11.

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, e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

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.

Importa referir que a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, passou a incluir a potência em horas de ponta entre as variáveis de faturação, no seguimento da reformulação do RT em julho de 2023 ⁵².

Quadro 3-11 - 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	0,0065	0,0020	0,0019	0,0019	0,0018
AT	4	0,0000	0,0033	0,0042	0,0040	0,0036	0,0033
MT	4	0,0000	0,0177	0,0056	0,0051	0,0040	0,0036
BTE	4	0,0000	0,0223	0,0104	0,0093	0,0075	0,0061
BTN>	3	-	0,0101	0,0437	0,0089	0,0025	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0079	0,0321	0,0051	0,0020	
BTN bi-horárias	2	-	0,0079	0,0106		0,0020	
BTN simples	1	-	0,0079	0,0078			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, apresentam-se no Quadro 3-12.

⁵² No seguimento da [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

Quadro 3-12 - 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	0,0065	0,0028	0,0027	0,0027	0,0026
AT	4	0,0000	0,0033	0,0050	0,0048	0,0044	0,0041
MT	4	0,0000	0,0177	0,0065	0,0060	0,0049	0,0045
BTE	4	0,0000	0,0223	0,0114	0,0103	0,0084	0,0070
BTN>	3	-	0,0101	0,0447	0,0099		0,0034
BTN< tri-horárias	3	-	0,0079	0,0331	0,0060		0,0029
BTN bi-horárias	2	-	0,0079	0,0116			0,0029
BTN simples	1	-	0,0079	0,0087			

No Quadro 3-13 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 3-12.

Quadro 3-13 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC EUR/(kW.dia)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento CMEC		Total
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Ajustamento Parcela Fixa	Ajustamento Parcela de acerto	
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento			
MAT	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
AT	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
MT	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
BTE	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
BTN>	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
BTN< tri-horárias	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
BTN bi-horárias	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459
BTN simples	0,00361	-0,00001	0,00101	0,00001	-0,00002	-0,00001	0,00459

3.3.2 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 apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 3.2.2 deste capítulo, adicionado do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 3-14 e no Quadro 3-15.

Quadro 3-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0627
	Contratada	0,0049
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1004
	Contratada	0,0133
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0008
	Horas de super vazio	0,0007
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-16.

Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT						
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	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
AT	4	0,1216	0,0009	0,0008	0,0008	0,0007
MT	4	0,1273	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
BTE	4	0,1396	0,0010	0,0010	0,0009	0,0008
BTN>	3	-	0,0517	0,0010	0,0009	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0517	0,0010	0,0009	
BTN bi-horárias	2	-	0,0119		0,0009	
BTN simples	1	-	0,0082			

3.3.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2024 proporcionam os proveitos permitidos em 2024, de acordo com o estabelecido no artigo 120.º do Regulamento Tarifário.

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

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2024 é determinada de acordo com o descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

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

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

Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0159
	Contratada	0,0021
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0788
	Contratada	0,0163
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0022
	Horas de vazio normal	0,0015
	Horas de super vazio	0,0012
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2139
	Contratada	0,0227
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0050
	Horas cheias	0,0045
	Horas de vazio normal	0,0036
	Horas de super vazio	0,0027
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0318
	Capacitiva	0,0243

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

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

Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
AT	4	0,0159	0,0021	0,0009	0,0008	0,0005	0,0005	0,0231	0,0173
MT	4	0,0197	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005	-	-
BTE	4	0,0216	-	0,0010	0,0009	0,0006	0,0005	-	-
BTN>	3	-	-	0,0088	0,0009	0,0006		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0088	0,0009	0,0006		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0026		0,0006		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0019				-	-

**Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
MT	4	0,0788	0,0163	0,0025	0,0022	0,0015	0,0012	0,0252	0,0189
BTE	4	0,1121	-	0,0027	0,0024	0,0016	0,0013	-	-
BTN>	3	-	-	0,0434	0,0023	0,0015		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0434	0,0023	0,0015		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0112		0,0015		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0080				-	-

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

No critério de conversão adotado para 2024, o equivalente a 50% das receitas que seriam recuperadas através da potência em horas de ponta nos fornecimentos em BTN<, caso essa variável existisse para esses clientes, são recuperadas através da potência contratada. Nos fornecimentos em BTN>, essa percentagem foi ajustada de forma a assegurar que o preço de potência contratada que resulta é igual ao respetivo preço em BTN<. As alterações referidas anteriormente explicam a diferença nos preços de potência contratada entre BTE e BTN apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		Energia ativa EUR/kWh				Energia reativa EUR/kvarh	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
BTE	4	0,2139	0,0227	0,0050	0,0044	0,0036	0,0027	0,0318	0,0243
BTN>	3	-	0,0293	0,0214	0,0208	0,0033		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,0293	0,0141	0,0135	0,0033		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,0293	0,0129		0,0033		-	-
BTN simples	1	-	0,0293	0,0097				-	-

3.4 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 estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia ativa por período horário e alguns preços de energia são agregados.

3.4.1 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, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1205
	Horas cheias	0,1138
	Horas de vazio normal	0,0984
	Horas de super vazio	0,0882
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1109
	Horas cheias	0,1084
	Horas de vazio normal	0,0959
	Horas de super vazio	0,0932

Os preços da tarifa de Energia convertidas nas várias opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-24.

Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Energia 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	0,1361	0,1281	0,1071		0,1361	0,1281	0,1071	
BTN< tri-horárias	3	0,1360	0,1280	0,1071		0,1360	0,1280	0,1071	
BTN bi-horárias	2	0,1302		0,1071		0,1302		0,1071	
BTN simples	1	0,1220				0,1220			

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.

3.4.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização aplicável pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos em BTN apresenta uma estrutura binómia sendo constituída por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços da tarifa de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

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

Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,0303
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0052

3.5 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 dos 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 ⁵³.

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 ⁵⁴.

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 16 de outubro, estabelece a afetação de um montante global de 1 097 783 884 euros a deduzir aos custos de interesse económico geral a repercutir na tarifa de UGS de 2024. Esse montante é proveniente da afetação da estimativa da receita a obter em 2023 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 5 099 079 euros, à redução do défice tarifário do SEN; da afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2024, no valor de 463 190 124 euros, a deduzir à tarifa de uso global do SEN; e da afetação do remanescente do produto estimado da CESE no ano de 2023, no valor de 63 494 681 euros, à cobertura de encargos decorrentes da realização do objetivo da redução da dívida tarifária do SEN; 566 000 000 euros, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental, a deduzir à tarifa de Acesso às Redes de 2024. O Despacho conjunto estabelece, ainda, que do montante de 566 000 000 euros, proveniente do orçamento do Fundo Ambiental, 500 000 000 euros são deduzidos à tarifa de UGS em MAT, AT, MT, BTE e BTN> e os restantes 66 000 000 euros são deduzidos à tarifa de UGS em BTN<.

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

⁵³ 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.

⁵⁴ 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 3-26 - 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	0,0114
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0035
	Horas cheias	0,0033
	Horas de vazio normal	0,0033
	Horas de super vazio	0,0031
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	0,0054
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0068
	Horas cheias	0,0064
	Horas de vazio normal	0,0057
	Horas de super vazio	0,0053
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	0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0108
	Horas cheias	0,0099
	Horas de vazio normal	0,0078
	Horas de super vazio	0,0069
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	0,0450
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0211
	Horas cheias	0,0190
	Horas de vazio normal	0,0151
	Horas de super vazio	0,0123
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	1,0874
	34,5	1,3593
	41,4	1,6312
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1700
	Horas cheias	0,0349
	Horas de vazio	0,0097

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0428
	2,3	0,0856
	3,45	0,1283
	4,6	0,1711
	5,75	0,2139
	6,9	0,2567
	10,35	0,3850
	13,8	0,5134
	17,25	0,6417
20,7	0,7700	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0365
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0502
	Horas de vazio	0,0092
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1511
	Horas cheias	0,0237
	Horas de vazio	0,0092

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP $\leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0394
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1700
	Horas cheias	0,0349
	Horas de vazio	0,0097

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0372
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0365
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0502
	Horas de vazio	0,0092
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1511
	Horas cheias	0,0237
	Horas de vazio	0,0092

De acordo com as regras de faturação de IP, deverá ser aplicada a cada um dos pontos virtuais que agregam todos os circuitos de IP alimentados pelo mesmo Posto de Transformação, a respetiva opção tarifária de acesso às redes, sendo que estas opções tarifárias dependem do valor da potência contratada. Para valores de potência contratada superior a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes de BTE, para valores de potência contratada inferiores a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em BTN.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2024, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os que constam no Quadro 3-27.

Quadro 3-27 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	37%
AT	32%
MT	27%
BTE	43%
BTN > 20,7 kVA	44%
BTN ≤ 20,7 kVA	43%

Na sequência da Consulta Pública n.º 113, relativa à revisão regulamentar do setor elétrico, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) veio estabelecer uma nova forma para calcular o montante global de

compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, sendo este montante limitado a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes (conforme disposto no n.º 4 do artigo 102.º do RQS).

Esta nova reformulação prevê, no n.º 5 do artigo 102.º do RQS, que os valores médios das tarifas de uso das redes por nível de tensão e tipo de fornecimento, a usar para o cálculo dos limites das compensações, são publicados na diretiva que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços. O Quadro 3-28 apresenta 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.

Quadro 3-28 – Valor médio das tarifas de uso das redes em 2023

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	Valor médio das tarifas de uso das redes EUR/kWh
MAT	0,0028
AT	0,0072
MT	0,0187
BTE	0,0399
BTN	0,0508

O Regulamento Tarifário, no n.º 5 do Artigo 46.º, estabelece que o preço de referência da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio, bem como os fatores multiplicativos referidos no n.º 3 desse mesmo artigo, são aprovados anualmente pela ERSE.

Para o ano 2024, os fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência de energia reativa, por escalão de faturação de energia reativa indutiva, relativo ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição são os apresentados no Quadro 3-29, considerando-se revogado o Despacho n.º 12605/2010, de 4 de agosto.

Quadro 3-29 – Fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reativa

Escalão	Descrição	Fator multiplicativo
Escalão 1	Correspondente a tg ϕ superior ou igual a 30% e inferior a 40%	0,33
Escalão 2	Correspondente a tg ϕ superior ou igual a 40% e inferior a 50%	1,00
Escalão 3	Correspondente a tg ϕ superior ou igual a 50%	3,00

3.6 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, será implementada 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 101⁵⁵. O fator de apontamento f^{56} , 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 será 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 em 2024.

Quadro 3-30 – 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		0,0114
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0035
Horas cheias		0,0033
Horas de vazio normal		0,0033
Horas de super vazio		0,0031
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0231
Capacitiva		0,0173

⁵⁵ 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).

⁵⁶ 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		0,0054
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0068
Horas cheias		0,0064
Horas de vazio normal		0,0057
Horas de super vazio		0,0053
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		0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0108
Horas cheias		0,0099
Horas de vazio normal		0,0078
Horas de super vazio		0,0069
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 ⁵⁷, 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 3-31. Nos restantes preços, a repartição pelas várias tarifas por atividade segue a repartição presente nas tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 3-31 - 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

3.7 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

⁵⁷ 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.

(URD MT), adicionada da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

Pretende-se com esta tarifa de Acesso às Redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG 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 conseqüentemente 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<.

Para este efeito, foi enviado a 17 de agosto de 2023 um pedido de informação a cada um dos dez ORD BT, no sentido de se caracterizar a estrutura de consumos e a faturação das entregas em BT nos anos 2021 e 2022 ⁵⁸. A cada ORD BT foi solicitada informação detalhada sobre os consumos medidos em contador BT ⁵⁹, como também a medição desses consumos nos postos de transformação em que ocorrem as entregas pelo ORD em MT e AT. Comparativamente com o pedido de informação do ano anterior, desta vez também foi solicitada informação sobre a faturação das tarifas reguladas. Até à presente data apenas sete dos dez ORD BT submeteram a informação solicitada.

A análise da informação recebida revelou algumas inconsistências que necessitam de novas interações com os ORD BT. A informação recebida permite ainda assim caracterizar duas das dimensões críticas para a definição da TAR aplicável aos ORD BT, designadamente a estrutura de fornecimentos em BT e as perdas na rede BT.

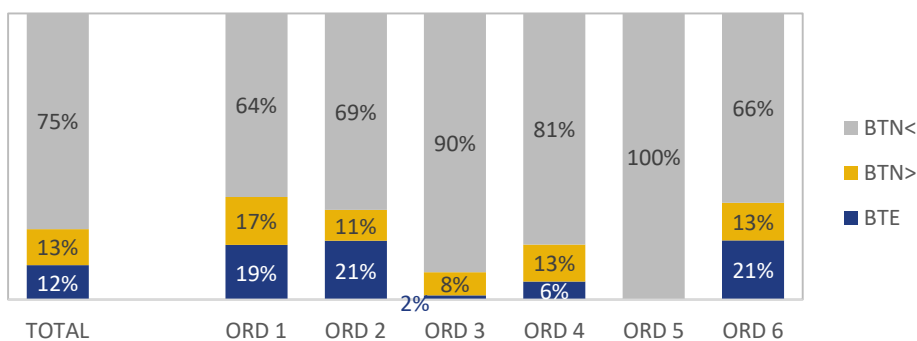
A Figura 3-1 evidencia, para a média dos anos 2021 e 2022, a estrutura dos fornecimentos de energia ativa em BT, para os seis ORD BT que reportaram fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT. O valor médio desses seis ORD BT sugere uma estrutura de fornecimentos

⁵⁸ No ano anterior foi enviado um pedido de informação análogo.

⁵⁹ Para as diferentes variáveis de faturação da tarifa de Acesso às Redes em BT.

de BTE/BTN>/BTN< de 12%/13%/75%, respetivamente. Contudo, observa-se que o peso dos fornecimentos de BTN< varia de forma relevante entre os vários ORD BT, entre valores de 64% e 100%.

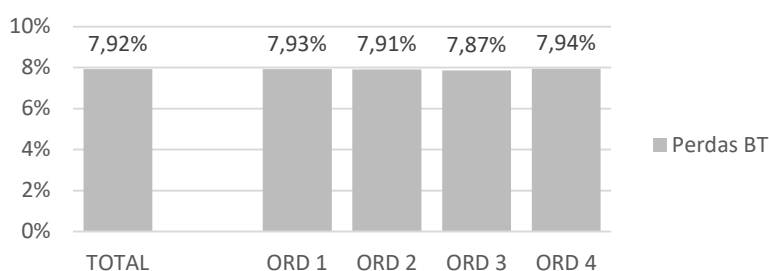
Figura 3-1 - Estrutura dos fornecimentos em BT, média dos anos 2021 e 2022



Nota: O valor total apresentado apenas considera a informação dos seis ORD BT indicados na figura. A informação apenas considera os fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT. Média dos anos 2021 e 2022.

A Figura 3-2 apresenta as perdas em BT nas redes dos ORD BT, em termos de energia ativa, para os ORD BT que reportaram fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT, e que simultaneamente reportaram informação consistente. Isto reduz o grupo dos ORD BT para quatro entidades. Observa-se que as perdas em BT estão muito alinhadas entre estes ORD BT, em torno de um valor médio de 7,9%.

Figura 3-2 - Perdas em BT, média dos anos 2021 e 2022

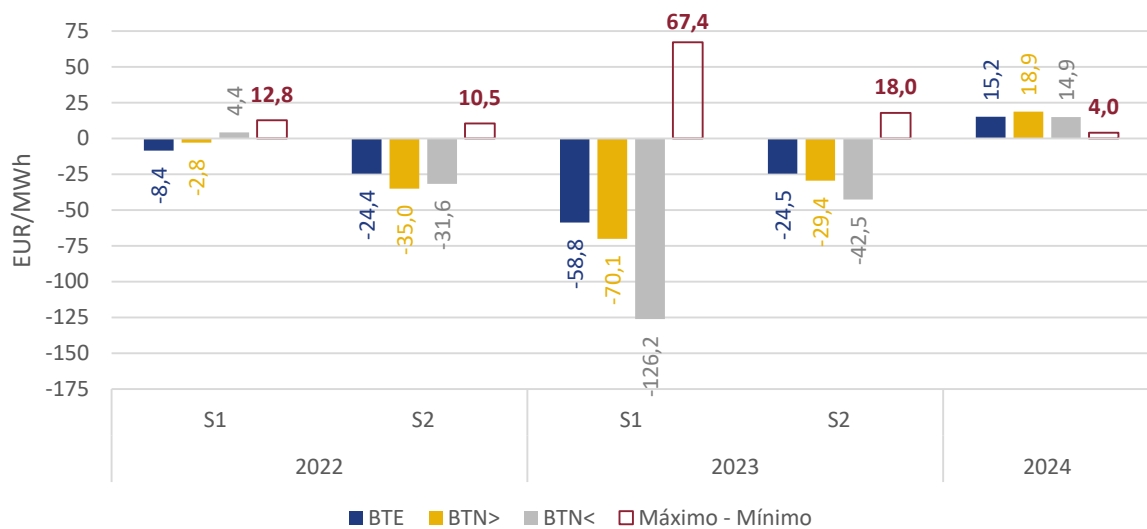


Nota: O valor total apresentado apenas considera a informação dos quatro ORD BT indicados na figura. De forma a anonimizar a informação, a numeração não equivale necessariamente à numeração utilizada na Figura 3-1. A informação apenas considera os fornecimentos ao abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT.

Por fim, e retomando a análise apresentada no ano passado, na decisão de tarifas para o ano de 2023, o risco de margens positivas ou negativas por aplicação das tarifas de Acesso às Redes é maior quando a diferenciação da tarifa de Uso Global do Sistema, entre os tipos de fornecimento relevantes para os ORD

BT, é significativa. A Figura 3-3 apresenta o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema incluída na tarifa de Acesso às Redes, desde o ano 2022, incluindo a informação por semestre nos anos em que houve fixações excepcionais. De forma a caracterizar a diferenciação deste valor entre tipos de fornecimento, incluiu-se uma série que mede a diferença entre o valor máximo e o valor mínimo.

Figura 3-3 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema incluída na tarifa de Acesso às Redes



Da análise da Figura 3-3 conclui-se que a decisão de tarifas para o ano 2024 revela a menor diferença entre o preço médio máximo e mínimo. Assim, será de esperar que o risco de margens positivas ou negativas seja menor nas tarifas para o ano 2024.

Tendo em conta a análise anterior, incluindo a resposta incompleta por parte de vários ORD BT, é utilizada para o ano de 2024 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT a estrutura de fornecimento indicada no quadro seguinte, que é igual à estrutura utilizada no ano anterior.

Quadro 3-32 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 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	5,0%
BTN>	5,0%
BTN<	90,0%

Apesar de a estrutura de fornecimento na Figura 3-1, obtida a partir de seis dos ORD BT, sugerir uma distribuição diferente, com um menor peso dos fornecimentos em BTN<, tratando-se de informação incompleta, considera-se mais prudente não alterar para já o pressuposto adotado no ano anterior.

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT, a vigorarem no ano 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 ⁶⁰.

Quadro 3-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0340
	Horas cheias	0,0098
	Horas de vazio normal	0,0059
	Horas de super vazio	0,0053

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade apresentam-se no Quadro 3-34.

⁶⁰ Nos termos do n.º 7 do artigo 27.º do RT.

Quadro 3-34 - 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	-	0,0177	0,0297	0,0059	0,0030	0,0029
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

3.8 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 ⁶¹, 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 ⁶².

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)].

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.

⁶¹ A segunda versão do RAC (Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio) foi, entretanto, revogada.

⁶² No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

- 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 dinâmica ⁶³, 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].

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 ⁶⁴.

3.8.1 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

⁶³ 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.

⁶⁴ 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.

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 redes⁶⁵, 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.

3.8.2 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, 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.

Refira-se que os projetos de autoconsumo que não tenham obtido as condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2022, não podem usufruir das referidas isenções de CIEG.

⁶⁵ Sugere-se a consulta do documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2024, para maior detalhe.

As deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados constam nos Quadros 3-35 e Quadro 3-36.

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).

Quadro 3-35 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%

CIEG A DEDUZIR À TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP ISENÇÃO DE 50%					
Níveis de tensão e opções tarifárias	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	0,0010	0,0010	0,0010	0,0009
AT	0,0000	0,0021	0,0020	0,0018	0,0017
MT	0,0000	0,0028	0,0026	0,0020	0,0018
BTE	0,0000	0,0052	0,0047	0,0038	0,0031
BTN>	-	0,0219	0,0045	0,0013	
BTN< tri-horárias	-	0,0161	0,0026	0,0010	
BTN bi-horárias	-	0,0053		0,0010	
BTN simples	-	0,0039			

Quadro 3-36 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%

CIEG A DEDUZIR À TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP ISENÇÃO DE 100%					
Níveis de tensão e opções tarifárias	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	0,0020	0,0019	0,0019	0,0018
AT	0,0000	0,0042	0,0040	0,0036	0,0033
MT	0,0000	0,0056	0,0051	0,0040	0,0036
BTE	0,0000	0,0104	0,0093	0,0075	0,0061
BTN>	-	0,0437	0,0089	0,0025	
BTN< tri-horárias	-	0,0321	0,0051	0,0020	
BTN bi-horárias	-	0,0106		0,0020	
BTN simples	-	0,0078			

3.8.3 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 ⁶⁶.

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 são as constantes do Quadro 3-37 ao Quadro 3-39. As tarifas do Quadro 3-37 aplicam-se aos autoconsumidores individuais ou a entidades gestoras do autoconsumo coletivo (EGAC), no caso de projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.

As tarifas do Quadro 3-38 aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 3-39 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 2022.

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 dos Quadros 3-37 a 3-39.

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 constantes do Quadro 3-40].
- Para a parcela de consumo fornecida pelo autoconsumo:

⁶⁶ 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 3-39].

No caso instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (ver secção 3.10) 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)⁶⁷. 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].

⁶⁷ 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 3-37 - 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	0,0035	0,0033	0,0033	0,0031
AT	AT	0,0159	0,0059	0,0056	0,0049	0,0046
	MAT	0,1375	0,0068	0,0064	0,0057	0,0053
MT	MT	0,0788	0,0090	0,0082	0,0064	0,0057
	AT	0,0985	0,0099	0,0090	0,0070	0,0062
	MAT	0,2258	0,0108	0,0099	0,0078	0,0069
BTE	BT	0,2139	0,0164	0,0147	0,0120	0,0097
	MT	0,3260	0,0191	0,0171	0,0136	0,0110
	AT	0,3476	0,0201	0,0180	0,0142	0,0115
	MAT	0,4872	0,0211	0,0190	0,0151	0,0123
BTN>	BT	n.a.	0,0661	0,0307	0,0067	
	MT		0,1095	0,0330	0,0082	
	AT		0,1183	0,0339	0,0088	
	MAT		0,1700	0,0349	0,0097	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0472	0,0195	0,0062	
	MT		0,0906	0,0218	0,0077	
	AT		0,0994	0,0227	0,0083	
	MAT		0,1511	0,0237	0,0092	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0245		0,0062	
	MT		0,0357		0,0077	
	AT		0,0383		0,0083	
	MAT		0,0502		0,0092	
BTN simples	BT	n.a.	0,0184			
	MT		0,0264			
	AT		0,0283			
	MAT		0,0365			

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

Quadro 3-38 - 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	0,0025	0,0023	0,0023	0,0022
AT	AT	0,0159	0,0038	0,0036	0,0031	0,0029
	MAT	0,1375	0,0047	0,0044	0,0039	0,0036
MT	MT	0,0788	0,0062	0,0056	0,0044	0,0039
	AT	0,0985	0,0071	0,0064	0,0050	0,0044
	MAT	0,2258	0,0080	0,0073	0,0058	0,0051
BTE	BT	0,2139	0,0112	0,0100	0,0082	0,0066
	MT	0,3260	0,0139	0,0124	0,0098	0,0079
	AT	0,3476	0,0149	0,0133	0,0104	0,0084
	MAT	0,4872	0,0159	0,0143	0,0113	0,0092
BTN>	BT	n.a.	0,0442	0,0262	0,0054	
	MT		0,0876	0,0285	0,0069	
	AT		0,0964	0,0294	0,0075	
	MAT		0,1481	0,0304	0,0084	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0311	0,0169	0,0052	
	MT		0,0745	0,0192	0,0067	
	AT		0,0833	0,0201	0,0073	
	MAT		0,1350	0,0211	0,0082	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0192		0,0052	
	MT		0,0304		0,0067	
	AT		0,0330		0,0073	
	MAT		0,0449		0,0082	
BTN simples	BT	n.a.	0,0145			
	MT		0,0225			
	AT		0,0244			
	MAT		0,0326			

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

Quadro 3-39 - 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.

3.9 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 de 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. No Quadro 3-40 apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, a vigorarem em 2024.

Quadro 3-40 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, para as instalações que não beneficiam de uma isenção nos termos do RT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0627
	Contratada	0,0049
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0015
	Horas cheias	0,0014
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0013
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1375
	Contratada	0,0021
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0024
	Horas de vazio normal	0,0021
	Horas de super vazio	0,0020
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0163
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0052
	Horas cheias	0,0048
	Horas de vazio normal	0,0038
	Horas de super vazio	0,0033
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4872
	Contratada	0,0227
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0107
	Horas cheias	0,0097
	Horas de vazio normal	0,0076
	Horas de super vazio	0,0062
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0318
	Capacitiva	0,0243
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,8086
	34,5	1,0109
	41,4	1,2131
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1263
	Horas cheias	0,0260
	Hora vazio	0,0072

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0337
	2,3	0,0674
	3,45	0,1010
	4,6	0,1348
	5,75	0,1685
	6,9	0,2022
	10,35	0,3032
	13,8	0,4044
	17,25	0,5054
20,7	0,6065	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0287
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0396
	Horas de vazio	0,0072
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1190
	Horas cheias	0,0186
	Hora vazio	0,0072

O detalhe relativo às instalações de armazenamento participantes em autoconsumo encontra-se descrito na secção 3.8.3.

3.10 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.

3.11 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 ⁶⁸. O RT estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 56.º]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), em pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em BT.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT.
- 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 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.

As duas últimas tarifas aplicam-se a partir de 2024, conforme o RT em vigor.

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

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

⁶⁸ 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 RAM, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

3.11.1 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 de 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 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 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] ⁶⁹.

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, são as constantes do Quadro 3-41 ao Quadro 3-44.

⁶⁹ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

Quadro 3-41 - 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		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT		
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0909
	Horas cheias	0,0130
	Horas de vazio	0,0055
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0294
	Horas de vazio	0,0055

Quadro 3-42 - 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	0,0997
	Horas cheias	0,0139
	Horas de vazio	0,0061
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0320
	Horas de vazio	0,0061

Quadro 3-43 - 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	0,1431
	Horas cheias	0,0162
	Horas de vazio	0,0076
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0432
	Horas de vazio	0,0076

Quadro 3-44 - 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	0,1791
	Horas cheias	0,0516
	Horas de vazio	0,0175
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0780
	Horas de vazio	0,0175

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 3-45 e no Quadro 3-46.

Quadro 3-45 - 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	0,0392	0,0120	0,0046
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

Quadro 3-46 - 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	0,0175	0,0046
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

3.11.2 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 concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [RT, art.º 102.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nestas regiões ⁷⁰.

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 consta do Quadro 3-47 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 3-48.

Quadro 3-47 - 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	0,1423
	Horas cheias	0,1343
	Horas de vazio	0,1134
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1365
	Horas de vazio	0,1134

⁷⁰ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

Quadro 3-48 - 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	0,1423
	Horas cheias	0,1343
	Horas de vazio	0,1134
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1365
	Horas de vazio	0,1134

3.12 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 janeiro de 2024.

Quadro 3-49 - 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	1,2838
	34,5	1,5970
	41,4	1,9102
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,3690
	34,5	2,9557
	41,4	3,5423
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2926
	Horas cheias	0,1598
	Horas de vazio	0,0928
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2515
	Horas cheias	0,1502
	Horas de vazio	0,0918

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	0,1746
	4,6	0,2272
	5,75	0,2796
	6,9	0,3320
	10,35	0,4891
	13,8	0,6462
	17,25	0,8034
	20,7	0,9605
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1625
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1968
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2400
	Horas cheias	0,1741
	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		0,0831
	2,3		0,1381
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1577
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1968
	Horas de vazio		0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2400
	Horas cheias		0,1741
	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		1,0644
	34,5		1,3304
	41,4		1,5960
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3080
	Horas cheias		0,1650
	Horas de vazio		0,0946

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			EUR/dia	
Tarifa simples		3,45	0,0843	
		4,6	0,1176	
		5,75	0,1510	
		6,9	0,1843	
		10,35	0,2781	
		13,8	0,3737	
		17,25	0,4671	
		20,7	0,5646	
	Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	0,1712
			4,6	0,2184
			5,75	0,2643
			6,9	0,3136
			10,35	0,4185
			13,8	0,5131
		17,25	0,6056	
	20,7	0,7023		
Energia ativa			EUR/kWh	
	Tarifa simples		0,1835	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,2101	
	Horas de vazio		0,1116	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3331	
	Horas cheias		0,1794	
	Horas de vazio		0,1116	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/(kW.dia)
	Tarifa de médias utilizações		0,0463
	Tarifa de longas utilizações		0,0857
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2926
	Horas cheias		0,1598
	Horas de vazio		0,0928
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2515
	Horas cheias		0,1502
	Horas de vazio		0,0918

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	0,1625
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1968
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2400
	Horas cheias	0,1741
	Horas de vazio	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.

3.13 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.

3.13.1 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, 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 3.4.1.

Quadro 3-50 - 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	0,1200	0,1133	0,0980	0,0878	0,1104	0,1079	0,0954	0,0928
AT	4	0,1225	0,1156	0,0997	0,0892	0,1127	0,1100	0,0971	0,0943
MT	4	0,1283	0,1206	0,1031	0,0919	0,1181	0,1148	0,1004	0,0972
BTE	4	0,1407	0,1314	0,1116	0,0980	0,1295	0,1251	0,1087	0,1036

3.13.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços das tarifas de Comercialização, a aplicar pelo CUR a clientes em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 5, do artigo 24.º do RT, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 3-51 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,1109
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0003
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,3149
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0010

3.13.3 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 3.5.

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 3.7.

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 3.10. 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.

3.13.4 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 3.13.1), da tarifa de Comercialização (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 3.5), 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 do dia 1 de janeiro de 2024.

Quadro 3-52 - 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	0,0114
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1238
	Horas cheias	0,1169
	Horas de vazio normal	0,1016
	Horas de super vazio	0,0912
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1142
	Horas cheias	0,1115
	Horas de vazio normal	0,0990
	Horas de super vazio	0,0962
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	0,0054
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1296
	Horas cheias	0,1223
	Horas de vazio normal	0,1057
	Horas de super vazio	0,0948
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1198
	Horas cheias	0,1167
	Horas de vazio normal	0,1031
	Horas de super vazio	0,0999
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	0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1394
	Horas cheias	0,1308
	Horas de vazio normal	0,1112
	Horas de super vazio	0,0991
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1292
	Horas cheias	0,1250
	Horas de vazio normal	0,1085
	Horas de super vazio	0,1044
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	0,0450
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1628
	Horas cheias	0,1514
	Horas de vazio normal	0,1277
	Horas de super vazio	0,1113
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1516
	Horas cheias	0,1451
	Horas de vazio normal	0,1248
	Horas de super vazio	0,1169
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0318
Capacitiva		0,0243

3.13.5 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 o CUR exclusivamente em BT. Neste contexto, o CUR aplica aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia em MT (ponto 3.13.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 3.7).

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 janeiro de 2024.

Quadro 3-53 - 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	0,0340
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1626
	Horas cheias	0,1307
	Horas de vazio normal	0,1093
	Horas de super vazio	0,0975
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1524
	Horas cheias	0,1249
	Horas de vazio normal	0,1066
	Horas de super vazio	0,1028

3.13.6 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 3.13.1), da tarifa de Comercialização (ponto 3.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo (ponto 0), 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.

3.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

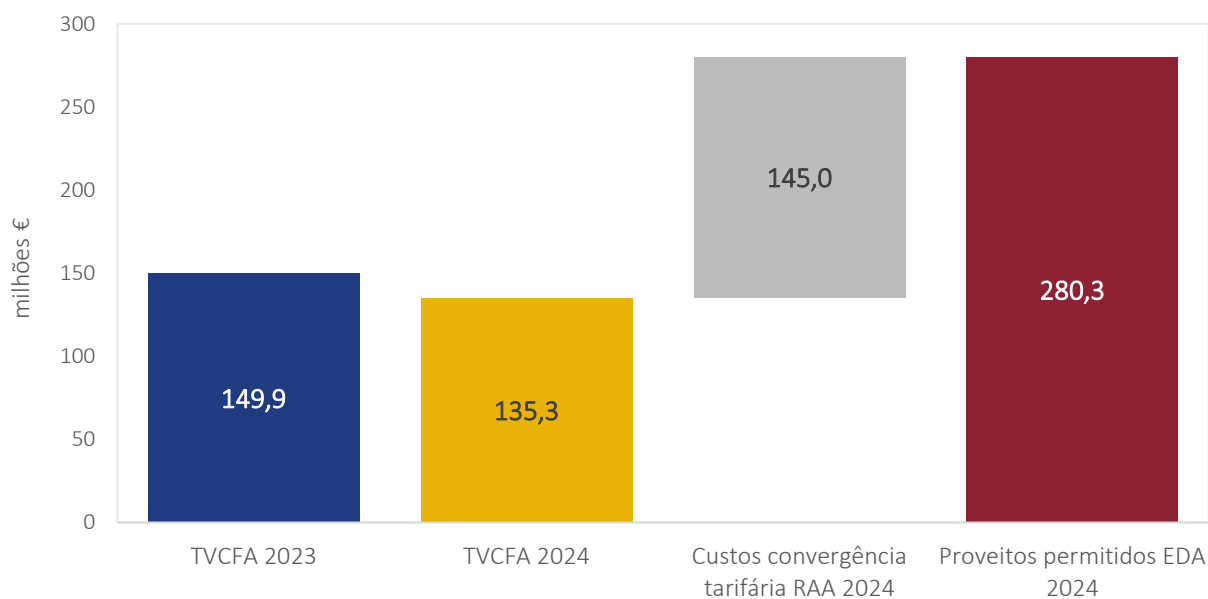
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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».

Na Figura 3-4 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 3-4 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



TVCFA 2023 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em 2023

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

A aplicação em 2024 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2023 proporcionaria 149,9 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 135,3 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.

3.14.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2024

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2024, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-54 - 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
		0,0075
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0358
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1466
	Horas cheias	0,1324
	Horas de vazio normal	0,1023
	Horas de super vazio	0,0939
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1380
	Horas cheias	0,1270
	Horas de vazio normal	0,0995
	Horas de super vazio	0,0968
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0265
	Capacitiva	0,0199

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2165
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5461
	Contratada	0,0473
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1730
	Horas cheias	0,1522
	Horas de vazio normal	0,1002
	Horas de super vazio	0,0895
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1725
	Horas cheias	0,1504
	Horas de vazio normal	0,0986
	Horas de super vazio	0,0907
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0339
	Capacitiva	0,0258

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2793
	34,5	1,5915
	41,4	1,9037
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2979
	Horas cheias	0,1600
	Horas de vazio	0,0919

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	0,1742
	4,6	0,2273
	5,75	0,2776
	6,9	0,3298
	10,35	0,4847
	13,8	0,6394
	17,25	0,7924
	20,7	0,9545
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1650
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1973
	Horas de vazio	0,1056
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2380
	Horas cheias	0,1711
	Horas de vazio	0,1056

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	0,0724
	2,3	0,1306
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1608
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1973
	Horas de vazio	0,1056
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2380
	Horas cheias	0,1711
	Horas de vazio	0,1056

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0462
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2979
	Horas cheias	0,1600
	Horas de vazio	0,0919

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0494
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1650
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1973
	Horas de vazio	0,1056
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2380
	Horas cheias	0,1711
	Horas de vazio	0,1056

3.15 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

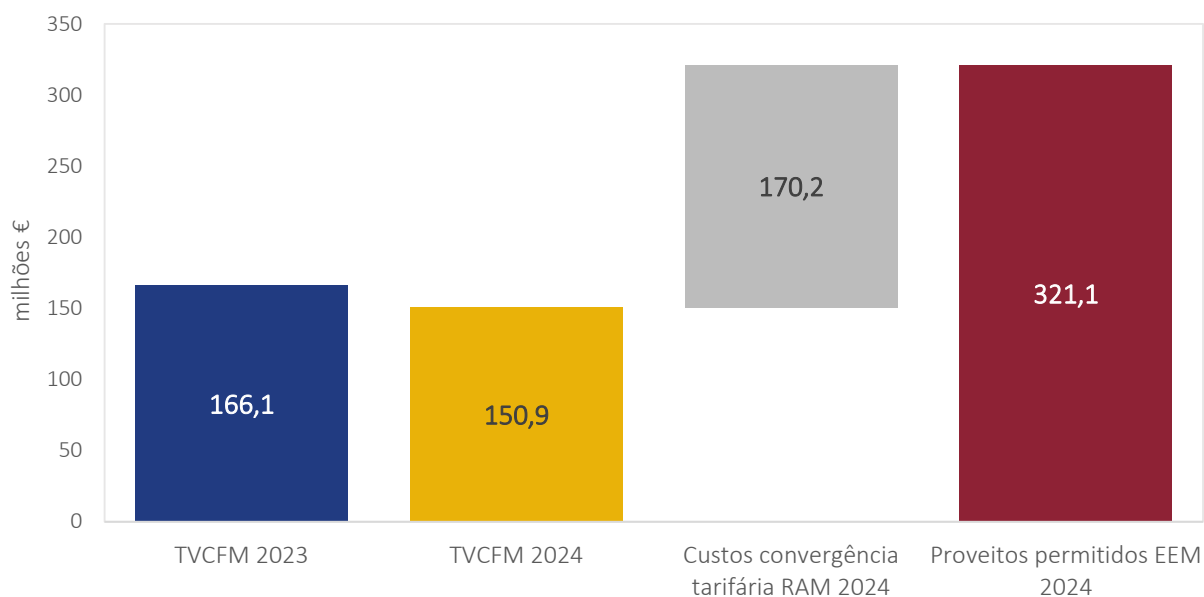
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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».

Na Figura 3-5 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 3-5 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM



TVCFM 2023 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em 2023

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

A aplicação em 2024 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2023 proporcionaria 166,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 150,9 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.

3.15.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2024

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2024, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-55 - 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
		0,0075
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0360
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1472
	Horas cheias	0,1326
	Horas de vazio normal	0,1021
	Horas de super vazio	0,0936
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1387
	Horas cheias	0,1272
	Horas de vazio normal	0,0993
	Horas de super vazio	0,0965
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0266
	Capacitiva	0,0200

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2151
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5463
	Contratada	0,0462
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1738
	Horas cheias	0,1516
	Horas de vazio normal	0,1001
	Horas de super vazio	0,0892
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1727
	Horas cheias	0,1496
	Horas de vazio normal	0,0981
	Horas de super vazio	0,0904
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0337
	Capacitiva	0,0257

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,1904
	34,5	1,4602
	41,4	1,7297
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2960
	Horas cheias	0,1593
	Horas de vazio	0,0877

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	0,1736
	4,6	0,2263
	5,75	0,2768
	6,9	0,3288
	10,35	0,4849
	13,8	0,6396
	17,25	0,7943
	20,7	0,9490
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1633
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1961
	Horas de vazio	0,1055
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2337
	Horas cheias	0,1717
	Horas de vazio	0,1055

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	0,0700
	2,3	0,1249
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1604
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1961
	Horas de vazio	0,1055
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2337
	Horas cheias	0,1717
	Horas de vazio	0,1055

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		0,0424
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2960
	Horas cheias	0,1593
	Horas de vazio	0,0877

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($IP \leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0490
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1633
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1961
	Horas de vazio	0,1055
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2337
	Horas cheias	0,1717
	Horas de vazio	0,1055

3.16 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 €/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 máximo⁷¹, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 3-56 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2024 e para o correspondente valor do desconto. 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 3-56 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	839 079	129 850
RA Açores	18 203	3 243
RA Madeira	20 422	3 411

3.16.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2024

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 em 2024. Para se obter um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, conforme Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, a tarifa social de Acesso às Redes apresenta preços negativos de energia.

De acordo com os valores publicados no Quadro 3-57, verifica-se que a tarifa social de Acesso às Redes poderá resultar num valor negativo no ano de 2024 para os clientes vulneráveis, uma vez que apresenta preços de energia ativa negativos. Comparativamente com anos anteriores, em 2024 os preços de potência

⁷¹ 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.

contratada da tarifa social de Acesso às Redes não são nulos. Esta decisão visa assegurar variações 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 3-57 - 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	0,0118
	2,3	0,0235
	3,45	0,0353
	4,6	0,0470
	5,75	0,0588
	6,9	0,0705
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0108
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0029
	Horas de vazio	-0,0381
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1038
	Horas cheias	-0,0236
	Horas de vazio	-0,0381

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2024, são os que constam no Quadro 3-58.

Quadro 3-58 - 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	0,0310
	2,3	0,0621
	3,45	0,0930
	4,6	0,1241
	5,75	0,1551
	6,9	0,1862
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 3-58 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA, referidas no Quadro 3-26, e as tarifas sociais de Acesso às Redes, referidas no Quadro 3-57, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

3.16.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2024

Os preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental são os que constam no Quadro 3-59.

Quadro 3-59 - 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	0,0816
	4,6	0,1031
	5,75	0,1245
	6,9	0,1458
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1152
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1495
	Horas de vazio	0,0599
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1927
	Horas cheias	0,1268
	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	0,0521
	2,3	0,0760
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1104
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1495
	Horas de vazio	0,0599
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1927
	Horas cheias	0,1268
	Horas de vazio	0,0599

Os preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores são os que constam no Quadro 3-60.

Quadro 3-60 - 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	0,0812
	4,6	0,1032
	5,75	0,1225
	6,9	0,1436
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1177
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1500
	Horas de vazio	0,0583
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1907
	Horas cheias	0,1238
	Horas de vazio	0,0583

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	0,0414
	2,3	0,0685
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1135
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1500
	Horas de vazio	0,0583
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1907
	Horas cheias	0,1238
	Horas de vazio	0,0583

Os preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira são os que constam no Quadro 3-61.

Quadro 3-61 - 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	0,0806	
	4,6	0,1022	
	5,75	0,1217	
	6,9	0,1426	
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples		0,1160	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1488	
	Horas de vazio	0,0582	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1864	
	Horas cheias	0,1244	
	Horas de vazio	0,0582	

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	0,0390	
	2,3	0,0628	
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples		0,1131	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1488	
	Horas de vazio	0,0582	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1864	
	Horas cheias	0,1244	
	Horas de vazio	0,0582	

4 PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Os serviços regulados são serviços obrigatórios prestados pelos operadores das redes de transporte, pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso, e pagos pelos consumidores que os solicitam.

A fixação dos preços dos serviços regulados consta de distintas peças regulamentares:

- Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC)⁷²:
 - preços da leitura extraordinária,
 - quantia mínima a pagar em caso de mora,
 - preços da interrupção e do restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto),
 - encargos com a ativação de instalações eventuais,
 - preço para a realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável.
- Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)⁷³:
 - preços da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição,
 - preço da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.
- Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC)⁷⁴:
 - preço da aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD,

⁷² [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

⁷³ [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

⁷⁴ [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

- preço da instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.
- Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE)⁷⁵:
 - preço da deteção e tratamento de anomalias,
 - majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência.

Ainda no âmbito do RAIE é aprovado o desvio padrão aplicável nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

- Regulamento Tarifário (RT)⁷⁶:
 - preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador,
 - preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio,
 - preço da componente fixa das tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores.

Alguns preços são estabelecidos na sequência da análise de proposta submetida pelas empresas reguladas, outros são atualizados diretamente com o deflator implícito no consumo privado para 2024 e outros resultam de decisão da ERSE.

No que se refere aos preços atualizados pelo deflator implícito no consumo privado, e conforme referido em sede de proposta tarifária, considera-se agora, na decisão final, a atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2023*, no valor de 2,8% (superior em 0,2 pontos percentuais ao da proposta).

⁷⁵ [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

⁷⁶ [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho.

4.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

4.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) ⁷⁷ prevê a publicação anual pela ERSE dos seguintes valores:

- preços de leitura extraordinária⁷⁸,
- quantia mínima a pagar em caso de mora⁷⁹,
- preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (remoto e presencial) ⁸⁰,
- encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais⁸¹,
- preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável⁸².

O RRC estabelece que essa publicação é precedida de apresentação de propostas fundamentadas à ERSE por parte dos operadores das redes (no caso dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento, da leitura extraordinária, dos serviços de ativação de instalações eventuais e de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável) e dos comercializadores de último recurso (para a quantia mínima a pagar em caso de mora). No que respeita ao preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, de notar que em 2024, é a primeira vez que se decide sobre o preço aplicável, na sequência da revisão do RRC, decorrente da [Consulta Pública n.º 113](#).

Até 2023, inclusive, os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) eram atualizados pelos operadores das redes de acordo com o valor

⁷⁷ [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

⁷⁸ Artigo 384.º.

⁷⁹ Artigo 386.º.

⁸⁰ Artigos 80.º e 387.º

⁸¹ Artigo 133.º

⁸² Artigos 148.º e 390.º

previsto para o deflator implícito no consumo privado. Conforme aprovado na Consulta Pública n.º 113, a publicação deste encargo passa a ser precedida de apresentação de proposta por parte dos operadores das redes, com efeitos já em 2024.

Refira-se ainda que até ao ano de 2023, inclusive, os aspetos regulamentares relativos aos encargos com serviços de interrupção e de restabelecimento remotos do fornecimento de energia elétrica constavam do RSRI, tendo transitado para o RRC na sequência da Consulta Pública n.º 113.

4.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Para efeitos de aprovação dos preços regulados previstos no RRC, para o ano de 2024, a ERSE recebeu propostas por parte da E-REDES, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

No caso da E-REDES, na qualidade de operador de redes de distribuição, a metodologia utilizada, idêntica à adotada nos últimos anos, considera os preços das tarefas executadas por Prestadores de Serviço Externo (PSE) ou pela própria empresa, acrescidos dos custos de gestão e de estrutura, refletindo o princípio geral de que os preços dos serviços regulados devem aderir aos respetivos custos.

A respeito dos valores propostos pela E-REDES recorda-se que a ERSE, aquando da fixação das tarifas e dos preços para o ano de 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa, para efeitos do ano de 2016, integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceitado o valor de 20% para a recuperação dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se considere, uma vez mais, para efeitos do ano de 2024.

Na sua proposta, e à semelhança dos anos anteriores, a E-REDES refere que os custos com as tarefas executadas pelos PSE são baseados nos preços previstos no contrato de Empreitada Contínua (EC) revisto em 2022 na sequência da realização de um concurso público internacional.

Por seu lado, a SU Eletricidade, na qualidade de comercializador de último recurso apresentou proposta para a quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2023 uma vez que, segundo a empresa, não se verificaram alterações dos fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

A EDA e a EEM, enquanto concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores e concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira, respetivamente, propõem para 2024 a atualização dos preços em vigor em 2023, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, da Comissão Europeia, no valor de 2,6%, com exceção da quantia mínima a pagar em caso de mora, cujas propostas são de manutenção dos valores aprovados em 2023.

4.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

E-REDES

A E-REDES apresentou uma proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em baixa tensão normal (BTN) ⁸³, em 2024, nos termos indicados no Quadro 4-1. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Quadro 4-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela E-Redes para 2024	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,51	7,87	4,8%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	29,66	41,52	40,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,66	41,52	40,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-1 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

⁸³ A utilização generalizada da telecontagem em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), em Portugal continental, permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para esses níveis de tensão e de fornecimento, tal como se verificou em anos anteriores.

À semelhança dos anos anteriores, os preços propostos correspondem a 50% dos custos reais de realização da respetiva tarefa. A repartição destes custos entre operador de rede e cliente distribui de forma equitativa o custo, considerando que é uma atividade que beneficia em igual medida ambas as partes.

Conforme referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por PSE. Os valores negociados para o ano de 2024, aos quais acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, apresentam-se no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço 2024	Custo Administrativo 2024	Custo Total 2024	50% do Custo Total 2024	Preços em vigor em 2023	variação 24/23
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	13,11	2,62	15,73	7,87	7,51	4,7%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	87,12	17,42	104,54	52,27	29,66	76,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	87,12	17,42	104,54	52,27	29,66	76,2%

Apesar dos custos das tarefas a realizar pelos PSE serem muito superiores (cerca de 76%), nos dias úteis após as 17:00 e fora dos dias úteis, relativamente ao preço fixado no ano anterior, a E-REDES propõe uma limitação da variação de preços de 40%, face aos preços em vigor em 2023.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma dos Açores em 2024 constam do Quadro 4-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2024. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, no valor de 2,6%.

Quadro 4-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EDA para 2024	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,77	12,08	2,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,59	24,20	2,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48	30,25	2,6%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,05	6,21	2,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,59	24,20	2,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48	30,25	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-3 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma da Madeira em 2024 constam do Quadro 4-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2024. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, no valor de 2,6%.

Quadro 4-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EEM para 2024	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,77	12,08	2,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,57	24,18	2,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,47	30,24	2,6%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,11	8,32	2,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,35	22,93	2,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48	30,25	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-4 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A SU Eletricidade, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, respetivamente, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, propuseram, para 2024, a manutenção dos valores da quantia mínima a pagar em caso de mora, nos termos do Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2024

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM para 2024	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

4.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
(PRESENCIAL E REMOTO)

E-REDES

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto) propostos pela E-REDES para Portugal continental em 2024 são apresentados no Quadro 4-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os preços propostos pela empresa resultam dos preços das tarefas contratadas a PSE (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2022), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura, no valor de 20%.

Como resultado da revisão de empreitada contínua em 2022, a E-REDES propõe aumentos variados, entre os 2,2% e os 40%, sendo que este último resultado da aplicação de uma limitação, que, se inexistente, resultaria num aumento de 159%.

Quadro 4-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela E-Redes para 2024	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	126,50	141,29	11,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	793,03	811,27	2,3%
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	94,97	104,16	9,7%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	267,20	313,54	17,3%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	37,41	39,82	6,4%
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	14,04	14,67	4,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	35,08	39,82	13,5%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	61,07	65,71	7,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	45,47	58,43	28,5%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	12,54	12,82	2,2%
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	14,04	14,67	4,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	16,58	17,23	3,9%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	61,07	65,71	7,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	35,42	49,59	40,0%
	Interrupção / Restabelecimentos remotos	3,16	3,75	18,7%
Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,16	3,75	18,7%	

Aos valores indicados no Quadro 4-6 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 4-7 apresenta os valores propostos pela EDA para a Região Autónoma dos Açores em 2024 referentes aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos pela empresa resultam da aplicação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2024, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, da Comissão Europeia, no valor de 2,6%.

Regista-se a ausência de proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento remoto bem como para o adicional para restabelecimento urgente remoto.

Quadro 4-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EDA para 2024	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	70,71	72,55	2,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	235,73	241,86	2,6%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	17,68	18,14	2,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	29,48	30,25	2,6%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	35,37	36,29	2,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	66,07	67,79	2,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	70,71	72,55	2,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	24,44	25,08	2,6%
	Clientes em BTE	25,93	26,60	2,6%
	Interrupção / Restabelecimentos remotos	3,21	-	-
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,21	-	-

Aos valores indicados no Quadro 4-7 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 4-8 apresenta os valores propostos pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2024 referentes aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, do deflator implícito no consumo privado previsto para 2024, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, da Comissão Europeia, no valor de 2,6%.

Regista-se a ausência de proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento remoto bem como para o adicional para restabelecimento urgente remoto.

Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EEM para 2024	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	70,68	72,52	2,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	235,63	241,76	2,6%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	13,10	13,44	2,6%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	17,68	18,14	2,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	29,42	30,18	2,6%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	35,35	36,27	2,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	85,09	87,30	2,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	88,41	90,71	2,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	24,39	25,02	2,6%
	Clientes em BTE	25,93	26,60	2,6%
	Interrupção / Restabelecimentos remotos	3,21	-	-
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,21	-	-

Aos valores indicados no Quadro 4-8 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.2.4 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

Com a revisão regulamentar ocorrida em 2023, que culminou na publicação do RRC vigente, a fixação do preço de ativação do fornecimento a instalações eventuais passou a ser precedida de apresentação de proposta dos operadores das redes de distribuição. Foram recebidas propostas da E-REDES, da EDA e da EEM.

E-REDES

Os preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais, que inclui a ligação e desligação da instalação à rede, propostos pela E-REDES para Portugal continental em 2024 são apresentados no Quadro 4-9. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os preços propostos pela empresa consideram a intervenção da equipa interna da E-REDES na atividade de contratação (sistemas comerciais) e dos PSE (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2022) para a intervenção no local, com recurso a equipamentos. A estes custos acrescem encargos administrativos e de estrutura, no valor de 20%.

Quadro 4-9 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da E- REDES para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela E-Redes para 2024	Variação (%)
BTE	Ativação de instalação eventuais	119,39	167,15	40,0%
BTN	Ativação de instalação eventuais	53,85	49,86	-7,4%

Aos valores indicados no Quadro 4-9 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

A proposta da E-REDES é de decréscimo no preço para BTN, mas de acréscimo, limitado a 40%, no preço para BTE. Sem atuação da restrição, o acréscimo do preço seria de 51,6%.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 4-10 apresenta os valores propostos pela EDA para a Região Autónoma dos Açores em 2024 referentes aos preços dos serviços de ativação de instalações eventuais. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos pela empresa resultam da aplicação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2024, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, da Comissão Europeia, no valor de 2,6%.

Quadro 4-10 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EDA para 2024	Variação (%)
BTE	Ativação de instalações eventuais	119,39	122,49	2,6%
BTN	Ativação de instalações eventuais	53,85	55,25	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-10 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELETRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 4-11 apresenta os valores propostos pela EEM para a Região Autónoma da Madeira em 2024 referentes aos preços dos serviços de ativação de instalações eventuais. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, do deflator implícito no consumo privado previsto para 2024, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, da Comissão Europeia, no valor de 2,6%.

Quadro 4-11 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EEM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EEM para 2024	Variação (%)
BTE	Ativação de instalações eventuais	119,39	122,49	2,6%
BTN	Ativação de instalações eventuais	53,85	55,25	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-11 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.2.5 PREÇO DE REALIZAÇÃO DE ESTIMATIVA DE CUSTOS DE LIGAÇÃO À REDE DE PRODUTORES DE ENERGIA RENOVÁVEL

Nos termos do n.º 7 do artigo 54.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, previamente à obtenção da reserva de capacidade de injeção na RESP, os interessados que pretendam injetar na rede eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis podem solicitar, contra pagamento do respetivo serviço com preço regulado pela ERSE, ao operador de rede a que se pretendem ligar uma estimativa do valor dos custos dos elementos de ligação à rede, a realizar pelo respetivo operador. Com a revisão regulamentar ocorrida em 2023, que culminou na publicação do RRC vigente, o referido preço regulado ficou previsto no artigo 148.^{º84}.

No artigo 390.º, refere-se que os operadores das redes devem enviar para aprovação da ERSE uma proposta fundamentada, no prazo de 120 dias após a data de entrada em vigor do regulamento. Foi recebida proposta da E-REDES, dentro do prazo previsto. Não foi rececionada proposta dos restantes operadores de rede.

E-REDES

O preço para a realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável proposto pela E-REDES para Portugal continental em 2024 é apresentado no Quadro 4-9.

⁸⁴ Refira-se que, nos termos legais, as instalações de armazenamento têm tratamento equiparado às instalações de produção.

A empresa propõe a utilização do simulador do Balcão Digital da E-REDES, já existente, estendendo-o também às instalações de produção e às instalações de armazenamento. Assim, propõe que o serviço seja prestado sem custos diretos ao utilizador.

Quadro 4-12 - Preço de realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável– Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: EUR

	Preço em vigor em 2023	Preço proposto pela E-REDES para 2024	Variação (%)
Estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	-	0,000	n.a

4.1.3 PREÇOS PARA 2024

Como referido anteriormente, os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e pelos comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, ou seja, não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, de resto em linha com as recomendações do Conselho Tarifário da ERSE.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores.

Integrando, para 2024, os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a decisão da ERSE quanto aos preços dos serviços regulados tem em conta os seguintes pressupostos:

- aceitar as propostas das empresas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação, promovendo assim a aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados, embora acautelando que o processo de convergência seja gradual, através da limitação dos aumentos anuais dos preços a 5%,
- atualizar os preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2024 quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela E-REDES para a estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, é para manter em 2024.

No que se refere aos preços atualizados pelo deflator implícito no consumo privado, e conforme referido em sede de proposta tarifária, considera-se agora na decisão final, a atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2023*, no valor de 2,8%.

Tendo por base o enquadramento anterior, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE que servem de base à definição dos preços dos serviços regulados previstos no RRC, para o ano de 2024.

4.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada à circunstância de ainda existir um número significativo de contadores sem acesso remoto que estão situados no interior das residências dos clientes, o que dificulta a realização das leituras programadas (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante o horário de realização das leituras programadas (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da E-REDES relativa aos preços para 2024 para a realização de leituras extraordinárias – baseada nos valores contratados com os respetivos PSE – considera que os mesmos devem resultar da repartição do seu custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir e detetar situações de apropriação ilícita de energia elétrica, considerando-se indispensável que os operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

A ERSE admite a metodologia proposta pela E-REDES, no entanto considera que o aumento de preços deve ser gradual, o que se consubstancia num aumento de 5% do preço de leitura extraordinária. Assim, os preços aplicáveis em Portugal continental, em 2024, pela realização de leituras extraordinárias, nos termos previstos no artigo 384.º do RRC, são os constantes do Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,87
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	31,14
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,14

Aos valores constantes do Quadro 4-13 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflador implícito no consumo privado previsto para 2024, o que resulta num aumento de 2,8% nos preços face a 2023, em linha com o proposto pela empresa, apenas atualizado com previsão mais recente do deflador. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma dos Açores em 2024 são os constantes do Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,10
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,25
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,31
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,22
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,25
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,31

Aos valores constantes do Quadro 4-14 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflator implícito no consumo privado previsto para 2024, o que resulta num aumento de 2,8% nos preços face a 2023, em linha com a proposta da empresa, apenas atualizada pela previsão mais recente para o deflator. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma da Madeira em 2024 consta do Quadro 4-15.

Quadro 4-15 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,10
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,23
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,30
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,34
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,98
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,31

Aos valores constantes do Quadro 4-15 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária.

4.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE⁸⁵. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos pelos comercializadores de último recurso com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN e nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido, não cobrindo os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2023, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua alteração.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, não sofrem alterações e apresentam-se no Quadro 4-16.

⁸⁵ Em 2004 foram também adotados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Quadro 4-16 - Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2024, em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 4-16 são contínuos.

4.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA (PRESENCIAL E REMOTO)

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte não apresentou proposta relativa aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte, aplicáveis a clientes em muito alta tensão (MAT).

Deste modo, para 2024, mantêm-se os preços em vigor em 2023, nos termos apresentados no Quadro 4-17.

Quadro 4-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2024 (MAT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo: Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação): Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 4-17 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção do fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio ⁸⁶ relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando de forma conjugada a proposta da E-REDES e a limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados, os preços aprovados para 2024, em Portugal continental, no caso de instalações ligadas às redes de AT, MT e BT são os que constam do Quadro 4-18.

⁸⁶ Os prazos mínimos do aviso prévio são estipulados no artigo 79.º do RRC.

Quadro 4-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2024
(AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	132,83
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	811,27
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	99,72
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	280,56
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	39,28
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	14,67
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	36,83
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	64,12
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	47,74
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	12,82
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	14,67
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	17,23
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	64,12
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	37,19
	Interrupção / Restabelecimentos remotos	3,32
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,32

Aos valores constantes do Quadro 4-18 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás (RQS)⁸⁷, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas⁸⁸.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2023 são atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2024 (no valor de 2,8%), em linha com a proposta da EDA, apenas atualizada por previsão mais recente do deflator. Deste modo, os preços para a Região Autónoma dos Açores em 2024 são os que constam do Quadro 4-19.

⁸⁷ [Regulamento n.º 826/2023](#), de 28 de julho.

⁸⁸ Artigo 90.º.

Quadro 4-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	72,69
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	242,33
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	18,18
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,31
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	36,36
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	67,92
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	72,69
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	25,12
	Clientes em BTE	26,66
	Interrupção / Restabelecimentos remotos	3,30
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,30

Aos valores constantes do Quadro 4-19 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados aos custos de prestação do serviço, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2023 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2024 (no valor

de 2,8%), em linha com a proposta da EEM, apenas atualizado pela previsão mais recente do deflator. Deste modo, os preços para a Região Autónoma da Madeira em 2024 são os que constam do Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	72,66
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	242,23
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	13,47
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	18,18
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,24
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	36,34
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	87,47
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	90,89
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	25,07
	Clientes em BTE	26,66
	Interrupção / Restabelecimentos remotos	3,30
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,30

Aos valores constantes do Quadro 4-20 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

4.1.3.4 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

PORTUGAL CONTINENTAL

Considerando de forma conjugada a proposta da E-REDES e a limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados, os preços aprovados para 2024, em Portugal continental, no caso de instalações eventuais ligadas às redes de BTE e BTN são os que constam do Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2024, em Portugal continental

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços para 2024
BTE	Ativação de instalação eventuais	125,36
BTN	Ativação de instalação eventuais	49,86

Aos valores constantes do Quadro 4-21 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÕES AUTÓNOMAS

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços regulados ao custo de prestação do serviço, a ERSE adota como pressuposto de atualização o deflator implícito no consumo privado previsto para 2024, o que resulta num aumento de 2,8% nos preços face a 2023, em linha com a proposta da empresa, apenas considerando previsão mais recente do deflator.

Deste modo, os preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais a aplicar na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma Madeira, em 2024, são os constantes do Quadro 4-22.

Quadro 4-22 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2024, na RAA e RAM

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços para 2024
BTE	Ativação de instalações eventuais	122,73
BTN	Ativação de instalações eventuais	55,36

Aos valores constantes do Quadro 4-22 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.3.5 PREÇO DE REALIZAÇÃO DE ESTIMATIVA DE CUSTOS DE LIGAÇÃO À REDE DE PRODUTORES DE ENERGIA RENOVÁVEL

O preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, em 2024, é nulo.

Quadro 4-23 - Preços de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável para 2024

Unidade: EUR

	Preço
Estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	0,000

4.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O artigo 25.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)⁸⁹ prevê a fixação de preços para os seguintes serviços regulados a prestar pelos operadores das redes de distribuição em BT:

- Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes,
- Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes.

O RSRI estabelece que os preços destes serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Refira-se ainda que até ao ano de 2023, inclusive, os aspetos regulamentares relativos aos encargos com serviços de interrupção e de restabelecimento remotos do fornecimento de energia elétrica constavam do RSRI⁹⁰, tendo transitado para o RRC na sequência da Consulta Pública 113. O anterior RSRI previa ainda a publicação, pela ERSE, dos preços de alteração temporária de potência contratada de forma remota.

4.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, a ERSE recebeu propostas da E-REDES e da EEM.

Faz-se notar que a Região Autónoma dos Açores não dispõe ainda de contadores inteligentes instalados na BTN, circunstância que justifica a não apresentação de proposta por parte da EDA.

⁸⁹ [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

⁹⁰ [Regulamento n.º 610/2019](#), de 2 de agosto.

Em síntese, a E-REDES propõe a manutenção, em 2024, do racional adotado nos anos anteriores, de definição de uma intervenção tipo, representativa dos serviços prestados que necessitam de deslocação à instalação. Assim, a proposta da empresa tem por base o custo de uma intervenção local em horário normal acrescido dos encargos administrativos e de estrutura.

Por sua vez, a EEM propõe, para 2024, a atualização dos preços em vigor em 2023, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, da Comissão Europeia, no valor de 2,6%.

4.2.2.1 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PELO ORD BT PARA ACESSO À PORTA DE COMUNICAÇÃO NORMALIZADA DOS CONTADORES INTELIGENTES

E-REDES

A metodologia proposta pela E-REDES para a formação do preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes, assenta no pressuposto de que ambas as operações se concretizam numa única deslocação ao local de consumo, é semelhante à adotada em 2023, e faz uso da referência do preço da tarefa em horário normal, realizada em regra por prestação de serviços externos (PSE), acrescendo 20% relativamente a encargos administrativos e de estrutura ⁹¹.

Deste modo, o preço proposto pela E-REDES para a operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes para Portugal continental em 2024 é o indicado no Quadro 4-24, refletindo um aumento de 4,7% face ao preço atual.

⁹¹ Ver Quadro 4-2, custo total em horário normal.

Quadro 4-24 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2023	Preço proposto pela E-Redes para 2024	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	15,03	15,73	4,7%

Aos valores indicados no Quadro 4-24 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

O preço proposto pela EEM para a operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na Região Autónoma da Madeira em 2024 consta do Quadro 4-25. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2024. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado para 2024 constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, no valor de 2,6%.

Quadro 4-25 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes – Proposta da EEM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2023	Preço proposto pela EEM para 2024	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	14,99	15,38	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-25 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.2.2 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE CONTADOR INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

E-REDES

O preço proposto pela E-REDES relativo ao serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes (que, maioritariamente, depende do custo de deslocação ao local de consumo) resulta, à semelhança da metodologia adotada para 2023, do custo de uma tarefa executada por PSE em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga.

Assim, o preço proposto pela E-REDES para 2024 para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes para Portugal continental em 2024 é o indicado no Quadro 4-26, refletindo um aumento de 2,3% face ao preço atual.

Quadro 4-26 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2023	Preço proposto pela E-Redes para 2024	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	31,79	32,51	2,3%

Aos valores indicados no Quadro 4-26 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

O preço proposto pela EEM para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes para a Região Autónoma da Madeira em 2024 consta do Quadro 4-27. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2024. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, no valor de 2,6%.

Quadro 4-27 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EEM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2023	Preço proposto pela EEM para 2024	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	31,66	32,48	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-27 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.3 PREÇOS PARA 2024

Os preços dos serviços regulados previstos no RSRI são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2024, a ERSE recebeu propostas da E-REDES e da EEM, cabendo referir que, atualmente, a Região Autónoma dos Açores não dispõe ainda de contadores integrados em rede inteligente em BTN.

Os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, nos termos do capítulo 4.1.3, detalhando-se seguidamente as justificações consideradas necessárias.

4.2.3.1 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PELO ORD BT PARA ACESSO À PORTA DE COMUNICAÇÃO NORMALIZADA DOS CONTADORES INTELIGENTES

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES, alinhada com a do ano anterior, assenta no custo de uma tarefa realizada por PSE em horário normal, a que acrescem encargos administrativos e de estrutura (20%), e resulta num aumento de 2,3% face ao preço que vigora em 2023.

Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, pelo que o preço a aplicar em Portugal continental, em 2024, pela operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 13.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 4-28.

Quadro 4-28 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes em Portugal continental para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	15,73

Ao valor indicado no Quadro 4-28 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2023 através do deflator implícito no consumo privado previsto para 2024. À semelhança do ano anterior, a proposta da EEM é estendida à Região Autónoma dos Açores.

Assim, o preço a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira no ano de 2024 pela operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 20.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 4-29, observando uma variação de 2,8%, que corresponde à previsão mais recente do deflator.

Quadro 4-29 - Preço da operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes na RAA e na RAM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	15,41

Ao valor indicado no Quadro 4-29 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.3.2 PREÇO DO SERVIÇO DE SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE CONTADOR INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-REDES para Portugal continental para 2024, à semelhança da metodologia adotada para 2023, reflete o custo de uma tarefa executada por PSE em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que se somam os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga, resultando num aumento de 2,3% face ao preço que vigora em 2023.

Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, pelo que o preço a aplicar em Portugal continental, em 2024, pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 31.º e 33.º do RSRI, é o que consta do Quadro 4-30.

Quadro 4-30 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes em Portugal continental para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	32,51

Ao valor indicado no Quadro 4-30 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2023 com o deflator implícito no consumo privado previsto para 2024. A ERSE aceita a proposta da empresa, apenas procedendo à atualização do deflator implícito no consumo privado com a previsão que a Comissão Europeia publicou no *European Economic Forecast, Autumn 2023*, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, à semelhança do ano anterior.

Face ao exposto, o preço a aplicar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 31.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 4-31, observando uma variação de 2,8%.

Quadro 4-31 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes na RAA e na RAM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	32,55

Ao valor indicado no Quadro 4-31 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.3.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC) ⁹² prevê, no artigo 23.º, a fixação dos seguintes preços:

- preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD,
- preços para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.

Estes preços são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição.

Refira-se que ao abrigo do anterior RAC ⁹³, eram publicados os preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão e, os preços para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo. As alterações introduzidas no RAC foram sufragadas na [consulta pública n.º 113](#) e deveram-se essencialmente à transposição das disposições contidas no Decreto-Lei n.º 15/2022.

4.3.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

4.3.2.1 PREÇOS DE AQUISIÇÃO, INSTALAÇÃO, EXPLORAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO EM AUTOCONSUMO, A PAGAR PELOS AUTOCONSUMIDORES AOS ORD

Relativamente aos preços para 2024 do serviço regulado de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, a ERSE recebeu proposta da E-REDES.

⁹² [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

⁹³ [Regulamento n.º 373/2021](#), de 5 de maio.

E-REDES

Os preços propostos pela E-REDES para a aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, em Portugal continental, em 2024, constam do Quadro 4-32.

Trata-se de um novo serviço, tendo a E-REDES considerado que o preço apresentado deve refletir as seguintes rubricas:

- custo de aquisição do equipamento;
- custo do modem de comunicações;
- custo de comunicação ao longo do período de vida útil dos equipamentos (10 anos);
- custo dos transformadores de medição, se aplicável;
- custo da mão de obra de instalação;
- custo de operação e manutenção;
- custo de estrutura de 20%;
- custo das verificações iniciais e periódicas.

Quadro 4-32 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD – Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Equipamentos de medição		Preços propostos pela E-Redes para 2024
BT	Normal monofásico		176,76
	Normal trifásico		217,75
	Especial		425,67
MT	Lado BT	10 kV, 15 kV ou 30 kV	1 608,81
	Lado MT	10 kV; Potência <1 MVA	4 195,09
		10 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	5 344,81
		10 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	7 443,16
		10 kV; Potência ≥ 10 MVA	9 758,65
		15 kV; Potência <1 MVA	4 325,99
		15 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	5 475,70
		15 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	7 574,06
		15 kV; Potência ≥ 10 MVA	9 889,55
		30 kV; Potência <1 MVA	4 645,95
		30 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	5 795,67
		30 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	7 894,03
		30 kV; Potência ≥ 10 MVA	10 209,52
AT	1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		27 600,04
	5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		29 698,39
	Potência ≥ 10 MVA		32 035,52

Aos valores indicados no Quadro 4-32 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.2.2 PREÇO DE INSTALAÇÃO URGENTE DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO NO REGIME DE AUTOCONSUMO

Relativamente aos preços para 2024 do serviço regulado de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

E-REDES

A E-REDES apresentou à ERSE uma proposta para o preço de instalação urgente de equipamento no regime de autoconsumo que se equipara a um serviço realizados pelos PSE que envolva a movimentação de equipamentos, acrescido dos encargos de estrutura, nos termos indicados no Quadro 4-33.

**Quadro 4-33 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da E-REDES para 2024**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela E-Redes para 2024	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,03	20,77	38,2%

Aos valores indicados no Quadro 4-33 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA

O preço proposto pela EDA para o serviço de serviço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para a Região Autónoma dos Açores em 2024 consta do Quadro 4-34. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EDA para 2024. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, no valor de 2,6%.

**Quadro 4-34 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da EDA para 2024**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EDA para 2024	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	14,99	15,38	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-34 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

O preço proposto pela EEM para o serviço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para a Região Autónoma da Madeira em 2024 consta do Quadro 4-35. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2024. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2023*, no valor de 2,6%.

**Quadro 4-35 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da EEM para 2024**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2023	Preços propostos pela EEM para 2024	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	14,99	15,38	2,6%

Aos valores indicados no Quadro 4-35 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3 PREÇOS PARA 2024

4.3.3.1 PREÇOS DE AQUISIÇÃO, INSTALAÇÃO, EXPLORAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO EM AUTOCONSUMO, A PAGAR PELOS AUTOCONSUMIDORES AOS ORD

Os preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, previstos no RAC, são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2024, a ERSE recebeu proposta da E-REDES.

PORTUGAL CONTINENTAL E REGIÕES AUTÓNOMAS

A ERSE aceita os valores propostos relativos às seguintes rubricas:

- custo de aquisição do equipamento;
- custo do modem de comunicações;
- custo de comunicação ao longo do período de vida útil dos equipamentos (10 anos);
- custo dos transformadores de medição, se aplicável;
- custo da mão de obra de instalação;
- custo de operação e manutenção;
- custo de estrutura de 20%.

Conforme referido no [Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados](#) para garantir a qualidade da informação de contagem, devem ser realizados ensaios à exatidão dos equipamentos de medição e verificações das respetivas ligações. A tipologia e periodicidade das verificações estão caracterizadas no referido guia. Apesar da obrigatoriedade da realização das verificações, iniciais e periódicas, considera-se que os seus encargos, apesar de serem responsabilidade dos consumidores, não devem integrar os preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, ao contrário do proposto pela E-REDES.

Assim, expurgando dos valores propostos pela E-REDES, os custos associados à realização das verificações iniciais e periódicas, apresentam-se no Quadro 4-36 os preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD, para 2024, em Portugal continental. Refira-se que na falta de proposta da EDA e da EEM, a ERSE estes preços têm aplicação também nas Regiões Autónomas.

Quadro 4-36 - Preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo, a pagar pelos autoconsumidores aos ORD em Portugal continental e Regiões Autónomas, para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço		Preço
BT	Normal monofásico		171,44
	Normal trifásico		212,43
	Especial		362,53
MT	Lado BT	10 kV, 15 kV ou 30 kV	366,40
	Lado MT	10 kV; Potência <1 MVA	2 952,68
		10 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	2 952,68
		10 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	2 952,68
		10 kV; Potência ≥ 10 MVA	2 952,68
		15 kV; Potência <1 MVA	3 083,58
		15 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 083,57
		15 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 083,58
		15 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 083,58
		30 kV; Potência <1 MVA	3 403,54
		30 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 403,54
		30 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 403,55
		30 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 403,55
AT	1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		25 165,95
	5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		25 165,94
	Potência ≥ 10 MVA		25 165,94

Aos valores indicados no Quadro 4-36 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3.2 PREÇO DE INSTALAÇÃO URGENTE DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO NO REGIME DE AUTOCONSUMO

Os preços regulados para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2024, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

PORTUGAL CONTINENTAL

Refira-se que no período tarifário anterior o preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo era equiparado ao preço de desselagem e resselagem ⁹⁴, em termos de valor e de evolução.

No atual período tarifário a E-REDES envia uma proposta de preços que difere da proposta do ano anterior ao não indexar a evolução do preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo àquela que se aplica ao serviço de desselagem e resselagem.

A ERSE admite a metodologia agora proposta pela E-REDES que se traduz num aumento proposto de 38,2%, no entanto, considera que o aumento de preços deve ser gradual, com um limite de 5,0%, o que ainda assim é ligeiramente superior ao aumento proposto para o preço do serviço de desselagem e resselagem, conforme referido na secção 0. Assim, o preço a aplicar em 2024 é o constante no Quadro 4-37.

Quadro 4-37 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,78

Aos valores indicados no Quadro 4-37 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a utilização do indexante do deflator implícito no consumo privado para efeitos de atualização anual, tendo como fonte o relatório *European Economic Forecast – Autumn 2023* da Comissão Europeia, o preço a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2024, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo consta do Quadro 4-38.

⁹⁴ A Diretiva n.º 19/2022, de 2 de setembro, definiu o preço regulado para instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para cada sistema elétrico (Portugal continental, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira) indexando-o ao preço aplicável à operação de desselagem e posterior resselagem do equipamento de medição.

Quadro 4-38 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA e na RAM para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,41

Aos valores indicados no Quadro 4-38 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.4 PREÇOS E PARÂMETROS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA

4.4.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Conforme decorre do número 3 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, os operadores de rede podem cobrar os encargos por si incorridos com a deteção e tratamento da anomalia em situações de apropriação indevida de energia, de acordo com os montantes limite definidos pela ERSE. Adotando este preceito legal, o artigo 11.º do Regulamento da Apropriação Indevida de Energia (RAIE)⁹⁵ prevê a fixação de preço para o serviço regulado de deteção e tratamento de anomalias. Prevê ainda a definição de majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização em caso de reincidência.

O consumo médio anual (CMA) e o desvio padrão, aprovados nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e do RAIE, são elementos a considerar nos processos de apropriação indevida de energia, nas situações em que não existam registos nos equipamentos de medição da energia ou em que estes não sejam fiáveis.

O RAIE estabelece que a valorização destes três parâmetros (preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias, majoração em caso de reincidência e o CMA e desvio padrão) é aprovada pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes. O Guia de Medição refere que os valores do consumo médio anual são aprovados pela ERSE, mediante proposta dos ORD (ponto 31.2.2.1).

⁹⁵ [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

4.4.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos serviços regulados previstos no RAIE, a ERSE recebeu proposta da E-REDES.

4.4.2.1 PREÇO PELO SERVIÇO DE DETEÇÃO E TRATAMENTO DE ANOMALIAS E MAJORAÇÃO A APLICAR AO VALOR DEVIDO A TÍTULO DE INDEMNIZAÇÃO EM CASO DE REINCIDÊNCIA

E-REDES

A metodologia proposta pela E-REDES para a definição do preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias, assenta no pressuposto de que é necessária deslocação ao local com recurso a prestadores de serviços externos sendo que para fazer a inspeção será necessária eventual desmontagem e montagem de equipamentos de medição. A estes custos acrescem 20% relativos a encargos administrativos e de estrutura. Quanto ao valor da majoração por reincidência, a E-REDES propõe o valor de 23%.

Deste modo, o preço proposto pela E-REDES para o serviço de deteção e tratamento de anomalias e a majoração por reincidência, para Portugal continental, em 2024, são os indicados no Quadro 4-39.

**Quadro 4-39 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência—
Proposta da E-REDES para 2024**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Em vigor em 2023	Proposta E-Redes para 2024	Variação (%)
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia	-	91,6	-
	Majoração por reincidência	-	23%	-

4.4.2.2 CONSUMO MÉDIO ANUAL E DESVIO PADRÃO

E-REDES

A E-REDES apresenta uma proposta de valores do Consumo Médio Anual (CMA) e do Desvio Padrão calculados tendo por base o consumo medido dos clientes de cada segmento, BTN, BTE, MT, AT e MAT, para Portugal Continental, em 2024, indicados no Quadro 4-40.

Refira-se que a E-REDES considera não ser adequado o método automático por resultar mais oneroso, sugerindo a harmonização entre as metodologias de valorização, nomeadamente entre o método real, com recurso a leituras fidedignas, e o método automático.

Quadro 4-40 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da E-REDES para 2024

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2023		Proposta E-Redes para 2024	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	347	708	215	491
	2,3	738	1 011	586	840
	3,45	1 505	1 816	1 431	1 239
	4,6	2 384	1 554	2 271	1 488
	5,75	2 811	1 787	2 720	1 726
	6,9	2 938	2 457	2 842	2 316
	10,35	4 096	4 211	3 885	5 974
	13,8	6 265	6 513	5 560	5 618
	17,25	8 250	8 329	7 741	7 800
	20,7	11 178	11 147	10 345	10 531
	27,6	23 412	19 021	21 200	18 171
	34,5	29 215	24 286	26 299	22 337
	41,4	36 974	30 532	32 071	28 100
	BTE		96 675	118 268	81 848
MT		591 819	1 736 418	565 625	1 614 201
AT		23 422 765	55 711 571	19 841 370	45 478 755
MAT		n.a.	n.a.	29 919 854	111 280 862

Os valores relativos ao ano de 2023, foram aprovados pela [Diretiva n.º 11/2016](#), de 9 de junho.

4.4.3 PREÇOS E PARÂMETROS PARA 2024

Os preços e parâmetros dos serviços regulados previstos no RAIE são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição. Para efeitos do ano de 2024, a ERSE recebeu propostas da E-REDES.

4.4.3.1 PREÇO DO SERVIÇO DE DETEÇÃO E TRATAMENTO DE ANOMALIAS E MAJORAÇÃO POR REINCIDÊNCIA

PORTUGAL CONTINENTAL E REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

A proposta apresentada pela E-REDES para o preço de deteção e tratamento de anomalias reflete os custos de mão-de-obra (eletricista), transporte, análise e tratamento do processo, registo de auto de inspeção, eventual desmontagem e montagem de equipamentos de medição e determinação do valor do montante pecuniário a imputar ao beneficiário da AIE pelos prejuízos causados, acrescido dos custos de estrutura da E-REDES de 20%.

Conforme art.º 11.º do RAIE e art.º 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a majoração por reincidência corresponde, no mínimo, ao valor do IVA. A ERSE considera adequada a proposta da E-REDES de 23% e estende a aplicação do mesmo valor às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, pelo que o preço a aplicar em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, em 2024, pela deteção e tratamento de anomalias e a majoração por reincidência, são os constantes do Quadro 4-41.

Quadro 4-41 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência, em Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para 2024

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Valores para 2024
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia (EUR)	91,6
	Majoração por reincidência (%)	23%

4.4.3.2 CONSUMO MÉDIO ANUAL E DESVIO PADRÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

É aceite a proposta apresentada pela E-REDES para Portugal continental para 2024. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, em Portugal continental, em 2024, são os que constam do Quadro 4-42.

Quadro 4-42 - Consumo médio anual e desvio padrão em Portugal continental para 2024

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	215	491
	2,3	586	840
	3,45	1 431	1 239
	4,6	2 271	1 488
	5,75	2 720	1 726
	6,9	2 842	2 316
	10,35	3 885	5 974
	13,8	5 560	5 618
	17,25	7 741	7 800
	20,7	10 345	10 531
	27,6	21 200	18 171
	34,5	26 299	22 337
	41,4	32 071	28 100
BTE		81 848	98 886
MT		565 625	1 614 201
AT		19 841 370	45 478 755
MAT		29 919 854	111 280 862

Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não podem ser aplicados os mesmos valores dadas as diferentes características das instalações, pelo que a definição de tais parâmetros terá necessariamente que ser precedida de proposta da EDA e da EEM.

4.5 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO TARIFÁRIO

4.5.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento Tarifário (RT)⁹⁶ prevê a publicação de:

- Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador (artigo 106.º),
- Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio (artigo 107.º),
- Preço da componente fixa das tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores (artigos 25.º, 105.º e 175.º).

⁹⁶ [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho.

4.5.2 PREÇOS PARA 2024

4.5.2.1 PREÇO APLICÁVEL NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR

Nos termos do RT, a partir 2024 a tarifa de Operação Logística e de Mudança de Comercializador é eliminada. Doravante, uma parte dos custos dessa atividade, alargada à mudança de agregador e renomeada de operação logística de mudança de comercializador e de agregador, passa a ser recuperada através de um preço regulado aplicável aos comercializadores e, outra parte, passa a ser recuperada na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, incluída na tarifa de Acesso às Redes. O preço regulado, estabelecido no RT, é aplicável ao comercializador cessionário, nos termos do artigo 106.º.

O preço é aplicável à contratação inicial, às mudanças de comercializador e de agregador ativadas na plataforma do OLMCA, nomeadamente às captações de clientes que os comercializadores de mercado efetuam na carteira dos CUR, às situações em que os clientes mudam entre dois comercializadores em mercado, e ainda aos regressos legalmente permitidos a fornecimento pelos CUR⁹⁷. No caso de contratos duais, que incluem os fornecimentos de eletricidade e gás, e por equiparação com as mudanças necessárias no caso de fornecimentos individuais de cada vetor energético, o preço regulado é devido separadamente para cada vetor energético.

A determinação do preço regulado e da parcela a recuperar através das tarifas de Acesso às Redes respeita um conjunto de condições, designadamente, que seja um preço ajustado ao custo, evitando gerar ajustamentos, que seja estável ao longo do tempo e que a recuperação dos custos através das tarifas tenha um carácter supletivo.

Ponderadas estas considerações, o preço definido procura que, face à estimativa de mudanças de comercializador a ocorrer, sejam recuperados metade dos proveitos permitidos do OLMCA através do preço regulado, a que acresce o IVA à taxa legal em vigor. Assumindo o número médio de mudanças de comercializador de 872 890/ano (entre Jul-2021 e Jun-2023), incluindo entradas diretas⁹⁸.

⁹⁷Nos termos do artigo 247.º do RRC.

⁹⁸ Tendo em conta a informação mensal disponível no [Boletim do Mercado Liberalizado Eletricidade](#), de junho de 2023, da ERSE.

Quadro 4-43 - Preço aplicável na mudança de comercializador, 2024

Unidade: EUR

Mudança de comercializador / agregador	Preço
Preço aplicável na mudança de comercializador /agregador (EUR/mudança)	0,77

4.5.2.2 PREÇOS APLICÁVEIS A PROJETOS DE INVESTIGAÇÃO CIENTÍFICA E DESENVOLVIMENTO INSERIDOS EM ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS QUE OBTENHAM REGISTO PRÉVIO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabeleceu a existência de Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) em Portugal que permitem a dispensa de certas regras regulatórias e que visam promover e facilitar a realização de atividades de investigação, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos, modelos inovadores, conceitos, modelos de negócio, no âmbito das atividades de produção, armazenamento, promoção da mobilidade elétrica e autoconsumo de eletricidade.

Conforme estabelecido no artigo n.º 223 do referido Decreto-Lei n.º 15/2022, os projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em ZLT que obtenham registo prévio⁹⁹ estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, bem como de encargos relativos à comparticipação nas redes. Estes projetos ficam sujeitos ao pagamento de um valor fixado em euros por MW e por dia a estabelecer pela ERSE. O valor destina-se a compartilhar os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelos operadores da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) ou da rede nacional de distribuição de eletricidade (RND).

Dando cumprimento ao disposto legalmente, e no seguimento da Consulta Pública n.º 113, o preço foi previsto no artigo 107.º do RT. Assim, aos projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio é aplicável um preço em euros por MW e por dia, apenas em Portugal continental, a pagar ao respetivo operador de rede, que pretende cobrir os custos de investimento e exploração das infraestruturas necessárias à instalação das ZLT e suportados pelo operador da rede. O referido preço é então calculado com base nas receitas anuais das tarifas de uso das

⁹⁹ A instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT está sujeita a procedimentos de comunicação prévia no caso de projetos com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW ou a procedimentos de registo prévio no caso de projetos com capacidade instalada superior a 30 kW. De referir, que o artigo 223.º se refere exclusivamente a procedimentos de registo prévio.

redes, por nível de tensão, e nas correspondentes quantidades de potência contratada ou de potência tomada¹⁰⁰ (consoante o caso).

O Quadro 4-44 apresenta os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, em 2024, de acordo com a metodologia sufragada na Consulta Pública n.º 113.

Quadro 4-44 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, em 2024

Unidade: EUR/(kW.dia)

Preços a aplicar nas ZLT	Preço
Preço aplicável nas ZLT que obtenham registo prévio	
MAT	0,0325
AT	0,0940
MT	0,1212
BT	0,0712

4.5.2.3 PARCELA FIXA RELATIVA AOS CUSTOS DE FUNCIONAMENTO AFETOS À ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES RENOVÁVEIS EM MERCADO E DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que nas situações de aquisição supletiva pelo agregador de último recurso (AUR), tanto a produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, como a autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP, aplicam-se as tarifas de referência definidas pela ERSE [art.º 148.º, n.º 2].

A eletricidade adquirida pelo AUR deve ser colocada em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados, em ambos os casos previamente aprovados pela ERSE, nos termos estabelecidos no RRC [art.º 150.º, n.º 2, al. a)]. Transitoriamente, até que seja atribuída a licença de AUR, cabe ao CUR assegurar a aquisição de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, desde

¹⁰⁰ A potência tomada corresponde ao maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

que a potência de ligação atribuída não exceda 1 MW, incluindo o excedente de autoconsumo [art.º 288.º, n.º 1 e n.º 2].

De salientar que esta atuação transitória prevista para o CUR estava já enquadrada no âmbito da norma transitória do Decreto-Lei n.º 76/2019, prevendo, no caso, a substituição da figura do facilitador de mercado. Nos termos deste diploma, a ERSE já tinha a obrigação de aprovar a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial, que cumpriu através da aprovação da Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro.

O RT passou a integrar as regras para a definição da tarifa de referência que permite remunerar os produtores de energia renovável em regime de mercado e os excedentes dos autoconsumidores. Assim, nos termos do artigo 105.º do RT, as tarifas de referência proporcionam uma remuneração calculada a partir das seguintes parcelas:

- Parcela relativa à valorização da energia aos preços do mercado diário do MIBEL;
- Parcela relativa aos encargos suportados com a representação em mercado, nomeadamente os desvios à programação, devido à participação no MIBEL, e outros encargos;
- Parcela relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.

A expressão de cálculo da tarifa de referência aplicável ao CUR, transitariamente com as funções previstas para o AUR, está prevista no artigo 175.º do RT, considerando-se implicitamente revogadas as expressões previstas na Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro.

O cálculo da remuneração assume uma formulação idêntica à já existente. Assim, o regime remuneratório considera o preço de energia horário no OMIE repercutido de acordo com o perfil horário de produção, líquido dos custos com os desvios em mercado (pro rata) e de um encargo fixo a estabelecer pela ERSE pelo serviço de intermediação, com a formulação dos encargos prevista no RT, no artigo 175.º, n.ºs 2, 3 e 4.

Face ao exposto, o preço para a componente fixa que cobre, parcial ou totalmente, os custos de funcionamento, em euros por kW e por mês, para 2024, é de 0,0267 €/mês (conforme o Quadro 4-45). O referido preço foi atualizado com o deflator implícito do consumo privado de 2,8%, de acordo com a previsão da Comissão Europeia no *European Economic Forecast, Autumn 2023*, face ao valor em vigor em 2023.

O preço permite recuperar 30% dos custos de funcionamento do ano.

Quadro 4-45 - Parcela fixa relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, em 2024

Unidade: EUR/(kWh.mês)

	Preço em vigor em 2023	Preço para 2024	Variação (%)
Preço de aquisição a produtores de energia renovável e a autoconsumidores	0,0260	0,0267	2,8%

5 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano 2024.

Como ponto de partida apresentam-se as receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico (ponto 5.1). Os impactes das decisões tarifárias são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios¹⁰¹ (pontos 5.2 a 5.8): (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 em Portugal continental, em BTN, e das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE; (v) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (ponto 5.9), sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (ponto 5.10) e sobre o impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado em BTN (ponto 5.11).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 5.2 até 5.8 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2023 e 2024, designadamente pela identificação de três estados distintos:

- **«Tarifas 2023¹⁰², consumos 2023»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2023, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2023, conforme o documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2023» da ERSE conjugado com o efeito da atualização trimestral ocorrida em abril de 2023 e com o efeito da fixação excecional ocorrida em julho de 2023.
- **«Tarifas 2023, consumos 2024»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2024, conforme o presente documento, assumindo as tarifas do ano 2023, incluindo o efeito da fixação excecional ocorrida em julho de 2023.
- **«Tarifas 2024, consumos 2024»:** O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2024 e as respetivas quantidades para esse ano.

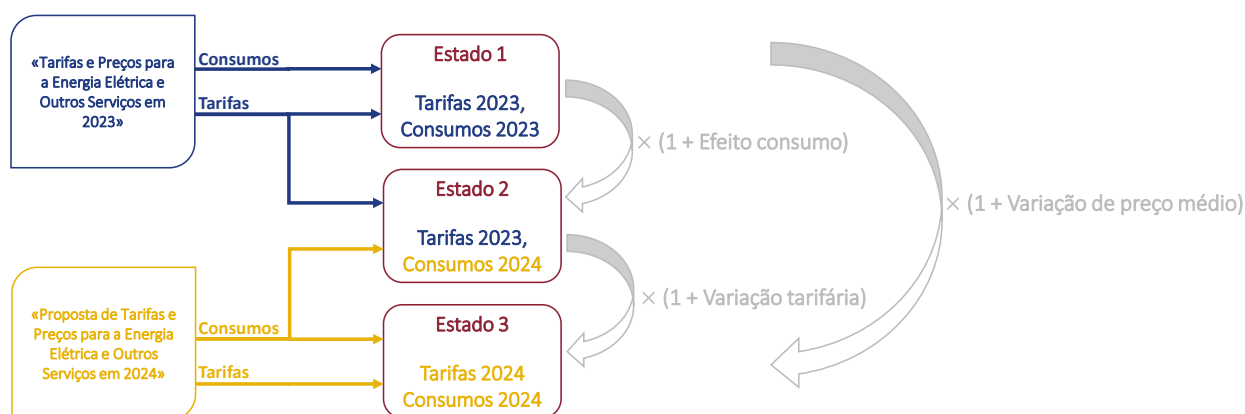
¹⁰¹ Entende-se por «preço médio», medido em €/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

¹⁰² As «Tarifas 2023» consideram o impacto anualizado da atualização trimestral ocorrida em abril de 2023 e da fixação excecional ocorrida em julho de 2023.

Com esta separação é possível identificar os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas (ver Figura 5-1). A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2023 (estado 1) e o ano 2024 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação¹⁰³:

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

Figura 5-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas 2023» consideram o impacto anualizado da atualização trimestral ocorrida em abril de 2023 e da fixação excepcional ocorrida em julho de 2023.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre um ano e o ano seguinte traduz a alteração dos preços das tarifas, assumindo a estrutura de consumos do ano seguinte.

¹⁰³ Para variações reduzidas, por exemplo, inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio \approx Variação tarifária + Efeito consumo.

5.1 RECEITAS A RECUPERAR NAS TARIFAS DO SETOR ELÉTRICO

Esta secção apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas para o ano de 2024, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

5.1.1 PORTUGAL CONTINENTAL

O quadro seguinte apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas em Portugal continental, por entidade, designadamente pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), pelos Operadores das Redes de Distribuição (ORD) e pelo Comercializador de Último Recurso (CUR). Adicionalmente, é apresentado o valor total das receitas a recuperar através das tarifas aplicadas ao cliente final, isto é, o valor repercutido nos clientes finais do setor elétrico líquido de ajustamentos de faturação entre as várias entidades.

Quadro 5-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2024, em Portugal continental

Unidade: milhares de euros

Tarifas por atividade	Receitas	Receitas, por entidade			
	Total	OLMCA	ORT	ORD	CUR
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	351 208		357 159	351 208	21 743
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	41 919	674	41 358	41 919	2 757
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	468 218		623 340	468 218	38 015
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1 103 087			1 103 087	111 954
Tarifa de Energia	351 919				351 919
Tarifa de Comercialização	25 367				25 367
Sub-total	2 341 718	674	1 021 857	1 964 433	551 754
Outros valores					
Desconto social	-129 850			-129 850	-8 953
Sub-total	-129 850	0	0	-129 850	-8 953
TOTAL	2 211 868	674	1 021 857	1 834 583	542 801

As receitas do **ORT**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas ao operador da rede de distribuição em MT e AT (secção 4.2), designadamente a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte¹⁰⁴.

¹⁰⁴ A tarifa de Uso Global do Sistema subdivide-se na Parcela I e na Parcela II. A tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os clientes ligados em MAT e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para os clientes ligados em AT e para os restantes clientes.

As receitas dos **ORD**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado (secção 4.3), designadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição¹⁰⁵. Estas tarifas reguladas formam a tarifa de Acesso às Redes (secção 4.5).

As receitas do **CUR**, resultam da aplicação de um conjunto de tarifas reguladas às entregas a clientes do CUR, designadamente a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização (secção 4.4), para além da tarifa de Acesso às Redes.

Nas receitas dos ORD e do CUR identifica-se o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social. No caso do CUR o valor é referente aos clientes do mercado regulado. No caso dos ORD o valor é referente a todos os clientes em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico em Portugal continental, na ótica do cliente final, encontra-se igualmente apresentado na primeira coluna do Quadro 5-1. Este valor é dado pela soma das receitas dos ORD com as receitas do CUR nas componentes das tarifas de Energia e Comercialização.

5.1.2 REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 5-2 apresenta as receitas a recuperar com as tarifas reguladas nas Regiões Autónomas, discriminando entre valores a recuperar na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

¹⁰⁵ A tarifa de Uso da Rede de Distribuição inclui 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.

Quadro 5-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2024, nas Regiões Autónomas

Unidade: milhares de euros

	Receitas		Receitas, por região	
	Total	RAA	RAM	
Tarifas por atividade				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	12 973	6 244	6 728	
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	1 492	710	782	
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	20 047	9 308	10 739	
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	50 493	23 281	27 212	
Tarifa de Energia	192 866	91 846	101 020	
Tarifa de Comercialização	8 372	3 922	4 450	
Sub-total	286 242	135 312	150 931	
Outros valores				
Desconto social	-6 654	-3 243	-3 411	
Sub-total	-6 654	-3 243	-3 411	
TOTAL	279 589	132 069	147 520	

As receitas na **RAA**, resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes¹⁰⁶ e as tarifas de Energia e Comercialização. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAA (secção 4.14).

As receitas na **RAM**, resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as mesmas tarifas que são aplicadas na RAA. A soma destas tarifas resulta na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar na RAM (secção 4.15).

Em ambas as regiões repercute-se nos clientes finais o valor do desconto social, que representa um benefício monetário para os clientes elegíveis para este apoio social.

O valor total de receitas a recuperar nas tarifas reguladas do setor elétrico das Regiões Autónomas, na ótica do cliente final, encontra-se igualmente apresentado na primeira coluna do Quadro 5-2. Este valor é dado pela soma das receitas das duas regiões.

¹⁰⁶ Tal como em Portugal continental, também nas Regiões Autónomas a tarifa de Acesso às Redes inclui as seguintes tarifas: tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte e tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

5.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

5.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 2024

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2023 e 2024.

A Figura 5-2 apresenta a variação do preço médio 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 2023 e 2024. Importa clarificar que a variação parte de valores negativos em 2023 para valores positivos em 2024, mas ainda abaixo dos valores de 2021. Para a UGS em 2024 contribuem as medidas de contenção tarifária, incluindo medidas extraordinárias, que reduzem o seu montante no ano.

No mesmo sentido, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT apresentam igualmente um acréscimo do preço médio entre 2023 e 2024, que se justifica quer pela variação tarifária positiva, quer pelo efeito consumo, excetuando a tarifa de URD em BT. A tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observam uma redução tarifária.

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

Tarifa	Preço médio 2023	Preço médio 2024	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso Global do Sistema	-0,0535 €/kWh Receitas: -2 435 746 mil € Quantidades: 45 515 GWh	0,0109 €/kWh Receitas: 510 137 mil € Quantidades: 46 781 GWh	120,4%	120,2%	-1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0025 €/kWh Receitas: 6 236 mil € Quantidades: 2 468 GWh	0,0036 €/kWh Receitas: 8 348 mil € Quantidades: 2 316 GWh	42,7%	22,3%	16,6%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0073 €/kWh Receitas: 314 595 mil € Quantidades: 43 047 GWh	0,0077 €/kWh Receitas: 342 860 mil € Quantidades: 44 466 GWh	5,5%	4,1%	1,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0019 €/kWh Receitas: 81 026 mil € Quantidades: 43 047 GWh	0,0019 €/kWh Receitas: 83 237 mil € Quantidades: 44 466 GWh	-0,5%	-1,8%	1,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0088 €/kWh Receitas: 318 492 mil € Quantidades: 36 154 GWh	0,0087 €/kWh Receitas: 326 378 mil € Quantidades: 37 527 GWh	-1,3%	-2,2%	1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0305 €/kWh Receitas: 648 144 mil € Quantidades: 21 247 GWh	0,0314 €/kWh Receitas: 693 472 mil € Quantidades: 22 090 GWh	2,9%	4,6%	-1,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de Uso Global do Sistema o preço médio de 2023 inclui o efeito da fixação excepcional ocorrida em 2023.

A Figura 5-3 apresenta a variação do preço médio para a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização ¹⁰⁷, 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 -59,1% do preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (-43,9%) e pelo efeito consumo (-27,1%). No caso da tarifa de Comercialização prevê-se um decréscimo de -23,3% no preço médio entre 2023 e 2024, explicado essencialmente por um efeito consumo de -26,0%.

¹⁰⁷ 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 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização

Tarifa	Preço médio 2023	Preço médio 2024	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,2933 €/kWh Receitas: 566 190 mil € Quantidades: 1 930 GWh	0,1199 €/kWh Receitas: 351 919 mil € Quantidades: 2 935 GWh	-59,1% 	-43,9% 	-27,1%
Tarifa de Comercialização	0,0113 €/kWh Receitas: 21 753 mil € Quantidades: 1 930 GWh	0,0086 €/kWh Receitas: 25 367 mil € Quantidades: 2 935 GWh	-23,3% 	3,6% 	-26,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de Energia o preço médio de 2023 inclui o efeito da atualização trimestral e o efeito da fixação excepcional ocorrida em 2023.

5.2.2 EVOLUÇÃO ENTRE 2002 E 2024

O Quadro 5-3 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002¹⁰⁸.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2024 um valor real inferior face ao ano de 2002, graças aos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, partilhados com os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema observou uma tendência de crescimento desde 2002 até 2021, fruto do incremento acentuado dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG). Note-se que estes CIEG cresceram até 2021 em volume (é exemplo o diferencial de custo com a produção com remuneração garantida) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros eletroprodutores e os CMEC). Nas tarifas de 2009 a tendência de crescimento foi contrariada, por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiaram os sobrecustos com a produção com remuneração garantida de 2009 por um período máximo de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Essa tendência voltou a ser contrariada em 2012 e 2013, 2019 e mais recentemente em 2022 e 2023, devido a uma redução dos CIEG, que assumiram um

¹⁰⁸ Os preços médios apresentados até 2023 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

valor negativo, gerando uma tarifa de Uso Global do Sistema negativa. Em 2024, os CIEG regressaram a valores positivos, apesar das medidas de contenção tarifária de elevado valor, o mesmo sucedendo com a tarifa de Uso Global do Sistema¹⁰⁹.

A tarifa de Energia observa um decréscimo significativo face a 2023, devido a uma descida de preços no mercado grossista de eletricidade.

Quadro 5-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	86	103	91	82	181	257	141
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	115	263	390	219
Uso da Rede Transporte	real	100	93	103	104	101	113	144	144	186	178	172	206	223	172	162	192	172	150	139	142	159	165	168
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198	232	250	261
Uso da Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	123	117	103	104	117	112	107
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144	170	170	167
Uso da Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72	67	58	58	67	64	61
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81	98	98	95
Uso da Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	87	92	98	89	99	91	92	96	95	91	96	90	82	79	76	75	68	66	67
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105	99	100	104
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	473	676	654	638	709	842	904	936	926	726	751	787	-296	-890	175
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097	-431	-1349	272
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	146	141	449	448	439	181	373	253	10	438	363	139
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14	638	550	217
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	452	452	44	46	190	229	358	115	264
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320	521	174	411
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	112	110	144	162	177	182	188	157	159
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253	273	239	247

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 a 2023 incluem o efeito das atualizações trimestrais ocorridas nesses anos. O efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022 e em julho de 2023 também foi tido em conta nos valores dos anos 2022 e 2023, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema.

O Quadro 5-4 resume as variações anuais médias para vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm tido uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o período de regulação de 2018 a 2021¹¹⁰.

¹⁰⁹ Os CIEG são recuperados pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema e pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT. Com a reformulação do RT ([Consulta Pública n.º 113](#)), toda a parcela II da tarifa de UGS é composta por CIEG.

¹¹⁰ Salienta-se que os períodos de regulação de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Quadro 5-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação

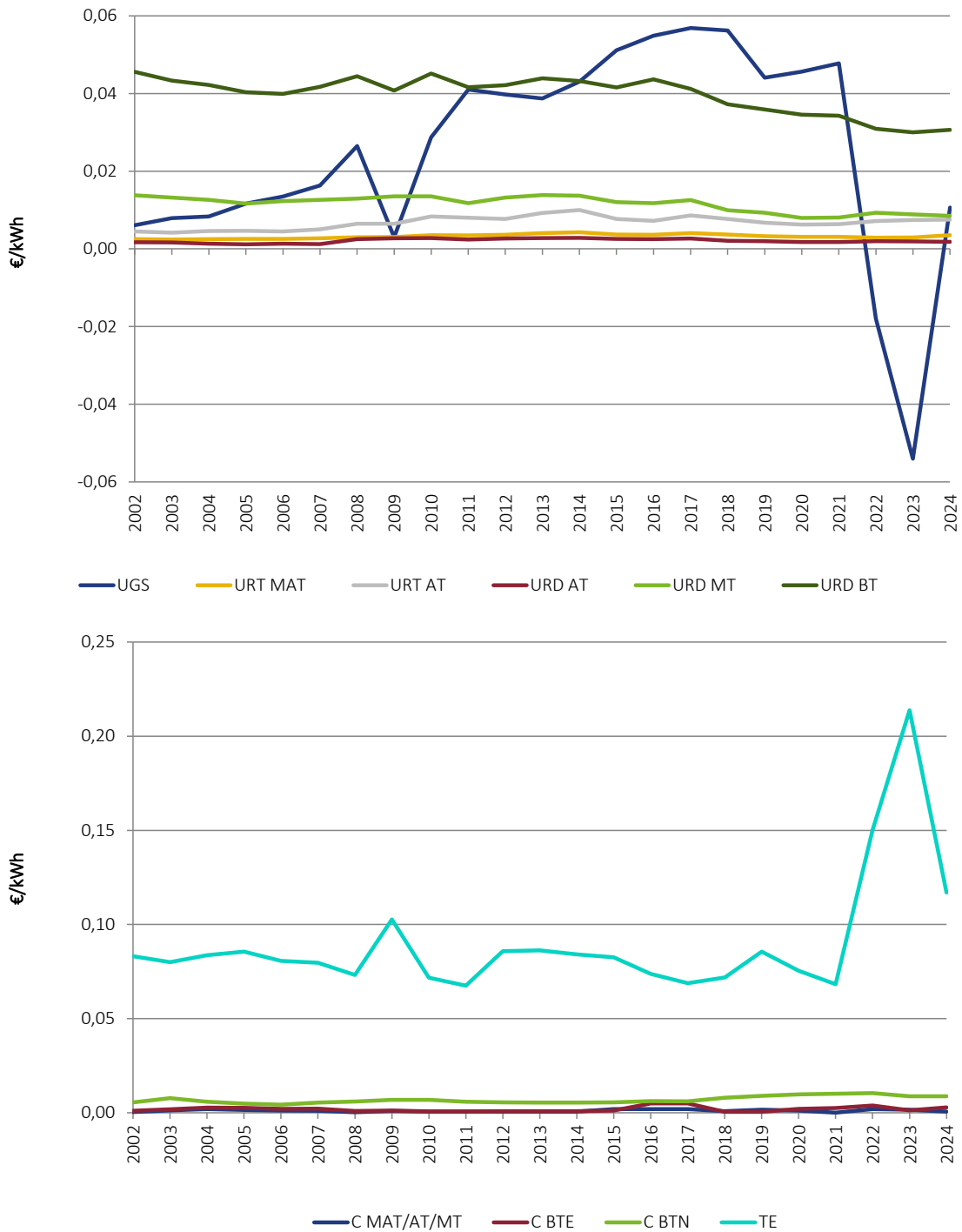
Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2024*
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-0,2%	19,6%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	1,6%	24,0%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,2%	5,7%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	9,6%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,8%	1,2%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	4,9%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,5%	1,7%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	5,4%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,5%	-3,7%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	-0,2%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-4,3%	-39,4%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%	-37,2%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-60,8%	414,0%
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%	465,0%
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,6%	4,9%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%	8,7%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	13,4%	-4,4%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%	-0,9%

Nota: Na tarifa de Energia, os preços médios de 2020 a 2023 incluem o efeito das atualizações trimestrais ocorridas nesses anos. O efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022 e julho de 2023 também foi tido em conta nos valores dos anos 2022 e 2023, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema.

* A última coluna não representa o período de regulação completo.

Na Figura 5-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2023. Depois de um período de forte queda da tarifa de Uso Global do Sistema, em 2022 e 2023, inclusive para valores negativos da mesma ordem de grandeza dos valores em anos anteriores, em 2024 o preço da tarifa de Uso Global do Sistema retoma valores positivos, ainda que abaixo dos anos anteriores, apenas comparável com os valores de 2009. A tarifa de Energia em 2024 reduz face a 2023, mas ainda sem retomar os níveis anteriores.

Figura 5-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2023)



Legenda: UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; C MAT/AT/MT –Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT; C BTE –Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN; TE - Tarifa de Energia

5.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

5.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 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 2023 e 2024 ¹¹¹. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.

A Figura 5-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. O acréscimo significativo de +276,0% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2023 e 2024, é impulsionado fundamentalmente por um acréscimo tarifário de +277,0%. Esta variação justifica-se essencialmente pelo acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 5.2.1), o que faz retomar o preço médio para valores positivos.

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

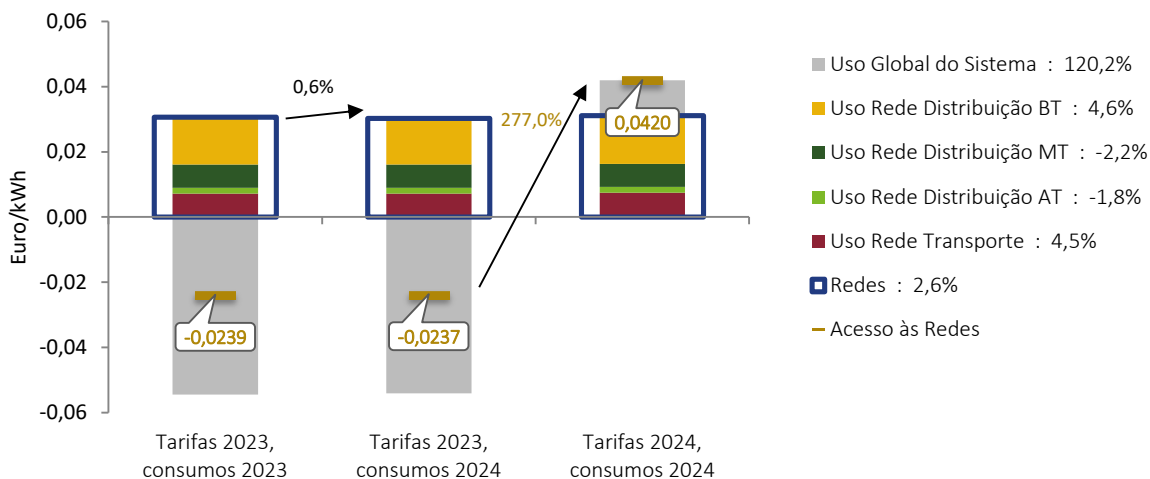
Tarifa	Preço médio 2023	Preço médio 2024	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	-0,0239 €/kWh Receitas: -1 066 151 mil € Quantidades: 44 688 GWh	0,0420 €/kWh Receitas: 1 964 433 mil € Quantidades: 46 781 GWh	276,0%	277,0%	-0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Na legenda da Figura 5-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +4,5% para o Uso da Rede de Transporte, -1,8% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, -2,2% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +4,6% para o Uso da Rede de Distribuição em BT e +120,2% para o Uso Global do Sistema.

¹¹¹ A análise inclui nos valores de tarifas do ano 2023 o efeito da fixação excepcional de tarifas de julho de 2023, nomeadamente na tarifa de Uso Global do Sistema e na tarifa de Acesso às Redes.

Figura 5-6 - 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 2023 e 2024, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes de +121,7% em MAT, +144,8% em AT, +263,7% em MT, +3339,5% em BTE e de +316,4% em BTN. Em termos médios globais observa-se um aumento de +277,0% da tarifa de Acesso às Redes. Como referido anteriormente, em 2023 os preços situavam-se em valores negativos, passando, em 2024, a valores positivos. Por esse motivo, as variações, em termos relativos, são elevadas.

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

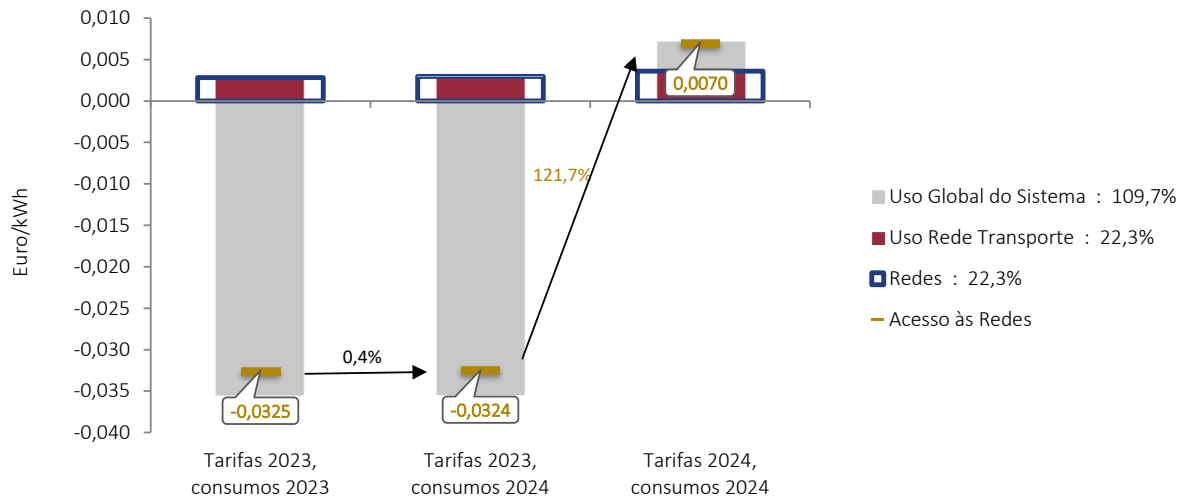


Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

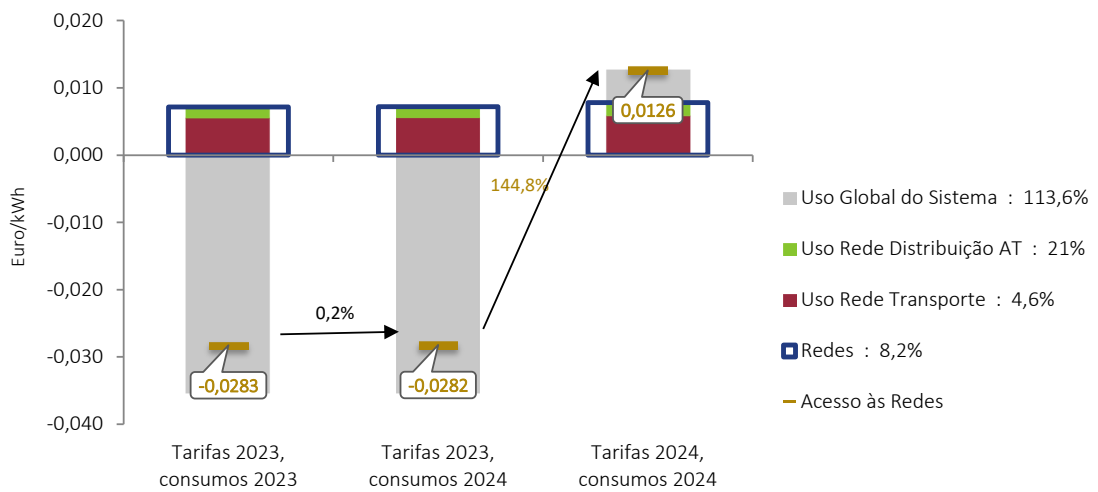


Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

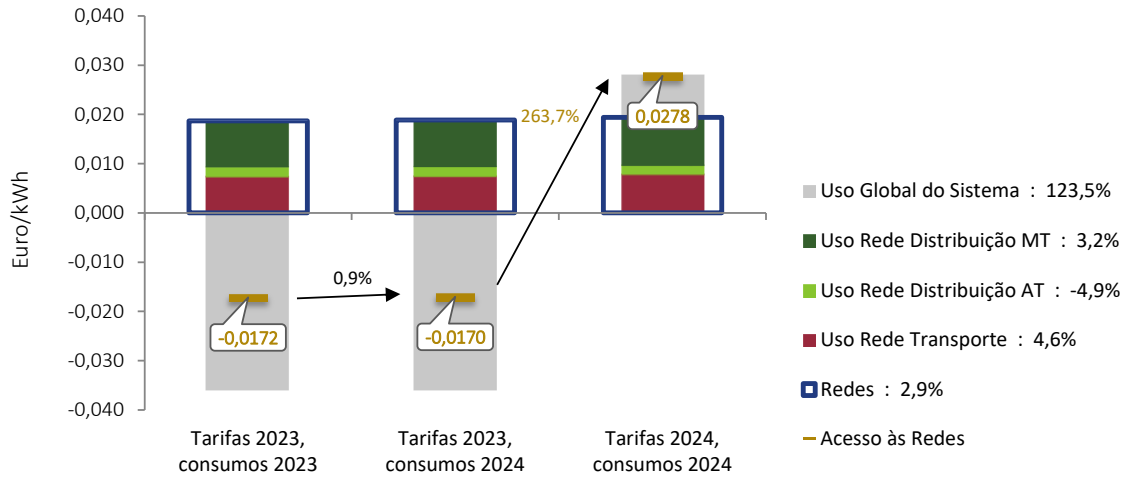


Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

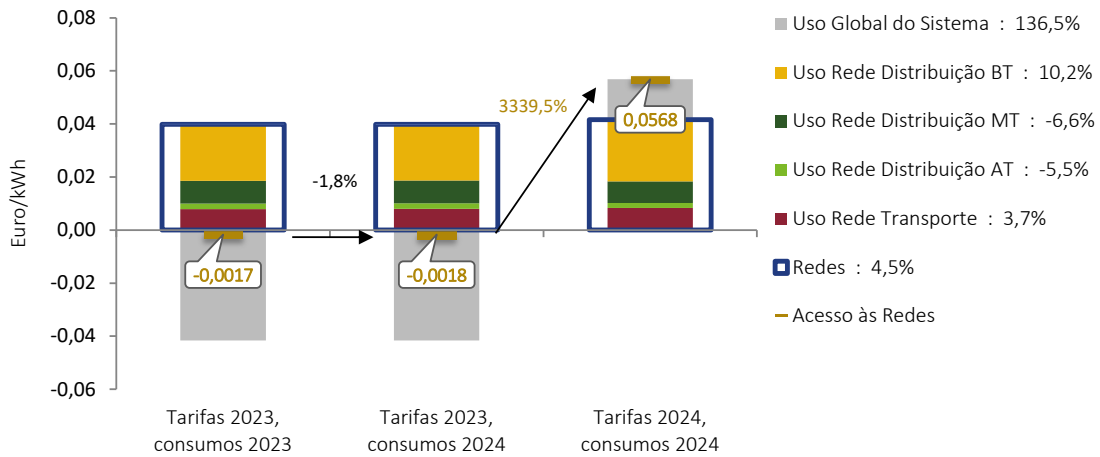
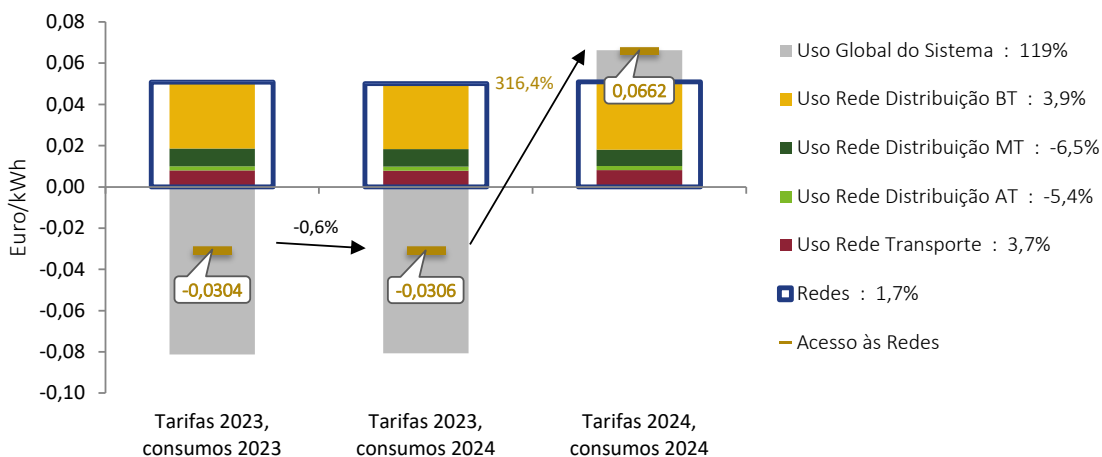


Figura 5-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN



5.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2024

Na Figura 5-12, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2024.

Na Figura 5-13 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 5-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade

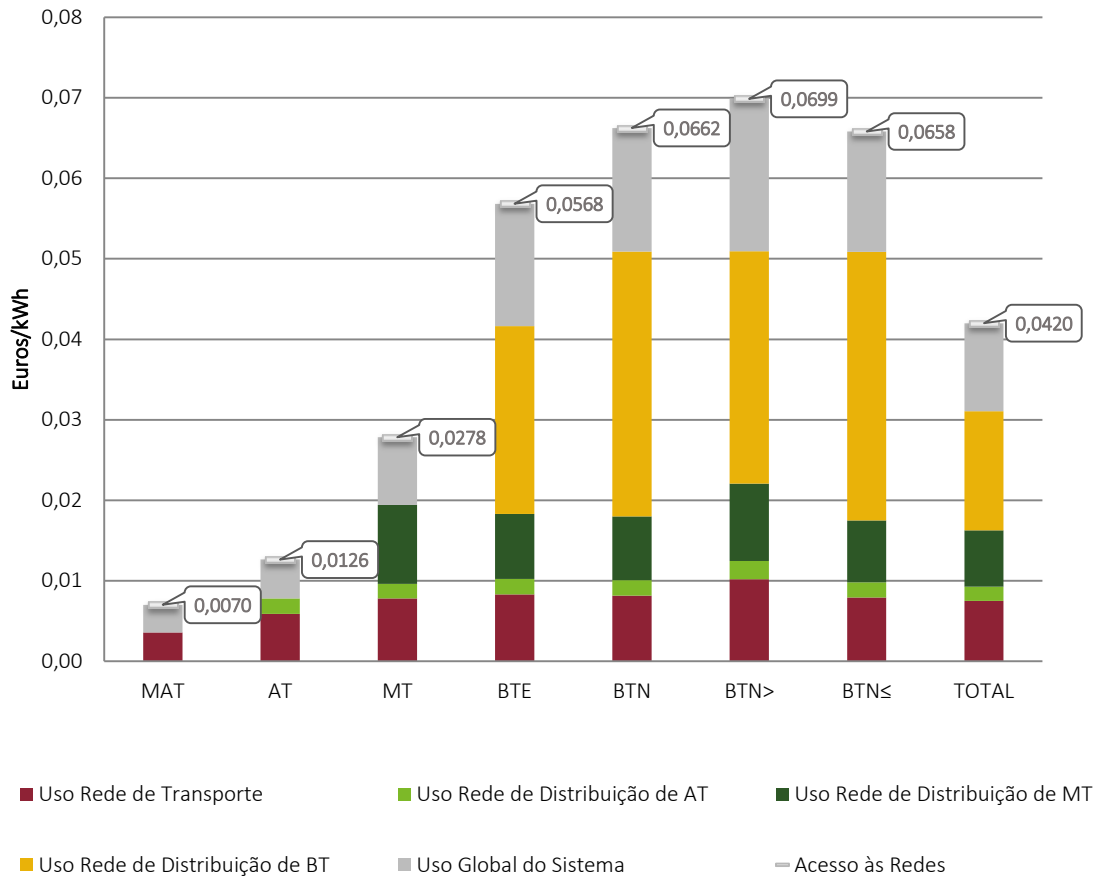
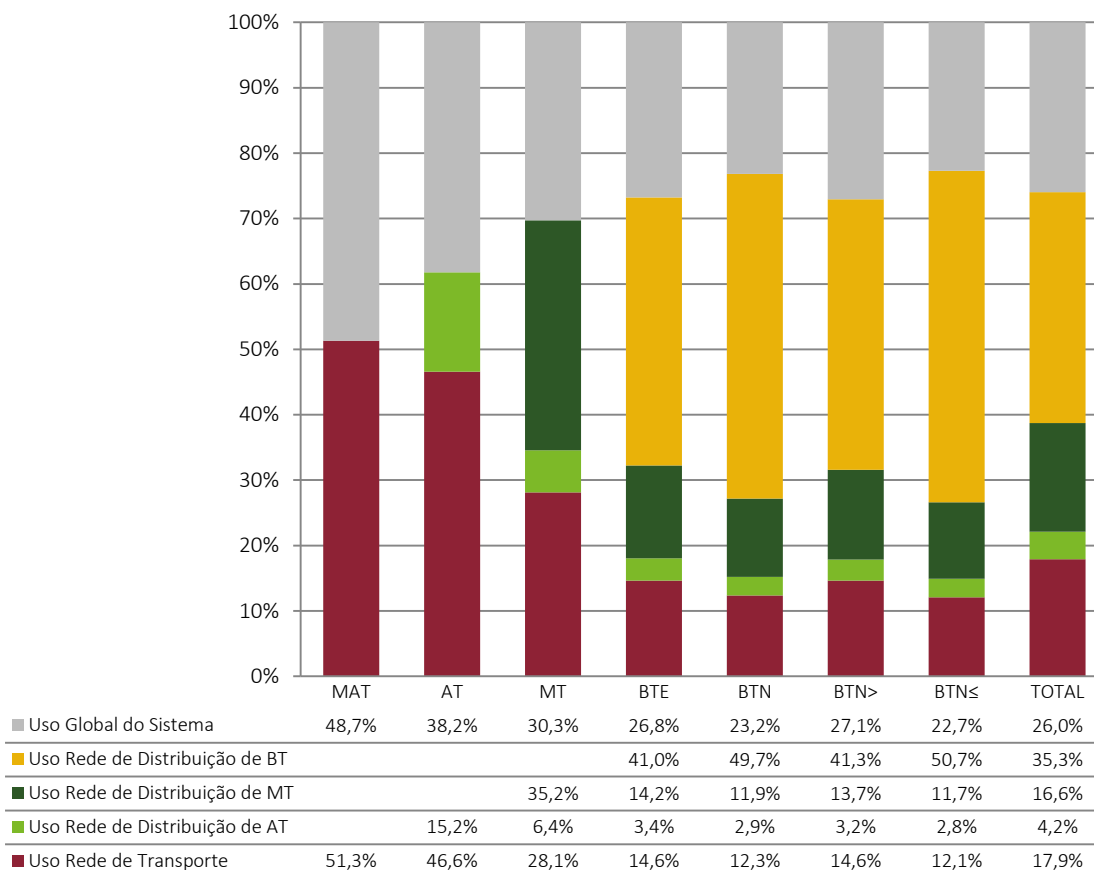


Figura 5-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade



Na Figura 5-14 e na Figura 5-15 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes na parcela de Uso de Redes, de Gestão do Sistema e na parcela de CIEG.

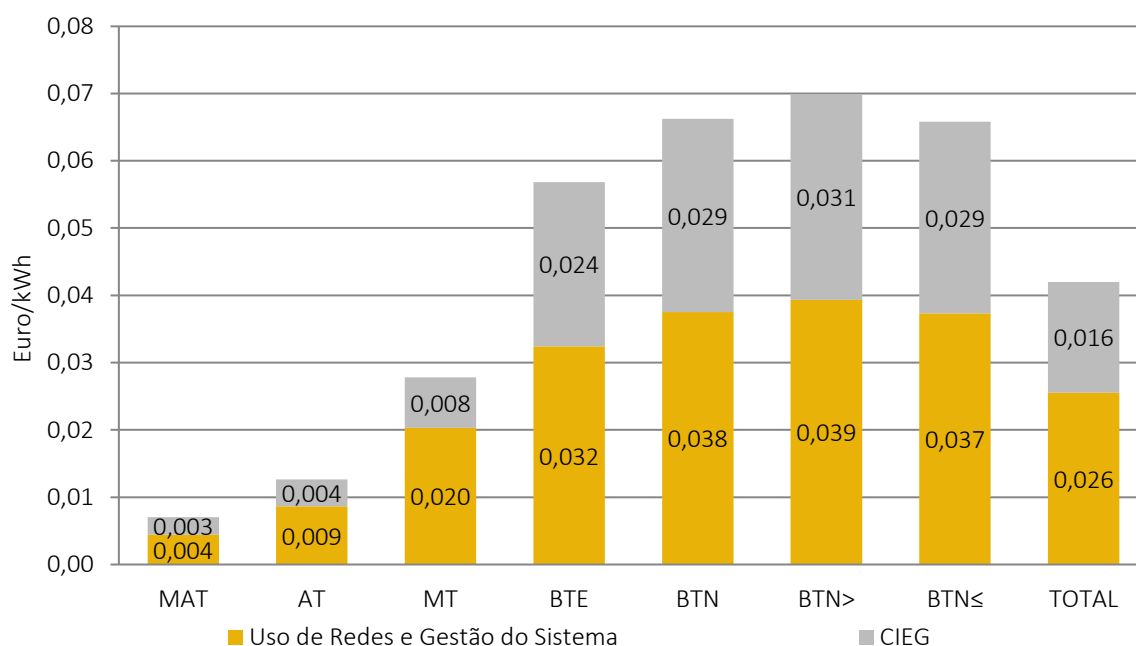
Os CIEG correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e incluem:

- 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) ¹¹², (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.

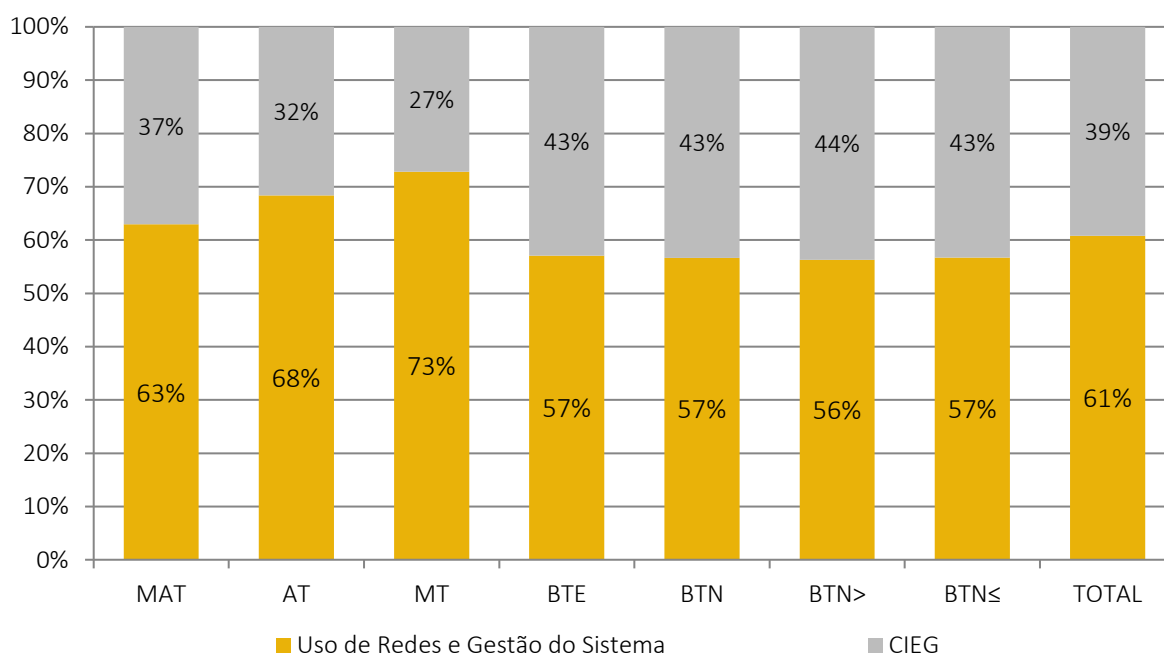
- Os custos considerados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, que se referem às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT.

Figura 5-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes



¹¹² 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 5-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



5.3.3 EVOLUÇÃO ENTRE 1999 E 2024

A Figura 5-16 e a Figura 5-17 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes ¹¹³, no período compreendido entre 1999 e 2024, por nível de tensão. As figuras avaliam a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2023, respetivamente.

Os preços médios apresentados até 2023 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano. Utiliza-se a estrutura de consumos de 2024 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

¹¹³ Até ao ano 2017 a tarifa de Acesso às Redes corresponde à soma da tarifa de Uso Global do Sistema, da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A partir do ano de 2018 e até 2023 a tarifa de Acesso às Redes inclui também a tarifa OLMC, referente à atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador. A partir de 2024, já não inclui a tarifa de OLMC.

Figura 5-16 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)

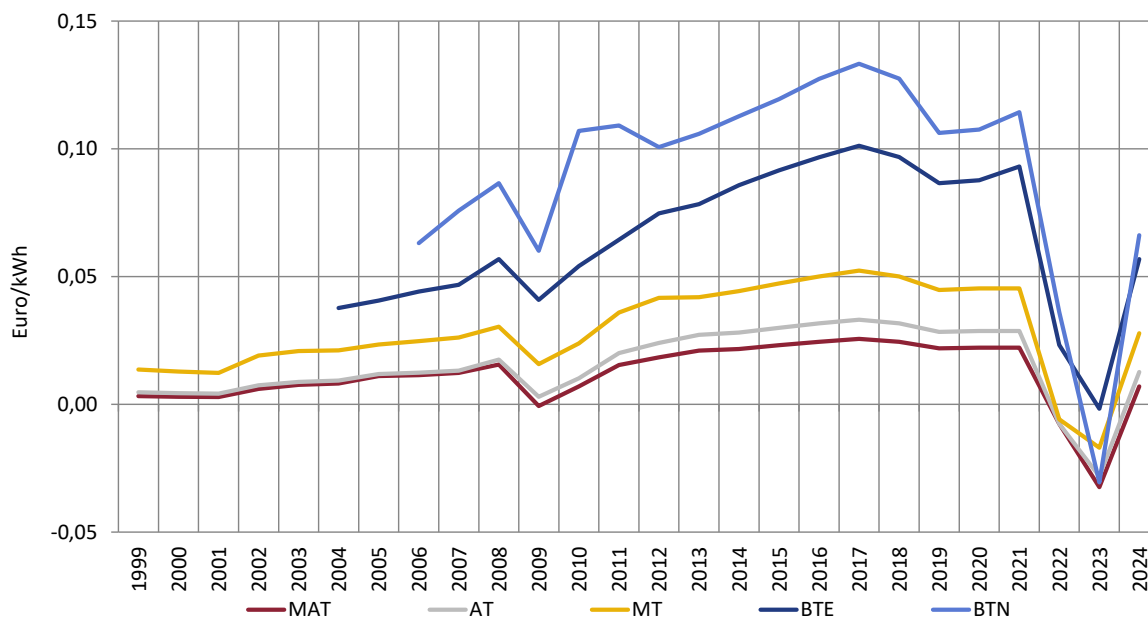
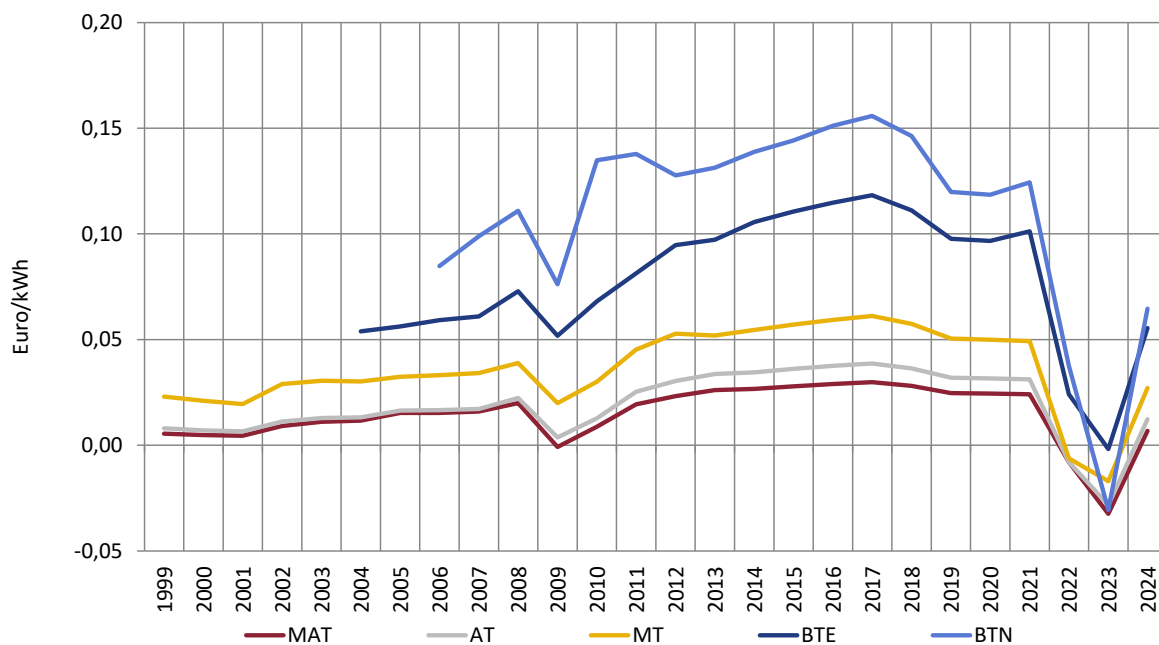


Figura 5-17 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2023)



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, apresentada nas figuras anteriores.

Quadro 5-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MAT	real	100	88	83	168	204	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	488	511	530	547	514	452	447	441	-145	-593	125
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	687	-236	-1004	218
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	215	279	46	159	316	379	420	431	451	468	483	453	399	394	389	-99	-352	154
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	606	-161	-596	267
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	230	226	237	248	258	266	250	220	217	214	-27	-74	118
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	334	-43	-125	205
BTE	real	-	-	-	-	-	100	106	111	115	137	99	129	149	168	175	192	204	214	221	209	186	189	198	46	-3	103
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	247	62	-5	151
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	130	91	160	158	142	148	158	167	177	182	172	143	145	153	45	-36	75
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	181	57	-48	105

Nota: O ano 1999 corresponde à base 100, exceto nos casos da BTE e da BTN.

O Quadro 5-6 resume as variações anuais médias para os vários períodos de regulação do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos, excetuando o período de regulação de 2002 a 2005 e o anterior período de regulação, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021 ¹¹⁴.

Quadro 5-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação

Variação		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022-2024*
MAT	real	-8,9%	35,6%	9,2%	-1,0%	11,2%	3,9%	-5,3%	-34,2%
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%	-31,8%
AT	real	-9,4%	25,7%	10,9%	4,2%	10,9%	3,9%	-5,3%	-26,6%
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%	-23,9%
MT	real	-8,0%	13,6%	6,3%	5,2%	6,4%	3,9%	-5,3%	-18,0%
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%	-15,0%
BTE	real	-	-	8,9%	2,9%	8,9%	4,7%	-2,6%	-19,7%
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%	-15,2%
BTN	real	-	-	-	6,6%	0,1%	4,8%	-4,3%	-21,1%
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%	-16,7%

* A última coluna não apresenta um período regulatório completo.

Para os níveis de tensão MAT, AT e MT está a ser utilizado o IPIB e para BT está a ser utilizado o IHPC.

5.4 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 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 2023 e 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

¹¹⁴ Salienta-se que os períodos de regulação de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

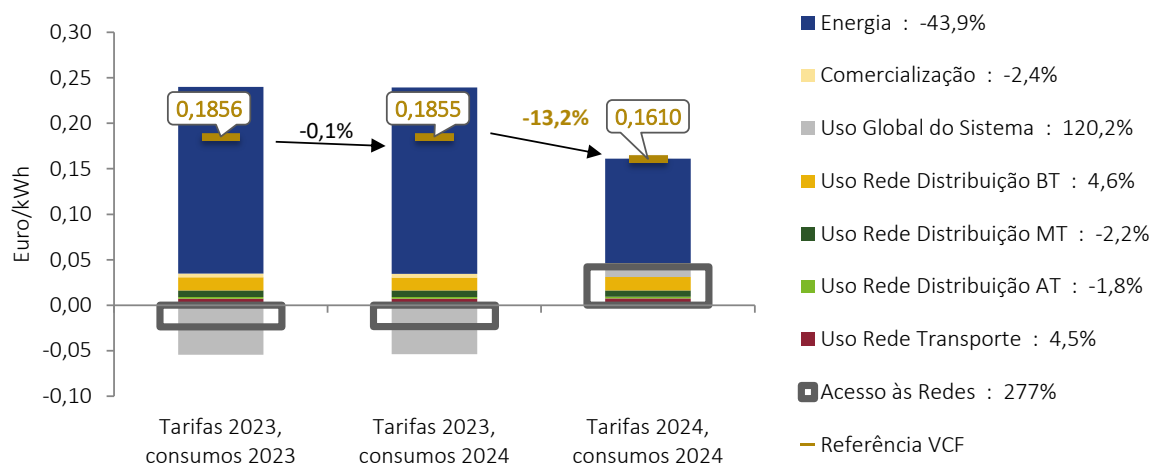
melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

Deve referir-se que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2023, tendo em conta a atualização trimestral da tarifa de Energia ocorrida em abril de 2023 e a fixação excepcional de tarifas ocorrida em julho de 2023.

A variação de -13,2% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2023 e 2024, decorre de um decréscimo tarifário de -13,2% e de um decréscimo de -0,1% por efeito consumo (Figura 5-18).

Na legenda da Figura 5-18, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +4,5% para o Uso da Rede de Transporte, -1,8% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, -2,2% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +4,6% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, +120,2% para o Uso Global do Sistema, -2,4% para a Comercialização e -43,9% para a Energia.

Figura 5-18 - 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 2023 e 2024, para os diferentes níveis de tensão. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

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

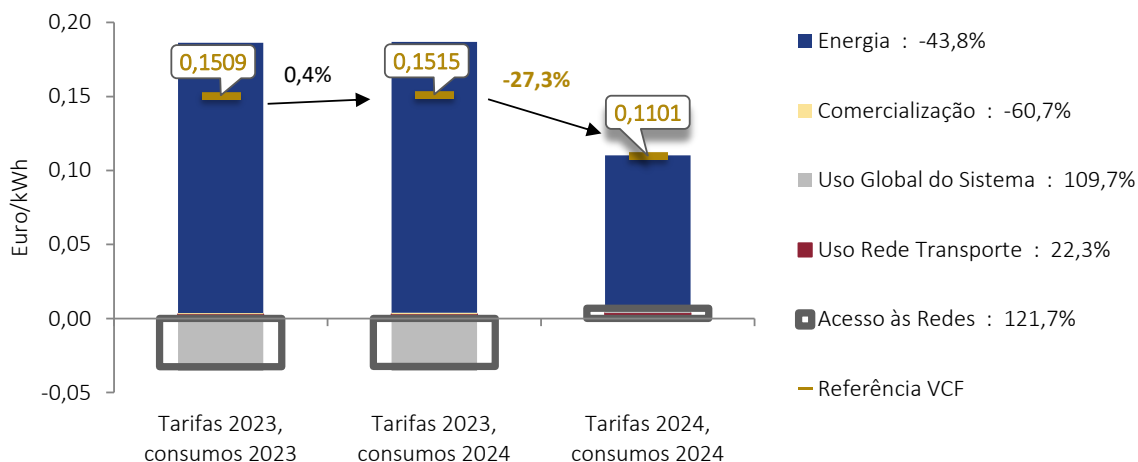


Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

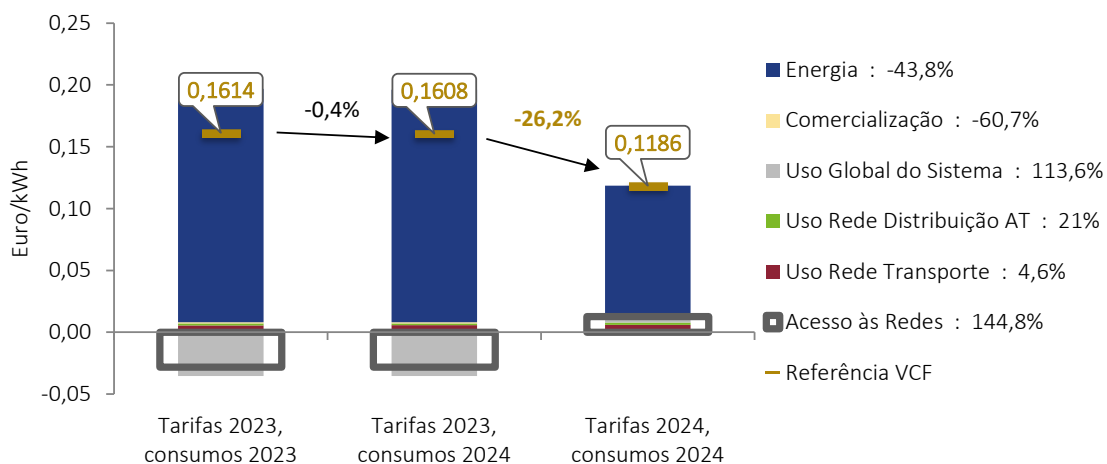


Figura 5-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT

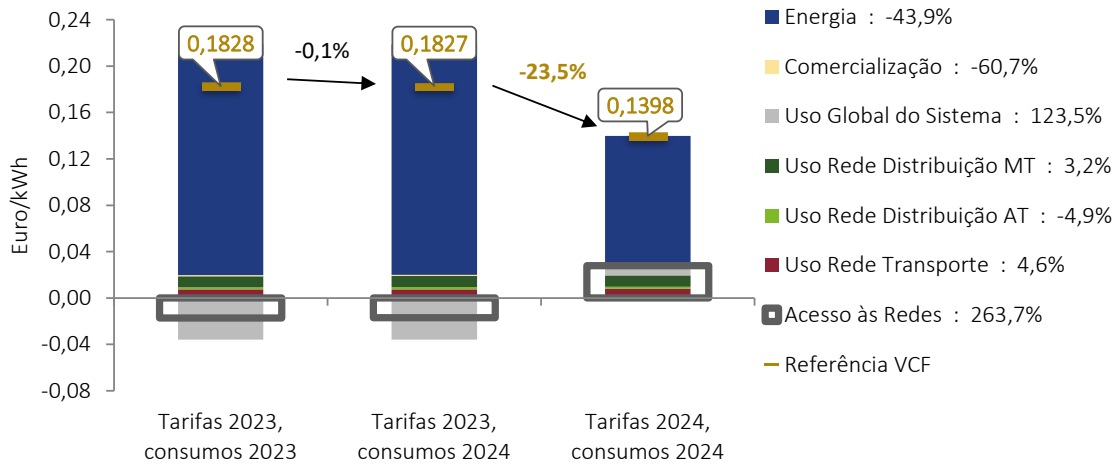


Figura 5-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE

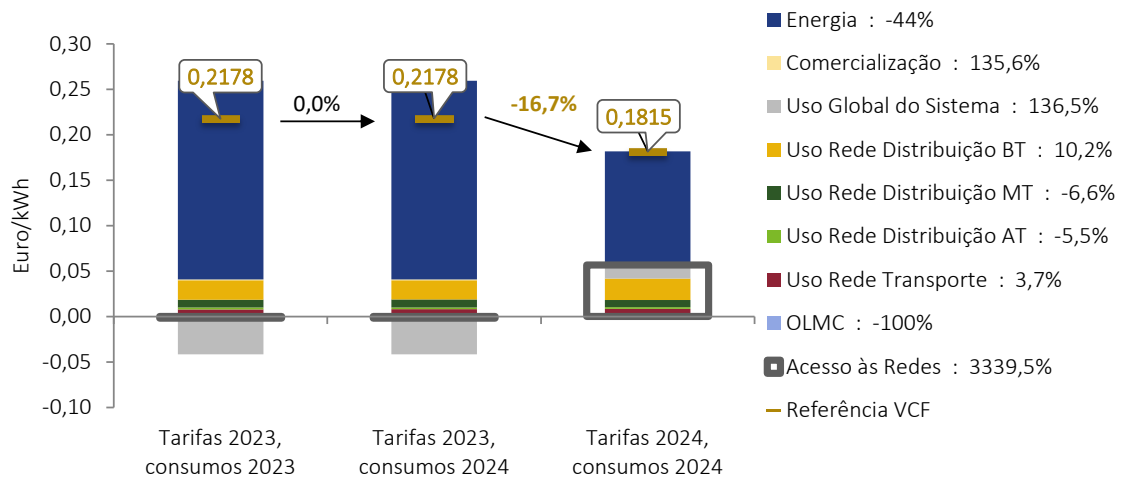
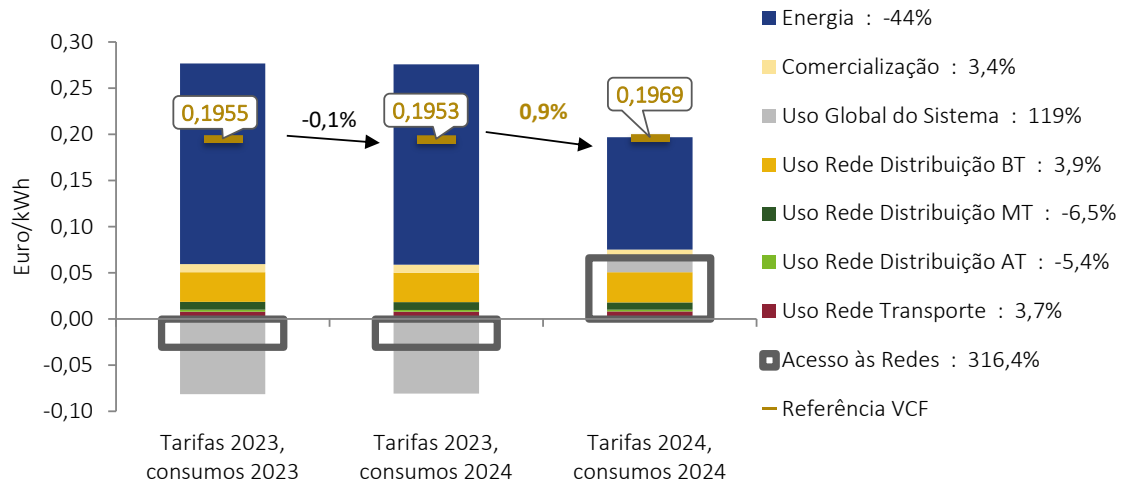


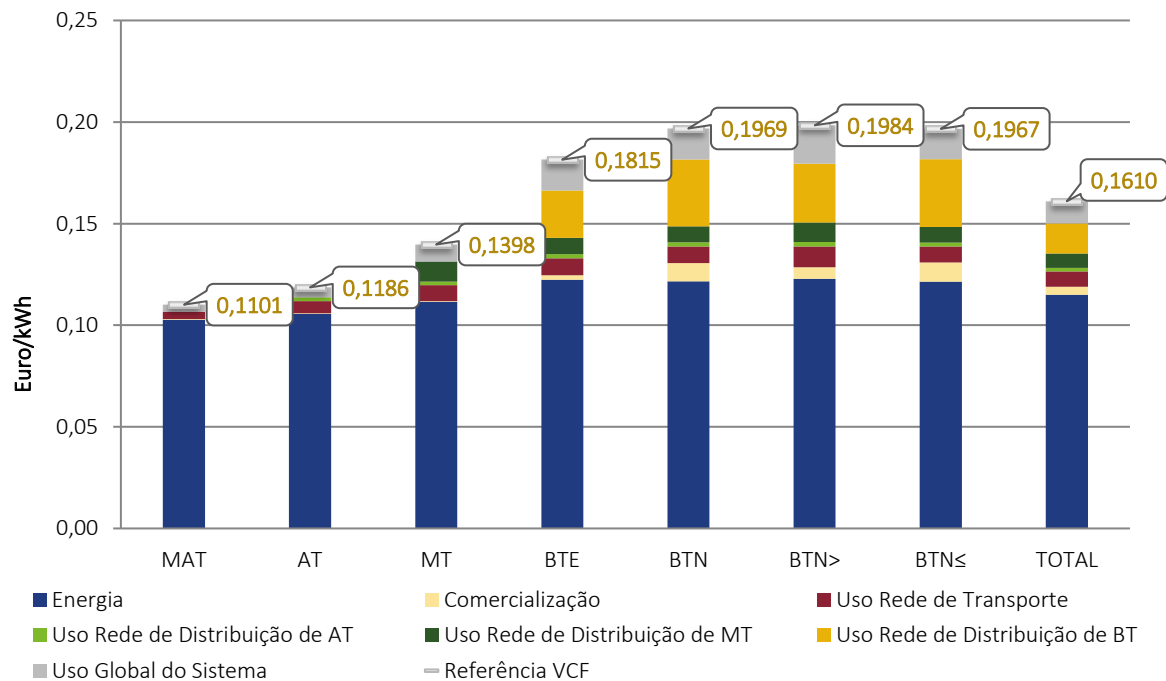
Figura 5-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN



5.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2024

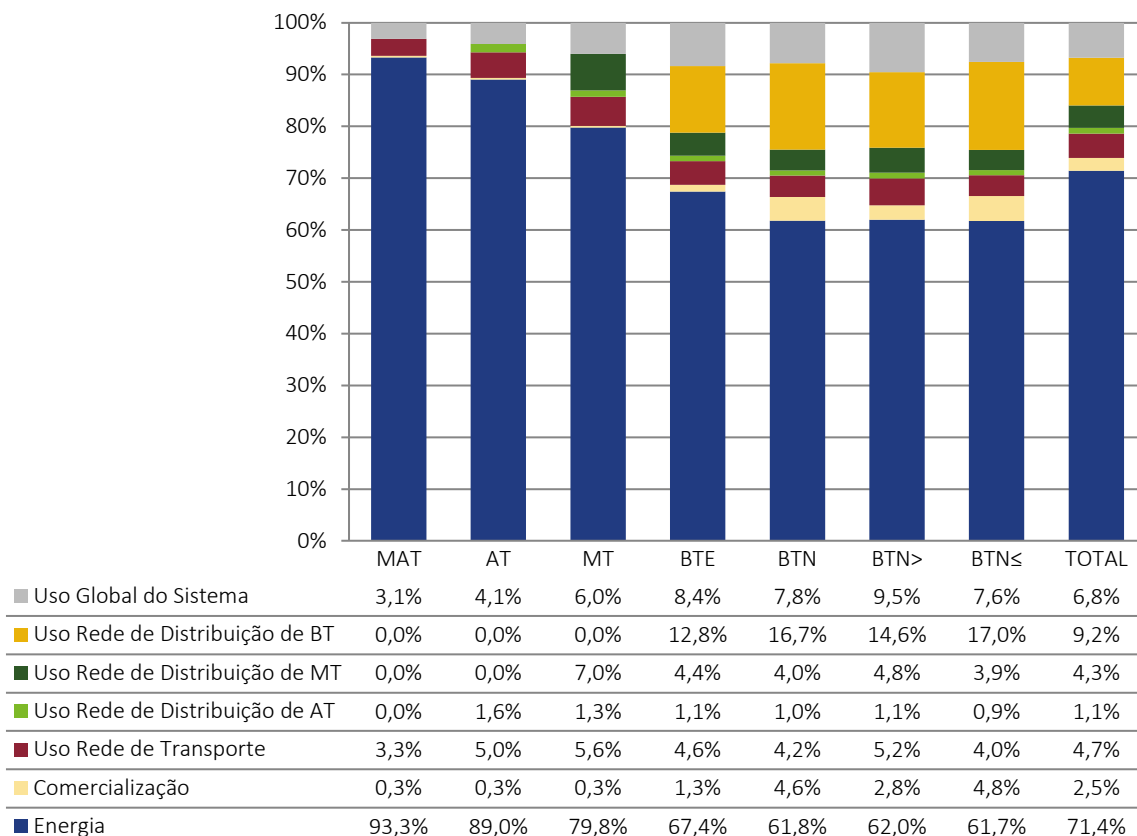
Na Figura 5-24, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2024.

Figura 5-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 5-25 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 5-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 5-26 e na Figura 5-27, 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, Gestão do Sistema e na parcela de CIEG ¹¹⁵.

¹¹⁵ Os CIEG incluem a parcela referente às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Figura 5-26 - Preço médio de referência de venda a clientes finais

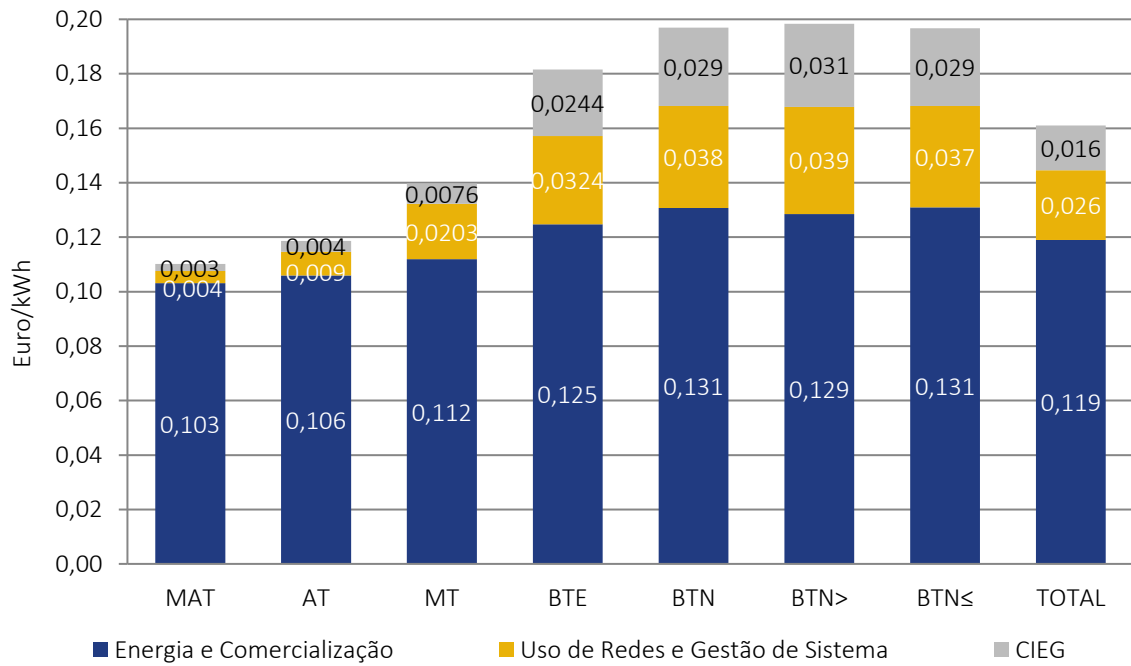
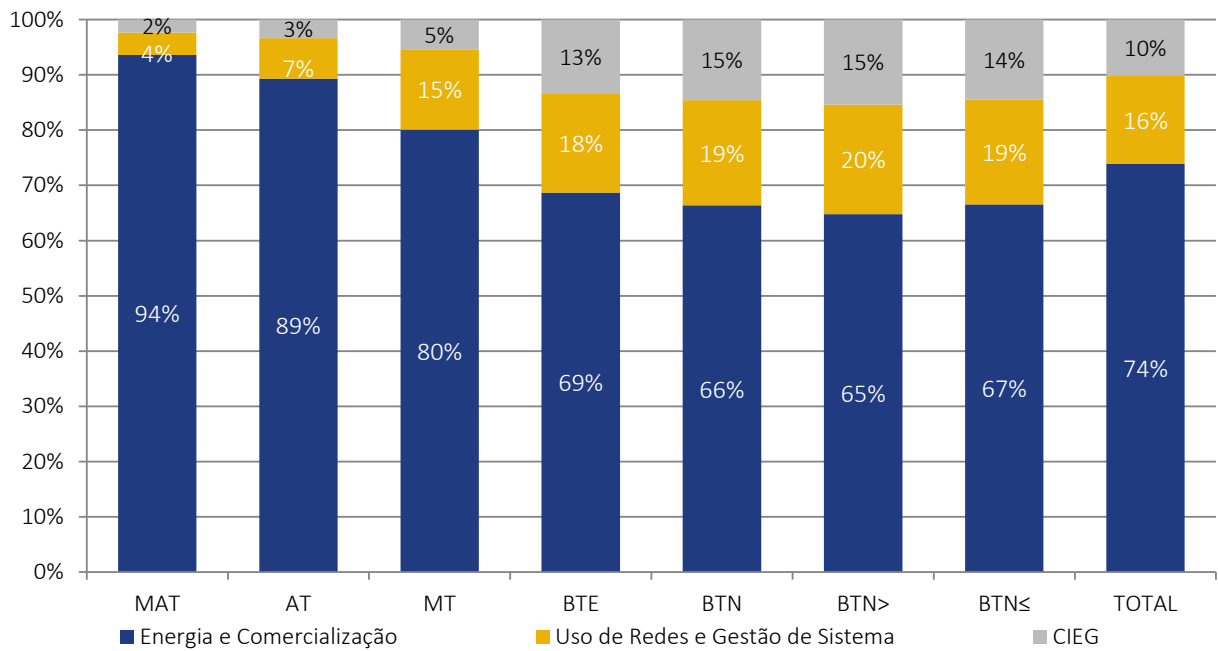


Figura 5-27 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais

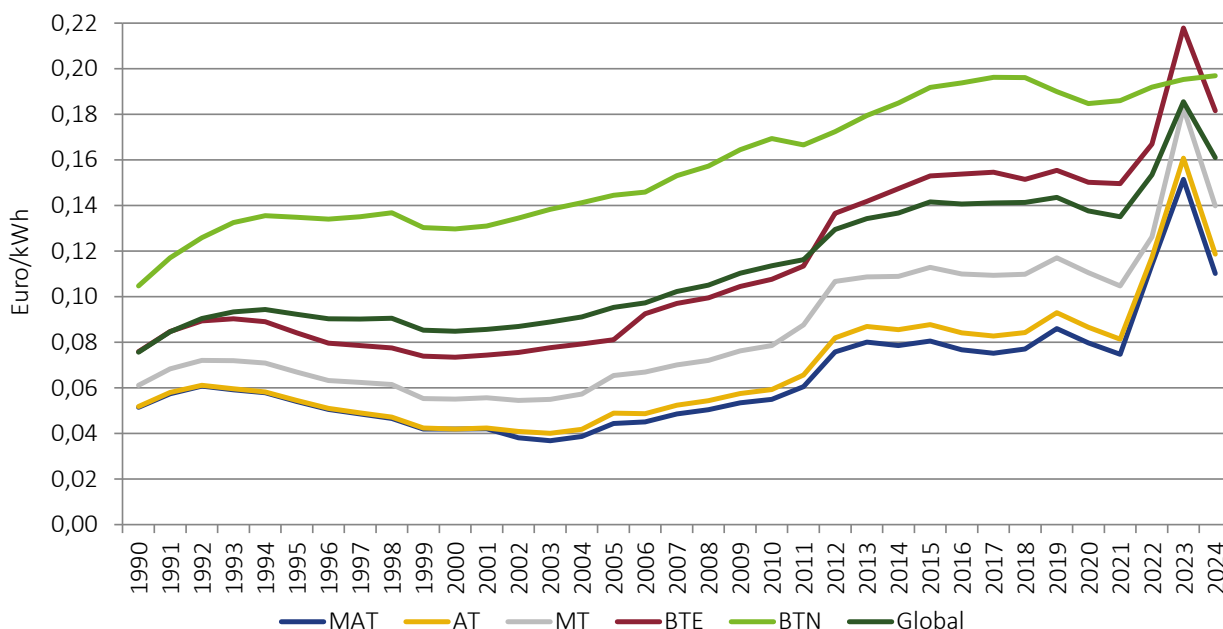


5.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2024

Na Figura 5-28 e na Figura 5-29 apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais desde 1990 até 2024, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2024 integrando quer os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso de Portugal continental, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2010 são equivalentes aos das tarifas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim, no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

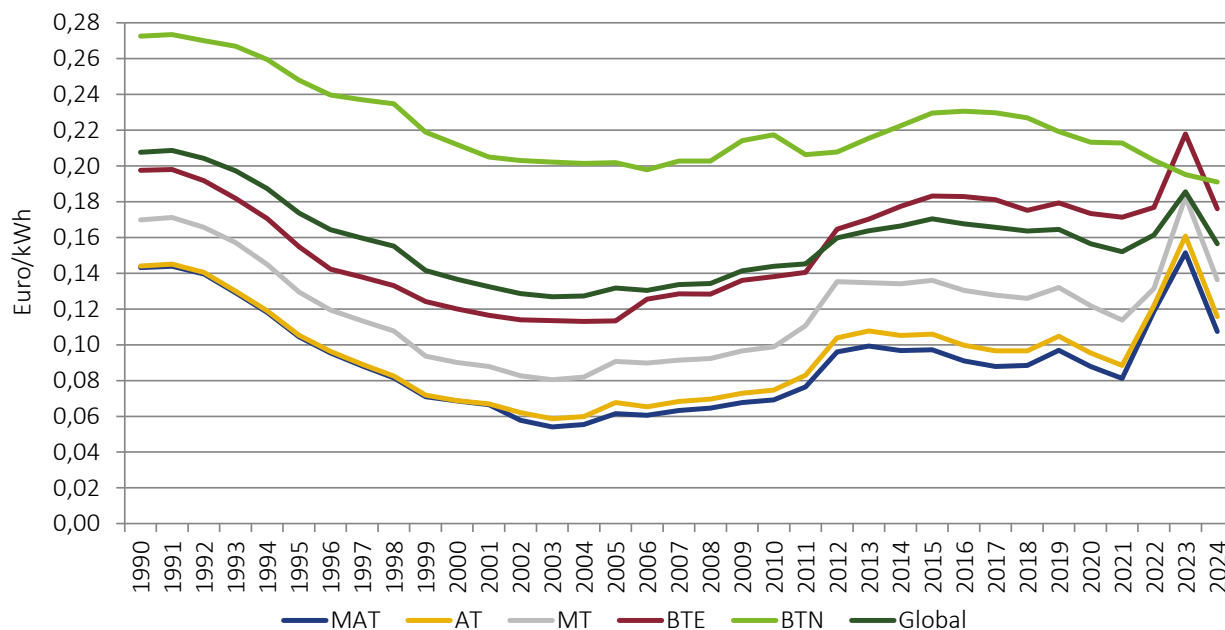
Figura 5-28 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2023, o preço médio global registou entre 1990 e 2024 um decréscimo médio anual de -0,8%. Em 2024, o preço médio global é cerca de 75,4% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e

BTN, os preços médios em 2024 são 75,1%, 80,3%, 80,3%, 89,1% e 70,1% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-29 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços constantes de 2023)



O Quadro 5-7 apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais em Portugal continental, desde 1998. A ERSE fixou tarifas reguladas pela primeira vez em 1999.

Quadro 5-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	119	119	112	108	108	119	108	100	146	186	132
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165	185	171	160	245	325	236
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	117	127	116	107	148	195	140
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179	197	184	172	248	341	251
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	125	126	121	119	117	123	113	106	122	170	127
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179	190	180	170	205	297	227
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	97	96	102	104	106	124	128	133	138	137	136	132	135	130	129	133	164	132
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195	200	194	193	215	281	234
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	88	89	92	95	98	98	98	97	93	91	91	87	83	81
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143	139	135	136	140	143	144
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	87	91	93	94	103	106	107	110	108	107	105	106	101	98	104	120	101
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156	159	152	149	170	205	178

O Quadro 5-8 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico¹¹⁶.

Quadro 5-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021	2022-2024*
MAT	real	-6,6%	-1,9%	1,7%	5,8%	8,1%	-3,2%	-2,0%	9,8%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	-0,2%	13,8%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	6,0%	8,3%	-2,8%	-2,2%	9,4%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	-0,4%	13,4%
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	6,3%	6,6%	-1,6%	-2,9%	6,2%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	-1,1%	10,1%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,1%	8,1%	0,7%	-1,4%	0,9%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-0,8%	6,7%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	0,6%	2,5%	1,1%	-1,9%	-3,5%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,3%	1,9%
Global	real	-5,1%	-0,1%	0,6%	2,6%	4,6%	-0,1%	-2,1%	1,0%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	-1,1%	6,0%

* A última coluna não representa um período de regulação completo.

5.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 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 os anos 2023 e 2024.

A Figura 5-30 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN, e o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. Para além de apresentar os resultados para o conjunto

¹¹⁶ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 e do anterior período regulatório 2018-2021, que contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA).

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o ligeiro decréscimo do preço médio (-1,3%) que resulta do efeito conjugado do decréscimo por efeito consumo (-4,1%) e de um aumento tarifário de +2,9%. Para BTN > assiste-se a um ligeiro acréscimo do preço médio (+0,3%), resultante do decréscimo por efeito consumo (-2,5%) e do aumento tarifário de +2,9%. Para BTN ≤ verifica-se o decréscimo do preço médio (-1,3%), decorrente da variação por efeito consumo de -4,1% e da variação tarifária de +2,9%.

Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio 2023	Preço médio 2024	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1920 €/kWh Receitas: 431 027 mil € Quantidades: 2 245 GWh	0,1895 €/kWh Receitas: 527 140 mil € Quantidades: 2 782 GWh	-1,3%	2,9%	-4,1%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1860 €/kWh Receitas: 19 903 mil € Quantidades: 107 GWh	0,1865 €/kWh Receitas: 35 036 mil € Quantidades: 188 GWh	0,3%	2,9%	-2,5%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1923 €/kWh Receitas: 411 124 mil € Quantidades: 2 138 GWh	0,1897 €/kWh Receitas: 492 104 mil € Quantidades: 2 594 GWh	-1,3%	2,9%	-4,1%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2023 inclui o efeito da revisão trimestral na tarifa de energia a abril de 2023 e o efeito da revisão excepcional ocorrida em julho de 2023.

5.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 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 transitórias de Venda a Clientes Finais, em BTN, 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) aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago

pele acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 5-31 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024

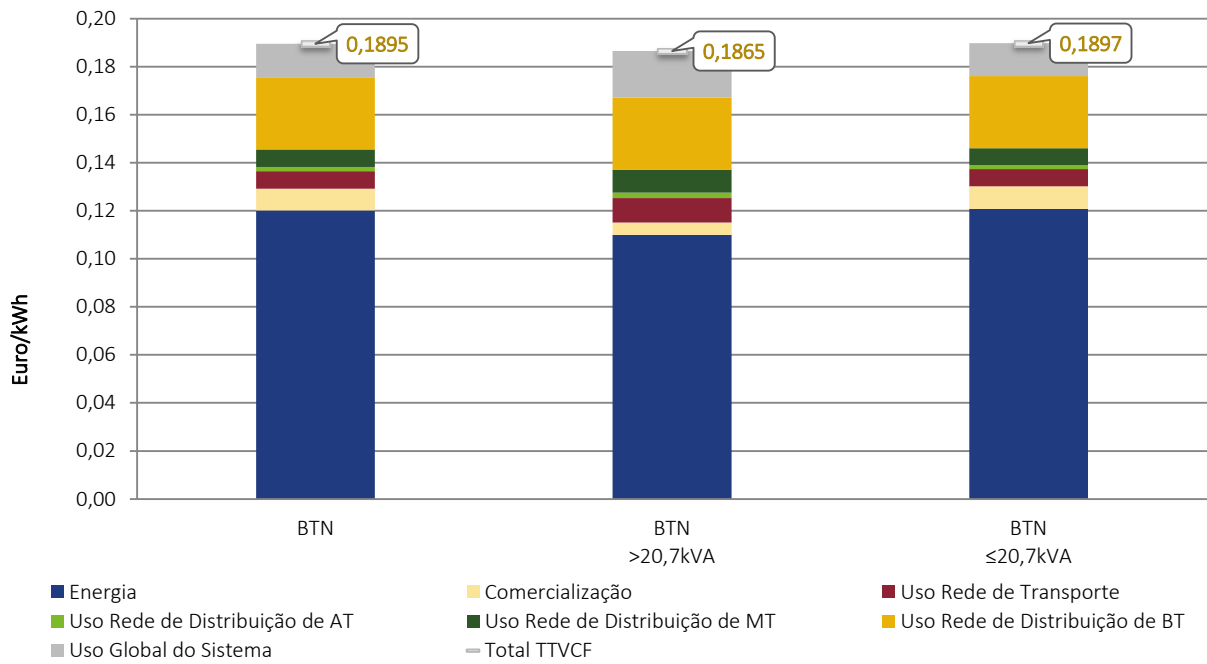
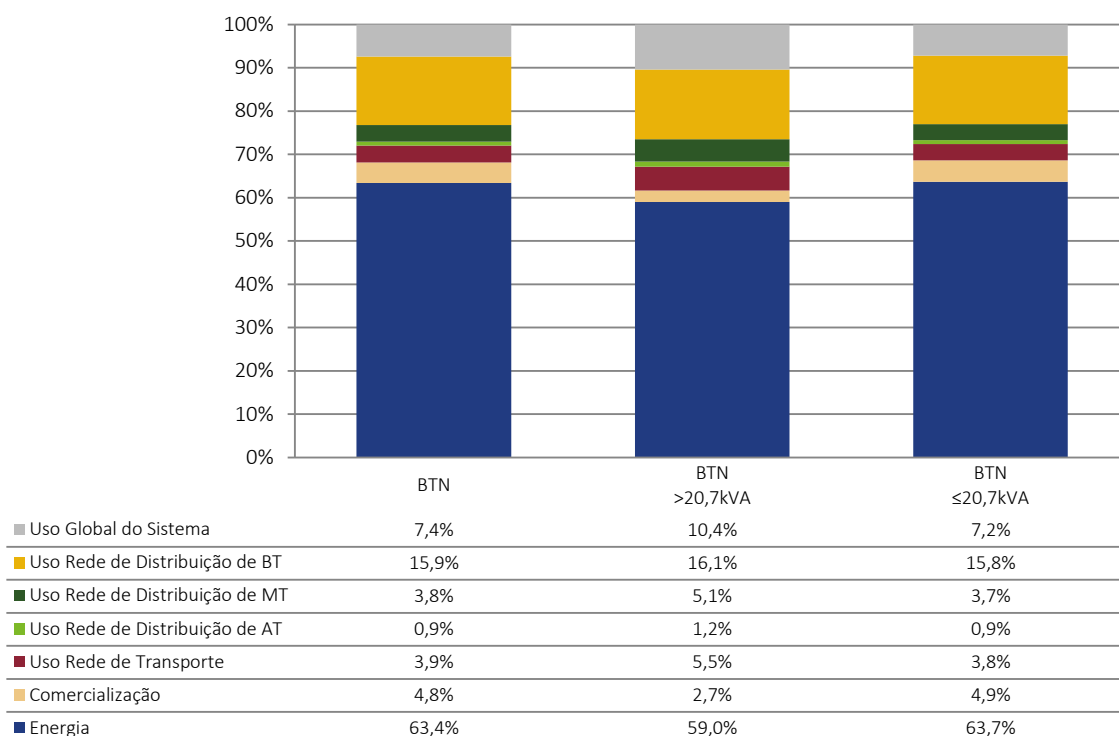


Figura 5-32 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024



Na Figura 5-33 e na Figura 5-34, 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 Comercialização; (ii) Uso de Redes e Gestão do Sistema; e (iii) CIEG¹¹⁷.

¹¹⁷ Os CIEG incluem as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, e os restantes CIEG recuperados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 5-33 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024, decomposto por parcelas

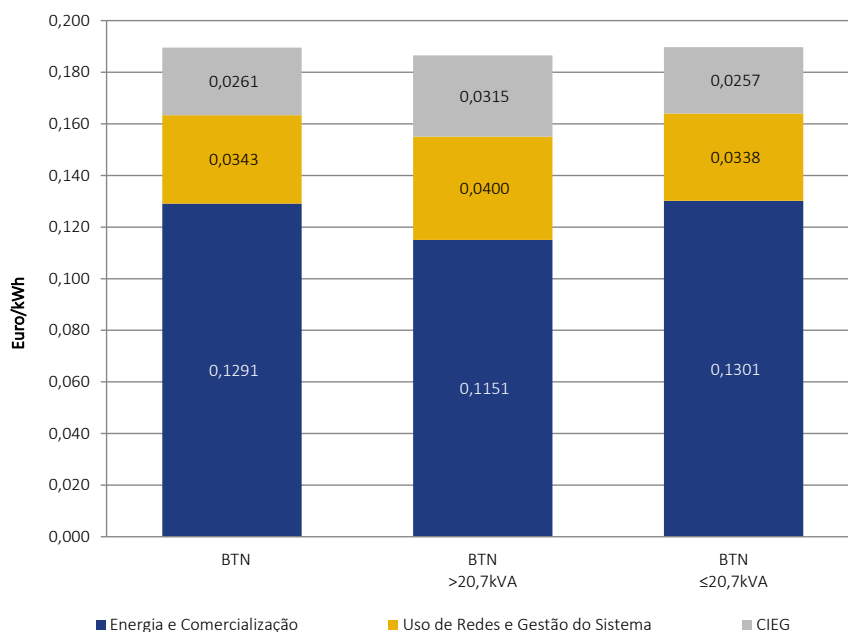
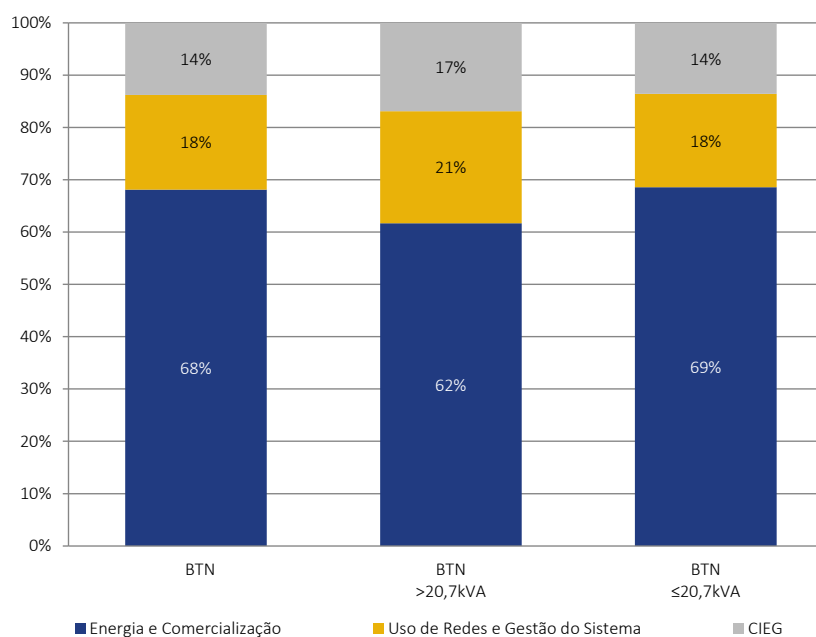


Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024, decomposto por parcelas



5.5.3 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2024

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2024, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2024¹¹⁸. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação, os quais tiveram início em 1998.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal¹¹⁹. Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

A preços correntes (Figura 5-35), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão, excetuando em 2019 e 2020, anos em que se verificam reduções nas tarifas transitórias. Observa-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores, assumindo-se um sistema em cascata, dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante.

A preços constantes de 2023 (Figura 5-36), em BTN o preço médio registou desde 1990 até 2024 uma redução média anual de -0,9%. Em BTN o preço médio em 2024 é cerca de 74,5% do respetivo preço médio verificado em 1990.

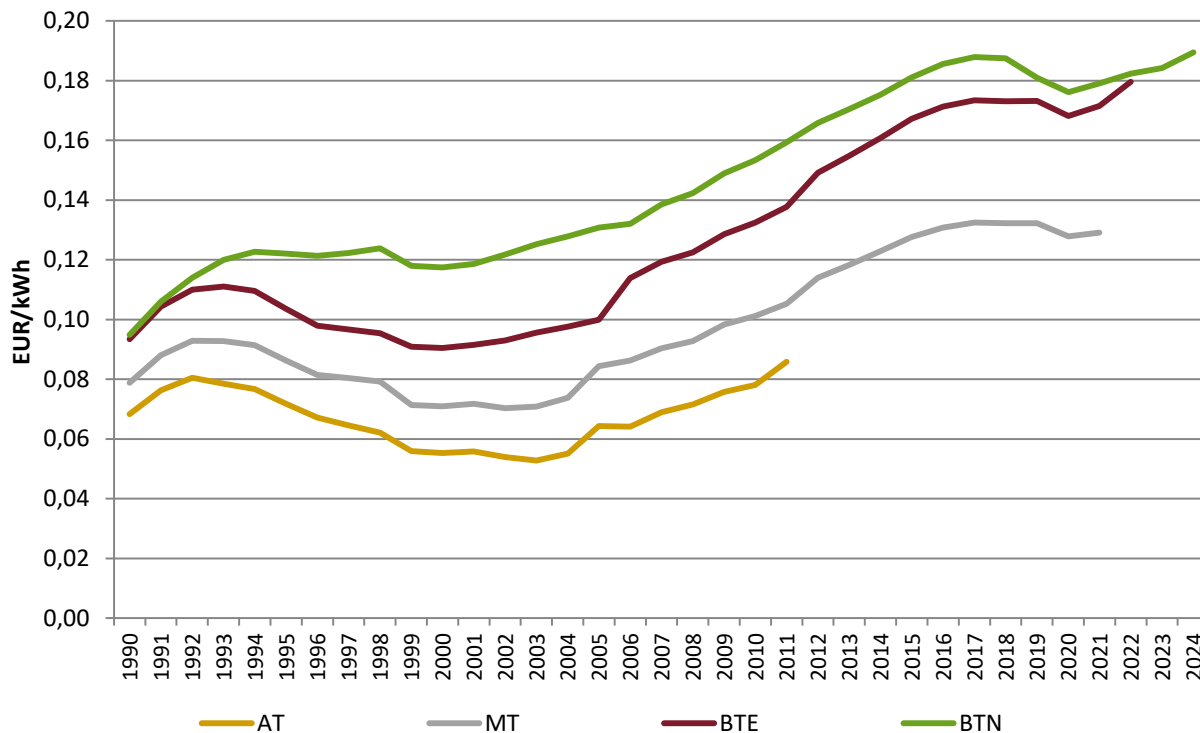
¹¹⁸ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias entre anos. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

¹¹⁹ Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005. Os preços médios de 2020 a 2023 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridos nesses anos. Os anos de 2022 e 2023 incluem o efeito das revisões excecionais ocorridas em julho de 2022 e julho de 2023.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

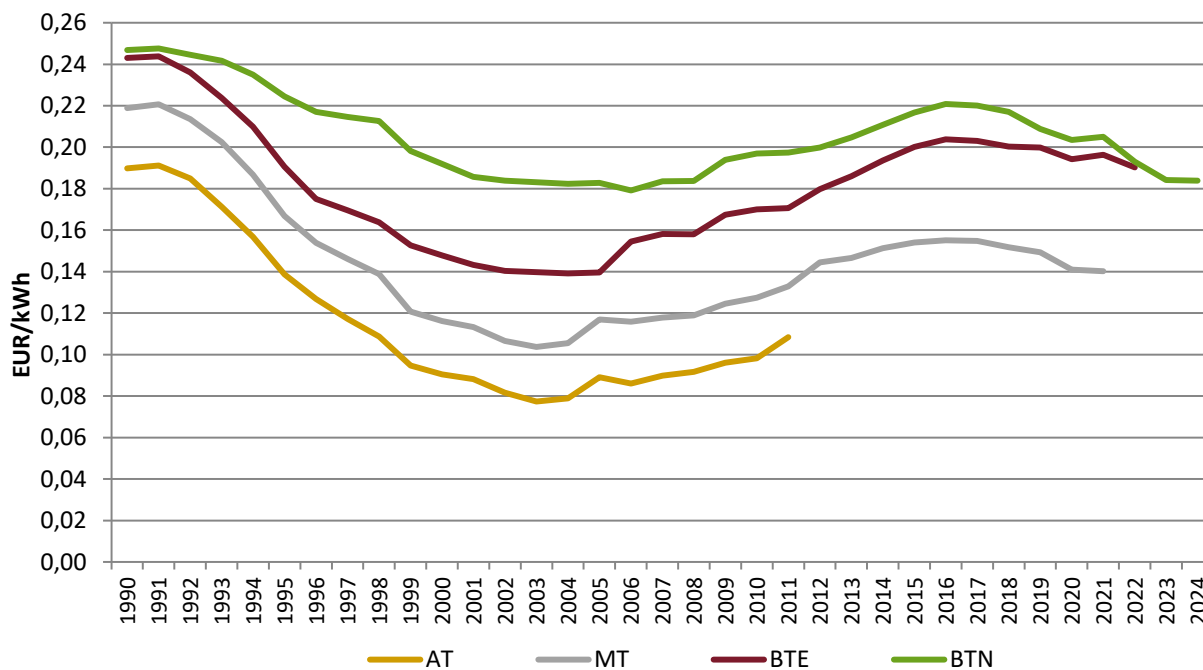
Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 5-35 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



Nota: Para AT as figuras só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos. Em 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas. Em 2023 as tarifas transitórias de BTE encontram-se extintas.

Figura 5-36 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão
(preços constantes de 2023)



Nota: Para AT as figuram só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos. Em 2022 as tarifas transitórias de MT encontram-se extintas. Em 2023 as tarifas transitórias de BTE encontram-se extintas.

O Quadro 5-9 apresenta a evolução na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal.

Quadro 5-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100)

Preço médio	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	109	111	112	112	109	108	102	101	-	-	-
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167	161	163	-	-	-
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	97	96	102	104	104	110	114	118	122	124	124	122	122	119	120	116	-	-
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182	176	180	188	-	-
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	93	93	94	96	99	102	104	103	102	98	96	96	91	87	86
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146	142	145	147	149	153

Nota: Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. As tarifas transitórias em MT e em BTE encontram-se extintas em 2022 e 2023 respetivamente.

O Quadro 5-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico¹²⁰. Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, o que só voltou a acontecer no anterior período de regulação (2018-2021).

Quadro 5-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2024**
AT *	real	-6,8%	0,3%	1,0%	5,7%	-	-	-	-
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,2%	-	-	-	-
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	3,8%	4,4%	0,8%	-2,4%	-
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-0,6%	-
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-0,8%	-3,1%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,3%	4,7%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-1,8%	-3,6%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,2%	1,9%

Nota: * Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual. ** A última coluna não representa um período de regulação completo. Para BTE a última coluna representa apenas a variação anual de 2021 para 2022.

5.6 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

5.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 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 os anos 2023 e 2024.

A Figura 5-37 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. A diminuição do preço médio em todos os níveis de tensão deve-se ao efeito da variação tarifária acentuada, sendo que o efeito consumo tem um peso pouco expressivo na variação do preço médio.

¹²⁰ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período de regulação, que contaram com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Figura 5-37 - 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 2023	Preço médio 2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais em MAT	0,1509 €/kWh Receitas: 3 993 mil € Quantidades: 26 GWh	0,1101 €/kWh Receitas: 0 mil € Quantidades: 0 GWh	-27,0%	-27,3%	0,4%
Tarifa de venda a clientes finais em AT	0,1614 €/kWh Receitas: 2 841 mil € Quantidades: 18 GWh	0,1186 €/kWh Receitas: 0 mil € Quantidades: 0 GWh	-26,5%	-26,2%	-0,4%
Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1830 €/kWh Receitas: 49 647 mil € Quantidades: 271 GWh	0,1400 €/kWh Receitas: 10 825 mil € Quantidades: 77 GWh	-23,5%	-23,6%	0,1%
Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,2180 €/kWh Receitas: 21 486 mil € Quantidades: 99 GWh	0,1822 €/kWh Receitas: 13 909 mil € Quantidades: 76 GWh	-16,4%	-16,5%	0,0%

Nota: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2023 inclui o efeito da revisão trimestral na tarifa de energia a abril de 2023 e o efeito da revisão excepcional ocorrida em julho de 2023.

5.6.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2024

Na Figura 5-38 e na Figura 5-39 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) aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 5-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024

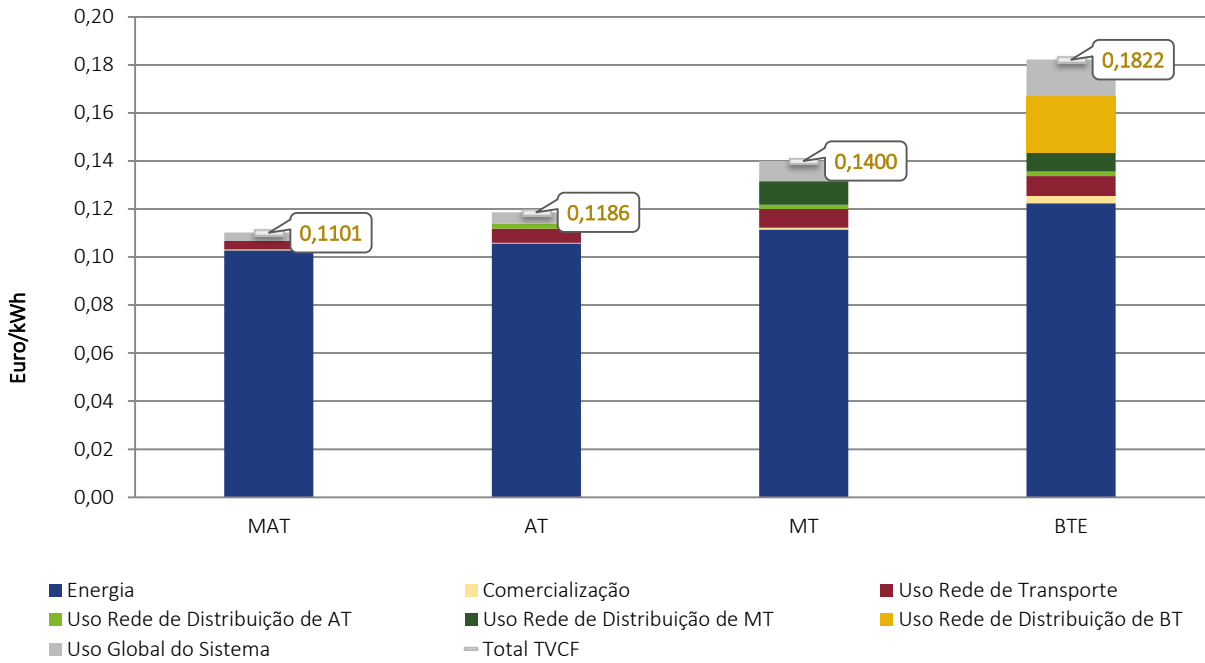
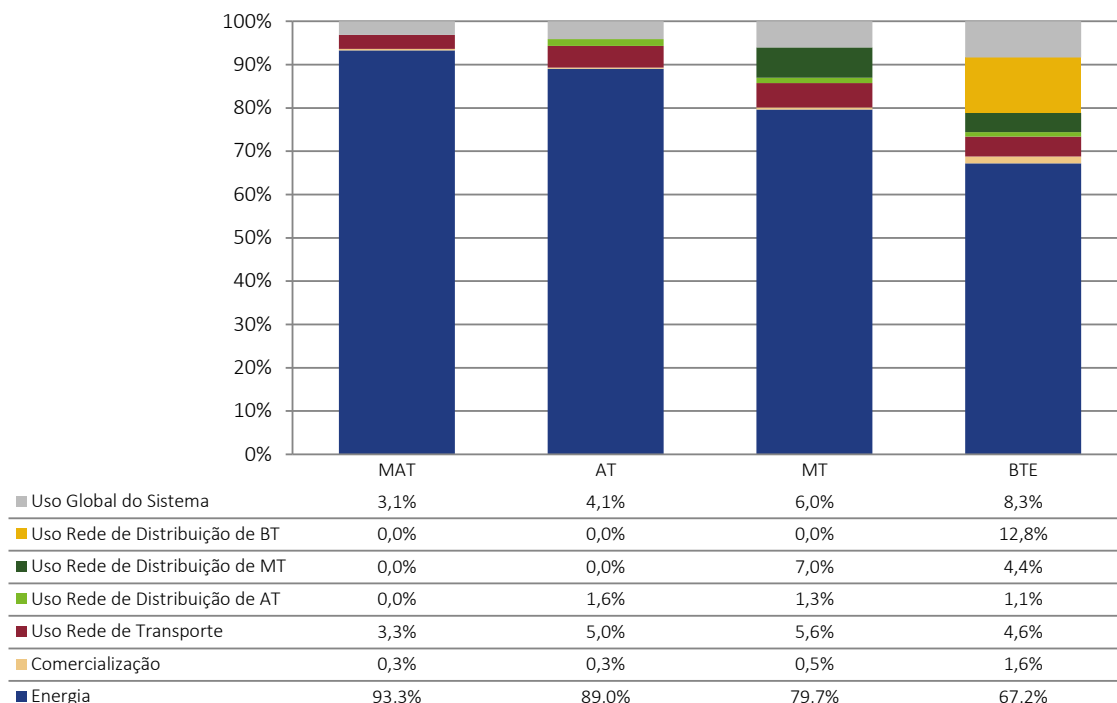


Figura 5-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024



Na Figura 5-39 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 Comercialização; (ii) Uso de Redes e Gestão do Sistema; e (iii) CIEG¹²¹.

¹²¹ Os CIEG incluem as rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT, recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, e os restantes CIEG recuperados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 5-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024, decomposto por parcelas

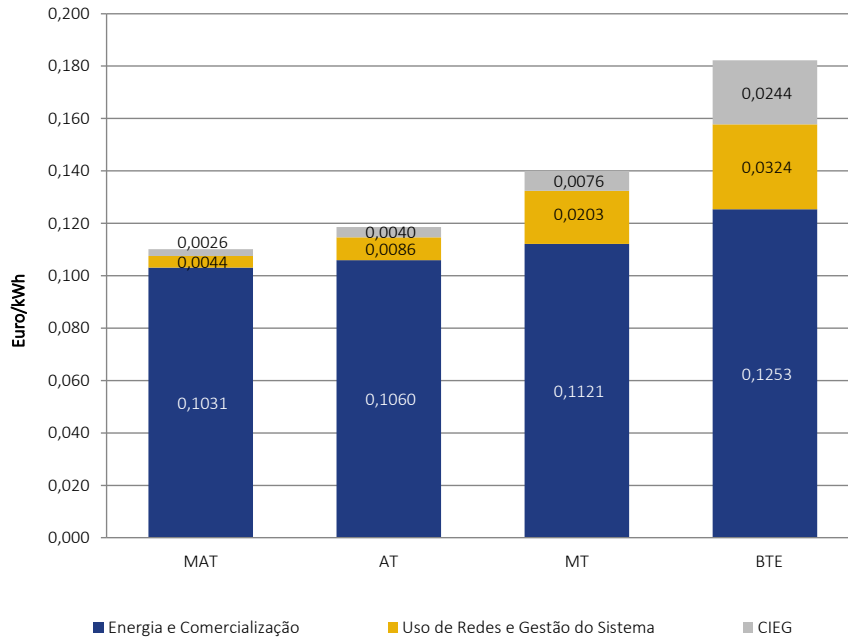
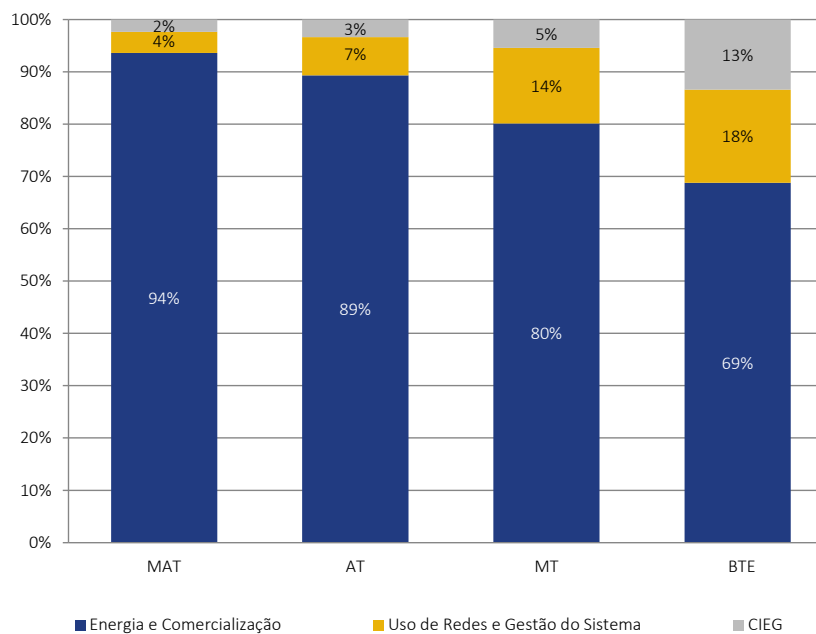


Figura 5-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2024, decomposto por parcelas



5.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

5.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 2024

Em 2024, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de -9,8%, relativamente a 2023, conforme se ilustra na Figura 5-42.

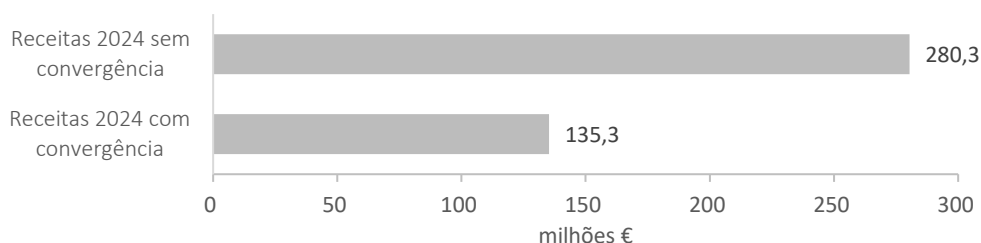
Figura 5-42 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio 2023	Preço médio 2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	0,1926 €/kWh Receitas: 147 980 mil € Quantidades: 768 GWh	0,1744 €/kWh Receitas: 135 312 mil € Quantidades: 776 GWh	-9,5%	-9,8%	0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1832 €/kWh Receitas: 52 281 mil € Quantidades: 285 GWh	0,1402 €/kWh Receitas: 40 396 mil € Quantidades: 288 GWh	-23,5%	-23,5%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,2172 €/kWh Receitas: 13 325 mil € Quantidades: 61 GWh	0,1811 €/kWh Receitas: 11 753 mil € Quantidades: 65 GWh	-16,6%	-16,9%	0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1885 €/kWh Receitas: 8 732 mil € Quantidades: 46 GWh	0,1880 €/kWh Receitas: 9 399 mil € Quantidades: 50 GWh	-0,2%	0,2%	-0,4%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1963 €/kWh Receitas: 73 643 mil € Quantidades: 375 GWh	0,1979 €/kWh Receitas: 73 764 mil € Quantidades: 373 GWh	0,8%	0,2%	0,6%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2023 inclui o efeito da revisão trimestral na tarifa de energia a abril de 2023 e o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2023.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 5-43 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2024 nas receitas da tarifa de Venda a Clientes Finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas a recuperar nas tarifas seriam significativamente mais elevadas em 2024.

Figura 5-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2024.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA em 2024. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2024, isso resultaria numa variação tarifária de +87,0% entre 2023 e 2024, o que compara com uma variação tarifária global de -9,8% para a RAA.

5.7.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2024

A Figura 5-44 e a Figura 5-45 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2024, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2024¹²². No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1998 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

¹²² A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

Para 2024, verifica-se para MT e BTE um decréscimo acentuado nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

A preços correntes (Figura 5-44), no período compreendido entre 1990 e 2024, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +1,7%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de +2,0%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de +1,5% e +1,2%, respetivamente.

A preços constantes de 2023 (Figura 5-45), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Em 2024 verifica-se um decréscimo acentuado em MT e BTE, após um acréscimo muito acentuado em 2023. Entre 1990 e 2024, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -0,9%. Ainda a preços constantes de 2023, os preços médios em MT são cerca de 53,8% dos preços verificados em 1990 e em BTE os preços médios são cerca de 62% dos preços verificados em 1990. Em BTN, os preços médios são cerca de 74% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)

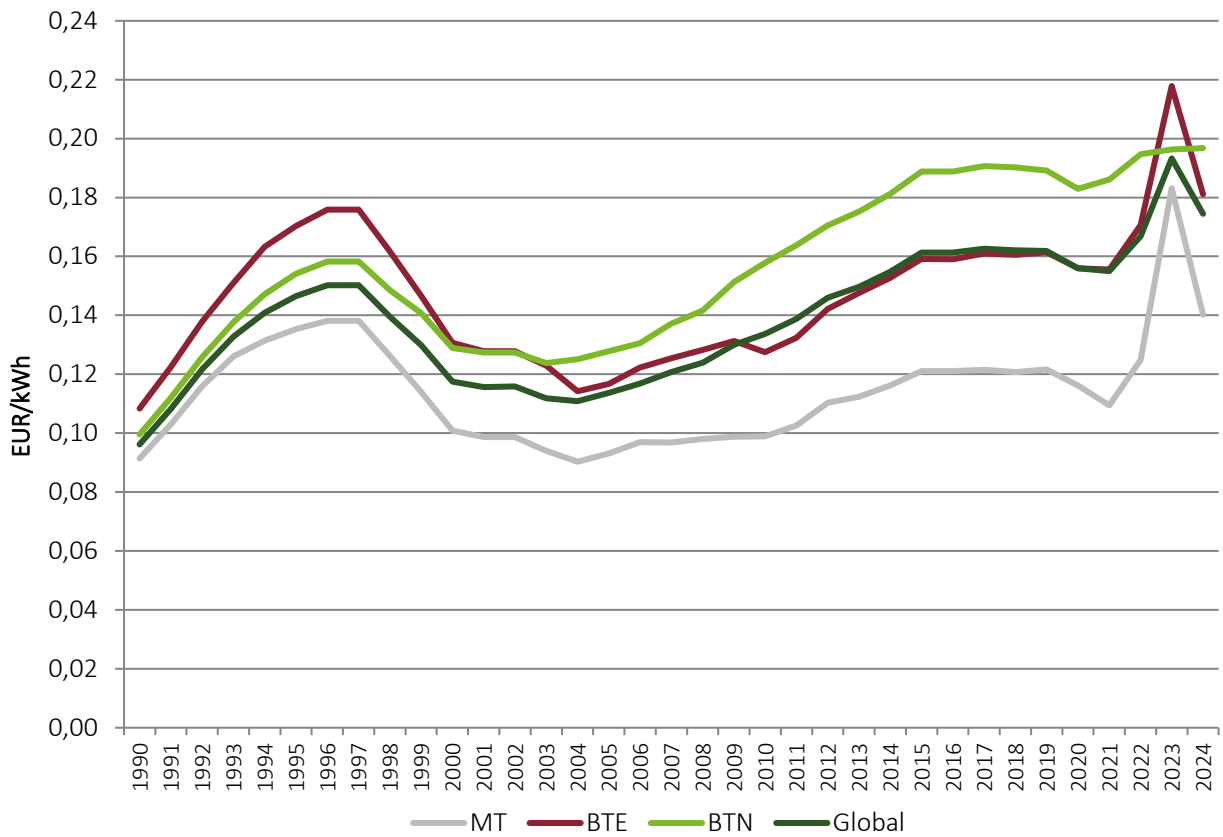
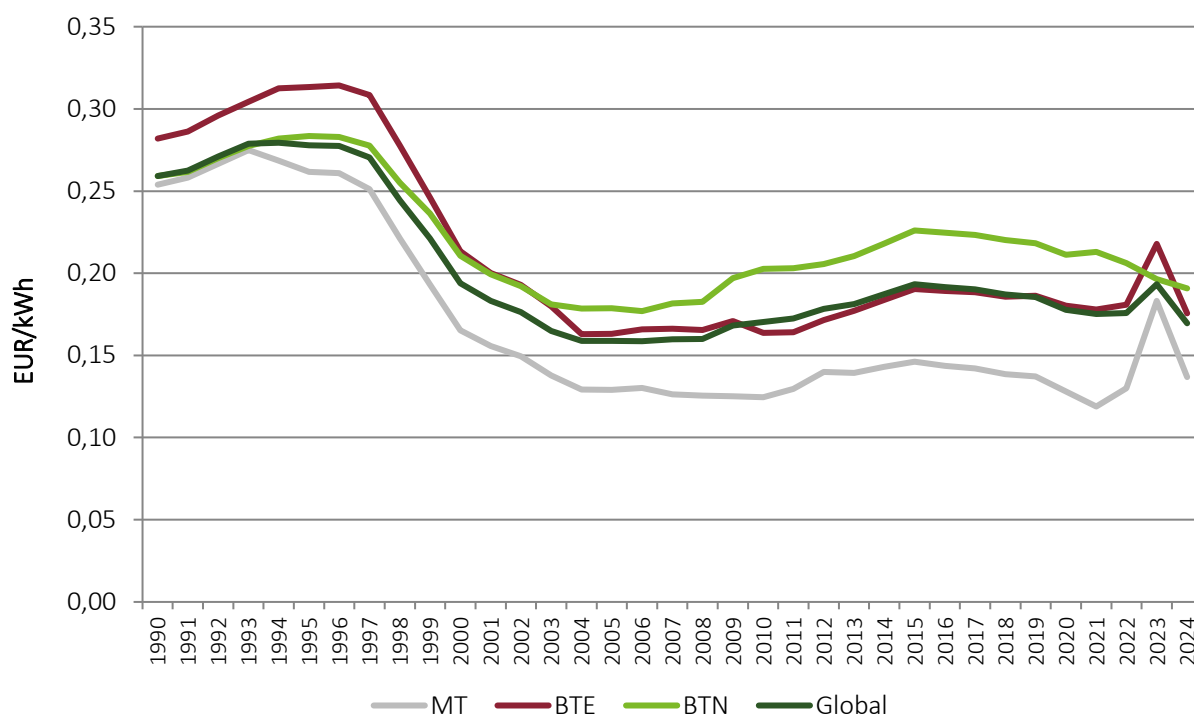


Figura 5-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2023)



O Quadro 5-11 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores inferiores aos valores de 2002 nos vários fornecimentos.

Quadro 5-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (ano 2002 = 100)

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	94	93	96	98	96	95	93	92	86	80	87	123	91
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	118	111	127	186	142
BTE	real	100	93	84	85	86	86	86	89	85	85	89	92	95	99	98	98	96	97	93	92	94	113	91
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	122	122	134	170	142
BTN	real	100	94	93	93	92	95	95	102	105	106	107	109	113	118	117	116	115	114	110	111	107	102	99
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	144	146	153	154	154

O Quadro 5-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico¹²³. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais de MT, BTE e BTN¹²⁴ e que no anterior período de regulação se verificou a mesma situação.

Quadro 5-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2024*
MT	real	-4,8%	-0,9%	1,0%	3,4%	-0,2%	-4,3%	4,8%
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	-2,6%	8,6%
BTE	real	-5,4%	0,5%	-0,3%	3,8%	0,9%	-1,4%	-0,4%
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	-0,9%	5,2%
BTN	real	-2,4%	0,7%	3,6%	2,4%	0,8%	-1,2%	-3,6%
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	-0,6%	1,9%

* A última coluna não representa um período de regulação completo.

5.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

5.8.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2023 E 2024

Em 2024, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de -9,1%, relativamente a 2023, conforme se ilustra na Figura 5-46.

¹²³ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período regulatório, que contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

¹²⁴ Com exceção da evolução nominal em BTN no período de 2003-2005, que foi de 0,1%.

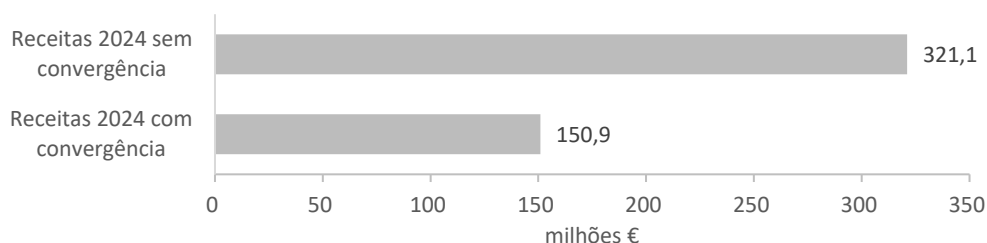
Figura 5-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio 2023	Preço médio 2024	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	0,1956 €/kWh Receitas: 162 835 mil € Quantidades: 833 GWh	0,1782 €/kWh Receitas: 150 931 mil € Quantidades: 847 GWh	-8,9%	-9,1%	0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1817 €/kWh Receitas: 39 712 mil € Quantidades: 219 GWh	0,1383 €/kWh Receitas: 31 665 mil € Quantidades: 229 GWh	-23,9%	-23,9%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,2180 €/kWh Receitas: 29 971 mil € Quantidades: 137 GWh	0,1818 €/kWh Receitas: 25 960 mil € Quantidades: 143 GWh	-16,6%	-16,7%	0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1876 €/kWh Receitas: 11 332 mil € Quantidades: 60 GWh	0,1884 €/kWh Receitas: 11 816 mil € Quantidades: 63 GWh	0,4%	0,0%	0,4%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1967 €/kWh Receitas: 81 819 mil € Quantidades: 416 GWh	0,1976 €/kWh Receitas: 81 489 mil € Quantidades: 412 GWh	0,5%	0,0%	0,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2023 inclui o efeito da revisão trimestral na tarifa de energia a abril de 2023 e o efeito da revisão excepcional ocorrida em julho de 2023.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 5-47 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2024 nas receitas da tarifa de Venda a Clientes Finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas a recuperar nas tarifas seriam significativamente mais elevadas em 2024.

Figura 5-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2024.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2024, isso resultaria numa variação tarifária de +93,3% entre 2023 e 2024, o que compara com uma variação tarifária global de -9,1% para a RAM.

5.8.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2024

A Figura 5-48 e a Figura 5-49 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2024, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2024¹²⁵. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

A preços correntes (Figura 5-48), no período compreendido entre 1990 e 2024, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +1,4%. Os preços médios em BTN e MT registaram acréscimos médios anuais de +1,4% e em BTE acréscimos de +1,3% ao ano.

A preços constantes de 2023 (Figura 5-49), entre 1990 e 2024, o preço médio global sofreu reduções médias anuais de -1,5%. Os preços médios em MT registaram uma redução média anual de -1,6% e os preços médios em BTE e em BTN reduções a uma taxa média anual de -1,5% e -1,4%, respetivamente. Ainda a preços constantes, os preços médios em MT em 2024 são cerca de 57,8% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2024 são cerca de 59,5% e 60,1% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

¹²⁵ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços correntes)

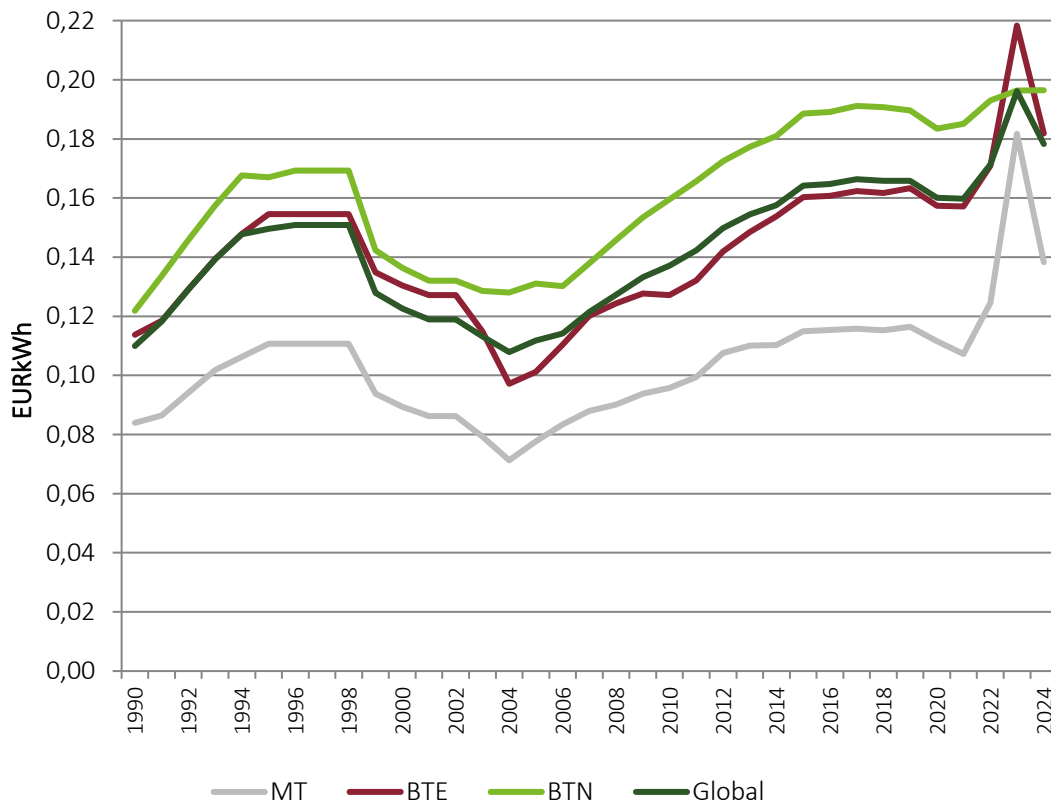
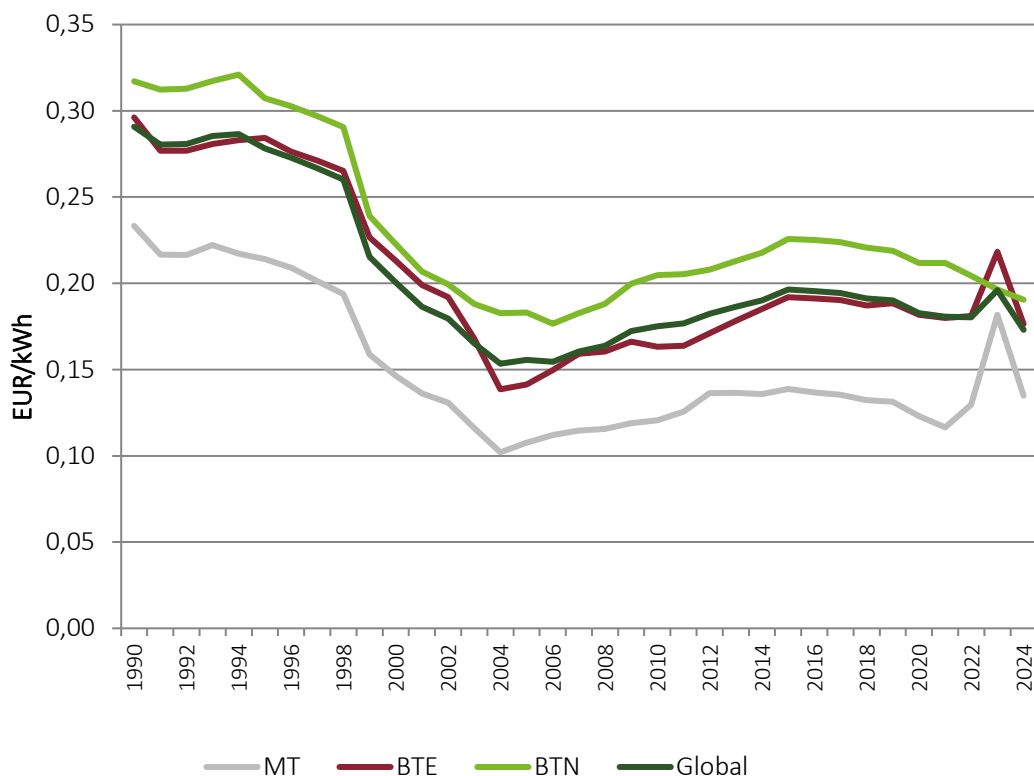


Figura 5-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços constantes de 2023)



O Quadro 5-13 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores reais para BTN próximos dos valores de 2002.

Quadro 5-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	104	101	101	94	89	99	139	103
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	129	124	144	211	160
BTE	real	100	88	72	74	78	83	84	87	85	85	89	93	96	100	100	99	98	98	95	94	94	114	92
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	124	124	134	172	143
BTN	real	100	94	92	92	89	92	94	100	103	103	104	107	109	113	113	112	111	110	106	106	103	99	96
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	139	140	146	149	149

O Quadro 5-14 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico¹²⁶. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN, tendo-se verificado no anterior período de regulação a mesma situação. De salientar que, em todos os níveis de tensão, no período regulatório atual, prevê-se acréscimos em termos nominais.

Quadro 5-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021	2022-2024*
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,7%	-0,1%	-3,7%	5,0%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	-1,9%	8,8%
BTE	real	-9,7%	4,3%	0,7%	4,2%	0,9%	-1,4%	-0,7%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	-0,8%	5,0%
BTN	real	-2,8%	0,9%	3,0%	2,0%	0,9%	-1,4%	-3,5%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	-0,8%	2,0%

* A última coluna não representa um período regulatório completo.

5.9 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

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

Em média, os preços da tarifa Aditiva são mais baixos do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das Regiões Autónomas (RA). A diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas e as receitas recuperadas com as TVCF das RA é designado como custo da convergência tarifária¹²⁷, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

¹²⁶ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o anterior período de regulação, que contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

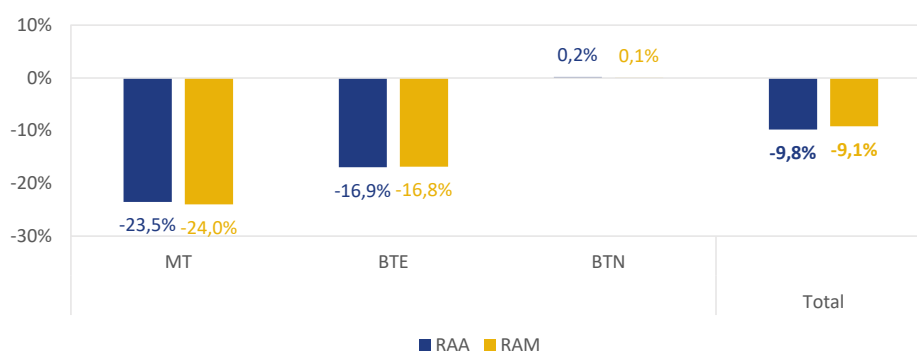
¹²⁷ Este custo também é designado por diferencial de custo das Regiões Autónomas.

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. O princípio da uniformidade tarifária no território nacional concretiza-se através da definição de uma tarifa eficiente, designada por **tarifa Aditiva**, para a qual a tarifa de Venda a Clientes Finais no mercado regulado deve convergir. O processo de convergência não é imediato uma vez que iria exigir aumentos elevados em alguns preços individuais, o que poderia causar impactes tarifários significativos nos clientes finais, dependendo do seu perfil de utilização. Para mitigar os impactes tarifários, são aplicados mecanismos de convergência em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, os quais determinam preços para a TVCF que recuperam o mesmo montante de receitas, mas que limitam preço-a-preço as variações face à TVCF do ano anterior. Por isso, apesar de não se aplicarem diretamente os preços da tarifa Aditiva, aplicam-se preços que recuperam um nível de receitas equivalente ao que resultaria da tarifa Aditiva.

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

As variações tarifárias que resultam da tarifa aditiva nas RA para os anos 2023 e 2024, incluindo a discriminação pelos níveis de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

Figura 5-50 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2023 e 2024



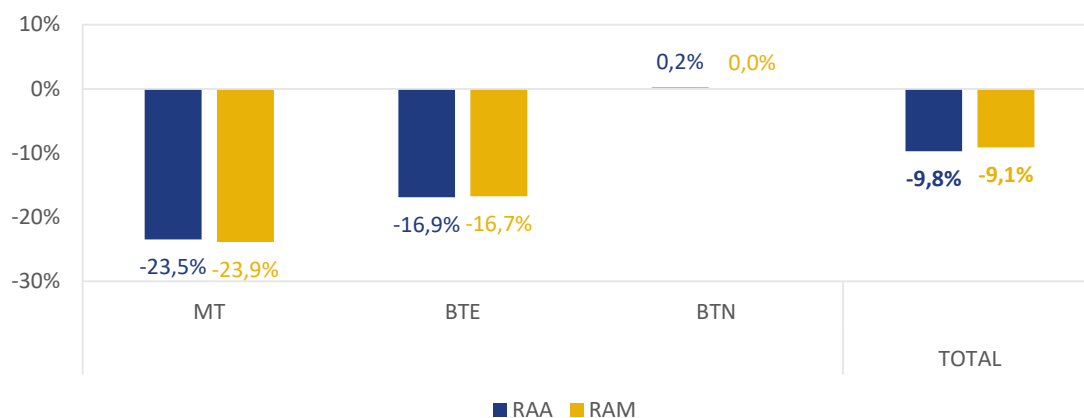
Nota: A variação apresentada considera o efeito da atualização trimestral e da fixação excecional ocorridas ao longo do ano de 2023.

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. Observam-se, em particular em MT e BTE, variações tarifárias mais expressivas que em anos anteriores, e que resultam

sobretudo da diminuição da tarifa de Energia subjacente, mesmo que parcialmente compensado por uma tarifa de Acesso às Redes mais alta. No caso de BTN, a variação tarifária registada é inferior nas Regiões Autónomas quando comparado com a variação da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN para Portugal continental (secção 5.5) por uma questão de estrutura de consumo. Nas Regiões Autónomas o peso do consumo em BTN> é maior que o peso correspondente em Portugal continental¹²⁸, sendo que a tarifa Aditiva observa reduções relevantes nos fornecimentos em BTN>.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa Aditiva só se aplica diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa Aditiva para o próximo ano com a TVCF do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas, ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma. A variação tarifária da TVCF nas duas RA é apresentada na Figura 5-51.

Figura 5-51 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2023 e 2024



Nota: A variação apresentada considera o efeito da atualização trimestral e da fixação excepcional ocorridas ao longo do ano de 2023.

¹²⁸ Em Portugal continental, os consumos do mercado regulado em BTN≤, previstos para 2024, têm um peso de aproximadamente 7% do total em BTN. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira esse valor é de 12% e 13%, respetivamente.

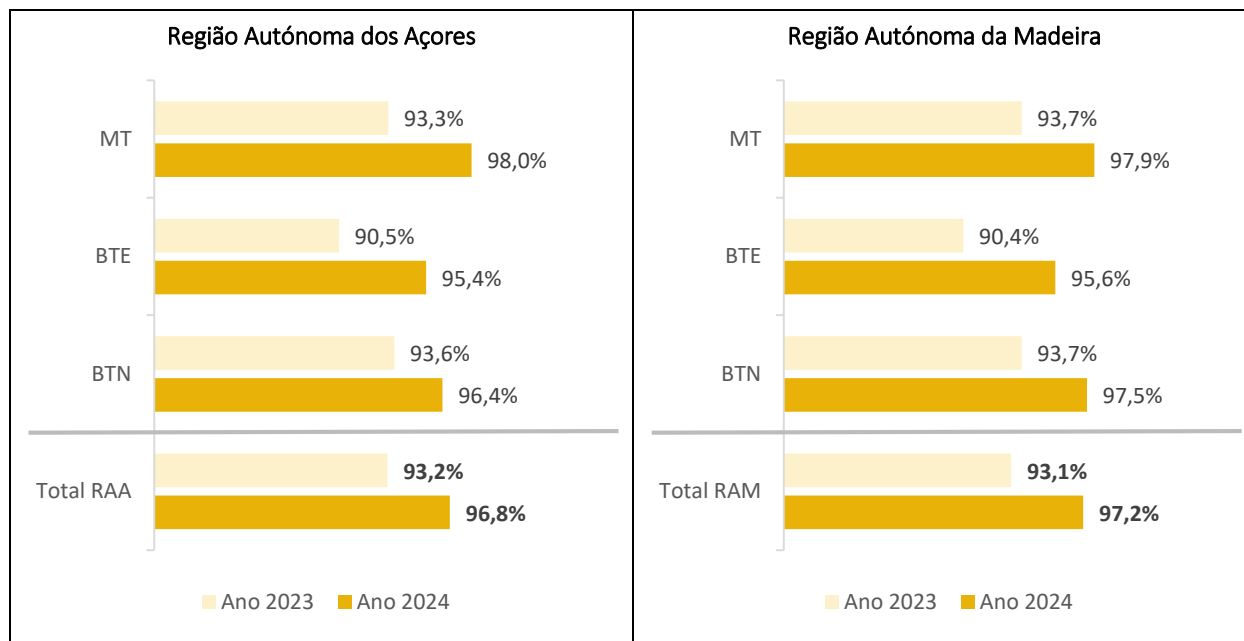
Na comparação entre a Figura 5-50 e a Figura 5-51 podem existir diferenças, pelo facto de ainda não se ter atingido a convergência tarifária preço-a-preço, mas apenas a convergência em termos médios¹²⁹.

Apesar de globalmente, e em cada nível de MT, BTE e BTN, estar assegurada no ano 2024 a convergência tarifária em termos médios, na comparação preço-a-preço existem diferenças entre a TVCF e a tarifa Aditiva. A figura seguinte quantifica o grau de convergência tarifária preço-a-preço entre as TVCF das RA com a tarifa Aditiva. O indicador apresentado mede a percentagem de receitas corretamente recuperadas no referencial dos preços da tarifa Aditiva¹³⁰. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço.

¹²⁹ A variação tarifária da tarifa Aditiva, na Figura 5-50, 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 5-51, 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.

¹³⁰ O indicador apresentado atingirá o valor de 100% quando todos os preços da TVCF forem iguais aos respetivos preços da tarifa aditiva. Para exemplificar a construção deste indicador, considere-se o seguinte exemplo: assumam-se que os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente. Assumam-se ainda que os preços A e B da TVCF geram receitas de 35 EUR e 75 EUR, respetivamente. Isto significa que a TVCF está a recuperar corretamente uma receita de 35 EUR no preço A e 60 EUR no preço B, face ao total de 100 EUR. Logo, o grau de convergência tarifária neste exemplo seria de 95% (95 EUR/100 EUR).

Figura 5-52 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



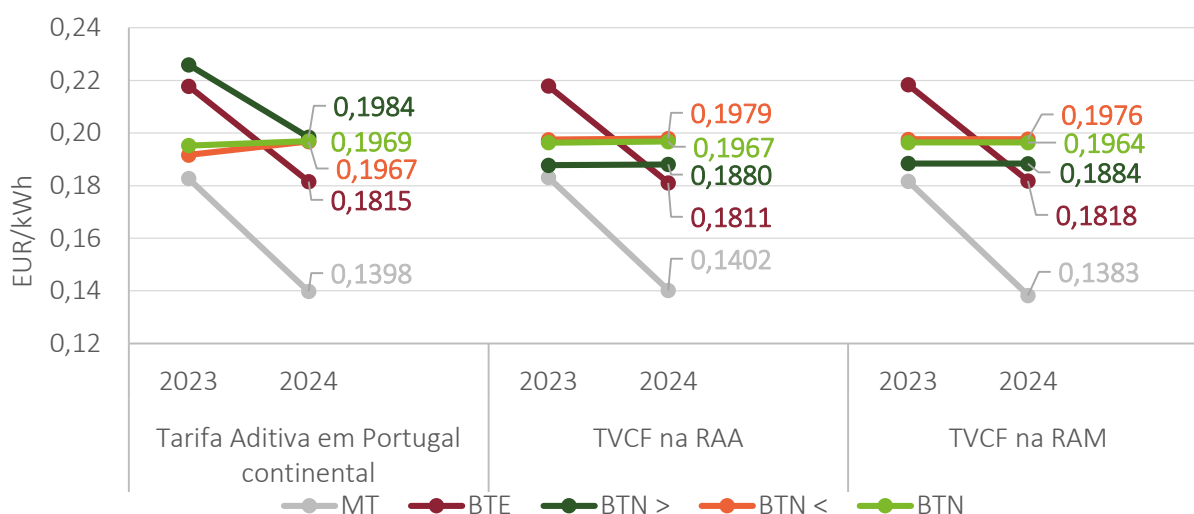
No geral, constata-se que o ano 2024 representa uma melhoria na convergência tarifária preço-a-preço nos valores totais da RAA e da RAM, bem como nos fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente.

Para mais informação sobre os processos de convergência tarifárias nas Regiões Autónomas, e em Portugal continental, consulte o capítulo 4 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

Por fim, na Figura 5-53 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental ¹³¹ e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2023 e 2024, em EUR/kWh. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2024. Assim, a evolução entre 2023 e 2024 corresponde à variação tarifária em cada região.

¹³¹ Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 5-53 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva



Notas: Tarifa Aditiva em Portugal continental calculada com as quantidades dos mercados regulado e liberalizado. Valores para o ano 2023 incluem o efeito da atualização trimestral e da fixação excecional ocorridas ao longo do ano de 2023.

Salienta-se que os preços médios em MT, BTE e BTN> revelam diminuições relevantes na tarifa Aditiva, aplicada às quantidades em Portugal continental¹³². Como as TVCF nas Regiões Autónomas são orientadas pela tarifa Aditiva, os preços médios da RAA e da RAM revelam o mesmo comportamento, com exceção dos fornecimentos em BTN> e BTN<. Isto acontece porque as variações preço-a-preço aplicadas nas Regiões Autónomas são uniformes em toda a BTN, incluindo assim os fornecimentos em BTN> e BTN<.

Como última nota é de relembrar que, mesmo que já se tivesse atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar na Figura 5-53 ligeiras diferenças nos preços médios, em EUR/kWh, entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA, devido às diferenças nas estruturas de consumo.

¹³² É esta diminuição expressiva em BTN> na tarifa Aditiva, conjugado com a maior preponderância destes fornecimentos nas Regiões Autónomas (ver nota de rodapé 128), que explicam as observações feitas relativamente à Figura 5-50.

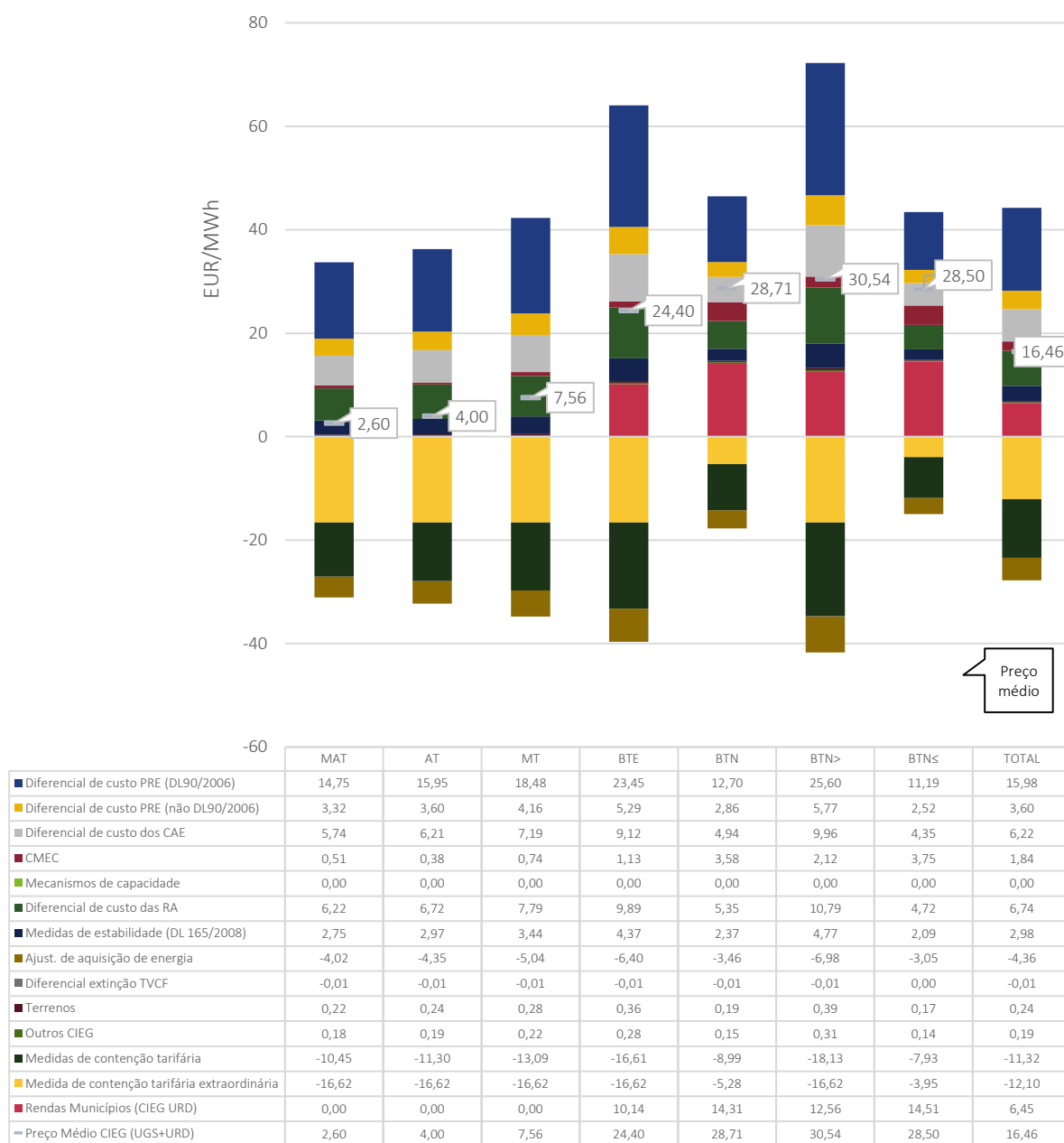
5.10 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

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 5-54 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 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)¹³³, 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.

¹³³ 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 5-54 - Preço médio dos CIEG em 2024, por componente

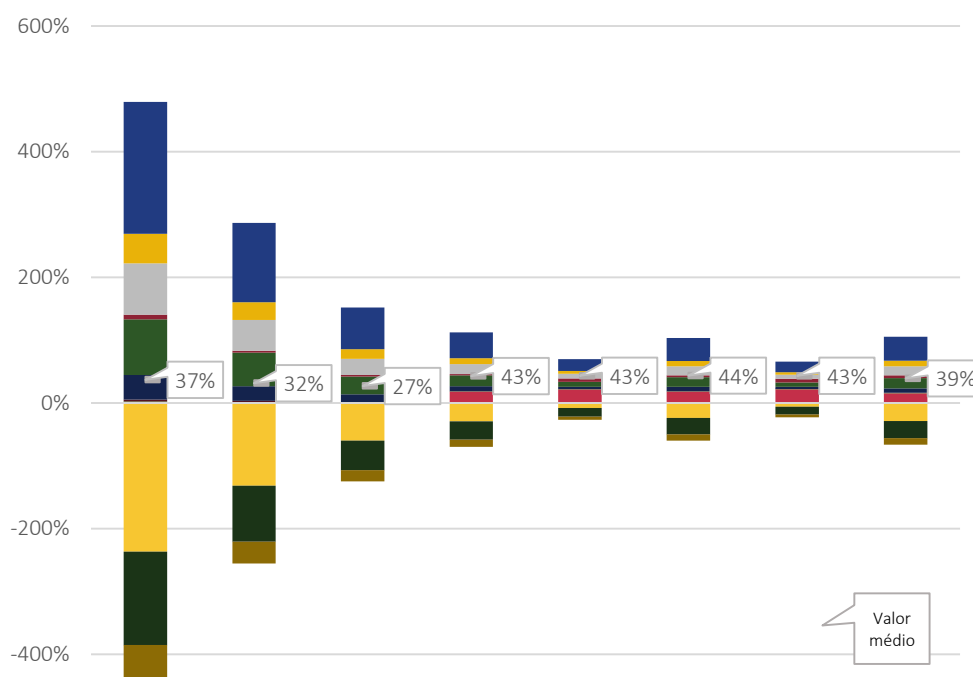


Legenda: **Diferencial de custo PRE DL 90/2006** – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; **Diferencial de custo PRE-não DL 90/2006** – 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 5-55 e na Figura 5-56, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente.

Estima-se, para 2024, que os CIEG apresentem um peso nas tarifas de Acesso às Redes entre 27% em MT e 44% em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA.

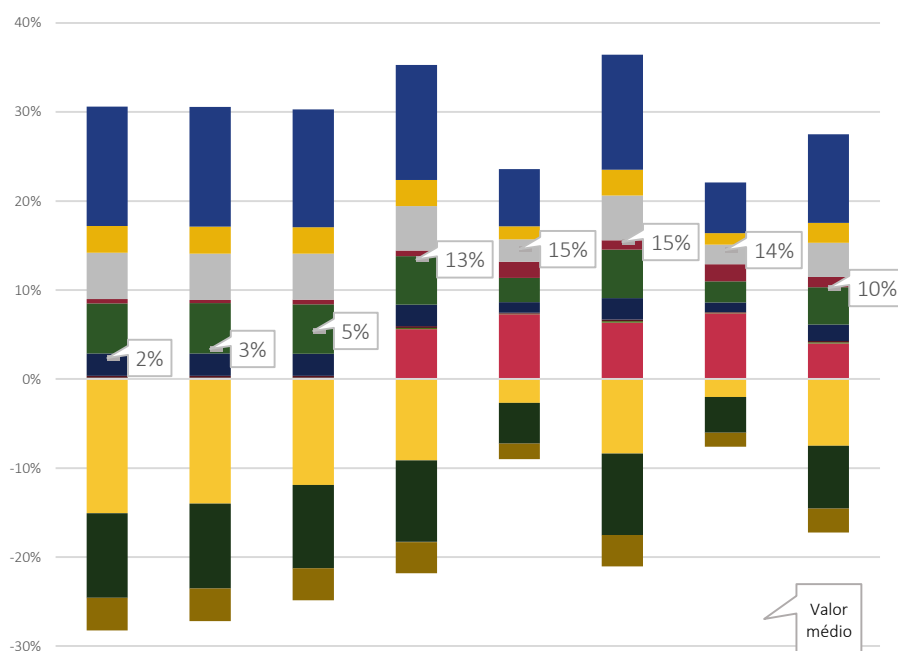
Figura 5-55 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2024



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
■ Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	210%	126%	66%	41%	19%	37%	17%	38%
■ Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	47%	28%	15%	9%	4%	8%	4%	9%
■ Diferencial de custo dos CAE	82%	49%	26%	16%	7%	14%	7%	15%
■ CMEC	7%	3%	3%	2%	5%	3%	6%	4%
■ Mecanismos de capacidade	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
■ Diferencial de custo das RA	88%	53%	28%	17%	8%	15%	7%	16%
■ Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	39%	24%	12%	8%	4%	7%	3%	7%
■ Ajust. de aquisição de energia	-57%	-34%	-18%	-11%	-5%	-10%	-5%	-10%
■ Diferencial extinção TVCF	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
■ Terrenos	3%	2%	1%	1%	0%	1%	0%	1%
■ Outros CIEG	3%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
■ Medidas de contenção tarifária	-149%	-89%	-47%	-29%	-14%	-26%	-12%	-27%
■ Medida de contenção tarifária extraordinária	-236%	-131%	-60%	-29%	-8%	-24%	-6%	-29%
■ Rendas Municípios (CIEG URD)	0%	0%	0%	18%	22%	18%	22%	15%
■ Preço Médio CIEG (UGS+URD)	37%	32%	27%	43%	43%	44%	43%	39%

Nos preços totais pagos em 2024 pelos clientes, estima-se que os CIEG para MAT, AT, MT e BTE apresentem um peso de 2%, 3%, 5% e 13%, respetivamente. Na BTN, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 14% e 15%. Os preços totais pagos pelos clientes equivalem ao preço médio de referência de venda a clientes finais, conforme a secção 5.4.

Figura 5-56 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2024



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	13%	13%	13%	13%	6%	13%	6%	10%
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	3%	3%	3%	3%	1%	3%	1%	2%
Diferencial de custo dos CAE	5%	5%	5%	5%	3%	5%	2%	4%
CMEC	0%	0%	1%	1%	2%	1%	2%	1%
Mecanismos de capacidade	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diferencial de custo das RA	6%	6%	6%	5%	3%	5%	2%	4%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2%	3%	2%	2%	1%	2%	1%	2%
Ajust. de aquisição de energia	-4%	-4%	-4%	-4%	-2%	-4%	-2%	-3%
Diferencial extinção TVCF	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Terrenos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Outros CIEG	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Medidas de contenção tarifária	-9%	-10%	-9%	-9%	-5%	-9%	-4%	-7%
Medida de contenção tarifária extraordinária	-15%	-14%	-12%	-9%	-3%	-8%	-2%	-8%
Rendas Municípios (CIEG URD)	0%	0%	0%	6%	7%	6%	7%	4%
- Preço Médio CIEG (UGS+URD)	2%	3%	5%	13%	15%	15%	14%	10%

Nota: Preços totais não incluem taxas e impostos.

5.11 OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN

Esta secção apresenta o impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes domésticos ligados em BTN. A análise avalia o impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 5-16). A análise quantifica assim o efeito na fatura dos clientes exclusivamente por via da tarifa de Acesso às Redes, cujo valor é aprovado pela ERSE. Por isso, não são internalizados na análise as eventuais alterações de preço na componente de energia, cujo valor é determinado individualmente por cada comercializador no mercado liberalizado, e que habitualmente são decididas durante o mês de janeiro.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais incluídas no [simulador de preços de energia da ERSE](#)¹³⁴, adotando para o cálculo os três consumidores tipo¹³⁵ presentes no simulador da ERSE, cujas características se encontram resumidas no Quadro 5-15.

Quadro 5-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade

Consumidor tipo	Descrição	Potência contratada	Consumo anual
Consumidor 1	Casal sem filhos	3,45 kVA	1 900 kWh (40% em vazio)
Consumidor 2	Casal com dois filhos	6,90 kVA	5 000 kWh (40% em vazio)
Consumidor 3	Casal com quatro filhos	13,80 kVA	10 900 kWh (40% em vazio)

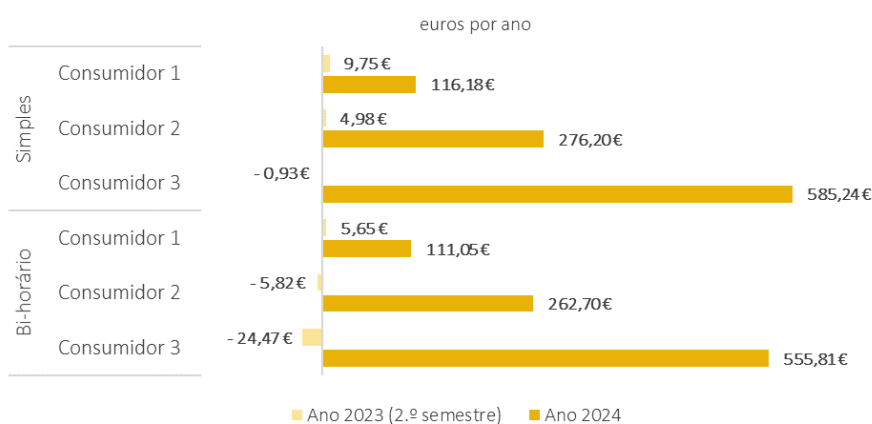
Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 5-15, a Figura 5-57 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes nas opções horárias simples e bi-horária para o segundo semestre do ano 2023 e para o ano 2024, antes da aplicação do IVA. Na opção horária simples, a tarifa de Acesso às Redes apresenta aumentos anuais de 106 euros, 271 euros e 586 euros, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente¹³⁶. Estes aumentos traduzem o facto de a tarifa de Acesso às Redes em BTN passar de valores negativos ou próximos de zero, no segundo semestre de 2023, para valores positivos em 2024.

¹³⁴ Informação recolhida do simulador da ERSE a 12 de dezembro de 2023. A análise exclui ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com preços indexados, ofertas com descontos/reembolsos, ofertas com descontos para novos clientes e ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

¹³⁵ Os consumidores tipo são clientes residenciais.

¹³⁶ Na opção bi-horária, os aumentos anuais são de 105 euros, 269 euros e 580 euros, respetivamente.

Figura 5-57 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA. Valores do ano 2023 referem-se aos valores em vigor desde 1 de julho de 2023.

A fatura total pelo fornecimento de eletricidade inclui, para além da tarifa de Acesso às Redes, também a componente de energia ¹³⁷ e a componente de taxas e impostos ¹³⁸. O Quadro 5-16 apresenta a fatura total anual para o ano 2024, admitindo que os comercializadores atualizam, a 1 de janeiro de 2024, nas suas ofertas atuais apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos referidos na nota de rodapé 134.

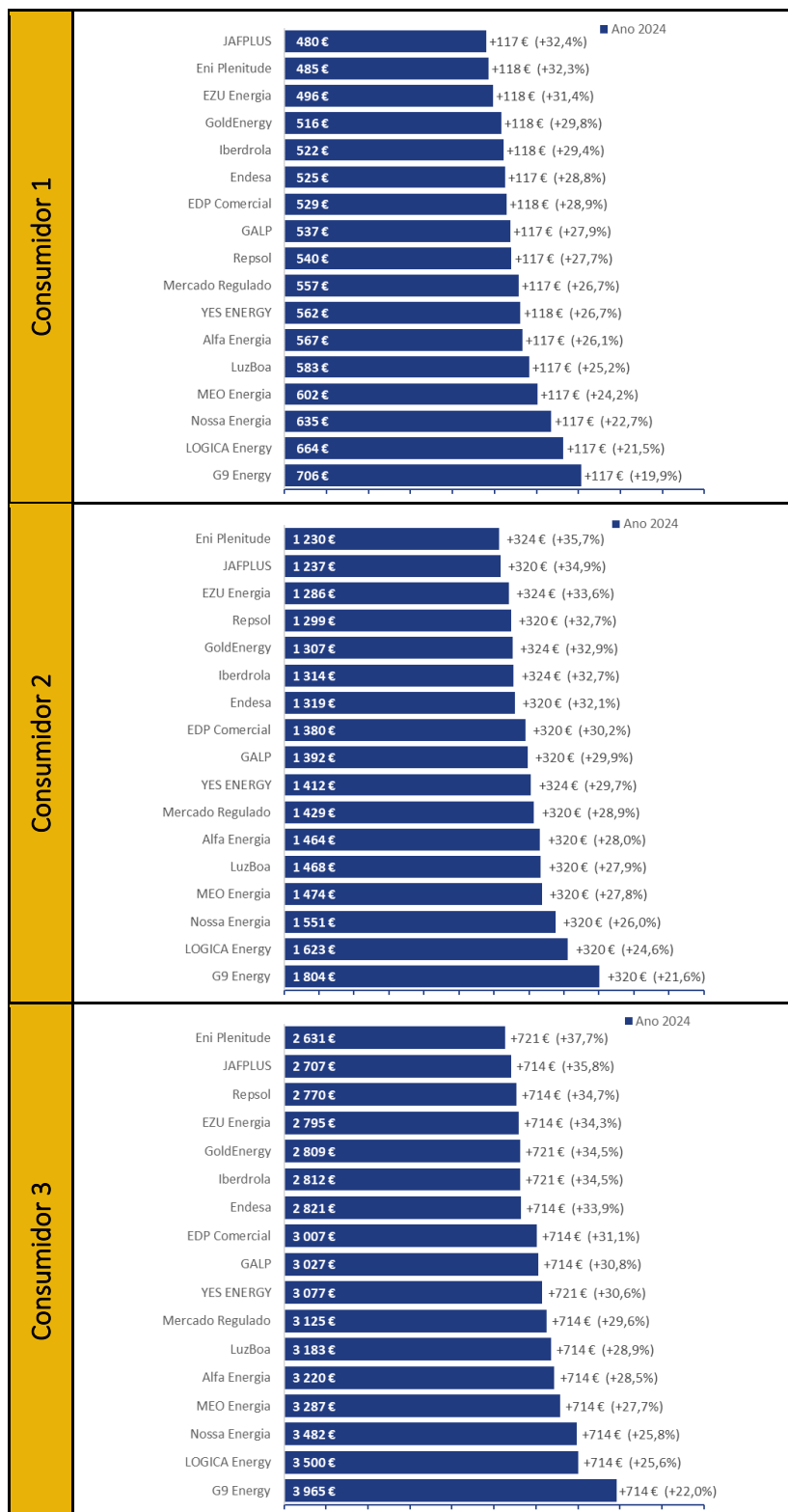
As figuras seguintes, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacto absoluto e percentual por via da variação da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano 2024, incluindo o efeito da taxa do IVA¹³⁹.

¹³⁷ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

¹³⁸ Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se o Imposto sobre o valor acrescentado (IVA), o Imposto Especial de Consumo de eletricidade e a contribuição audiovisual. A taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) não está incluída nos cálculos apresentados.

¹³⁹ A análise desta secção considera o regime de IVA aplicável a partir de 1 de outubro de 2022. Para mais informações sobre o novo regime de IVA consulte o folheto ERSExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (novembro 2022).

Quadro 5-16 - Fatura anual no ano 2024 com o impacto da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Utilizaram-se como ponto de partida as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 12 de dezembro de 2023, adicionadas do impacto da tarifa Acesso às Redes para o ano 2024 (com efeito de IVA), consoante a opção horária (simplex ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 134 para mais informação.

Importa destacar os seguintes aspetos no Quadro 5-16:

- Para cada consumidor tipo a tarifa de Acesso às Redes assume um de dois valores, dependendo se a oferta em causa corresponde à opção horária simples ou bi-horária¹⁴⁰. O impacte em euros não depende do comercializador em questão, uma vez que a aplicação da tarifa de Acesso às Redes é igual para clientes com as mesmas características de consumo.
- O impacte da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva¹⁴¹. A razão está no facto de o mesmo aumento absoluto na tarifa de Acesso às Redes, em euros, resultar num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.
- O valor apresentado para o total da fatura anual no mercado regulado não corresponde ao valor definitivo em 2024, uma vez que não integra ainda uma possível atualização das tarifas de energia, que afetam a tarifa transitória a aplicar no mercado regulado.

Face aos valores no Quadro 5-16, o impacte médio da alteração da tarifa de Acesso às Redes no mercado liberalizado resulta em aumentos na fatura para todos os consumidores tipo. Nos valores apresentados para o mercado liberalizado, o aumento médio é de +26,7%, +29,5% e +30,4% para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente. Este impacte não inclui as alterações cumulativas na componente de energia, a decidir individualmente por cada comercializador em mercado liberalizado. De notar que as expectativas são de redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas por comparação com 2023.

¹⁴⁰ A análise apresentada não considera ofertas com opção tri-horária.

¹⁴¹ Poderá ocorrer um padrão oposto entre ofertas adjacentes caso as opções horárias em causa sejam diferentes.

6 ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SEN

O objetivo desta análise de sustentabilidade económica do SEN é apoiar a decisão da ERSE relativamente ao período mais adequado para a recuperação de proveitos, até ao limite de cinco anos, sem comprometer a estabilidade tarifária em anos futuros e, conseqüentemente, sustentar a necessidade de ativar o mecanismo de estabilidade tarifária, ao abrigo do qual a ERSE pode repercutir os CIEG nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos, previsto legal e regulamentarmente.

A análise baseia-se na projeção dos proveitos permitidos, numa perspetiva da globalidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN)¹⁴², suportados na previsão da evolução de alguns determinantes desses proveitos e na determinação do nível de proveitos a recuperar, balizados pela evolução dos preços de venda a clientes finais (tarifa aditiva de venda a clientes finais), por forma a garantir a estabilidade tarifária.

Nesta análise de sustentabilidade, o conceito de estabilidade tarifária foi implementado tendo em consideração a evolução dos preços médios das tarifas aditivas. Sempre que o nível dos proveitos permitidos, num determinado ano, resulte em variações tarifárias acima de limites pré-definidos, é identificado o nível de proveitos a recuperar nesse ano, que obedece aos limites, e analisam-se as evoluções futuras na dívida tarifária criada e no serviço de dívida. Adicionalmente, verifica-se se o serviço da dívida, a pagar em anos seguintes, leva à criação de nova dívida que comprometa a estabilidade tarifária no curto e médio prazo ou, no limite, provoque um efeito recursivo, que impeça a recuperação dessa dívida. A verificação da estabilidade tarifária passa também por identificar a necessidade de uma alocação dos CIEG na parcela II da tarifa de UGS (UGS2), por nível de tensão e tipo fornecimento, que seja diferente da alocação padrão prevista no RT em vigor.

6.1 METODOLOGIA

A análise prospetiva da sustentabilidade tem por base os proveitos permitidos determinados no presente exercício tarifário, previamente à introdução da transferência intertemporal dos CIEG, assim como a estrutura tarifária das atividades, por nível de tensão, do presente exercício tarifário. Nesta análise,

¹⁴² Para além dos proveitos das atividades reguladas, são consideradas na análise as previsões dos custos globais de energia e comercialização no mercado liberalizado.

pressupõe-se que o quadro legal e regulamentar não se altera no horizonte de simulação, até 2030. A análise de sustentabilidade subentende a determinação sequencial das seguintes variáveis-chave:

- proveitos permitidos anuais das atividades reguladas, incluindo o serviço da dívida, e custos de energia e de comercialização para a globalidade do SEN, tendo por base a previsão de um conjunto de variáveis determinantes da sua evolução, sem alteração das restantes (*ceteris paribus*);
- evolução dos preços de venda a clientes finais que assegure a estabilidade tarifária, de acordo com limitações de variações tarifárias pré-definidas, podendo para esse efeito ser alterada a alocação, por nível de tensão e tipo de fornecimento, dos CIEG recuperados pela UGS2 e/ou ativar-se a transferência intertemporal de proveitos;
- evolução da dívida tarifária no horizonte de análise para atingir os objetivos de estabilidade tarifária.

6.2 PRESSUPOSTOS

6.2.1 PARA PREVISÃO DOS PROVEITOS

O total dos proveitos permitidos adotado nas simulações resulta da soma de:

- proveitos recuperados pelas tarifas de UGS (incluindo os CIEG);
- proveitos permitidos das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica;
- custos de energia e de comercialização para a globalidade do SEN.

Os valores base para as simulações apresentadas neste capítulo são os proveitos permitidos das atividades reguladas para 2024, apresentados no Quadro 6-1, que difere dos proveitos permitidos da proposta de tarifas para 2024, por não incluir à partida qualquer transferência intertemporal de CIEG.

Quadro 6-1 - Proveitos permitidos das atividades reguladas em 2024, antes da aplicação das transferências intertemporais de CIEG

Unidade: 10³ euros

	Tarifas 2024
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	664 698
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	1 562 049
Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	2 226 746
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	351 208
Uso da Rede de Distribuição	
Total dos proveitos em AT/MT	409 615
Total dos proveitos em BT	693 472
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 103 087
Proveitos da Comercialização	25 367
Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	351 919
Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	4 058 327

Fonte: ERSE

Na análise efetuada, as principais variáveis¹⁴³ que condicionam os proveitos permitidos são as seguintes:

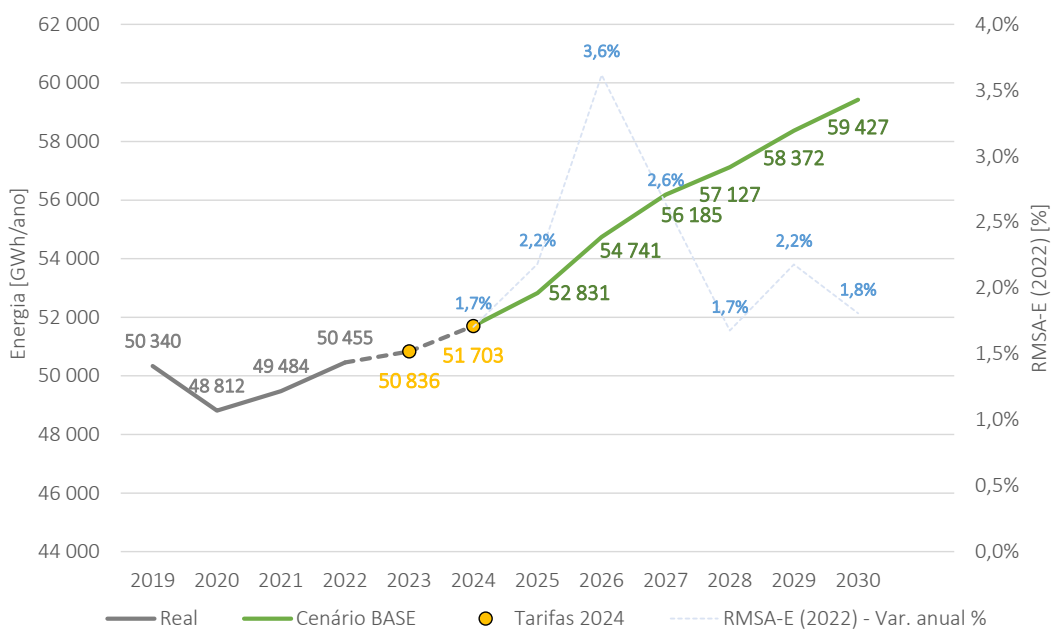
- consumo total de energia elétrica em Portugal continental;
- preço de energia elétrica nos mercados grossistas e preço das licenças de CO₂;
- energia elétrica total produzida pelos PRG;
- preço unitário de aquisição de energia dos PRG;
- número de licenças de emissão de CO₂ leiloadas em Portugal.

¹⁴³ No entanto, foram tidos em conta um conjunto vasto de outras variáveis, cujas evoluções têm um impacto menor na sustentabilidade económica do SEN tendo em conta as suas atuais características estruturais.

EVOLUÇÃO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL CONTINENTAL

Por uma questão de eficácia do processo de simulação, foi considerado apenas um cenário de evolução do consumo de energia elétrica total em Portugal continental, entre 2024 e 2030. Este cenário tem como pressuposto o nível de consumo de energia elétrica (referido à emissão) considerado em tarifas para o ano de 2024 e a taxa de variação anual implícita no Cenário Ambição Central do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2023-2040 (RMSA-E 2022), até 2030. Deste modo, o cenário de evolução de consumo de energia elétrica utilizado na análise de sustentabilidade, que se apresenta na Figura 6-1, pressupõe um aumento acumulado de 15% entre 2024 e 2030.

Figura 6-1 – Cenário de evolução do consumo de energia elétrica, até 2030



Fonte: ERSE, RMSA-E 2022

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E DE CO₂ EM PORTUGAL CONTINENTAL

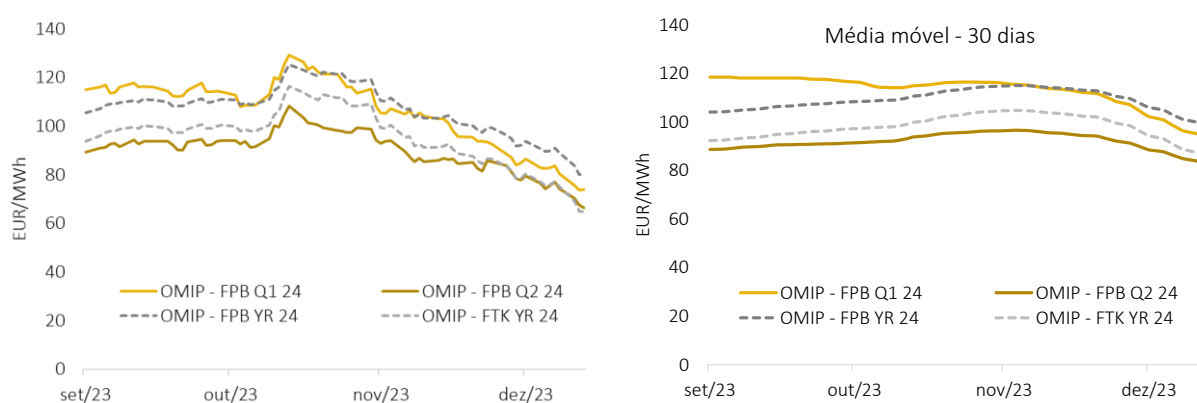
Nas tarifas de energia elétrica para 2024, o preço de energia elétrica estimado para 2024 foi suportado, extraordinariamente, em informações dadas pelos mercados de futuros para contratos com entregas em horizontes mais curtos, como justificado no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico».

Esta alteração metodológica é justificada pelo aumento da volatilidade dos preços nestes últimos anos e pela constatação de que, neste quadro de maior volatilidade, verifica-se uma melhor correlação entre os valores reais ocorridos no ano e as cotações dos produtos com entrega nos dois primeiros trimestres do ano, do que entre os valores reais e as cotações do produto com entrega anual.

A volatilidade dos preços dos futuros é ilustrada na Figura 6-2. Da leitura desta figura, verifica-se que, entre 1 de setembro e 13 de dezembro de 2023, a cotação máxima verificada foi de 129 €/MWh e a cotação mínima de 74 €/MWh, para o produto trimestral com entrega mais próxima (OMIP-FPB Q1 24). Verifica-se, ainda, que o início da guerra Israel-Hamas é responsável, em grande parte, pelo pico de preços verificado em meados de outubro e que, desde então, os preços de todos os produtos apresentam uma tendência generalizada decrescente.

Constata-se, igualmente, uma diferença significativa entre a cotação média em dezembro dos produtos trimestrais com entrega no primeiro e segundo trimestres de 2024 (76 €/MWh) e a cotação do produto com entrega anual em 2024 (OMIP – FPB YR 24 - 87 €/MWh), e que serviram de suporte à análise apresentada na proposta de Tarifas. Deste modo, e face à volatilidade observada, a ERSE considerou nas suas previsões para 2024 produtos com entrega no primeiro e no segundo trimestres.

Figura 6-2 – Evolução diária e média móvel de 30 dias dos preços de energia elétrica no OMIP, em 2023



Fonte: Bloomberg, ERSE

Devido à existência desta volatilidade e ao horizonte temporal da análise de médio e longo prazo, a avaliação da sustentabilidade económica apresentada neste capítulo não considerou os preços dos produtos futuros de maior maturidade e com entregas até 2030, como fonte de informação para a evolução dos preços de energia elétrica. Alternativamente, tomou-se como base para definir os cenários

de evolução dos preços de energia elétrica até 2030, os preços médios anuais resultantes de um estudo realizado recentemente pela ERSE.

Este estudo, baseado em metodologias econométricas¹⁴⁴, analisa os principais fatores que influenciam a evolução dos preços no mercado grossista da Península Ibérica entre 2009 e 2021, em base trimestral e com enfoque no polo português, com o objetivo de prever a evolução dos preços, no médio e longo prazo. O estudo permite, ainda, dar suporte a decisões sobre a evolução tarifária, a análises de sustentabilidade tarifária e à determinação de impactos de políticas energéticas no mercado grossista. Os resultados do estudo indicam um impacto significativo do preço do gás e da produção de energia renovável na formação dos preços grossistas de eletricidade, enquanto o preço do petróleo, das licenças CO₂ e do carvão têm uma causalidade menor, mas ainda assim significativa. O modelo desenvolvido neste estudo demonstrou uma boa capacidade de previsão, sendo os principais desvios em relação aos preços ocorridos explicados, sobretudo, por aspetos de conceção do mercado ou por efeitos extremos.

Deste modo, e uma vez que as informações dadas pelos mercados grossistas para horizontes mais curtos não estão disponíveis para o horizonte temporal da análise da sustentabilidade do SEN, para apoiar a previsão dos preços de eletricidade até 2030, utilizou-se o modelo anteriormente citado, com a atualização dos seus dados históricos até 30 de novembro de 2023¹⁴⁵. Para prever a evolução futura dos preços foi necessário definir uma evolução futura dos *inputs* do modelo, nomeadamente, da produção renovável ibérica, do custo do gás, do petróleo e das licenças de CO₂. Os pressupostos considerados para definir esta evolução foram os seguintes:

- no preço das *commodities* utilizou-se a evolução dos mercados de futuros e, nas situações de ausência de negociação de produtos para os horizontes pretendidos, aplicou-se as taxas de variação homólogas.
- na produção renovável futura na península Ibérica, assumiu-se como referência a evolução da potência instalada prevista no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) para Portugal e no plano similar de Espanha, com um perfil intranual de utilização da potência instalada por

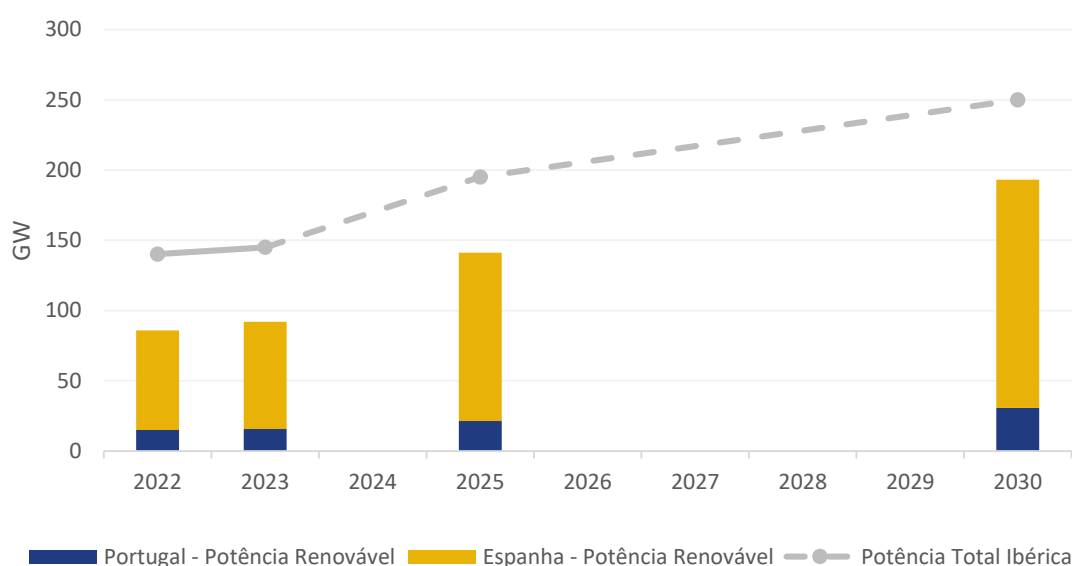
¹⁴⁴ Modelo ARMAX, que é um tipo específico de modelo de variáveis independentes exógenas com um processo auto-regressivo ARMA (0,2) para modelizar o termo de erro.

¹⁴⁵ Uma vez que o modelo econométrico foi desenvolvido em base trimestral, a sua parametrização para este exercício considerou dados reais até ao terceiro trimestre de 2023.

tecnologia que tem em conta a média da utilização verificada nos meses homólogos dos últimos 5 anos.

As previsões de evolução da potência instalada renovável ao nível da Península Ibérica, que foram usadas na previsão dos preços com o modelo econométrico são as da Figura 6-3, provenientes das versões mais recentes dos instrumentos de política energética e climática de Portugal e Espanha.

Figura 6-3 – Previsão da evolução da potência instalada renovável e total na Península Ibérica até 2030



Nota: Potência instalada no final do ano, exceto em 2023 que é no final de novembro.

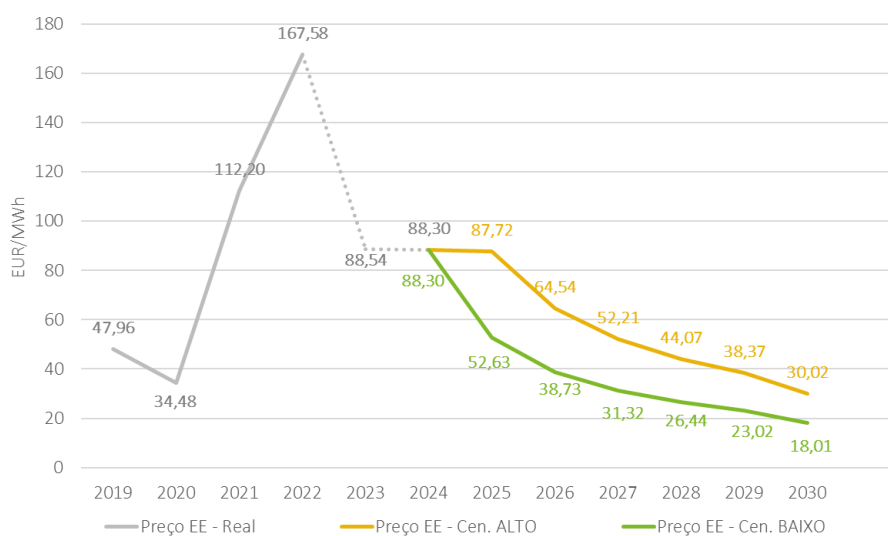
Fonte: REN, REE, PNEC 2030 (DGEG), PNIEC 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Espanha), ERSE

Os preços provenientes do modelo econométrico em 2025 resultam numa redução do preço médio de energia elétrica de cerca de 21%, em relação ao preço médio de mercado considerado para as tarifas de 2024, enquanto em 2030 esta redução é de 73%. Tomando como referência estes preços, foram considerados dois cenários para a análise de sustentabilidade do SEN:

- Cenário ALTO – preços médios do estudo econométrico da ERSE, acrescidos em 25%.
- Cenário BAIXO – preços médios do estudo econométrico da ERSE, reduzidos em 25%.

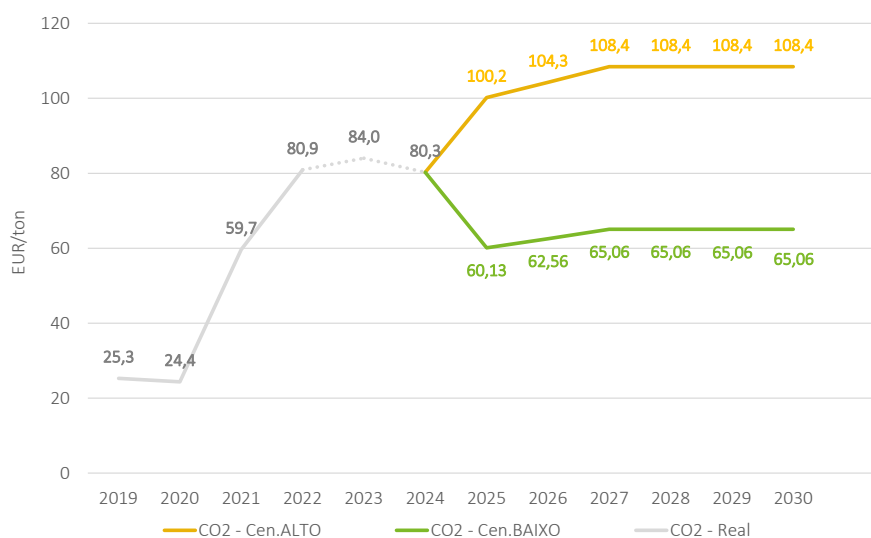
Os valores considerados nas simulações são os apresentados na Figura 6-4.

Figura 6-4 – Projeção dos preços de energia elétrica até 2030



Fonte: Bloomberg, ERSE

No que respeita à evolução dos preços das licenças de CO₂ até 2030, foi considerado o valor base dos preços anuais (em dezembro), negociados no mercado a prazo, até 2027. Após essa data considera-se um valor constante, uma vez que a negociação deste produto está limitada até esse ano. Os cenários ALTO e BAIXO resultam de uma variação de mais e menos 25%. A partir de 2028, assumiu-se a manutenção do valor até 2030. Os valores considerados nas simulações são os apresentados na Figura 6-5. Entre 2024 e 2030 considera-se um aumento do custo das licenças de CO₂ de 35% no cenário ALTO e de -19% no cenário BAIXO.

Figura 6-5 - Projeção dos preços das licenças de CO₂ até 2030

Fonte: Bloomberg, ERSE

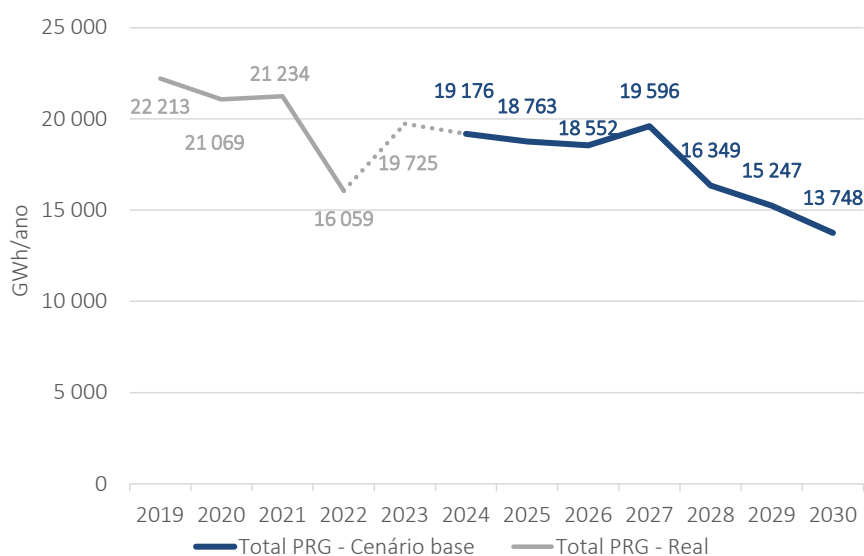
Ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, nesta análise de sustentabilidade considerou-se que o número de licenças de emissão de CO₂ leiloadas em Portugal terá uma redução de 5% ao ano, a que corresponderá a transferência para o SEN de verbas superiores a 500 milhões de euros por ano, no cenário ALTO, e superiores a 300 milhões de euros por ano no cenário BAIXO, pelo menos até 2028.

EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E PREÇOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRG

A previsão da evolução do total de energia elétrica produzida pela PRG foi obtida através de um tratamento discriminado por produtor em base anual, que considera o período remanescente de regime bonificado em que cada um se encontra. Assume-se, ainda, que não há nova potência com remuneração garantida atribuída, exceto a capacidade adjudicada nos leilões de solar fotovoltaica de 2019 e 2020 e nos leilões de solar fotovoltaica flutuante de 2021, que considera a ligação gradual à rede até 2027 da totalidade dos produtores.

Na Figura 6-6 apresenta-se a projeção de energia elétrica da PRG adquirida pela atividade de CVEE PRG do AUR até 2030. Esta previsão considera como ponto de partida a produção prevista pela SU Eletricidade para 2024 neste exercício tarifário. Em termos globais, a evolução do total de energia elétrica produzida pela PRG pressupõe uma redução de 28% entre 2024 e 2030.

Figura 6-6 - Projeção da produção da PRG adquirida pelo AUR até 2030

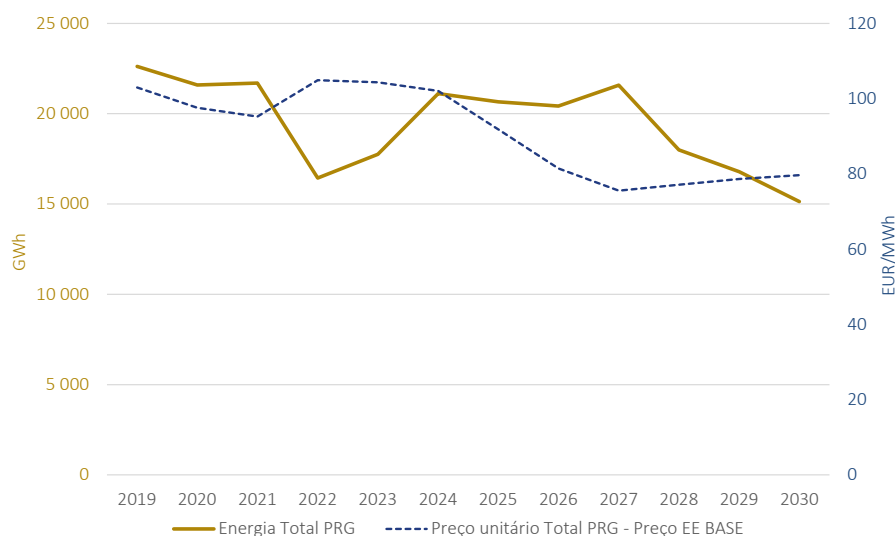


Fonte: ERSE

A evolução do preço unitário de aquisição de energia elétrica aos PRG considera as atualizações de acordo com os principais indexantes dos regimes remuneratórios. Em particular, incorpora o efeito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, para os produtores eólicos aderentes, o que torna o custo de aquisição desta tecnologia parcialmente dependente do preço de mercado e das taxas de inflação.

Na Figura 6-7 apresentam-se as evoluções dos preços unitários totais de aquisição de energia aos PRG, resultantes dos cenários de preços de energia elétrica. Em termos médios, o preço unitário total de aquisição de energia aos PRG implícito nesta análise incorpora uma redução de 22% entre 2024 e 2030.

Figura 6-7 – Projeção do preço unitário total de aquisição de energia aos PRG até 2030



Fonte: ERSE

OUTROS PRESSUPOSTOS USADOS NA PROJEÇÃO DOS PROVEITOS

Além dos pressupostos descritos anteriormente, consideraram-se ainda os seguintes:

1. taxas de remuneração de ativos constantes;
2. anulação, a partir de 2025, dos ajustamentos das atividades reguladas que estão a ser repercutidos nas tarifas de 2024;
3. a taxa de perdas na rede de transporte igual ao valor previsto pela REN para 2024 e a taxa de perdas na rede de distribuição igual ao valor previsto pela E-REDES para 2024, com uma redução gradual de 0,05%/ano;
4. os custos unitários dos indutores de metodologias do tipo *price cap* ou *revenue cap* com valores obtidos a partir dos dados de tarifas 2024, mantendo as metas de eficiência e assumindo uma variação do IPIB que tende para 2% no ano de 2026 e seguintes, aos quais são aplicadas evoluções dos indutores baseadas em tendências históricas.

6.2.2 PRESSUPOSTOS TARIFÁRIOS

Os pressupostos considerados na evolução tarifária são os seguintes:

- A estrutura, por nível de tensão, das receitas de cada atividade mantém-se constante ao longo do período de análise e corresponde às do presente exercício tarifário. De notar que, no caso dos custos de energia e de comercialização, tal corresponde à estrutura determinada para a globalidade do SEN;
- A alocação padrão dos CIEG recuperados pela UGS2 corresponde à constante no RT em vigor, ou seja, os CIEG são alocados de acordo com a estrutura das tarifas de Acesso às Redes deduzidas de CIEG (soma da tarifa de URT e das tarifas de URD com os preços da parcela I da tarifa de UGS);
- Podem ser incorporadas alocações de CIEG diferentes da alocação padrão, caso sejam necessárias para assegurar a estabilidade tarifária;
- A evolução tarifária é avaliada em termos de evolução dos preços médios de referência de venda a clientes finais por nível de tensão, relativos à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado¹⁴⁶.

Na análise, os objetivos quanto à estabilidade tarifária, traduzem-se em limites à variação dos preços médios de referência de venda a clientes finais, em particular um limite de 3% na BTN, e, ainda, nas tendências de evolução dos preços, por nível de tensão, no período de análise.

6.3 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os principais resultados obtidos na projeção dos proveitos permitidos, da evolução dos preços médios de venda a clientes e da dívida tarifária até 2030, para os cenários ALTO e BAIXO de evolução dos preços de energia e do CO₂. A projeção para as restantes variáveis é a mesma em ambos os cenários.

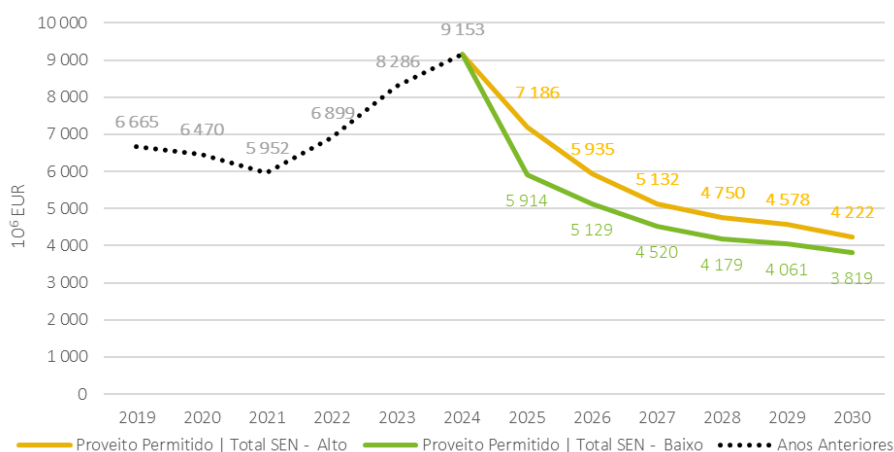
Em função do cenário de preços de eletricidade considerado, a evolução dos proveitos permitidos totais do SEN antes de qualquer diferimento de CIEG ¹⁴⁷ é a que se apresenta na Figura 6-8. Este nível de proveitos permitidos para 2024 tem consequências na estabilidade tarifária. Por conseguinte, a ERSE aplica a

¹⁴⁶ Ver ponto 5.4.1 para mais informação sobre os preços médios de referência de venda a clientes finais.

¹⁴⁷ Apenas foi diferido o diferencial de custo da PRG, recuperado pela atividade de CVEE do AUR.

transferência intertemporal de CIEG a qual origina um acréscimo da dívida tarifária no final de 2024 de 1 717 milhões de euros (Figura 6-9).

Figura 6-8 – Resultado da evolução do proveito permitido total SEN até 2030



Fonte: ERSE

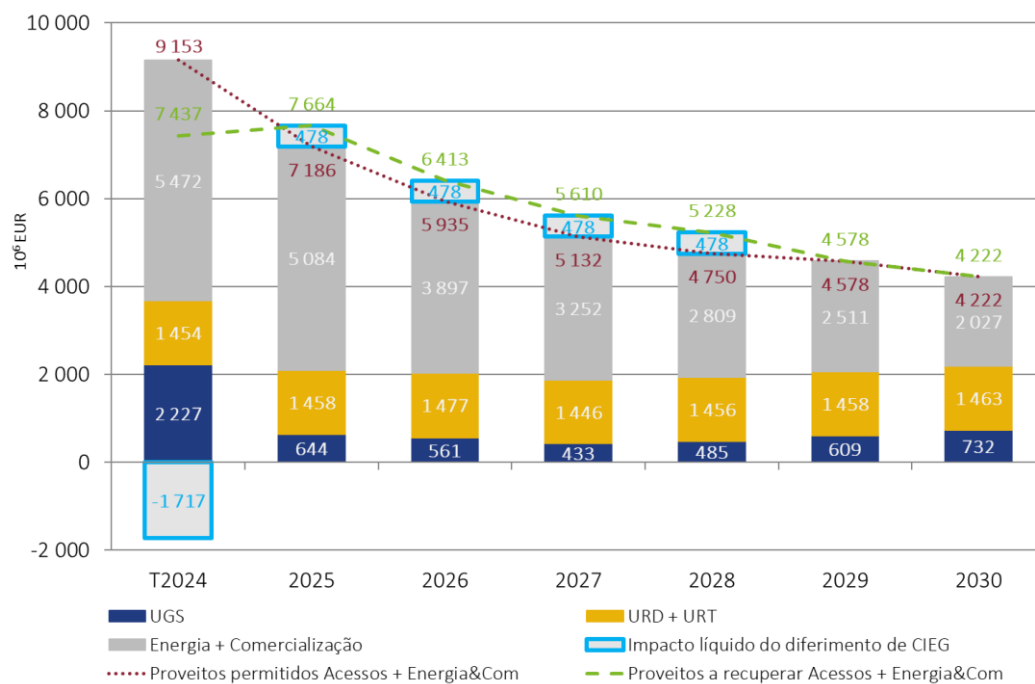
A transferência intertemporal dos CIEG permite reduzir os proveitos para um valor de 7 437 milhões de euros, que corresponde à estimativa de proveitos totais a recuperar do SEN (linha a verde, valor de 2024 na Figura 6-9 e na Figura 6-10). De acordo com o número 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a ERSE pode repercutir os CIEG nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos.

Como ponto de partida, optou-se por assumir um período de diferimento de 5 anos, procurando-se em sucessivas iterações diminuir o prazo de diferimento sem pôr em causa as condicionantes tarifárias acima referidas, incluindo eventuais alocações de CIEG diferentes da alocação padrão, que possam ser necessárias para assegurar a estabilidade tarifária, para o cenário e período de diferimento em questão. Das iterações resultaram dois períodos de diferimento: 5 anos para o cenário ALTO e 3 anos para o cenário BAIXO, cujos resultados são apresentados na Figura 6-9 e na Figura 6-10. Esta figuras mostram a decomposição do proveito permitido e do proveito a recuperar total do SEN, incluindo o serviço da dívida tarifária criada em 2024 em cada um dos anos seguintes, para os cenários ALTO e BAIXO de preços.

Se por um lado o diferimento por um período mais alargado contribui positivamente para a estabilidade tarifária, por outro implica um custo com juros superior para o SEN. Nas simulações efetuadas, o diferimento por um período de 5 anos (amortização em 4 anos), no cenário ALTO, resulta num custo total

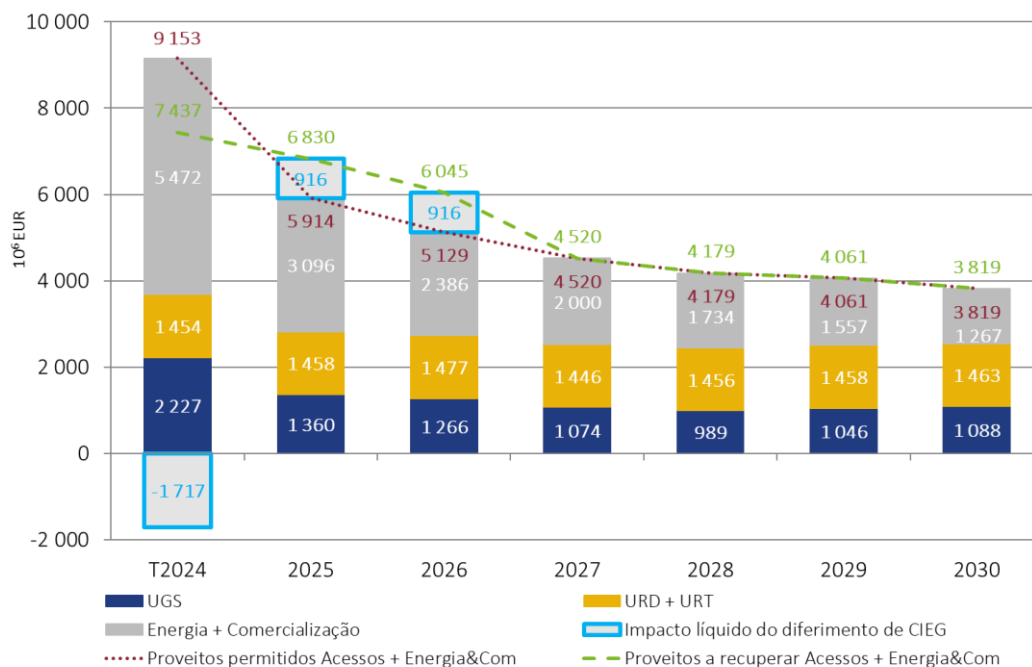
para o SEN de 1 911 milhões de euros, enquanto o diferimento por um período de 3 anos (amortização em 2 anos), no cenário BAIXO, resulta num custo total de 1 832 milhões de euros.

Figura 6-9 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário Alto com diferimento a 5 anos



Fonte: ERSE

Figura 6-10 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário Baixo com diferimento a 3 anos

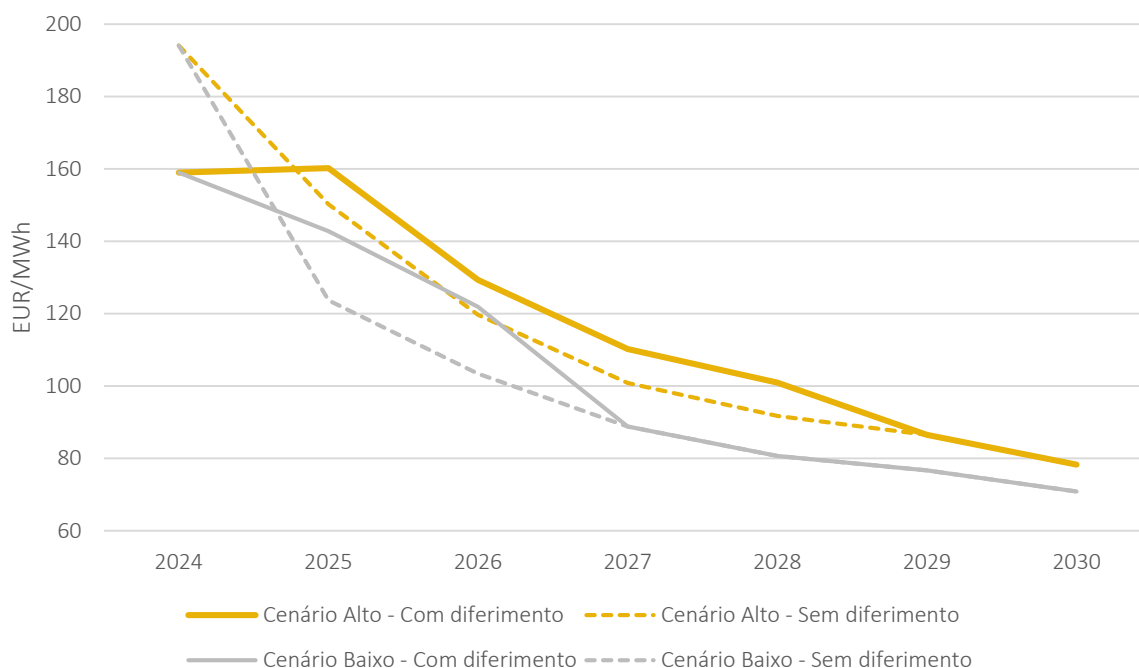


Fonte: ERSE

EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

A Figura 6-11 apresenta a evolução de preços para o cenário BAIXO, com um período de diferimento de 3 anos, e para o cenário ALTO, para um período de diferimento de 5 anos. A linha a tracejado apresenta aquela que seria a evolução caso não houvesse diferimento em 2024 e a linha cheia o resultado do diferimento de proveitos de 2024. De realçar, que a necessidade de diferimento resulta do que seria uma variação elevada de preços entre 2023 e 2024.

Figura 6-11 – Evolução do preço médio global até 2030 - Cenário Alto e Cenário Baixo



Como se observa da figura, no cenário BAIXO, com diferimento a 3 anos, os preços evoluem de modo decrescente em todo o período. Já no cenário ALTO, o diferimento a 5 anos não evita, ainda assim, um aumento de preços em 2025, de 0,8%, em termos globais.

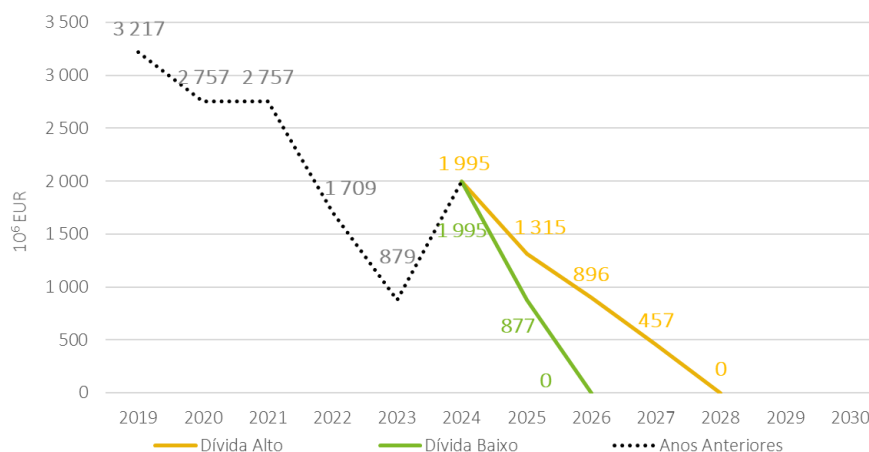
Efetivamente, no caso do cenário ALTO, em 2025, é necessário recorrer a uma alocação de CIEG da parcela II da tarifa de UGS, entre níveis de tensão, diferente da alocação padrão prevista no RT, de modo a limitar as variações de preços na BTN a 3%. Importa referir que a alocação da parcela II da tarifa de UGS em tarifas para 2024 também não segue a alocação padrão prevista no RT. Uma redução do período de diferimento no cenário ALTO poderia obrigar a um novo diferimento em 2025, de modo a estabilizar a evolução dos preços nesse ano, com o risco, embora mínimo, de se iniciar um processo recursivo de criação de novos diferimentos em anos sucessivos, tornando a dívida tarifária insustentável.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

A transferência intertemporal de 1 717 milhões de euros de CIEG, origina uma subida da dívida tarifária de 278 milhões de euros para 1 995 milhões de euros, no final de 2024. Na Figura 6-12, mostram-se os resultados de evolução da dívida para os cenários ALTO e BAIXO.

As simulações mostraram que, para os limites tarifários pré-definidos nesta análise de sustentabilidade, este nível de dívida pode ser anulado no final do ano de 2026, no cenário BAIXO, e no final de 2028, no cenário ALTO, sem comprometer a estabilidade tarifária, em particular na BTN, nos próximos anos.

Figura 6-12 – Cenários de evolução da dívida tarifária de 2024 a 2028

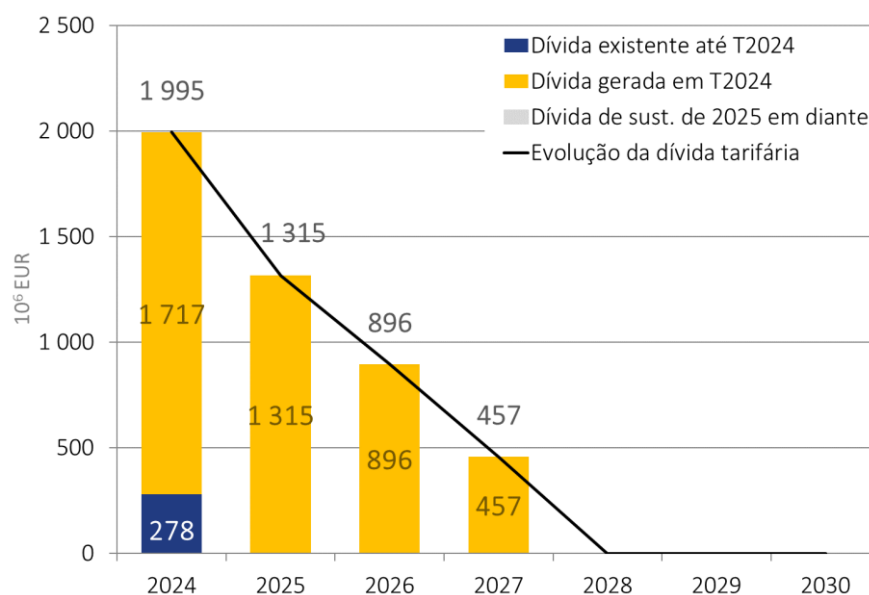


Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

O total da dívida apresentado na figura é a soma da dívida existente até 2024, com a dívida criada em 2024 e com a dívida de sustentabilidade criada após 2025 pela simulação (surge se em anos futuros houver diferimento de uma parcela dos proveitos permitidos por razões de estabilidade tarifária). Como se verifica na Figura 6-13 e na Figura 6-14, em nenhum cenário é criada nova dívida de sustentabilidade a partir de 2025, embora, como anteriormente explicitado, seja necessário no cenário ALTO uma realocação de CIEG em 2025, entre níveis de tensão, da parcela II da tarifa de UGS, face à alocação padrão prevista no RT.

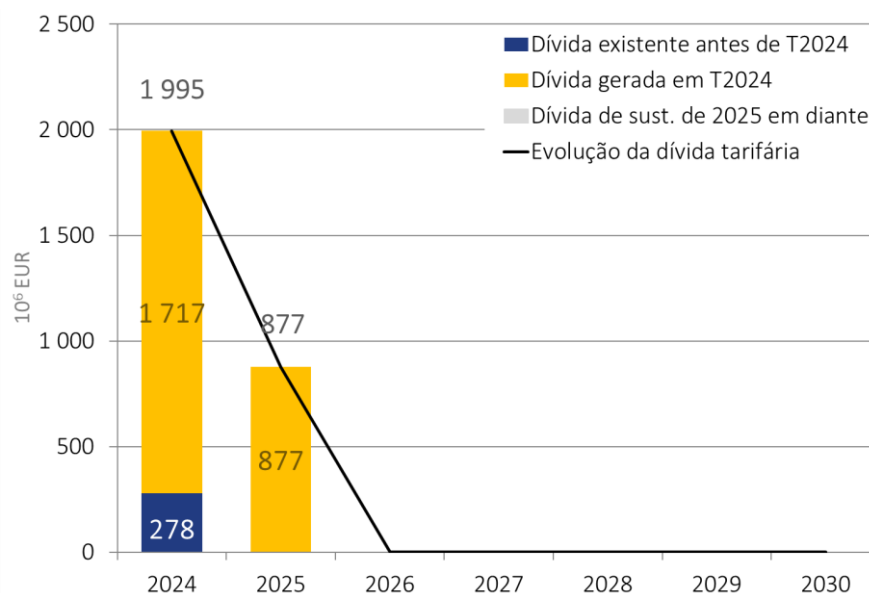
Figura 6-13 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030 – Cenário Alto



Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Figura 6-14 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030 – Cenário Baixo



Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Finalmente, importa sublinhar que são desconhecidos os efeitos da reforma do mercado interno de energia recentemente anunciada, nomeadamente os decorrentes da possibilidade instituída de celebração de

contratos de aquisição de energia de longo prazo e de implementação de mecanismos do tipo dos contratos por diferença para novos centros electroprodutores com fontes de energia renováveis.

No entanto, esses efeitos deverão apenas ser evidentes num horizonte posterior a 2027, quando este novo enquadramento legislativo será implementado em pleno, o que não deverá afetar as principais conclusões das simulações efetuadas.

Adicionalmente, importa referir que face ao montante de dívida criada, e à possibilidade da sua cedência a terceiros, nos termos do artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, o período de amortização terá um carácter definitivo para os montantes que forem efetivamente cedidos, impossibilitando a sua amortização antecipada. A ERSE também ponderou este constrangimento e os seus efeitos financeiros.

No entanto, face aos resultados apresentados neste capítulo, ao avultado montante da dívida criada em tarifas 2024 e à persistência de alguma volatilidade e incerteza nos mercados grossistas de eletricidade, a ERSE decidiu, por prudência, que o período de diferimento dos CIEG de 2024 seja de 5 anos.

Esta decisão procurou acolher o comentário do Conselho Tarifário de aprofundar um cenário de acréscimo tarifário em BTN, mais alinhado com a inflação esperada, com o intuito de mitigar o volume de custos a pagar pelas gerações futuras. Contudo, o aumento da previsão de CIEG verificado entre a proposta tarifária, enviada ao Conselho Tarifário a 16 de outubro, e a previsão de CIEG incorporada na decisão tarifária de 15 de dezembro, apenas permite a manutenção da dívida tarifária da proposta.

Atendendo a este facto e à subsistência de riscos de instabilidade tarifária nos próximos anos devido aos motivos acima expostos, nomeadamente em cenários de preços elevados nos mercados grossistas, a amortização da dívida criada no exercício tarifário de 2024 será recuperada até 2028.

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2024 tem em conta, designadamente, os seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Declaração de Retificação n.º 1-A/2023, de 3 de janeiro	Retifica a Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2023.
Despacho n.º 163/2023, de 4 de janeiro	Conclusão do processo de extinção do Fundo Florestal Permanente, do Fundo de Apoio à Inovação, do Fundo de Eficiência Energética e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, e de transferência das respetivas atribuições para o Fundo Ambiental.
Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro	Estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável.
Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro	Estabelece a organização e o funcionamento do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, adaptando o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.
Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro	Abertura de audiência pública, por um prazo de 30 dias, da proposta preliminar das áreas especializadas para o planeamento e operacionalização de centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica.
Portaria n.º 38-B/2023, de 3 de fevereiro	Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO ₂ .
Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M, de 15 de fevereiro	Aprova o regime aplicável à produção de eletricidade em regime especial a partir de fontes de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade instalada igual ou inferior a 5MW.

Diploma	Assunto
Declaração de Retificação n.º 7/2023, de 15 de fevereiro	Retifica a Lei n.º 24-D/2022, de 30 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2023.
Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 5/2023/A, de 20 de fevereiro	Criação de um plano regional de poupança de energia e medidas de apoio às famílias e empresas para estabilização dos preços de bens e serviços.
Declaração de Retificação n.º 7-A/2023, de 28 de fevereiro	Retifica o Decreto-Lei n.º 11/2023, de 10 de fevereiro, que procede à reforma e simplificação dos licenciamentos ambientais.
Portaria n.º 65-A/2023, de 3 de março	Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO ₂ .
Despacho n.º 3355-A/2023, de 14 de março	Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2023.
Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março	Altera o mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade.
Decreto-Lei n.º 26/2023, de 10 de abril	Clarifica o regime de avaliação ambiental aplicável aos planos de afetação do espaço marítimo.
Despacho n.º 4445/2023, de 12 de abril	Declaração de caducidade do contrato de concessão para produção de energia hidroelétrica no aproveitamento hidroelétrico do Cabril.
Portaria n.º 106-A/2023, de 17 de abril	Suspende a atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO ₂ .
Portaria n.º 110-A/2023, de 24 de abril	Regulamenta o Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro, complementando a transposição da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018.

Diploma	Assunto
Despacho n.º 5748/2023, de 22 de maio	Define o parâmetro correspondente ao impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2023.
Portaria n.º 187-B/2023, de 3 de julho	Mantém a trajetória de descongelamento gradual da atualização da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO2, mantendo uma suspensão parcial da sua atualização.
Lei n.º 31/2023, de 4 de julho	Cessação de vigência de leis publicadas no âmbito da pandemia da doença COVID-19.
Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro	Estabelece o procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação à rede de instalações de consumo de energia elétrica em zonas de grande procura.
Despacho n.º 9253/2023, de 8 de setembro	Estabelece o Programa Plurianual Conjunto de Cooperação para o Desenvolvimento nos domínios do Ambiente e da Ação Climática (2030).
Portaria n.º 281/2023, de 13 de setembro	Aprova os modelos de declaração das contribuições de solidariedade temporárias sobre os setores da energia e da distribuição alimentar e respetivas instruções de preenchimento.
Portaria n.º 298/2023, de 4 de outubro	Procede à delimitação da zona livre tecnológica (ZLT) de energias renováveis de origem ou localização oceânica ao largo de Viana do Castelo.
Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro	Procede à definição da metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral.
Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro.	Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2024.

Diploma	Assunto
Despacho n.º 11035/2023, de 27 de outubro	Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional.
Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro	Altera o modelo de financiamento da tarifa social.
Despacho n.º 12032/2023, de 27 de novembro	Fixa o parâmetro «Ki» da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro.
Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro	Regulamenta as peças-tipo para o procedimento de concurso público para a atribuição das concessões de distribuição de eletricidade em baixa tensão no território continental português.

ANEXO II
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.

SIGLAS	DEFINIÇÕES
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques

SIGLAS	DEFINIÇÕES
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizadores de veículos elétricos

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2024
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2024
- Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico