

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2025**

Dezembro 2024

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO.....	1
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica e dos preços dos serviços regulados	2
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 2025	37
2.2.1	Proveitos a recuperar em 2025 por atividade	38
2.2.2	Proveitos de energia e comercialização	40
2.2.2.1	Proveitos a recuperar	40
2.2.2.2	Previsões para custo médio de aquisição do CUR	42
2.2.2.3	Proveitos do comercializador de último recurso	43
2.2.3	CIEG	45
2.2.4	Proveitos da UGS	48
2.2.4.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS	50
2.2.4.2	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados	50
2.2.4.3	Repercussão do diferimento dos CIEG nos proveitos permitidos	57
2.2.4.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores	59
2.2.5	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	60
2.3	Parâmetros para a definição dos proveitos	62
2.3.1	Parâmetros a vigorar em 2025	63
2.4	Ajustamentos tarifários de 2023 e 2024	80
2.5	Transferências	85
2.5.1	Valores mensais a transferir pela REN	85
2.5.1.1	Transferências para a Turbogás	85
2.5.1.2	Transferências para o OLMCA	85
2.5.1.3	Transferências para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA	86
2.5.1.4	Transferências para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM	88
2.5.1.5	Transferências para a E-REDES	90
2.5.1.6	Transferências dos Agentes Financiadores dos custos com a Tarifa Social	91
2.5.1.7	Transferências para os Centros Electroprodutores	91
2.5.1.8	Transferências para a E-REDES ao abrigo do Decreto-Lei N.º 74/2013	92
2.5.2	Valores mensais a transferir pela E-REDES	92
2.5.2.1	Transferências para o comercializador de último recurso	92
2.5.2.2	Transferências para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial	95
2.5.3	Transferências das Medidas de contenção tarifária para a E REDES	100

2.6	Amortização e juros da dívida tarifária.....	100
3	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2025.....	103
3.1	Tarifas.....	103
3.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT.....	112
3.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	112
3.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	114
3.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição.....	115
3.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	115
3.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	120
3.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	122
3.4	Tarifas por atividade do Comercializador de Último Recurso.....	126
3.4.1	Tarifa de Energia.....	126
3.4.2	Tarifa de Comercialização.....	127
3.5	Tarifas de Acesso às Redes.....	128
3.6	Opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT.....	133
3.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	137
3.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	144
3.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC.....	146
3.8.2	Isenção de CIEG.....	147
3.8.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo.....	149
3.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de armazenamento.....	155
3.10	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo.....	158
3.11	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica.....	160
3.11.1	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.....	162
3.11.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA.....	167
3.12	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	168
3.13	Tarifas a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo.....	172
3.13.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	173
3.13.2	Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	173
3.13.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.....	174
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.....	174
3.13.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT.....	177

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	178
3.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	178
3.14.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2025	179
3.15	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	182
3.15.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2025	183
3.16	Tarifa Social	186
3.16.1	Tarifa Social de Acesso às Redes a vigorar em 2025	188
3.16.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2025	190
4	PREÇOS E PARÂMETROS DOS SERVIÇOS REGULADOS.....	193
4.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	195
4.1.1	Enquadramento regulamentar	195
4.1.2	Propostas das empresas	196
4.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	197
4.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	199
4.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto)	200
4.1.2.4	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	205
4.1.2.5	Preço de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	207
4.1.3	Preços para 2025	208
4.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	209
4.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	211
4.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (presencial e remoto)	212
4.1.3.4	Equiparação da reposição urgente da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente com o restabelecimento urgente de fornecimento Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	217
4.1.3.5	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	219
4.1.3.6	Preço de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável	220
4.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.....	220
4.2.1	Enquadramento regulamentar	220
4.2.2	Propostas das empresas	221
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	221
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	223
4.2.3	Preços para 2025	224
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	225
4.2.3.2	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	226
4.3	Preços previstos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica	228

4.3.1	Enquadramento regulamentar	228
4.3.2	Propostas das empresas	228
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	228
4.3.2.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo	230
4.3.3	Preços para 2025	232
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	232
4.3.3.2	Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo	233
4.4	Preços e parâmetros previstos no Regulamento da Apropriação Indevida de Energia	235
4.4.1	Enquadramento regulamentar	235
4.4.2	Propostas das empresas	235
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.....	236
4.4.2.2	Consumo médio anual e Desvio padrão.....	237
4.4.3	Preços e parâmetros para 2025.....	240
4.4.3.1	Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência.....	240
4.4.3.2	Consumo Médio Anual e Desvio padrão	242
4.5	Preços previstos no Regulamento Tarifário.....	244
4.5.1	Enquadramento regulamentar	244
4.5.2	Preços para 2025	245
4.5.2.1	Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador.....	245
4.5.2.2	Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio.....	246
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.....	247
5	ANÁLISE DO IMPACTE DS DECISÕES TARIFÁRIAS	251
5.1	Receitas a recuperar nas tarifas do setor elétrico	253
5.1.1	Portugal continental	253
5.1.2	Regiões Autónomas.....	254
5.2	Tarifas por Atividade.....	256
5.2.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	256
5.2.2	Evolução do preço médio entre 2002 e 2025.....	258
5.3	Tarifa de Acesso às Redes.....	264
5.3.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	264
5.3.2	Estrutura do preço médio em 2025.....	268
5.3.3	Evolução do preço médio entre 1999 e 2025.....	272
5.4	Preço médio de referência de Venda a Clientes Finais.....	275
5.4.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	275
5.4.2	Estrutura do preço médio em 2025.....	279
5.4.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2025.....	283

5.5	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	286
5.5.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	286
5.5.2	Estrutura do preço médio em 2025.....	287
5.5.3	Evolução do preço médio entre 1990 e 2025.....	290
5.6	Tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo	294
5.6.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	294
5.6.2	Estrutura do preço médio em 2025.....	295
5.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	298
5.7.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	298
5.7.2	Evolução entre 1990 e 2025.....	300
5.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	304
5.8.1	Evolução do preço médio entre 2024 e 2025.....	304
5.8.2	Evolução entre 1990 e 2025.....	306
5.9	Convergência Tarifária.....	310
5.10	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	315
5.11	Ofertas do mercado liberalizado em BTN.....	318
6	ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SEN.....	323
6.1	Metodologia	323
6.2	Pressupostos	324
6.2.1	Para previsão dos proveitos.....	324
6.2.2	Para previsão dos efeitos tarifários	332
6.3	Resultados	333
6.3.1	Cenários ALTO e BAIXO.....	333
6.3.2	Cenário ADVERSO	341
6.4	Riscos e limitações da análise de sustentabilidade.....	347
	ANEXOS	349
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES	351
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES	353
	ANEXO II SIGLAS.....	359
	ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	365

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.....	5
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	6
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 2001 (sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária)	21
Figura 0-6 – Diferencial de custos de CIEG previstos para 2025 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	23
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 (proveito total e proveito unitário).....	41
Figura 2-4 - Energia e número de clientes	41
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.....	44
Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2004.....	48
Figura 2-8 - Proveitos a recuperar com a UGS – Valores absolutos e unitários	49
Figura 2-9 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente	50
Figura 2-10 – Diferencial de custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida, previstos para 2025	52
Figura 2-11 - Evolução do diferencial de custo da PRG (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	53
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	56
Figura 2-14 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRG previsto para 2025	57
Figura 2-15 - Proveitos a recuperar	59
Figura 2-16 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição – Valores absolutos e unitários.....	60
Figura 2-17 - Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	61
Figura 3-1 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de oito ORD BT, média dos anos 2022 e 2023	138
Figura 3-2 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de sete ORD BT, média dos anos 2022 e 2023.....	139

Figura 3-3 - Faturação de sete ORD BT em 2025, assumindo no cálculo tarifário uma estrutura dos fornecimentos exclusivamente em BTE	140
Figura 3-4 – Faturação dos ORD BT em 2025, assumindo no cálculo tarifário diferentes estruturas de fornecimentos em BT	141
Figura 3-5 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	179
Figura 3-6 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	183
Figura 5-1 - Decomposição da variação de preço médio	252
Figura 5-2 - Evolução do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes.....	257
Figura 5-3 - Evolução do preço médio nas tarifas de Energia e Comercialização	258
Figura 5-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2024).....	263
Figura 5-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	264
Figura 5-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	265
Figura 5-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT	266
Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT	266
Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT	267
Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE	267
Figura 5-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	268
Figura 5-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	269
Figura 5-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	270
Figura 5-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	271
Figura 5-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	272
Figura 5-16 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	273
Figura 5-17 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2024).....	273
Figura 5-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	276
Figura 5-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT	277
Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT	277
Figura 5-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT	278
Figura 5-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE	278
Figura 5-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN	279
Figura 5-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	280

Figura 5-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	281
Figura 5-26 - Preço médio de referência de venda a clientes finais	282
Figura 5-27 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	282
Figura 5-28 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes).....	283
Figura 5-29 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços constantes de 2024).....	284
Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN....	287
Figura 5-31 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2025.....	288
Figura 5-32 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2025..	288
Figura 5-33 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024, decomposto por parcelas	289
Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2025, decomposto por parcelas	290
Figura 5-35 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)	291
Figura 5-36 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2024)	292
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	295
Figura 5-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025	296
Figura 5-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025.....	296
Figura 5-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025, decomposto por parcelas.....	297
Figura 5-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025, decomposto por parcelas	298
Figura 5-42 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	299
Figura 5-43 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA.....	299
Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes).....	301
Figura 5-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2024)	302
Figura 5-46 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	305
Figura 5-47 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	305
Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	307
Figura 5-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2024) ..	308

Figura 5-50 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2024 e 2025	311
Figura 5-51 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2024 e 2025	312
Figura 5-52 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva	313
Figura 5-53 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva	314
Figura 5-54 - Preço médio dos CIEG em 2025, por componente.....	316
Figura 5-55 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2025.....	317
Figura 5-56 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes em 2025.....	318
Figura 5-57 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo	319
Figura 6-1 – Cenário de evolução do consumo de energia elétrica, até 2030.....	326
Figura 6-2 – Previsão da evolução da potência instalada renovável e total na Península Ibérica até 2030.....	328
Figura 6-3 – Projeção dos preços de energia elétrica até 2030.....	329
Figura 6-4 - Projeção dos preços das licenças de CO ₂ até 2030.....	330
Figura 6-5 – Projeção de energia elétrica e preço unitário total de aquisição de energia aos PRG até 2030.....	331
Figura 6-6 – Resultado da evolução dos proveitos totais do SEN até 2030, sem transferência intertemporal de CIEG – Cenários ALTO e BAIXO	334
Figura 6-7 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário ALTO.....	335
Figura 6-8 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário BAIXO	336
Figura 6-9 - Efeito da transferência intertemporal de CIEG em 2025 na trajetória do preço médio RVCF em BTN	337
Figura 6-10 - Trajetória do preço médio RVCF em Portugal continental para a totalidade dos fornecimentos.....	338
Figura 6-11 – Cenários de evolução da dívida tarifária de 2025 a 2028	339
Figura 6-12 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030.....	340
Figura 6-13 – Resultado da evolução do proveito permitido total SEN até 2030, sem transferência intertemporal de CIEG - Cenário ADVERSO e comparação com os cenários ALTO e BAIXO	342
Figura 6-14 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 Cenário ADVERSO com transferência intertemporal de 4 anos	343
Figura 6-15 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 Cenário ADVERSO com transferência intertemporal de 2 anos	344
Figura 6-16 - Trajetória do preço médio RVCF em BTN, no cenário ADVERSO, para diferentes prazos de transferência intertemporal de CIEG em 2025	345
Figura 6-17 – Cenários de evolução da dívida tarifária de 2025 a 2028 Cenário ADVERSO.....	346

Figura 6-18 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030 Cenário ADVERSO	346
--	-----

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2025	3
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2025	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2025	5
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária na variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas em 2025	6
Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2025	8
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2025	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 2025	16
Quadro 0-9 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2025	17
Quadro 0-10 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2023 e previsões para 2024 e 2025	18
Quadro 0-11 – Evolução do deflator do PIB.....	18
Quadro 0-12 - Taxas de remuneração para 2023, 2024 e 2025	19
Quadro 0-13 – Pressupostos Financeiros	19
Quadro 0-14 - Previsões para o custo médio de aquisição de energia elétrica em mercado	20
Quadro 0-15 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2025	22
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	39
Quadro 2-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	40
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 2025	45
Quadro 2-7 – Desagregação do diferencial de custo da PRG entre PRE1 e PRE2	47

Quadro 2-8- Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida do ano 2025.....	58
Quadro 2-9 - Impacte nos proveitos permitidos de 2025 a 2029 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2025 e anteriores.....	59
Quadro 2-10 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos do Agente Comercial.....	81
Quadro 2-11 - Valor dos ajustamentos de 2023 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE	81
Quadro 2-12 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da REN	82
Quadro 2-13 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES.....	82
Quadro 2-14 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	83
Quadro 2-15 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da EDA.....	84
Quadro 2-16 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da EEM	84
Quadro 2-17 - Transferências entre a REN e a Turbogás.....	85
Quadro 2-18 - Transferências entre a REN e a ADENE.....	86
Quadro 2-19 - Transferências da REN para a EDA	87
Quadro 2-20 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	88
Quadro 2-21 - Transferências da REN para a EEM.....	89
Quadro 2-22 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social	90
Quadro 2-23 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social	91
Quadro 2-24 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório	92
Quadro 2-25 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – AUR	93
Quadro 2-26 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – CUR	94
Quadro 2-27 - Transferências da E-REDES para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021	95
Quadro 2-28 - Transferências da E-REDES para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021.....	96
Quadro 2-29 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021 e do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024	96
Quadro 2-30 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021 e do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024	98

Quadro 2-31 - 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 2021 e do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024	99
Quadro 2-32 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024	100
Quadro 2-33 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	102
Quadro 3-1 - Tarifas Reguladas do setor Elétrico	104
Quadro 3-2 - Tarifas Reguladas do setor da Mobilidade Elétrica.....	110
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.....	113
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.....	113
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.....	113
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.....	114
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	115
Quadro 3-8 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	116
Quadro 3-9 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	116
Quadro 3-10 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD	117
Quadro 3-11 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio.....	118
Quadro 3-12 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	118
Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	119
Quadro 3-14 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	119
Quadro 3-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....	120
Quadro 3-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	121
Quadro 3-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	121
Quadro 3-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	123
Quadro 3-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	123
Quadro 3-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	124

Quadro 3-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	124
Quadro 3-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	125
Quadro 3-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	125
Quadro 3-24 - Preços da tarifa de Energia.....	126
Quadro 3-25 - Preços da tarifa de Energia nas várias opções tarifárias.....	127
Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Comercialização.....	128
Quadro 3-27 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	129
Quadro 3-28 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	132
Quadro 3-29 – Valor médio das tarifas de uso das redes em 2024	133
Quadro 3-30 – Fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reativa	133
Quadro 3-31 – Preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes	135
Quadro 3-32 - Preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, repartidos por atividades.....	137
Quadro 3-33 - Estruturas de fornecimento simuladas no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT	141
Quadro 3-34 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2025 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT	142
Quadro 3-35 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	143
Quadro 3-36 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	144
Quadro 3-37 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%	148
Quadro 3-38 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%	149
Quadro 3-39 - 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.....	152
Quadro 3-40 - 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.....	153
Quadro 3-41 - 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.....	154
Quadro 3-42 - 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	156
Quadro 3-43 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT.....	164

Quadro 3-44 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT	164
Quadro 3-45 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT ...	165
Quadro 3-46 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT.....	165
Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção tri-horária, repartidos pelas tarifas por atividade	166
Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção bi-horária, repartidos pelas tarifas por atividade	166
Quadro 3-49 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	167
Quadro 3-50 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	168
Quadro 3-51 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	169
Quadro 3-52 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	173
Quadro 3-53 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .	173
Quadro 3-54 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo	175
Quadro 3-55 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	177
Quadro 3-56 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	180
Quadro 3-57 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	184
Quadro 3-58 - Clientes tarifa social e valor global do desconto	188
Quadro 3-59 - Preços da tarifa Social de Acesso às Redes.....	189
Quadro 3-60 - Preços do desconto da tarifa Social de Acesso às Redes.....	189
Quadro 3-61 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental	190
Quadro 3-62 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	191
Quadro 3-63 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira....	192
Quadro 4-1 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2025.....	197
Quadro 4-2 - Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2025	198
Quadro 4-3 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2025	198
Quadro 4-4 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2025.....	199
Quadro 4-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2025.....	200
Quadro 4-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2025	201

Quadro 4-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EDA para 2025	.203
Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2025	.204
Quadro 4-9 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da E- REDES para 2025205
Quadro 4-10 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA para 2025206
Quadro 4-11 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EEM para 2025207
Quadro 4-12 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2025209
Quadro 4-13 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2025210
Quadro 4-14 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2025211
Quadro 4-15 - Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2025, em Portugal continental, na RAA e na RAM212
Quadro 4-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2025 (MAT)213
Quadro 4-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2025 (AT, MT e BT)214
Quadro 4-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2025215
Quadro 4-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2025216
Quadro 4-20 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2025, em Portugal continental219
Quadro 4-21 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2025, na RAA e RAM219
Quadro 4-22 - Preços de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável para 2025220
Quadro 4-23 - 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 2025222
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 EDA e da EEM para 2025222
Quadro 4-25 - 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 2025223
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 EDA e EEM para 2025224
Quadro 4-27 - 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 2025225

Quadro 4-28 - 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 2025.....	226
Quadro 4-29 - 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 2025	227
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 na RAA e na RAM para 2025	227
Quadro 4-31 - 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 2025	229
Quadro 4-32 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da E-REDES para 2025	230
Quadro 4-33 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da EDA para 2025	231
Quadro 4-34 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo – Proposta da EEM para 2025.....	231
Quadro 4-35 - 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 2025	233
Quadro 4-36 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2025	234
Quadro 4-37 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA e na RAM para 2025	234
Quadro 4-38 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da E-REDES para 2025	236
Quadro 4-39 - Preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da EDA para 2025	237
Quadro 4-40 - Preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da EEM para 2025.....	237
Quadro 4-41 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da E-REDES para 2025	238
Quadro 4-42 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da EDA para 2025	239
Quadro 4-43 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da EEM para 2025	240
Quadro 4-44 - 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 2025.....	241
Quadro 4-45 - Consumo médio anual e desvio padrão em Portugal continental para 2025.....	242
Quadro 4-46 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma dos Açores para 2025...243	
Quadro 4-47 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma da Madeira, em 2025...244	

Quadro 4-48 - Preço aplicável na mudança de comercializador, em 2025.....	246
Quadro 4-49 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, em 2025	247
Quadro 4-50 - 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 2025	249
Quadro 5-1 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2025, em Portugal continental	253
Quadro 5-2 - Receitas a recuperar nas tarifas reguladas no ano 2025, nas Regiões Autónomas.....	255
Quadro 5-3 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100).....	260
Quadro 5-4 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período de regulação.....	261
Quadro 5-5 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão	274
Quadro 5-6 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período de regulação	275
Quadro 5-7 - Evolução real e nominal do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão.....	285
Quadro 5-8 - Variações anuais médias do preço médio de referência de venda a clientes finais, por período de regulação	286
Quadro 5-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (ano 1998 = 100).....	293
Quadro 5-10 - Variações anuais médias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais por período de regulação	294
Quadro 5-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (ano 2002 = 100).....	303
Quadro 5-12 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA, por período de regulação	304
Quadro 5-13 - Evolução real e nominal do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, ano 2002 = 100	309
Quadro 5-14 - Variações anuais médias da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM, por período de regulação	310
Quadro 5-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade.....	319
Quadro 5-16 - Fatura anual no ano 2025 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes.....	321
Quadro 6-1 - Proveitos permitidos das atividades reguladas em 2025 e proveitos de energia e comercialização do mercado liberalizado (ML), antes da aplicação da transferência intertemporal de CIEG	325

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025» fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2025 e integra os seguintes anexos: (i) «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico», (ii) «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2025», (iii) «Caracterização da procura de energia elétrica em 2025» e (iv) «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico».

As tarifas e preços a vigorarem em 2025, 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 Tarifário ¹ em vigor (RT), assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

Nos termos legal e regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, a «Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025». Submeteu, também, 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 (OLMCA), 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 ERSE ² e do artigo 207.º do RT do setor elétrico, em vigor.

O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro ³.

A 16 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.

¹ Aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, conforme alterado pelo Conselho de Administração da ERSE a 16 de dezembro de 2024, cuja publicação se aguarda em Diário da República.

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.

As tarifas para 2025 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, incluindo as transitórias e de fornecimento supletivo em Portugal continental, 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 sequência da operacionalização, em 2024, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT), com os períodos horários definidos de acordo com o ciclo semanal por épocas, apresenta-se um estudo exploratório para avaliar a adequação dos restantes ciclos de contagem em vigor em Portugal continental, a saber o ciclo semanal, o ciclo semanal opcional e o ciclo diário. O estudo é apresentado no capítulo 6 do documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2025».

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, os quais estão estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT) e no Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE).

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

Para caracterizar a evolução das tarifas, o presente documento distingue entre variação anual e variação mensal. A variação anual considera, para cada ano, a informação anualizada das tarifas que estiveram em vigor, incluindo atualizações trimestrais da tarifa de Energia e fixações excecionais de tarifas, caso aplicável ⁴. A variação mensal no início do ano é determinada face às tarifas em vigor no último mês do ano

⁴ Por exemplo, no caso da variação anual entre os anos 2024 e 2025, o valor médio da tarifa do ano 2024 tem em conta a fixação excecional desse ano ([Diretiva n.º 17/2024](#), de 24 de junho), que alterou as tarifas reguladas a partir de 1 de junho de 2024.

anterior. Na ausência de informação específica, as variações tarifárias são apresentadas no referencial anual.

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2025, nos termos previstos no regime jurídico que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) ⁵, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (doravante “tarifas transitórias”) apenas se aplicam aos fornecimentos em baixa tensão normal (BTN), encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT, MT e baixa tensão especial (BTE) ⁶.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação anual das tarifas transitórias em Portugal continental entre 2024 e 2025, que corresponde a um aumento de 2,1%, para os clientes em BTN. Este acréscimo está próximo da variação prevista para o Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) ⁷, o que representa uma variação próxima de zero em termos reais. A variação mensal da tarifa transitória entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 corresponde igualmente a um aumento de 2,1%, para os clientes em BTN.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2025

	Variação anual 2025 / 2024	Variação mensal Jan 2025/Dez 2024
BTN	2,1%	2,1%

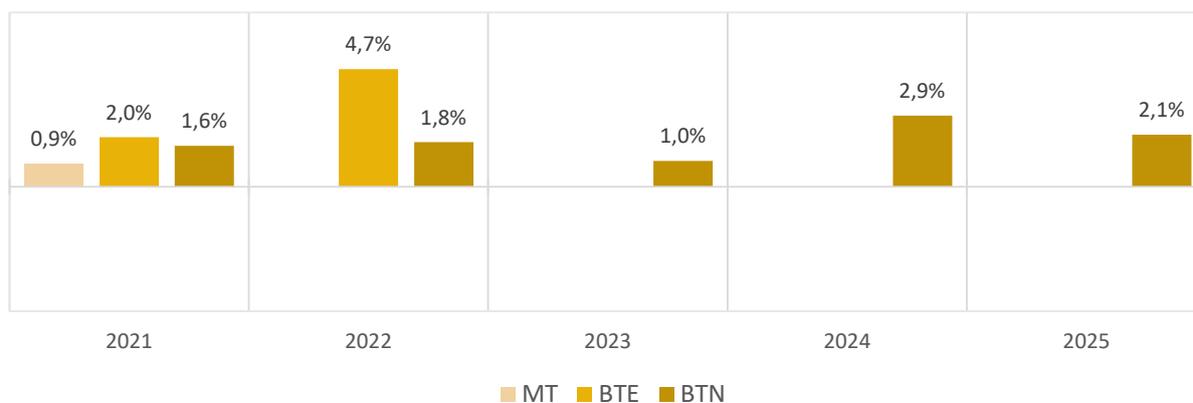
A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias em Portugal continental no período de 2021 a 2025, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

⁵ Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, que transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 e, parcialmente, a Diretiva (UE) 2018/2001.

⁶ 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, o RRC fixa os prazos de permanência no CUR.

⁷ O Banco de Portugal prevê para o ano 2025, no «[Boletim Económico - Outubro 2024](#)», uma variação de 2,0% para o IHPC, enquanto o Conselho das Finanças Públicas, nas «[Perspetivas Económicas e Orçamentais 2024-2028 \(atualização\), setembro 2024](#)», prevê uma variação de 2,2% e o Ministério das Finanças, no «[Relatório do Orçamento do Estado 2025](#)», de outubro de 2024, que acompanhou a Proposta de Lei do Orçamento do Estado de 2025, prevê uma variação de 2,3%.

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



TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelo comercializador de último recurso de cada região autónoma.

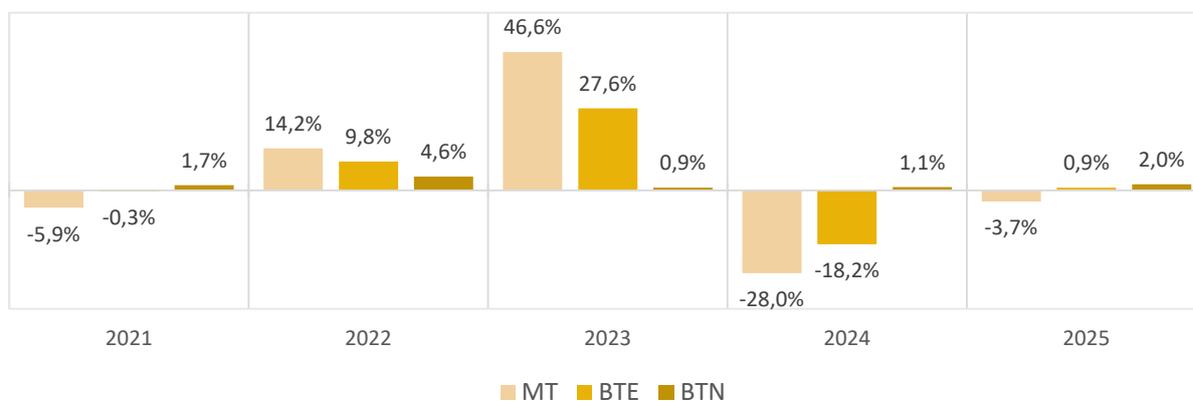
No Quadro 0-2 apresenta-se a variação anual e a variação mensal das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre 2024 e 2025. A variação mensal das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 corresponde a acréscimos de 0,8%, 2,1% e 1,4% em MT, BTE e BTN, respetivamente.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2025

	Varição anual 2025 / 2024	Varição mensal Jan 2025/Dez 2024
MT	-3,7%	0,8%
BTE	0,9%	2,1%
BTN	2,0%	1,4%

A Figura 0-2 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2021 a 2025, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

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



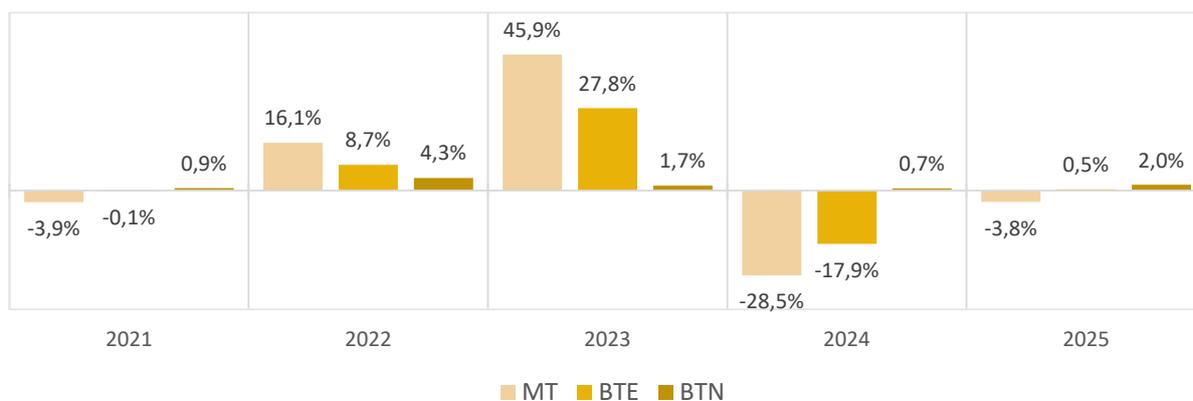
O Quadro 0-3 apresenta a variação anual e a variação mensal das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre 2024 e 2025. A variação mensal das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre dezembro de 2024 e janeiro de 2025 corresponde a acréscimos de 0,8%, 1,5% e 1,4% para MT, BTE e BTN, respetivamente.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2025

	Variação anual 2025 / 2024	Variação mensal Jan 2025/Dez 2024
MT	-3,8%	0,8%
BTE	0,5%	1,5%
BTN	2,0%	1,4%

A Figura 0-3 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2021 a 2025, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

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



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 2025 com as tarifas que seria necessário aprovar para as Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária na variação anual das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas em 2025

	Variação anual 2025/2024	
	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	77,0%	0,3%
Região Autónoma da Madeira	50,7%	0,5%

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

total dos custos em cada área geográfica, situação que teria um impacto significativo em termos de acréscimos nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas, conforme se observa no Quadro 0-4.

TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Nos termos da legislação em vigor, a ERSE aprova as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as quais se aplicam aos fornecimentos de clientes vulneráveis ⁸. Para estas tarifas, em 2025, aplica-se um desconto social de 33,8% face à tarifa transitória ⁹, com valores unitários do desconto iguais para clientes em Portugal continental e nas Regiões Autónomas. O desconto social é igualmente aplicável a consumidores de Portugal continental que se encontrem em mercado liberalizado, uma vez que este é repercutido através da tarifa social de Acesso às Redes.

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 anual e mensal destas tarifas entre 2024 e 2025, por nível de fornecimento, é apresentada no Quadro 0-5.

⁸ 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 estabelecido legalmente, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

⁹ O valor percentual do desconto social é aprovado anualmente por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Para 2025, foi fixada a percentagem de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o imposto de valor acrescentado (IVA), demais impostos, contribuições, taxas e juros de mora que sejam aplicáveis, idêntica aos anos anteriores, através do [Despacho n.º 12371/2024](#), de 18 de outubro.

Quadro 0-5 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2025

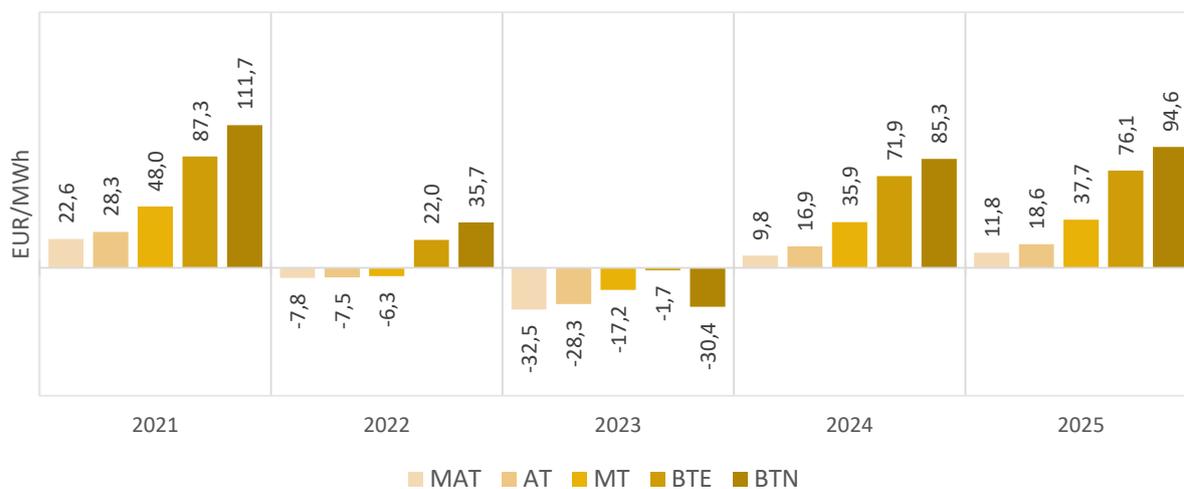
	Variação anual 2025 / 2024	Variação mensal Jan 2025/Dez 2024
MAT	14,5%	-3,9%
AT	9,2%	-7,3%
MT	5,4%	-9,1%
BTE	6,3%	-7,7%
BTN	11,8%	-3,6%

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 política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG). Em variação mensal, estas tarifas decrescem, em sentido oposto à variação anual. Tal decorre da fixação excecional de tarifas de 2024, que permitiu assegurar a estabilidade tarifária face ao contexto de volatilidade e incerteza observada nos mercados grossistas de eletricidade desde o início desse ano. A fixação excecional procedeu a uma atualização de CIEG que conduziu a tarifas de Acesso às Redes, de junho a dezembro de 2024, superiores às que vigoraram no início de 2024 e, também, superiores às que agora se aprovam para 2025.

A Figura 0-4 ilustra os preços médios ¹⁰ das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2021 a 2025, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Conforme se ilustra na figura, o nível tarifário em 2025, apesar de aumentar face a 2024, continua a ser inferior ao do ano de 2021, último ano antes de as tarifas de Acesso às Redes terem começado a apresentar valores negativos.

¹⁰ Os preços médios de 2022, 2023 e 2024 consideram o efeito das fixações excecionais que ocorreram nesses anos.

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. A conjugação destas tarifas resulta nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais ¹¹. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações anuais das tarifas por atividade em Portugal continental.

¹¹ A tarifa de Acesso às Redes é obtida pela soma das tarifas de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição e de Uso Global do Sistema. A tarifa de Venda a Clientes Finais incorpora a tarifa de Acesso às Redes e as tarifas de Energia e de Comercialização.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2025

	Variação anual 2025 / 2024
Tarifa de Energia	-8,2%
Tarifa de Uso Global do Sistema	21,2%
Tarifas de Uso de Redes	1,4%
Uso da Rede de Transporte	3,4%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-1,2%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-1,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	2,2%
Tarifas de Comercialização	26,2%

Da leitura do quadro supra, destaca-se o decréscimo da tarifa de Energia (-8,2%), em base anual, resultado da diminuição dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia, e os acréscimos das tarifas de Comercialização (+26,2%) e de Uso Global do Sistema (+21,2%). Em relação a esta última, importa referir que a respetiva variação mensal é negativa, tendo em conta os valores em vigor desde junho de 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, dos serviços de ativação das instalações eventuais, que inclui a ligação e desligação da instalação à rede, e o preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável.

A fixação dos preços para 2025 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 incorridos. No entanto, é necessário assegurar que as atualizações de preços não sejam bruscas e que garantam a equidade entre os consumidores passados e futuros e, nesse sentido,

a variação dos preços é limitada a 10,0% face aos preços em vigor para 2024, por forma a promover o gradualismo na aproximação entre os preços e os custos de cada serviço.

Deste modo, e tendo por base as propostas submetidas à ERSE por parte dos operadores das redes e comercializadores de último recurso ¹², são fixados, para 2025, os seguintes preços dos serviços regulados previstos no RRC:

- Em Portugal continental, os preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e os preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais registam aumentos até 10,0%. No que respeita ao preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, determina-se que o mesmo é nulo, à semelhança de 2024.
- 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 aumentam de acordo com o valor do deflator implícito no consumo privado para 2025, cuja previsão atual é de 2,2% ¹³.
- 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 2024.

Adicionalmente, clarifica-se que se considera que, na reposição urgente da potência contratada, após redução por facto imputável ao cliente, possa ser cobrado pelo operador de rede ao comercializador do cliente o preço correspondente do adicional de urgência estabelecido para o restabelecimento urgente do fornecimento de energia, tanto na modalidade remota como presencial.

Nos termos estabelecidos no RSRI, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão ¹⁴, 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.

¹² Foram recebidas propostas da E-Redes, da EDA, da EEM e da SU Eletricidade.

¹³ «[European Economic Forecast – Autumn 2024](#)», tabela 16.

¹⁴ Foram recebidas propostas da E-Redes, da EDA e da EEM.

Deste modo, a ERSE determina, para os preços dos serviços regulados previstos no RSRI, as seguintes evoluções para 2025:

- Em Portugal continental, os preços para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes aumenta 6,2% e o preço para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes aumenta 4,0%.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, os preços sofrem um aumento de acordo como o deflator implícito no consumo privado para 2025, cuja previsão atual é de 2,2%.

Nos termos estabelecidos no RAC, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição ¹⁵, 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 2025, o seguinte:

- Em Portugal Continental, o preço de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento em autoconsumo aumenta 0,8% face ao ano de 2024. Quanto ao preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo, é aplicado um limite de 10,0%, pelas razões já invocadas.
- Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, equipara-se ao aumento de 0,8%, previsto para Portugal continental, uma vez que o valor em 2024 foi estabelecido por equiparação com Portugal continental e a proposta das empresas consiste na mera atualização do valor.

Nos termos estabelecidos no RAIE, a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição ¹⁶, 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.

¹⁵ Foram recebidas propostas da E-Redes, da EDA e da EEM.

¹⁶ Foram recebidas propostas da E-Redes, da EDA e da EEM.

Deste modo, relativamente aos serviços regulados previstos no RAIE, a ERSE determina o seguinte, a vigorar em 2025:

- Em Portugal Continental, o preço relativo à deteção e tratamento de anomalias regista um aumento de 0,8% face a 2024.
- Nas Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, equipara-se o preço ao de Portugal Continental, uma vez que o valor em 2024 foi estabelecido por equiparação com Portugal continental e a proposta das empresas, no caso da Região Autónoma dos Açores, resulta em aumentos significativos e, no caso da Região Autónoma da Madeira, consiste na mera atualização do valor.

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 2025:

- Para o preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador, uma variação, face ao ano anterior, de -10,6%.
- Para os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, uma variação, face ao ano anterior, de 25,9% em MAT, 1,3% em AT, -2,7% em MT e 3,9% em BT.
- Para o preço da componente fixa da tarifa de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores, uma variação de acordo com o deflator implícito no consumo privado para 2025, cuja previsão atual é de 2,2%.

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 2024 e 2025 foram considerados os valores totais de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-REDES, em junho de 2024. Os valores previstos pela E-REDES refletem as incertezas associadas ao contexto macroeconómico e aos efeitos da transição energética a nível nacional e europeu. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa no exercício de previsão da procura, que não deixa, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa e para a evolução do setor elétrico. Para a obtenção dos consumos referidos à emissão, em ambos os anos, consideram-se 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 2024 e 2025.

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 2023, 2024 e 2025, assim como as respetivas variações anuais.

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

Unidade: GWh

	Real 2023	Estimativa 2024	Tarifas 2025
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	50 710	51 582	52 179
(Variação média anual)	0,7%	1,7%	1,2%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 953	4 928	5 035
Perdas/Fornecimentos	10,8%	10,6%	10,7%
Fornecimentos a Clientes	45 891	46 637	47 127
(Variação média anual)	1,0%	1,6%	1,1%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	931	949	958
(Variação média anual)	3,1%	1,9%	1,0%
Perdas na Rede	73	74	75
Perdas/Fornecimentos	8,6%	8,5%	8,5%
Fornecimentos a Clientes	856	873	881
(Variação média anual)	3,1%	1,9%	1,0%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	836	850	857
(Variação média anual)	1,5%	1,7%	0,8%
Perdas na Rede	47	49	50
Perdas/Fornecimentos	6,0%	6,2%	6,3%
Fornecimentos a Clientes	786	795	800
(Variação média anual)	2,6%	1,2%	0,5%

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 2024 e 2025. A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se detalhada no documento «Caraterização da procura de energia elétrica em 2025», 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 2025, por atividade, em Portugal continental.

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico» analisam-se as metodologias de cálculo destes proveitos e os principais fatores que determinaram a sua definição para 2025.

Quadro 0-8 - Proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas em Portugal continental em 2025

Unidade: Milhares de euros

		T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	T2025	Diferença T2025-T2024 (Dez2023)	Diferença T2025-T2024 (Mai2024)
1a = (I)						
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT		41 358	41 358	46 463	5 105	5 105
(i)	Custos de gestão do sistema	41 358	41 358	46 463	5 105	5 105
	dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT	674	41 358	744	70	-40 613
1b = (i)+(ii)-(iii)		623 340	624 246	253 467	-369 874	-370 780
(i)	Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	11 972	-278 942	-285 005
(ii)	Outros CIEG ao nível do ORT	332 427	327 270	241 495	-90 932	-85 775
(iii)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0	0	0
1 = 1a + 1b	(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	664 698	665 604	299 929	-364 768	-365 674
2a = (I) - (II)						
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)		562	562	429	-133	-133
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC	520	520	469	-51	-51
(ii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I	-42	-42	41	82	82
2b = (i)+(ii)+(iii)+(iv)+(v)-		-155 122	814 892	1 021 783	1 176 905	206 891
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	916 293	1 795 930	1 294 422	378 128	-501 509
(ii)	CMEC	85 888	85 888	85 175	-712	-712
(iii)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-38 331	166 177	168 728
(iv)	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0	-139 353	-139 353
(v)	Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	-300	-300	118	418	418
(vi)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	1 095 562	1 002 634	373 971	-721 591	-628 663
(vii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-3 714	-3 714	-54 370	-50 656	-50 656
2 = 2a + 2b	(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	-154 561	815 454	1 022 212	1 176 772	206 758
A = 1 + 2	Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	510 137	1 481 058	1 322 141	812 004	-158 916
Uso da rede de Transporte						
3	Uso da rede de transporte ORT	357 159	357 159	372 057	14 898	14 898
4	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	5 951	5 951	7 063	1 113	1 113
B = 3 - 4	Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	351 208	351 208	364 993	13 785	13 785
Uso da Rede de Distribuição						
5	Total dos proveitos em AT/MT	409 615	409 615	408 303	-1 312	-1 312
6	Total dos proveitos em BT	693 472	693 472	725 609	32 136	32 136
C = 5 + 6	Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 103 087	1 103 087	1 133 912	30 824	30 824
Comercialização do CUR						
7	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	49	49	131	82	82
8	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	226	226	404	178	178
9	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	25 092	25 092	26 445	1 354	1 354
D = 7 + 8 + 9	Proveitos da Comercialização	25 367	25 367	26 980	1 614	1 614
Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)						
10	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	335 105	250 512	207 581	-127 524	-42 931
11	Custos com serviços do sistema e acerto de contas	13 740	10 099	20 691	6 950	10 592
12	Custos de funcionamento	3 073	3 073	3 625	552	552
E = 10 + 11 + 12	Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	351 919	263 684	231 896	-120 022	-31 788
F = A+B+C+D+E	Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	2 341 718	3 224 404	3 079 923	738 205	-144 481
G	Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-129 850	-129 768	-117 298		
H = F + G	Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	2 211 868	3 094 636	2 962 625	750 756	-132 011

O Quadro 0-9 sintetiza os proveitos permitidos em 2025, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-9 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2025

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2025 (3) = (1) - (2)
EDA	243 413	105 486	137 927
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.	190 381	82 354	108 028
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 475	21 188	24 287
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 557	1 945	5 612
EEM	233 417	77 726	155 691
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.	175 818	55 202	120 616
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	51 483	22 973	28 510
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 116	-449	6 565
Total nas Regiões Autónomas	476 830	183 212	293 618

Os pontos seguintes apresentam, de uma forma resumida, os principais fatores que determinam os proveitos a recuperar pelas tarifas em 2025.

PRESSUPOSTOS ECONÓMICOS E FINANCEIROS

O atual contexto macroeconómico da economia portuguesa e da zona do euro é caracterizado por uma redução da taxa de inflação, para valores próximos do *target* (2%) do Banco Central Europeu (BCE), e das taxas de juro. Ao nível do crescimento económico português, instituições nacionais e internacionais estimam um crescimento entre 1,6% e 1,9% para 2024. Para 2025, preveem um aumento da atividade económica nacional entre os 1,9% e os 2,4%, sustentado pela procura interna, pelas exportações e pelo dinamismo do investimento. Os riscos para estes cenários persistem ligados ao agravamento das tensões geopolíticas e a possíveis fragmentações do comércio global.

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 2025».

**Quadro 0-10 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2023
e previsões para 2024 e 2025**

	2023	2024P	2024P						2025P	2025P					
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	CFP	FMI	OCDE	CE	MF	Banco de Portugal	Média das previsões	CFP	FMI	OCDE	CE	MF	Banco de Portugal
PIB	2,5	1,7	1,8	1,9	1,7	1,7	1,8	1,6	2,1	2,4	2,3	2,0	1,9	2,1	2,1
Consumo privado	2,0	2,2	1,8	1,7	2,7	2,5	1,8	2,5	2,1	2,5	1,9	2,0	2,1	2,0	2,3
Consumo público	0,6	1,7	1,5	2,1	1,2	1,5	2,6	1,0	1,5	2,4	2,3	1,6	1,3	1,2	0,9
Investimento	3,6	1,9	2,0	3,5	1,0	0,8	3,2	0,8	4,3	8,7	3,9	5,2	3,7	3,5	5,4
Exportações	3,5	3,4	3,6	2,8	4,2	3,8	2,5	3,8	3,2	2,8	3,0	3,3	3,0	3,5	3,3
Importações	1,7	4,2	3,6	3,3	5,6	4,6	2,9	4,5	3,9	5,0	2,9	4,6	4,1	3,5	4,4
Inflação (IHPC)	5,3	2,6	2,7	2,5	2,7	2,6	2,6	2,6	2,2	2,2	2,1	2,2	2,1	2,3	2,0
Deflator do PIB	6,9	3,7	4,7	2,8	4,2	3,8	3,1	4,5	2,6	2,7	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9
Desemprego (% população ativa)	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4	6,4	6,7	6,6	6,4	6,4	6,4	6,3	6,4	6,5	6,4

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2024; CE – *Autumn 2024 Economic Forecast*, novembro 2024; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2024-2028, setembro 2024; FMI - Article IV, outubro de 2024; OCDE - Economic Outlook 2024 2.ª publicação, dezembro de 2024; Ministério das Finanças (MF) – Plano orçamental 2024-2028, outubro de 2024.

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

Quadro 0-11 – Evolução do deflator do PIB

	CE	OCDE	FMI	BdP	CFP
2024	3,8	4,2	2,8	4,5	4,7
2025	2,5	2,4	2,4	2,9	2,7

Unidade: %

Fonte: CE - Previsões económicas, novembro de 2024; FMI Article IV, outubro de 2024; OCDE – Economic Outlook 2024 2ª publicação, dezembro de 2024; BdP – Boletim Económico, outubro de 2024; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2024-2028 (atualização), setembro 2024.

O IPIB estimado para 2025, definido de acordo com o RT em vigor, corresponde à previsão da Comissão Europeia para o ano de 2024, cujo valor é de 3,8%.

As taxas de remuneração a aplicar nas respetivas atividades reguladas em 2023, 2024 e 2025, cujos valores dependem do mecanismo de indexação às *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos e, consequentemente, do contexto macroeconómico, em particular da taxa de inflação, são apresentadas no Quadro 0-12.

Quadro 0-12 - Taxas de remuneração para 2023, 2024 e 2025

Unidade: %

	2023		2024		2025
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE ¹ , CVEE FC, Comercialização, CVEE PRG e CVEE PREAC	5,05%	5,57%	5,57%	5,53%	5,53%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ , GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	4,75%	5,27%	5,27%	5,23%	5,23%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ a custos de referência	5,50%	6,02%	6,02%	5,98%	5,98%
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 2025, são apresentadas no Quadro 0-13:

Quadro 0-13 – Pressupostos Financeiros

Unidade: %

	2025
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2023, para cálculo dos ajustamentos de 2023	3,869
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2024, para cálculo dos ajustamentos de 2023 e de 2024	3,385
<i>Spread</i> no ano 2023 para cálculo dos ajustamentos de 2023	0,500
<i>Spread</i> no ano 2024 para cálculo dos ajustamentos de 2023 e de 2024	0,450
Taxa de remuneração aplicável ao diferimento de CIEG, referente a tarifas de 2025	3,427

Fonte: ERSE

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2025» 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 revê em alta as previsões para o preço de energia elétrica no mercado grossista para 2024, face ao exercício tarifário excecional de maio. As previsões consideram os valores reais disponíveis até 30 de novembro e as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2024 e 2025, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, sendo apresentadas no Quadro 0-14. Estas previsões são explicadas em detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico».

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

		2023	2024P em T2024 (Dez. 2023)	2024P em T2024 (Mai. 2024)	2024E em T2025	2025P em T2025
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	88,27	88,30	46,02	61,09	73,41
B	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	192,51	120,10	103,85	100,55	68,56
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	33%	26%	43%	53%	37%
$D = Ax(1-C) + BxC$	Custo médio unitário de aquisição de energia elétrica CUR com leilões (EUR/MWh)	122,80	96,50	71,16	82,06	71,62
E	Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	5,70	2,46	4,15	3,00	1,98
$F = (A+E) \times (1-C) + BxC$	Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	126,61	98,32	73,50	83,46	72,88
G	Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	4,52	0,72	0,38	1,39	1,60
H	Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	5,14	3,31	2,59	5,47	5,66
$I = Ex(1-C) + G + H$	Acerto CUR para preço de mercado base e outros custos (EUR/MWh)	13,47	5,86	5,31	8,27	8,52
J = D + I	Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	136,27	102,35	76,46	90,32	80,14

Nota: A média do preço médio de mercado é com base nos preços do mercado diário.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

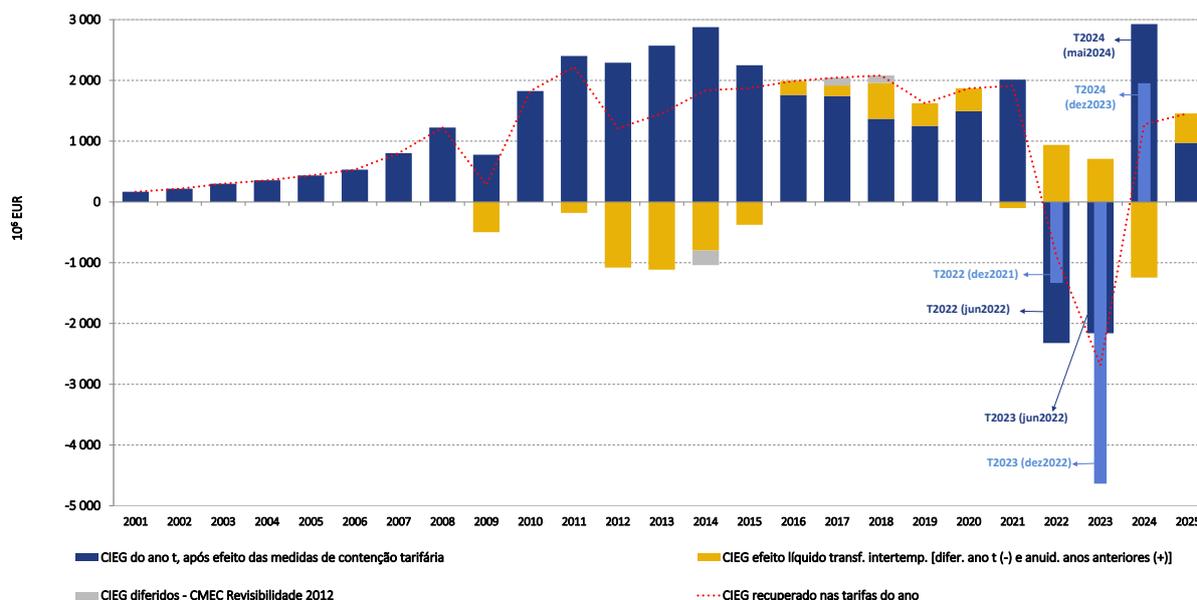
CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Os CIEG condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 2001. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos de CIEG. Os fluxos associados a estes diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos no

próprio exercício tarifário, a pagar no futuro, e os montantes das anuidades relativas a diferimentos de CIEG de exercícios tarifários anteriores.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2001 (sem medidas de sustentabilidade dos mercados e de estabilidade tarifária)



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 nos anos de 2024 e de 2025, 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.

O aumento do preço de energia elétrica nos mercados grossistas previsto para 2025, face ao definido para o exercício tarifário de 2024 ¹⁷, e a redução dos ajustamentos de anos anteriores a recuperar em 2025, face ao respetivo valor a recuperar em tarifas de 2024, fez diminuir o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG). No que se refere à PRG, é ainda de relevar a menor quantidade de produção a adquirir a esses produtores prevista para 2025, comparativamente a 2024, que sinaliza, de forma mais vincada, a tendência de decréscimo das aquisições pelo Agregador de Último Recurso (AUR) a estes produtores, por fim do prazo dos respetivos regimes de remuneração garantida. Acresce a este efeito a redução significativa do CIEG associado ao diferencial de custo do CAE, devido ao término, em março de

¹⁷ Valor médio ponderado entre a fixação de tarifas para 2024 em dezembro de 2023 e a fixação excecional de maio de 2024.

2024, do último CAE não cessado. A redução deste CIEG foi apenas parcialmente compensada pelo reconhecimento dos custos com a solução transitória para a central da Tapada do Outeiro, da Turbogás.

Em sentido contrário, a parcela correspondente ao valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEG contribuiu para o aumento dos CIEG a recuperar em tarifas de 2025, sobretudo porque o valor de CIEG a diferir em 2025 (274 milhões de euros) é significativamente inferior ao valor diferido em tarifas de 2024 (1 717 milhões de euros).

Quadro 0-15 - Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2025

		Unidade: 10 ³ EUR			T2025/ T2024 (Dez2022)	T2025/ T2024 (Jun2023)
		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Mai2024)	Tarifas 2025		
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11	Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proventos	3 040 915	3 921 540	1 337 015	-1 703 900	-2 584 525
1	Diferencial de custo da PRG	2 160 357	3 039 994	810 417	-1 349 939	-2 229 576
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	85 888	85 888	85 175	-712	-712
3	Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	11 972	-278 942	-285 005
4	Solução transitória para a Tapada do Outeiro			29 927	29 927	29 927
5	Rendas de concessão da distribuição em BT	301 640	301 640	307 186	5 546	5 546
6 = 6a + 6b	Sobrecusto da RAA e da RAM	315 161	310 004	183 212	-131 949	-126 792
6a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	145 009	147 609	105 486	-39 522	-42 123
6b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	170 152	162 394	77 726	-92 426	-84 669
7	Terrenos das centrais	11 333	11 333	11 072	-261	-261
8	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	15 581	15 581	15 581
9	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0	-5 139	-5 139
10	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	-230	-564	-564
11	Tarifa Social	-129 850	-129 768	-117 298	12 551	12 470
B = 12 + 13 + 14	Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-65 455	-68 006	-38 213	27 242	29 793
12 = 12a + 12b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0	-139 353	-139 353
12a	Custos ou proventos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	103 190	103 190	0	-103 190	-103 190
12b	Custos ou proventos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 163	36 163	0	-36 163	-36 163
13 = - (13a + 13b + 13c)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-38 331	166 177	168 728
13a	Aditividade tarifária	581	581	0	-581	-581
13b	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	49 689	49 689	7 474	-42 215	-42 215
13c	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	154 239	156 790	30 857	-123 382	-125 933
14 = 14a + 14b + 14c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-300	-300	118	418	418
14a	em NT	-6	-6	381	387	387
14b	em BTE	-25	-25	-13	12	12
14c	em BT	-269	-269	-250	19	19
C = 15	Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alisamentos)	-1 244 063	-1 244 063	484 004	1 728 068	1 728 068
15	Alisamento do diferencial de custo da PRG	-1 244 063	-1 244 063	484 004	1 728 068	1 728 068
D = A + B + C	Total CIEG e Sustentabilidade repercutidos nas tarifas de 2025	1 731 397	2 609 471	1 782 806	51 409	-826 664

Notas: 1) Com exceção das receitas com garantias de origem, nas Tarifas de 2024 e de 2025, o diferencial de custo da PRG não inclui as medidas de contenção tarifária, que passaram a ser deduzidas ao nível dos proventos a recuperar pela parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nos termos do RT em vigor.

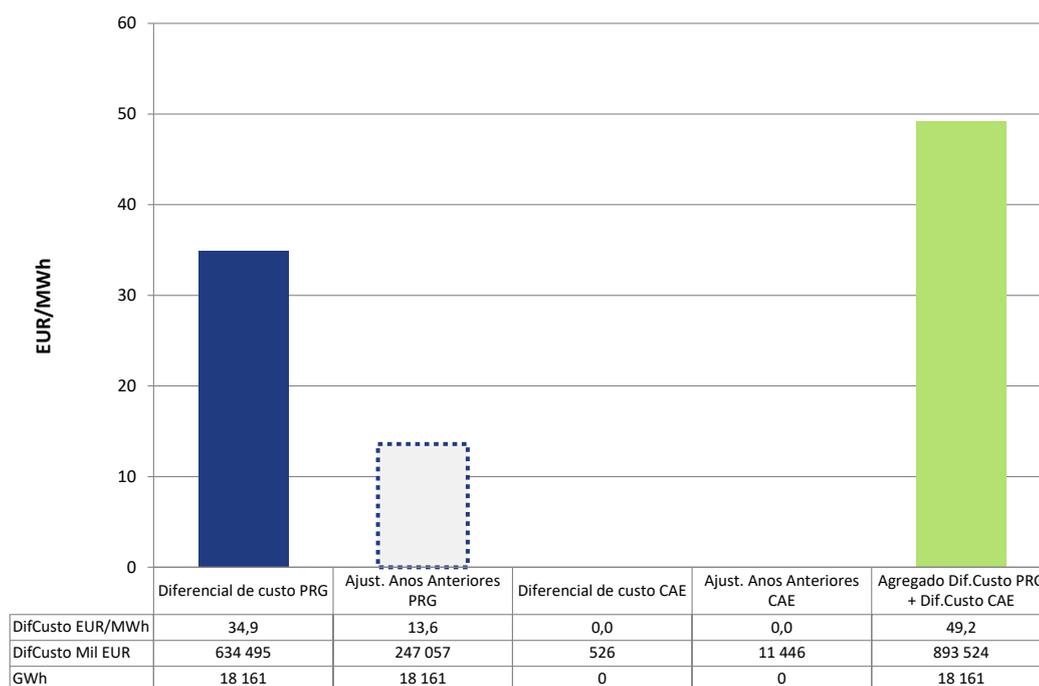
2) Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, os custos com a ERSE e com a AdC deixaram de ser considerados CIEG. Neste novo contexto legal e regulamentar, foi também criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo explicitados nos quadros os valores associados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

3) A repercussão tarifária das medidas de estabilidade previstas no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, terminou em 2024.

Na Figura 0-6 apresentam-se os custos de CIEG, nomeadamente os associados à PRG, por unidade prevista produzir em 2025¹⁸. Esta figura distingue o diferencial de custo previsto para 2025 do diferencial de custo associado à recuperação dos ajustamentos de anos anteriores. No que respeita ao diferencial de custo dos CAE, nota-se que a central da Turbogás esteve ao abrigo deste regime remuneratório até 29 de março de 2024, motivo pelo qual a análise do diferencial de custo CAE para 2025 só pode ser feita em valor absoluto e não de forma unitária, por não estar prevista produção de energia elétrica em 2025 associada ao CAE.

O CIEG associado à PRG é positivo em 2025 o que resulta de os preços no mercado grossista serem inferiores às respetivas tarifas garantidas, existindo também uma componente de ajustamentos, que resulta maioritariamente de desvios dos preços de energia elétrica no mercado grossista face às previsões efetuadas nos exercícios tarifários anteriores.

Figura 0-6 – Diferencial de custos de CIEG previstos para 2025 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: Não inclui i) os custos de funcionamento, ii) outros custos e proveitos do AUR (receitas com garantia de origem e receitas com ganhos e perdas com titularizações) para o ano de 2025, iii) o efeito das transferências intertemporais de proveitos.

¹⁸ Produções previsionais de 2025 usadas no cálculo tarifário da produção com remuneração garantida.

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 geral¹⁹, deduzidas aos proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD.

Estas medidas e a forma como são repercutidas no sistema tarifário são descritas nos documentos «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico» e «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2025».

No Quadro 0-16 apresentam-se as medidas de contenção tarifária incluídas nas tarifas para 2025, bem como os valores estimados para 2024 e os correspondentes valores previstos nas tarifas para 2024, fixadas em dezembro de 2023 e fixadas excecionalmente em maio de 2024. 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 2023, o valor previsto nas tarifas de 2023, quer as publicadas em dezembro de 2022, quer as publicadas em junho de 2023, e o valor real ocorrido nesse ano para cada medida.

¹⁹ No entanto, as receitas das vendas de Garantias de Origem, por estarem diretamente relacionadas com a produção renovável transacionada pela atividade de CVEE PRG do AUR, são consideradas ao nível dos proveitos desta atividade.

Quadro 0-16 - Medidas de contenção tarifária

Unidade: Milhares de euros

	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	2023 estim (Tarifas 2024)	2023 real	T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	2024 estim (Tarifas 2025)	Tarifas 2025
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	19 895	19 895	19 895	19 895	-2 222	-2 222	-2 222	44 842
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE), excluindo transferências adicionais	363 690	363 690	433 056	436 010	463 190	370 262	328 442	350 110
Transferência para o SEN proveniente da CESE	124 750	124 750	125 000	125 000	63 495	63 495	63 495	52 960
Afetação extraordinária ao SEN (saldos de gerência FA, FSSSE e ERSE, outras verbas decididas pelo Governo)	500 000	500 000	500 000	500 000	566 000	566 000	566 000	0
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	0	3 447	3 447	0	0	3 446	0
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO ₂ aos centros eletroprodutores	5 053	5 053	0	5 053	5 099	5 099	5 099	6 109
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	44 546	44 546	128 251	105 114	125 358	125 358	30 668	45 310
TOTAL medidas de contenção tarifária	1 057 934	1 057 934	1 209 649	1 194 519	1 220 920	1 127 992	994 928	499 331

Notas: 1) Este quadro apresenta o valor das medidas de contenção tarifária em cada momento de definição dos proveitos permitidos, não incluindo o ajustamento de t-1 dos proveitos decorrentes destas medidas, que a partir de 2025 passa a ser recuperado na atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte ao nível da E-REDES.

2) Nas Tarifas de 2024 e de 2025, 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.

DÍVIDA TARIFÁRIA

O serviço da dívida tarifária decorre, maioritariamente, de montantes de CIEG cuja recuperação nas tarifas foi adiada. Até 31 de dezembro de 2024, foram totalmente liquidados os montantes associados ao diferencial de custo da PRG de 2020 e ao défice de 2009. Em 2025 mantêm-se em dívida os valores remanescentes do diferimento do diferencial de custo da PRG de 2021 e de 2024.

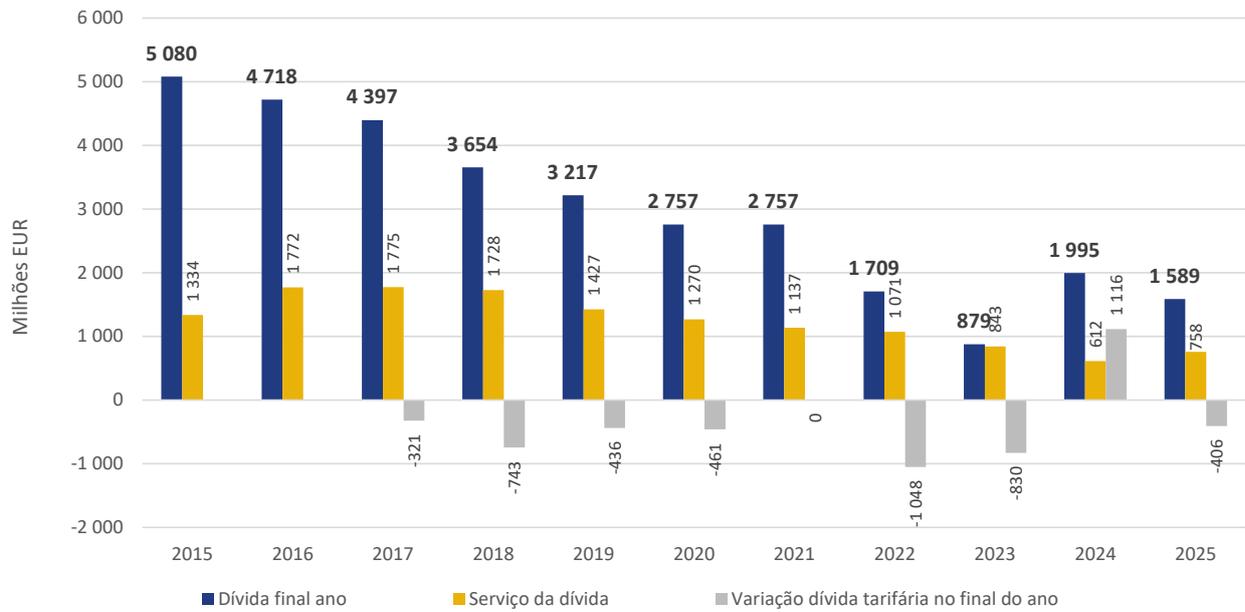
Adicionalmente, a dívida em 2025 incluirá ainda uma parcela resultante do diferimento em 4 anos do sobrecusto da aquisição da produção com remuneração garantida, no montante de 274 milhões de euros. Esta opção sobre o prazo do diferimento é suportada na análise de sustentabilidade económica do SEN detalhada no capítulo 6.

Em 2025 será retomada a trajetória de redução da dívida tarifária, uma vez que o valor da dívida criada com o diferimento do sobrecusto da PRG de 2025 é inferior ao serviço da dívida anterior a 2025, obtendo-se uma redução da dívida de 406 milhões de euros.

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



Fonte: ERSE

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário em vigor (RT) submeteu, a 15 de outubro de 2024, 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 2025”. 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 2025.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2025 têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2023, estimados para 2024 e previstos para 2025, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- Agente Comercial²⁰;
- REN - Rede Elétrica Nacional;
- ADENE;
- E-REDES;
- SU Eletricidade;
- Electricidade dos Açores;
- Empresa de Electricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2025.

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

²⁰ O registo da fusão da REN Trading com a REN Elétrica, extinguindo-se a primeira por incorporação, ocorreu a 19 de novembro de 2024.

No capítulo 2 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2025, designadamente são apresentados os proveitos permitidos a recuperar para cada atividade das empresas reguladas, os parâmetros que vigoram em 2025, 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 preços das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2025.

No capítulo 4 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no RRC, no RSRI, no RAC, no RAIE e no RT, para vigorarem em 2025.

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, numa perspetiva de sustentabilidade económica do SEN.

2 PROVEITOS E OUTROS FLUXOS FINANCEIROS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas do Agente Comercial, 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 2025», «Caracterização da procura de energia elétrica em 2025» e «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico». As metodologias de regulação aplicáveis em 2025 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 as 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 permitidos 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 metodologias do tipo *price cap*, em que os proveitos permitidos variam com o nível de atividade, ou do tipo *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 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 sobre o nível adequados dos custos; a falta de incentivos para que a administração das empresas reguladas minimize os custos e melhore os serviços, 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. Visa 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>); 	<ul style="list-style-type: none"> Empresas retêm/suportam uma parte dos ganhos/perdas decorrentes de terem/ou não conseguido atingir os objetivos definidos pelo regulador. A calibração dos parâmetros (metas, fatores de partilha dos resultados, drivers de custos) é geradora de riscos porque pode gerar ganhos ou perdas excessivas.

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 TOTEX²¹, 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.

²¹ Total expenditure: capital expenditure (CAPEX) + Operational Expenditure (OPEX).

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 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 metodologias aplicadas no 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
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. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. Ajustamento provisório do CAPEX e da convergência tarifária das Regiões Autónomas.	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; h) Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG.		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

* Até 19 de novembro realizada pela REN Trading, desde então pela REN.

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. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	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. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	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. Ajustamento provisório do CAPEX.	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.		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.		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
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade. 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 Eléctrica	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 Eléctrica	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

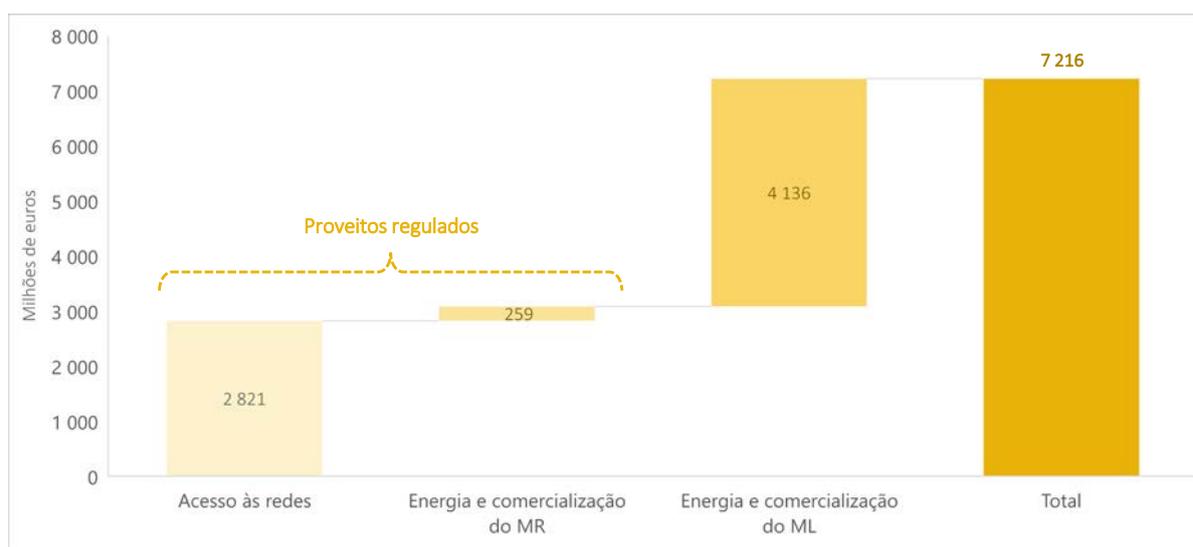
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos específicos	Recuperação dos proveitos
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do 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 2025

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 setor²².

Figura 2-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Nota: os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 117 10⁶EUR.

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

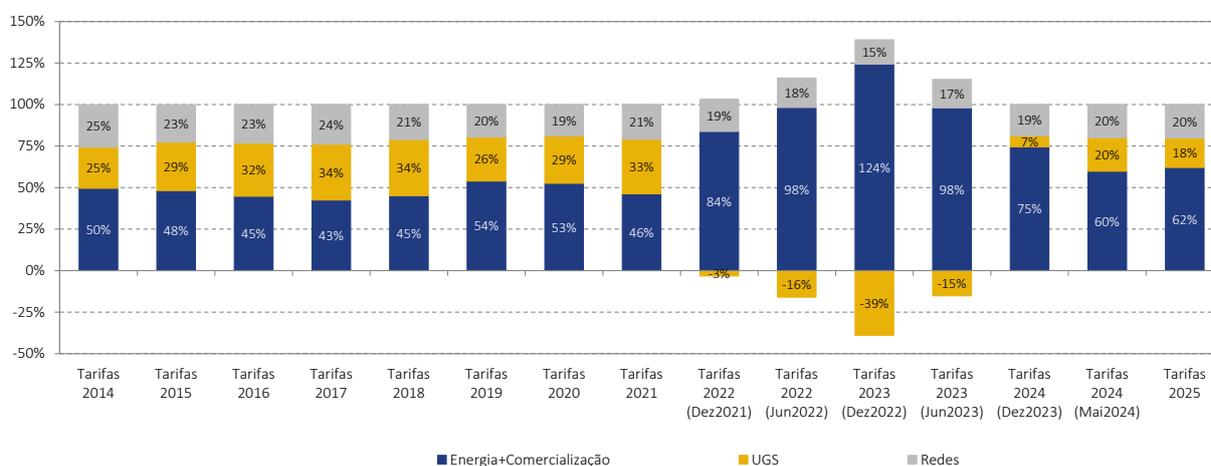
²² A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

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.

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 tarifa de redes são recuperados os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na tarifa de UGS são recuperados os proveitos com a atividade de Gestão Global do Sistema e com os CIEG.

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, 2023 e 2024, nos meses de dezembro de 2021, de 2022 e de 2023 e as suas atualizações extraordinárias, nos meses de junho de 2022 e de 2023 e de maio de 2024. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destacam-se, para 2025, a estabilização da estrutura de custos em linha com um contexto de maior normalidade relativamente à evolução dos preços das *commodities*, face às fixações de tarifas de 2022, de 2023 e, em menor medida, de 2024.

Figura 2-2 - Estrutura dos custos por atividade



2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2025 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 2-3) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da

Madeira (Quadro 2-4) para 2025, comparando com os considerados para tarifas de 2024, quer na previsão inicial de dezembro de 2023, quer na atualização extraordinária em maio de 2024.

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

		T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	T2025	Diferença T2025-T2024 (Dez2023)	Diferença T2025-T2024 (Mai2024)
Unidade: Milhares de euros						
1a = (i)	Uso Global do Sistema do ORT					
(i)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 358	41 358	46 463	5 105	5 105
	Custos de gestão do sistema	41 358	41 358	46 463	5 105	5 105
	dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT	674	41 358	744	70	-40 613
1b = (ii)-(iii)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	623 340	624 246	253 467	-369 874	-370 780
(ii)	Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	11 972	-278 942	-285 005
(iii)	Outros CIEG ao nível do ORT	332 427	327 270	241 495	-90 932	-85 775
(iii)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0	0	0
1 = 1a + 1b	(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	664 698	665 604	299 929	-364 768	-365 674
Uso Global do Sistema do ORD						
2a = (i) - (ii)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)	562	562	429	-133	-133
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC	520	520	469	-51	-51
(ii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I	-42	-42	41	82	82
2b = (i)+(ii)+(iii)+(iv)+(v)-(vi)-(vii)	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	-155 122	814 892	1 021 783	1 176 905	206 891
(i)	Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	916 293	1 795 930	1 294 422	378 128	-501 509
(ii)	CMEC	85 888	85 888	85 175	-712	-712
(iii)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-38 331	166 177	168 728
(iv)	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0	-139 353	-139 353
(v)	Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	-300	-300	118	418	418
(vi)	Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	1 095 562	1 002 634	373 971	-721 591	-628 663
(vii)	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-3 714	-3 714	-54 370	-50 656	-50 656
2 = 2a + 2b	(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	-154 561	815 454	1 022 212	1 176 772	206 758
A = 1 + 2	Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	510 137	1 481 058	1 322 141	812 004	-158 916
Uso da rede de Transporte						
3	Uso da rede de transporte ORT	357 159	357 159	372 057	14 898	14 898
4	Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	5 951	5 951	7 063	1 113	1 113
B = 3 - 4	Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	351 208	351 208	364 993	13 785	13 785
Uso da Rede de Distribuição						
5	Total dos proveitos em AT/MT	409 615	409 615	408 303	-1 312	-1 312
6	Total dos proveitos em BT	693 472	693 472	725 609	32 136	32 136
C = 5 + 6	Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 103 087	1 103 087	1 133 912	30 824	30 824
Comercialização do CUR						
7	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	49	49	131	82	82
8	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	226	226	404	178	178
9	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	25 092	25 092	26 445	1 354	1 354
D = 7 + 8 + 9	Proveitos da Comercialização	25 367	25 367	26 980	1 614	1 614
Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)						
10	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	335 105	250 512	207 581	-127 524	-42 931
11	Custos com serviços do sistema e acerto de contas	13 740	10 099	20 691	6 950	10 592
12	Custos de funcionamento	3 073	3 073	3 625	552	552
E = 10 + 11 + 12	Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	351 919	263 684	231 896	-120 022	-31 788
F = A+B+C+D+E	Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	2 341 718	3 224 404	3 079 923	738 205	-144 481
G	Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-129 850	-129 768	-117 298		
H = F + G	Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	2 211 868	3 094 636	2 962 625	750 756	-132 011

**Quadro 2-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões
Autónomas dos Açores e da Madeira²³**

	T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	Unidade: Milhares de euros	
	(1)	(1')	(2)	Variação de proveitos Tarifas 2025/T2024 (Dez2023)	Variação de proveitos Tarifas 2025/T2024 (Mai2024)
	(1)	(1')	(2)	(2) - (1)	(2) - (1')
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	225 731	190 381	-35 895	-35 350
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 557	46 557	45 475	-1 082	-1 082
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 487	7 487	7 557	70	70
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	280 320	279 775	243 413	-36 907	-36 362

	T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	Unidade: Milhares de euros	
	(1)	(1')	(2)	Variação de proveitos Tarifas 2025/T2024 (Dez2023)	Variação de proveitos Tarifas 2025/T2024 (Mai2024)
	(1)	(1')	(2)	(2) - (1)	(2) - (1')
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	251 737	175 818	-86 433	-75 919
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	52 831	51 483	-1 348	-1 348
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	6 000	6 116	116	116
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	321 083	310 569	233 417	-87 666	-77 152

2.2.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

2.2.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR

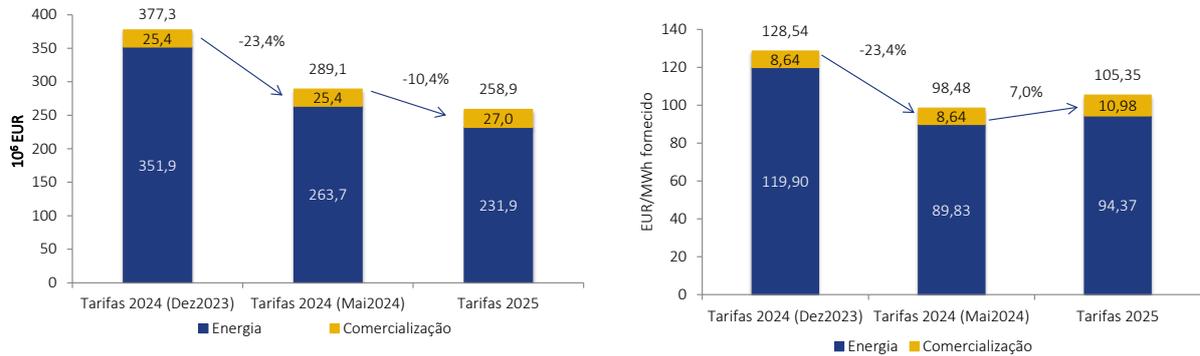
Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia do CUR apresentam um decréscimo de 2024 para 2025. Esta situação resulta da redução da previsão para a energia elétrica fornecida pelo CUR.

As figuras seguintes²⁴ apresentam estas tendências.

²³Relativamente 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 2025 das empresas reguladas do setor elétrico».

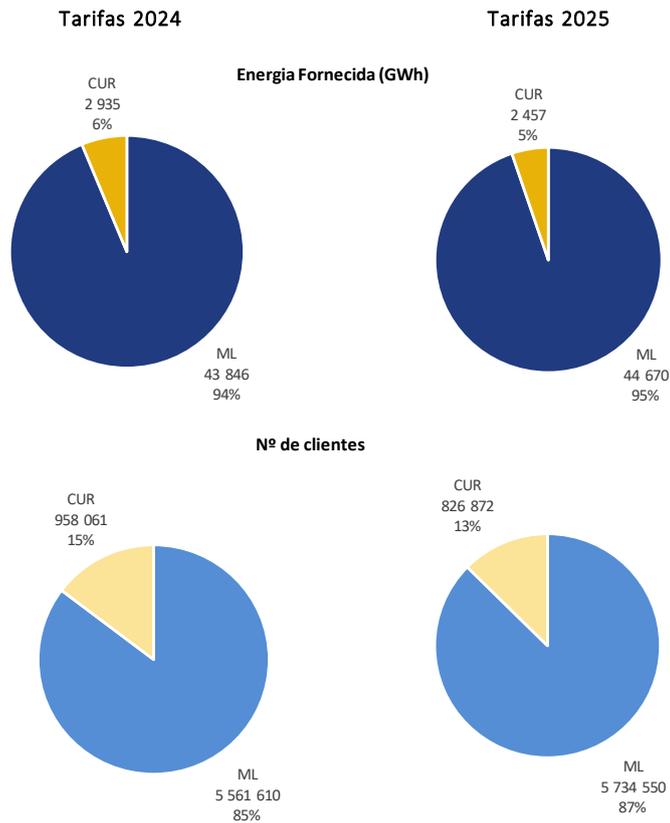
²⁴ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes.

Figura 2-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR (proveito total e proveito unitário)



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 T2024 (Dez2023) e T2024 (Mai2024).

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 2024 e 2025, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP;
- iii. os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no CUR, de produtos com entrega em 2024 e 2025.

Adicionalmente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2024 e 2025: i) os custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR; ii) outros custos previstos²⁵; e iii) um prémio de risco, nos termos do artigo 122.º do RT, igual a zero.

O Quadro 2-5 apresenta os valores resultantes deste exercício tarifário para 2024 e 2025, comparando com os valores previstos para tarifas 2024, em dezembro de 2023, assim como na revisão excecional, em maio de 2024.

²⁵ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados, custos com a Banda de Reserva de Regulação/Banda de mFRR e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR²⁶ para fornecimento dos clientes

		2023	2024P em T2024 (Dez. 2023)	2024P em T2024 (Mai. 2024)	2024E em T2025	2025P em T2025
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	88,27	88,30	46,02	61,09	73,41
B	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	192,51	120,10	103,85	100,55	68,56
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	33%	26%	43%	53%	37%
D = Ax(1-C) + BxC	Custo médio unitário de aquisição de energia elétrica CUR com leilões (EUR/MWh)	122,80	96,50	71,16	82,06	71,62
E	Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	5,70	2,46	4,15	3,00	1,98
F = (A+E) x (1-C) + BxC	Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	126,61	98,32	73,50	83,46	72,88
G	Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	4,52	0,72	0,38	1,39	1,60
H	Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	5,14	3,31	2,59	5,47	5,66
I = Ex(1-C) + G + H	Acerto CUR para preço de mercado base e outros custos(EUR/MWh)	13,47	5,86	5,31	8,27	8,52
J = D + I	Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	136,27	102,35	76,46	90,32	80,14

Nota: A média do preço médio de mercado é com base nos preços do mercado diário.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

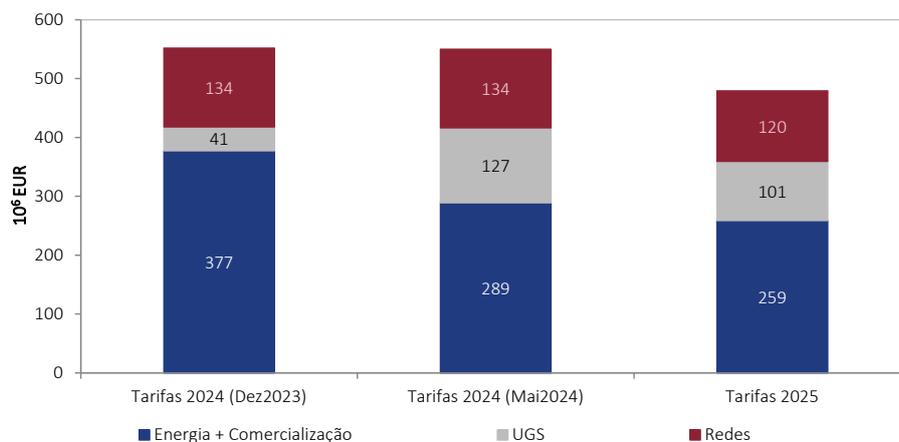
2.2.2.3 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

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 2024 e de 2025.

²⁶ 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.

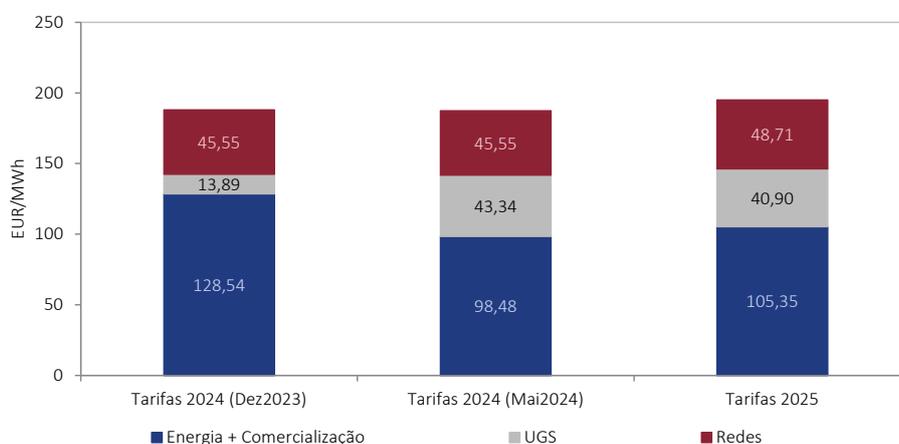
Figura 2-5 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



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 2024 e de 2025.

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



Observa-se nestas tarifas para 2025 um aumento nas componentes de energia e de redes relativamente ao previsto em maio de 2024 para tarifas de 2024.

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 2025, cujo valor global repercutido nas tarifas atinge 1 783 milhões de euros (linha D).

Quadro 2-6 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2025

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	T2025/ T2024 (Dez2022)	T2025/ T2024 (Jun2023)
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11	Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos	3 040 915	3 921 540	1 337 015	-1 703 900	-2 584 525
1	Diferencial de custo da PRG	2 160 357	3 039 994	810 417	-1 349 939	-2 229 576
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	85 888	85 888	85 175	-712	-712
3	Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	11 972	-278 942	-285 005
4	Solução transitória para a Tapada do Outeiro			29 927	29 927	29 927
5	Rendas de concessão da distribuição em BT	301 640	301 640	307 186	5 546	5 546
6 = 6a + 6b	Sobrecusto da RAA e da RAM	315 161	310 004	183 212	-131 949	-126 792
6a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	145 009	147 609	105 486	-39 522	-42 123
6b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	170 152	162 394	77 726	-92 426	-84 669
7	Terrenos das centrais	11 333	11 333	11 072	-261	-261
8	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	15 581	15 581	15 581
9	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0	-5 139	-5 139
10	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	-230	-564	-564
11	Tarifa Social	-129 850	-129 768	-117 298	12 551	12 470
B = 12 + 13 + 14	Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-65 455	-68 006	-38 213	27 242	29 793
12 = 12a + 12b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0	-139 353	-139 353
12a	Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	103 190	103 190	0	-103 190	-103 190
12b	Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 163	36 163	0	-36 163	-36 163
13 = -(13a + 13b + 13c)	Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-38 331	166 177	168 728
13a	Aditividade tarifária	581	581	0	-581	-581
13b	Ajustamento t-2 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	49 689	49 689	7 474	-42 215	-42 215
13c	Ajustamento t-1 da atividade de CVEE para Fornecimento a Clientes do CUR	154 239	156 790	30 857	-123 382	-125 933
14 = 14a + 14b + 14c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-300	-300	118	418	418
14a	em NT	-6	-6	381	387	387
14b	em BTE	-25	-25	-13	12	12
14c	em BT	-269	-269	-250	19	19
C = 15	Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alisamentos)	-1 244 063	-1 244 063	484 004	1 728 068	1 728 068
15	Alisamento do diferencial de custo da PRG	-1 244 063	-1 244 063	484 004	1 728 068	1 728 068
D = A + B + C	Total CIEG e Sustentabilidade repercutidos nas tarifas de 2025	1 731 397	2 609 471	1 782 806	51 409	-826 664

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 10), 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 14) recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema. Em 2025, recupera, também, os proveitos permitidos não recuperados por aplicação da metodologia de custos de referência no nível de tensão NT.

O valor anual dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2025 atinge 1 337 milhões de euros (linha A), a que acresce -38 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 de 2025 e pagamento de anuidades de dívidas geradas em anos anteriores), no valor de 484 milhões de euros (linha C).

A partir de 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, com a exceção das receitas com garantias de origem que se mantêm ao nível do diferencial de custo da PRG (ver Figura 0-6), por se considerar que fazem parte integrante da produção de energia elétrica dos PRG. Em 2025, estas medidas, excluindo as receitas com as garantias de origem, são de 454 milhões de euros, que corresponde ao montante total das medidas de contenção tarifária, excluindo o ajustamento de t-1 relativo a 2024²⁷.

Importa ainda referir que, no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, foi também criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo as mesmas explicitados no Quadro 2-6 (linhas 14), 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 produção com remuneração garantida entre PRE1 e PRE2²⁸. 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.

²⁷ Este ajustamento corresponde a cerca de 80 milhões de euros a deduzir ao valor das medidas de contenção tarifária, que a partir de 2025 passa a ser recuperado na atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte ao nível da E-REDES.

²⁸ 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: 10⁷ EUR

		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	var. %
		(X)	(X')	(Y)	$Z) = \frac{[(Y) - ((X)+(X'))/2]}{\text{Abs} \{[(X)+(X')]/2\}}$
A = 1 + 2	Diferencial de custo equiparado à PRE 1	-347 804	506 010	728 563	821,0%
1	Diferencial de custo PRE 1, excluindo efeito alisamento	739 855	1 593 669	310 841	-73,4%
2	Alisamento do diferencial de custo da PRE1	-1 087 659	-1 087 659	417 723	138,4%
B = 3 + 4	Diferencial de custo equiparado à PRE 2	168 535	287 286	191 888	-15,8%
3	Diferencial de custo PRE 2, excluindo efeito alisamento	324 940	443 691	125 606	-67,3%
4	Alisamento do diferencial de custo da PRE2	-156 405	-156 405	66 282	142,4%
C = A + B	Diferencial de custo equiparado ao TOTAL da PRE	-179 268	793 297	920 451	199,8%
5 = (1) + (3)	Diferencial de custo do TOTAL da PRE, excluindo efeito alisamento	1 064 795	2 037 360	436 447	-71,9%
6 = (2) + (4)	Alisamento do diferencial de custo do TOTAL da PRE	-1 244 063	-1 244 063	484 004	138,9%
D	Medidas de contenção tarifária (MCT) ao nível da parcela II da tarifa UGS	1 095 562	1 002 634	373 971	-64,4%
E = C + D	Diferencial de custo do TOTAL da PRE, excluindo MCT	916 293	1 795 930	1 294 422	-4,5%
F = (5) + D	Diferencial de custo do TOTAL da PRE, excluindo MCT e o efeito do alisamento	2 160 357	3 039 994	810 417	-68,8%

A generalidade destes CIEG, 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.

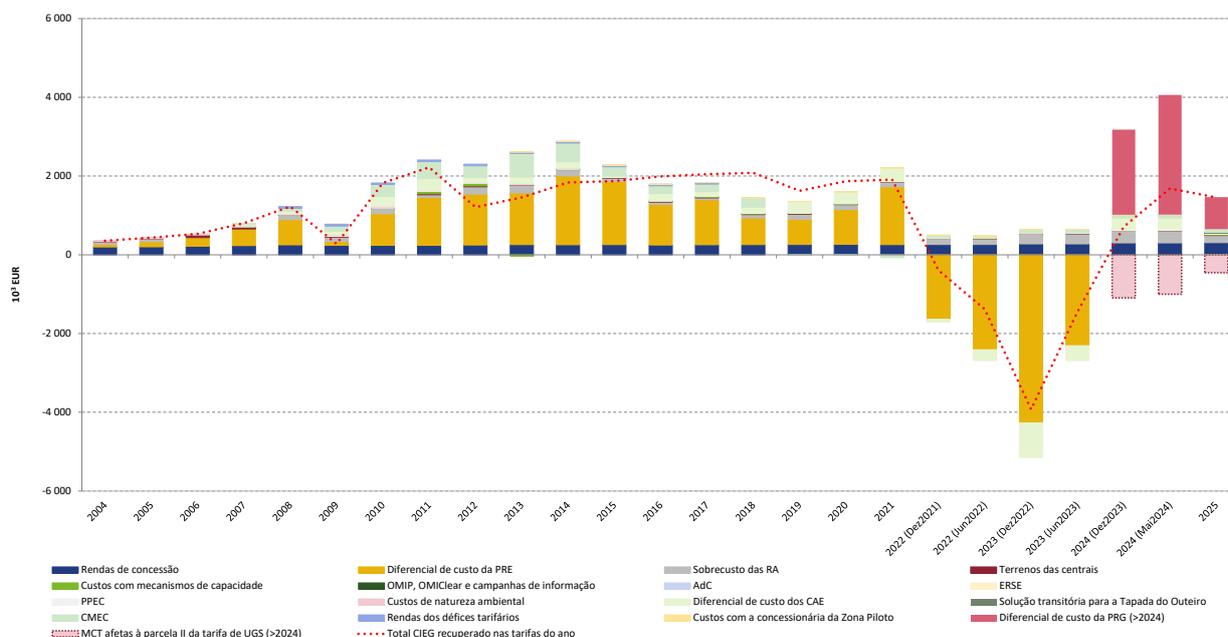
A Figura 2-7 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica desde 2004. Os custos apresentados de forma desagregada dizem respeito a cada ano e não consideram os efeitos de transferências intertemporais, nomeadamente dos diferenciais de custos com a PRE e PRG, cuja recuperação pode ser diferida ao abrigo da legislação em vigor. Deste modo, estes custos não foram integralmente recuperados nas tarifas do ano e que estão apresentados nesta figura. Contudo, a figura contém igualmente uma série com o montante total dos CIEG recuperados anualmente após os efeitos de transferências intertemporais.

A respeito dos anos mais recentes, em 2020, 2021 e 2024 aplicou-se a transferência intertemporal ao diferencial de custo da PRE e da PRG, enquanto em 2022 e 2023, tal não aconteceu, uma vez que o diferencial de custo de PRE nesses anos foi negativo.

No ano de 2025, 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.

Em termos globais, os CIEG em 2025 apresentam um decréscimo muito acentuado relativamente aos valores de tarifas de 2024, quer ao publicado em dezembro de 2023, quer ao valor revisto da fixação excecional de tarifas de 2024, publicado em maio de 2024.

Figura 2-7 - Evolução dos custos de interesse económico geral (sem custos de sustentabilidade de mercados e de estabilidade tarifária) apurados nas tarifas desde 2004

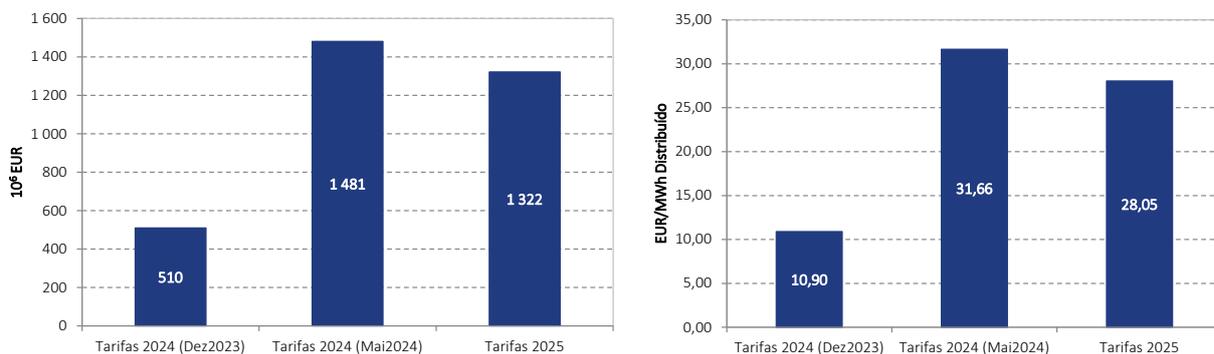


- Nota:
- 1) Para os anos de 2022, 2023 e 2024 são apresentados os valores anuais dos CIEG determinados nas tarifas fixadas em dezembro do ano anterior e na revisão excecional das tarifas ocorridas durante o primeiro semestre do próprio ano.
 - 2) Atendendo ao pedido do Conselho Tarifário no âmbito da 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 e 2025, apesar de no quadro legal e regulamentar em vigor já não serem um CIEG.
 - 3) Como nas tarifas de 2025 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 custo da PRG, inclui-se, para 2024 e 2025, a representação gráfica destas medidas

2.2.4 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar em 2025 com a tarifa de UGS apresentam um acréscimo, quer em termos absolutos, quer em termos unitários, muito significativo, quando comparando com os valores previstos em dezembro de 2023 para tarifas 2024 (Figura 2-8). Relativamente à revisão de maio de 2024, os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam uma diminuição em valores absolutos e unitários.

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

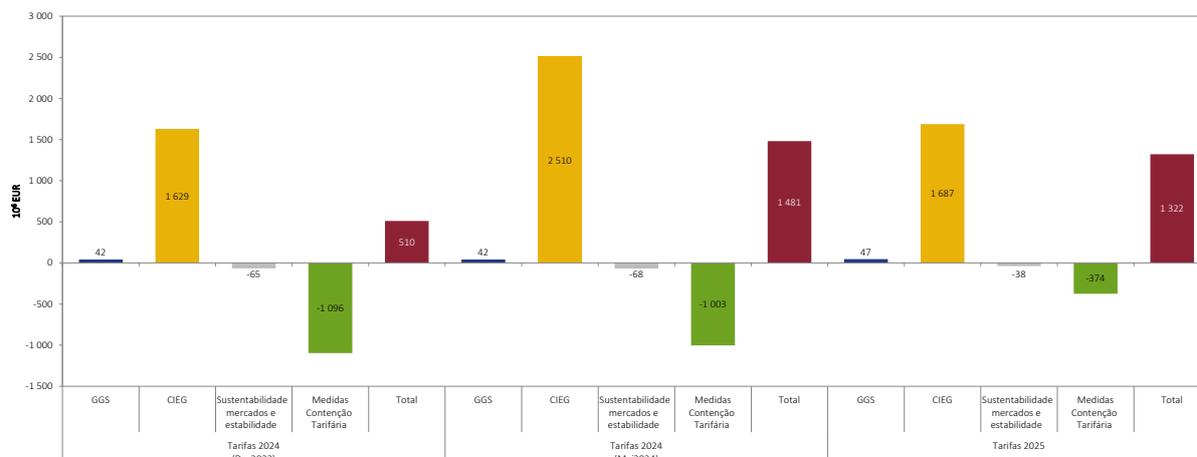


No quadro do RT em vigor, os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema, incluindo os custos com a atividade de compra e venda a produtores renováveis em mercado e excedentes de autoconsumo do AUR, (ii) CIEG, incluindo o efeito líquido das transferências intertemporais e ajustamentos associados aos CIEG referentes a anos anteriores, (iii) custos com medidas de sustentabilidade e estabilidade de mercados²⁹ e (iv) medidas de contenção tarifária.

A Figura 2-9 permite analisar a evolução destas componentes de 2024 (previstas em dezembro de 2023 e em maio de 2024) para 2025 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS. Como se pode verificar, a variação dos proveitos a recuperar é explicada pela variação dos CIEG e das medidas de contenção tarifária.

²⁹ 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, cuja repercussão tarifária terminou em 2024 e (ii) diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF (em 2025, esta parcela recupera, para além do montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema, os proveitos permitidos não recuperados por aplicação da metodologia de custos de referência no nível de tensão NT).

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 com medidas de sustentabilidade e estabilidade de mercados têm em comum o facto de não serem diretamente controlados pela ERSE, no caso dos CIEG, por dependerem do quadro legal, 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 beneficiam³⁰. O incremento destas rubricas de custos no tempo justifica a análise detalhada de algumas das suas principais componentes.

³⁰ Os custos com medidas de sustentabilidade e estabilidade de mercados têm uma natureza diferente, por serem gerados dentro das atividades reguladas do CUR, exceto as dívidas tarifárias ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, que tem natureza simular a um CIEG e cuja repercussão tarifária terminou em 2024, sendo recuperados por outra atividade regulada.

2.2.4.2.1 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

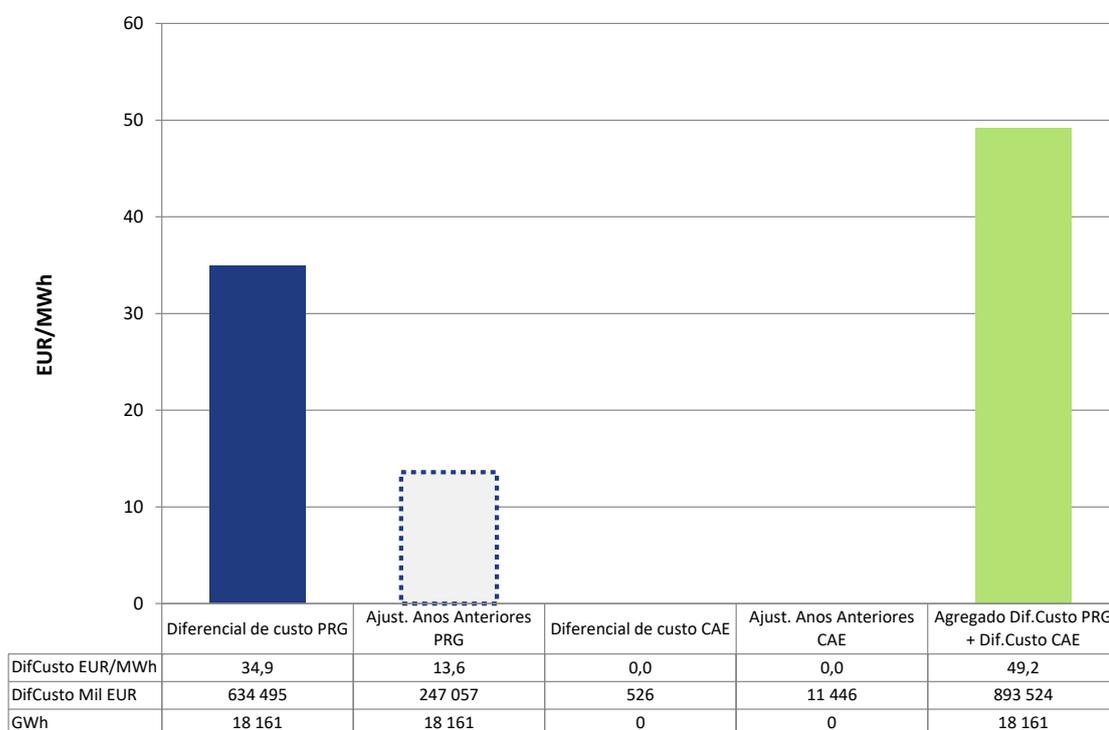
Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção com remuneração garantida (PRG) e aos CAE não cessados que vigoraram até final do primeiro trimestre de 2024. Na Figura 2-10 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2025³¹, bem como o CIEG unitário total associado à totalidade desta produção de energia elétrica.

No caso dos CAE não cessados, apenas resta o da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás. No entanto, salienta-se que este CAE da Turbogás, que terminou a 29 de março de 2024, encontra-se num regime transitório (denominado no CAE de período de devolução) até 31 de dezembro de 2024. Neste novo regime, a central passou a operar fora do mercado, diretamente dependente das decisões do gestor de sistema enquanto suporte à segurança de abastecimento e numa perspetiva muito residual de produzir energia elétrica. A operação da central em 2025 está dependente do prolongamento deste regime ou do lançamento de um concurso público para a operação da central em regime de mercado. Deste modo, não se perspetivando que haverá produção de energia elétrica em 2025 associada a este CAE, a análise do diferencial de custo CAE para 2025 só poderá ser feita em valor absoluto e não de forma unitária.

Assim, o sobrecusto CAE para 2025 considera apenas os custos decorrentes da litigância das centrais com CAE e os custos de funcionamento do Agente Comercial, descritos em maior detalhe no capítulo 5.1 do documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”.

³¹ Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2025 da produção com remuneração garantida.

Figura 2-10 – Diferencial de custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida, previstos para 2025



Nota: Não inclui i) os custos de funcionamento, ii) outros custos e proveitos do AUR (receitas com garantia de origem e receitas com ganhos e perdas com titularizações) para o ano de 2025, iii) o efeito das transferências intertemporais de proveitos.

No que diz respeito ao diferencial de custo da PRG, os valores apresentados correspondem ao total implícito nas tarifas de 2025, nomeadamente o que resulta da aquisição da produção previsível para 2025 (634 495 milhares de euros) e, separadamente, dos ajustamentos relativos aos anos de 2023 e 2024 (247 057 milhares de euros). A energia considerada para determinar o valor unitário foi a previsão da produção total da PRG para 2025 implícita no cálculo do respetivo diferencial de custo.

2.2.4.2.2 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DOS PRG

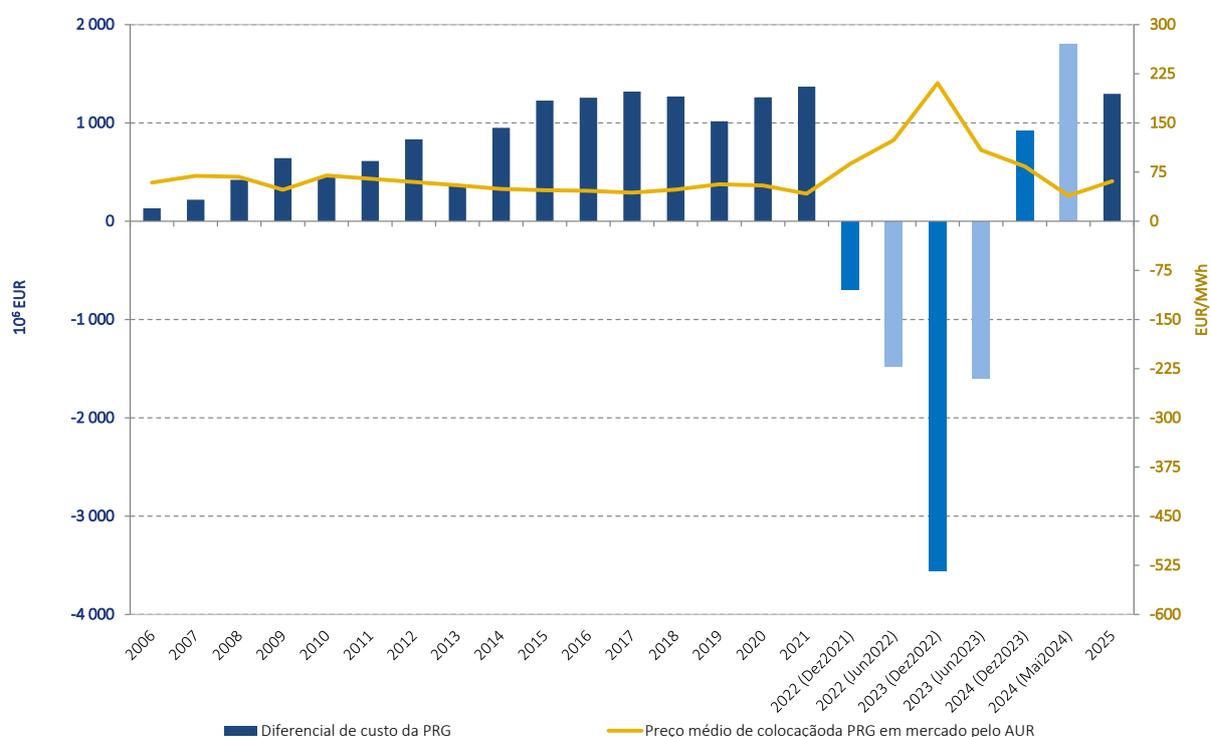
O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRG resulta da diferença entre o custo médio de aquisição dessa energia elétrica aos produtores com remuneração garantida³² e o preço médio a que o

³² O preço de aquisição de energia da PRG decorre da legislação que define o regime remuneratório de cada um desses produtores.

AUR vende esta produção em mercado³³. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRG e o preço de mercado 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 2006 a 2025, previsto 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.

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

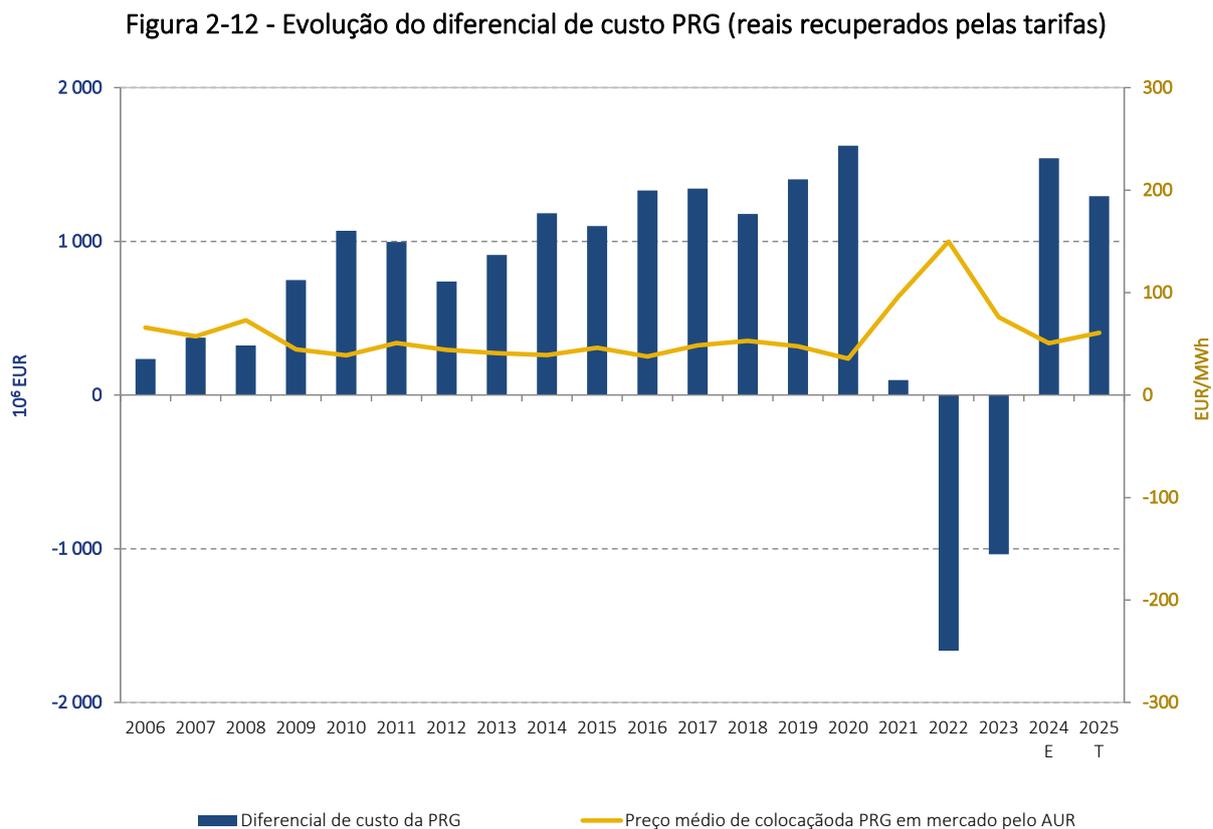
³³ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto 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 CVEE PRE do CUR.

Em 2022 e 2023 observou-se uma inversão do sinal do diferencial de custo da PRG devido ao aumento significativo do preço no mercado grossista de eletricidade previsto nas tarifas. 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 (aumento do preço das licenças de CO₂).

A diminuição significativa do preço no mercado grossista da eletricidade em 2024 e os ajustamentos dos anos de 2022 e 2023 a devolver pelo sistema, tornou novamente positivo o diferencial de custo da PRG.

As previsões para o ano de 2025 indicam que o preço no mercado grossista da eletricidade crescerá ligeiramente, observando-se, também, ajustamentos dos anos de 2023 e 2024 a devolver pelo sistema.

Na Figura 2-12 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2023, os valores estimados em 2024 e previstos em 2025, 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 e 2025 ao abrigo do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Devido à alteração do quadro regulamentar que vigorou a partir de 2024, em 2024 e 2025 o diferencial de custo da PRG deixou de incluir as medidas de contenção tarifária, à exceção das receitas com garantias de origem.



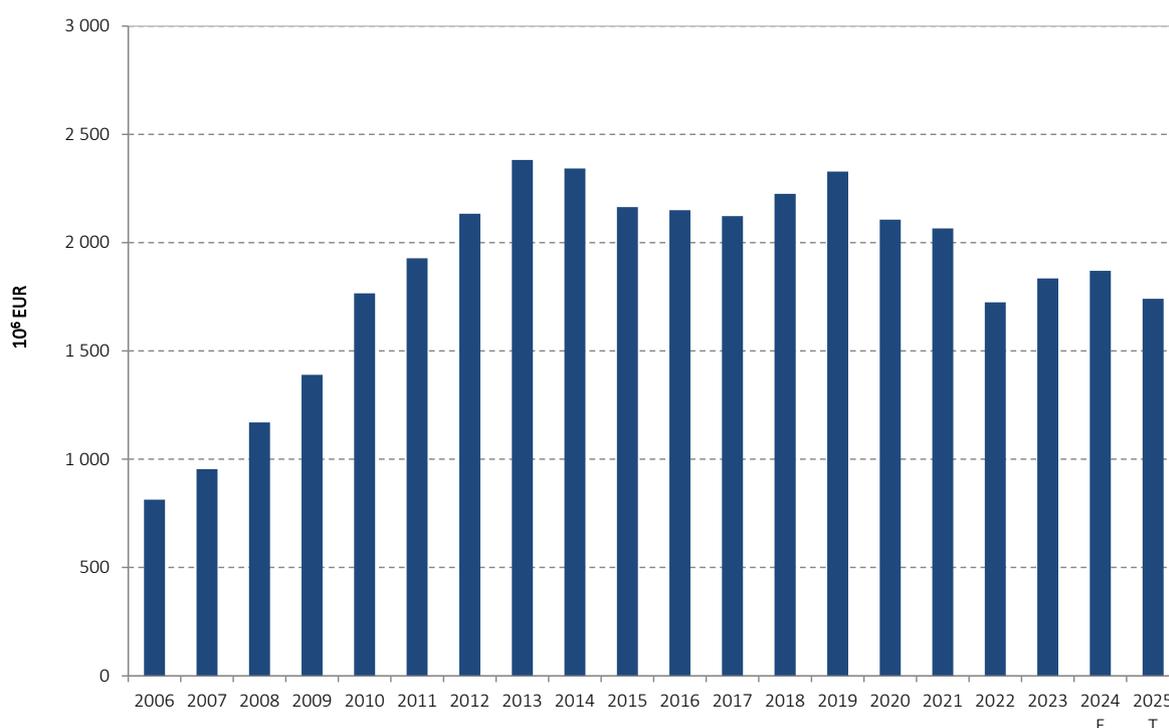
A diferença entre as duas figuras referidas anteriormente resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRG, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço e (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRG. De 2013 a 2023, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto 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, o 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 concedida pelo artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º 10-A/2020, de 13 de março,

na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 21 de dezembro, e o posterior regresso ao regime remuneratório estabelecido no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março ao longo do ano de 2023 e 2024.

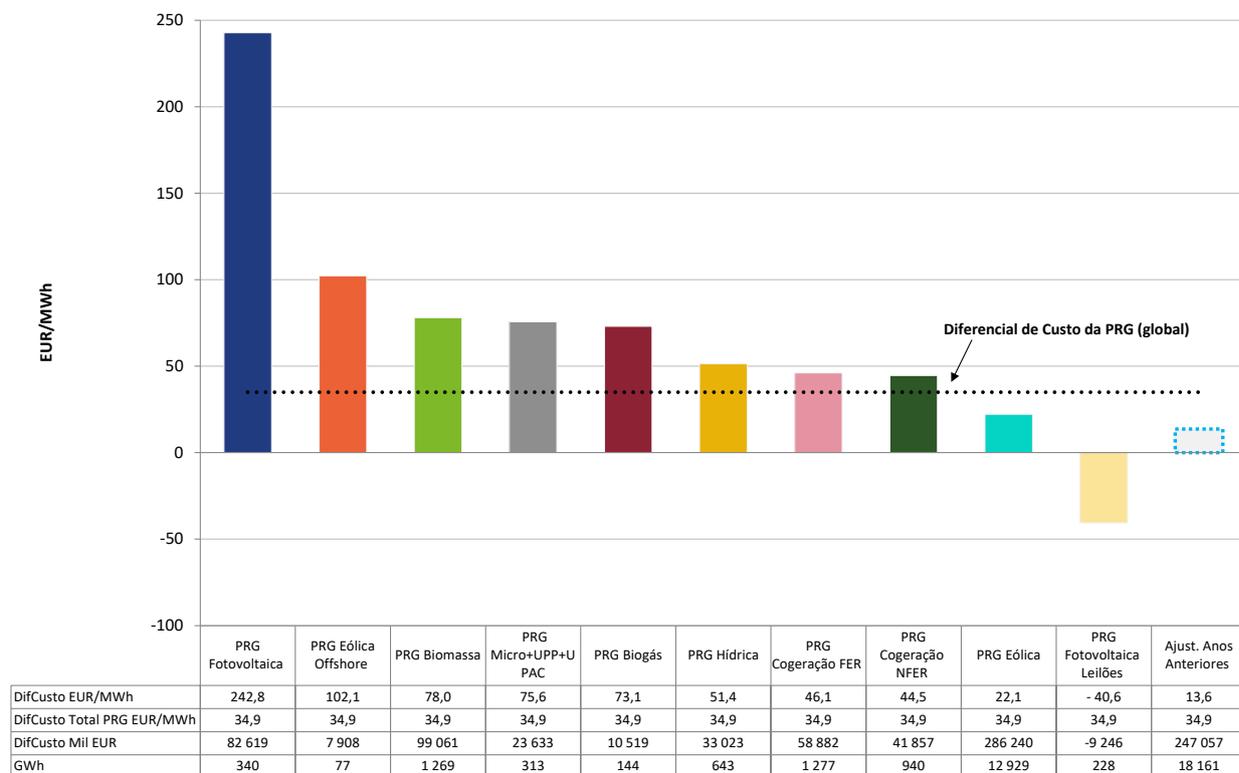
Os próximos anos deverão ser marcados por uma redução gradual dos custos de aquisição aos produtores com remuneração garantida, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Por outro lado, a ligação massiva à rede de capacidade solar atribuída nos leilões solares de 2019 (mas também de 2020 e 2021) com tarifa garantida abaixo dos atuais preços de mercado ou com contribuições ao SEN, 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 2025.

Figura 2-14 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRG previsto para 2025



Nota: Não inclui: i) os custos de funcionamento, ii) outros custos e proveitos do AUR (receitas com garantia de origem e receitas com ganhos e perdas com titularizações) para o ano de 2025, iii) o efeito das transferências intertemporais de proveitos

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo da PRG com remuneração garantida encontra-se no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos em 2025 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 tarifária³⁴.

³⁴ 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 2025, a ERSE aplicou a transferência intertemporal do diferencial de custo com a aquisição de energia da PRG, no montante de 274 milhões de euros, pelo prazo de 4 anos. O capítulo 6 apresenta uma análise que pretende justificar a opção de se adotar esse período de repercussão para tarifas de 2025.

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 outubro³⁵.

O Quadro 2-8 apresenta o impacto do valor diferido referente aos proveitos permitidos de 2025, bem como a amortização de capital e os respetivos juros no período de quatro anos.

Quadro 2-8- Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida do ano 2025

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG do ano 2025				
	T2025	T2026	T2027	T2028	Total
Diferencial PRG recuperado + Juros pagos no ano	536 688	97 566	97 566	97 566	829 387
Diferencial PRG recuperado no ano	536 688	88 187	91 208	94 334	810 417
Juros pagos no ano	n.a.	9 380	6 358	3 232	18 970
Diferencial PRG por recuperar (fim ano)	273 729	185 542	94 334	0	n.a.
Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG do ano 2025	-273 729	97 566	97 566	97 566	

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 2025, incluindo os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

³⁵ Neste quadro legal, o valor definitivo da taxa a aplicar ao diferimento da PRG de 2025 é de 3,427%.

Quadro 2-9 - Impacte nos proveitos permitidos de 2025 a 2029 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2025 e anteriores

Unidade 10³ EUR

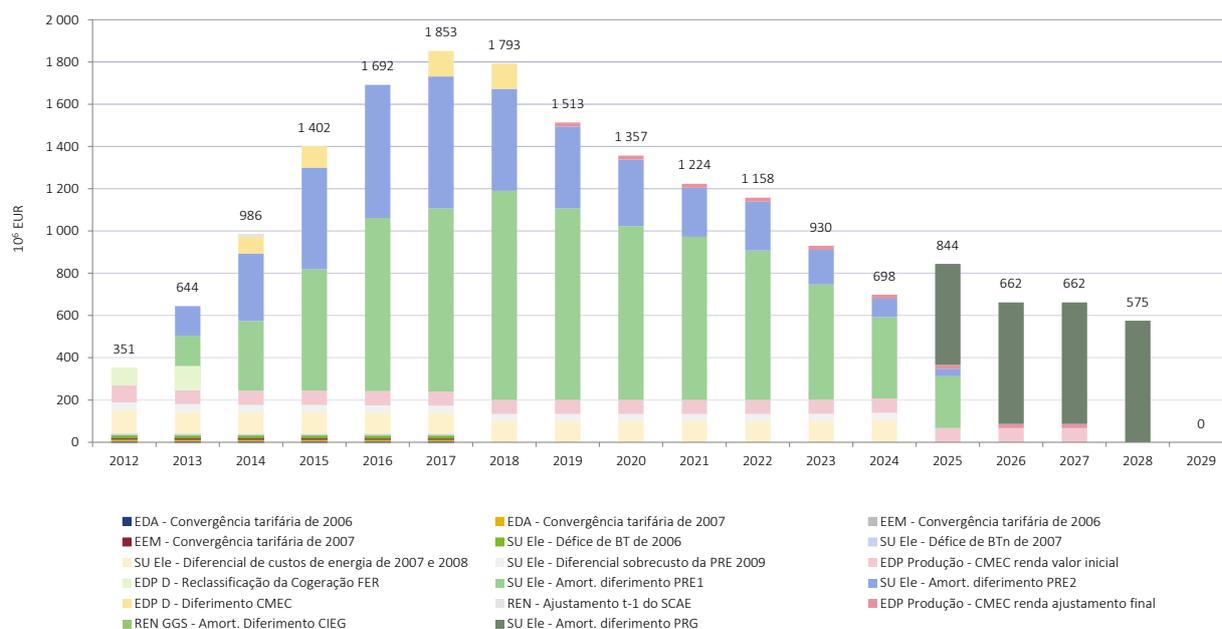
	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG			
	T2025	T2026	T2027	T2028
Diferencial PRG recuperado + Juros pagos no ano	1 294 422	575 301	575 301	575 301
Diferencial PRG recuperado no ano	1 216 793	507 640	529 253	551 793
Juros pagos no ano	77 629	67 660	46 048	23 508
Diferencial PRG por recuperar (fim ano)	1 588 686	1 081 046	551 793	0
Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG	484 004	575 301	575 301	575 301

No documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 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.

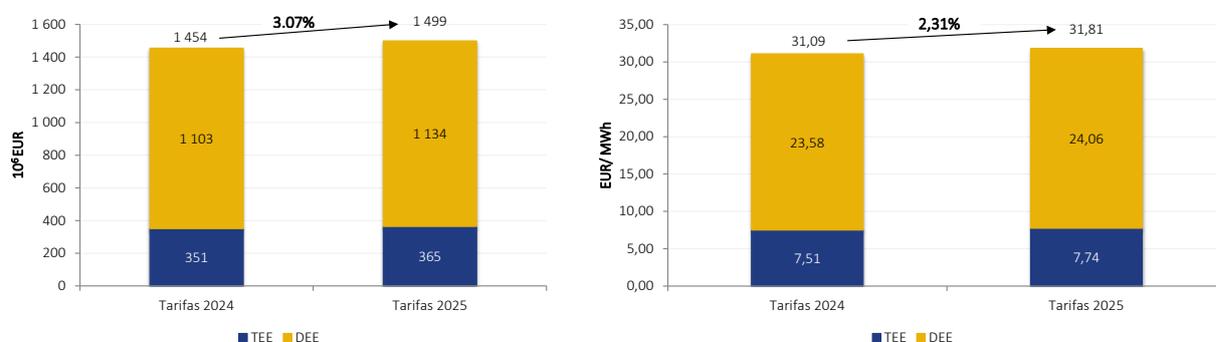
Figura 2-15 - Proveitos a recuperar



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 unitários³⁶, das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2025, apresentam um acréscimo comparativamente a 2024. O menor incremento estimado nos custos por energia elétrica comparativamente aos custos totais resulta de uma previsão de aumento de 0,74% dos fornecimentos de energia elétrica em 2025, comparativamente a 2024.

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 (TOTEX³⁷) da atividade de transporte e da atividade de distribuição em AT e MT e em BT³⁸, e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a

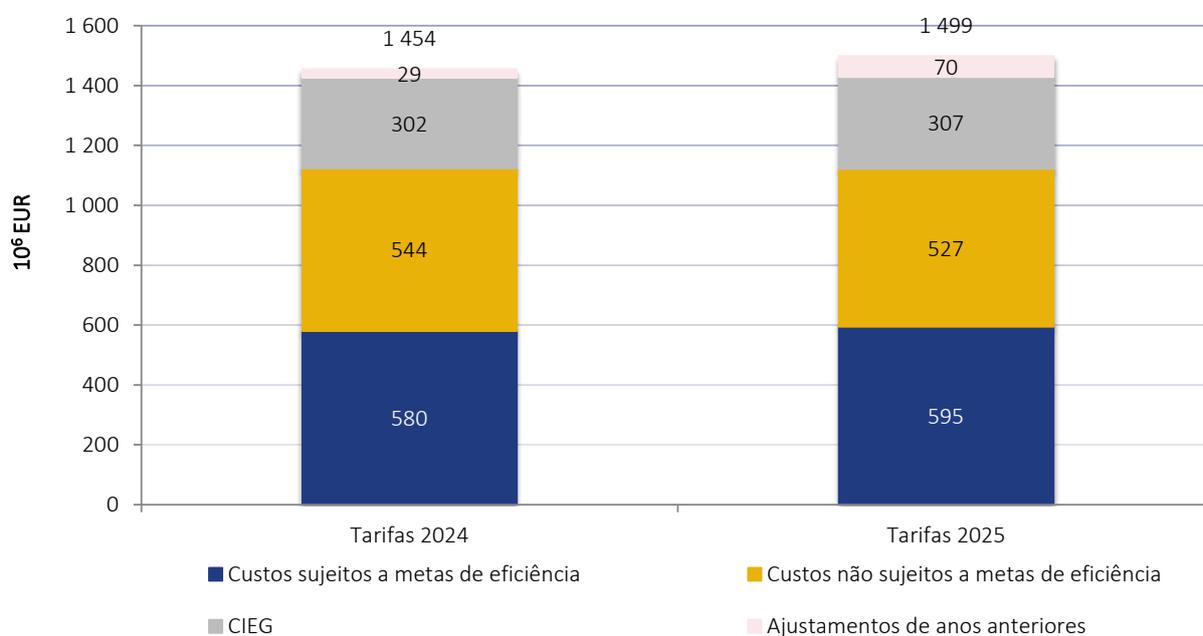
³⁶ No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

³⁷ Do inglês *Total Expenditure*.

³⁸ 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".

custos de referência (que se traduz ainda nos valores de CAPEX³⁹ 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.

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



Em 2025, observa-se que a proporção de custos sujeitos a metas de eficiência mantém-se, sensivelmente, estável face a 2024, em cerca de 40%, 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

³⁹ Custos com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações), do inglês *Capital Expenditure*.

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 atividades⁴⁰.

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) decorre do deflator do PIB a que ambas as rubricas estão parcialmente indexadas.

2.3 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DOS PROVEITOS

O ano de 2025 é o quarto (e último) ano do período de regulação que se iniciou em 2022. Os parâmetros a aplicar para 2025 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.

⁴⁰ 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.

2.3.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2025

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	5,23%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 108.º
δ_{t-2}	0,50%	Spread de 2023, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,45%	Spread de 2024, em pontos percentuais	-
$FC_{OLMCA,t}$	1 417	Custos afetos à atividade de OLMCA para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 109.º
$CEE_{GS,t}$	19 474	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 111.º
$r_{GS,t}$	5,23%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 111.º
$FC_{IURT,t}$	37 030	Componente fixa dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{IURT,t}$	879,18858	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{IURT,t}$	1 057,65556	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{IURT,t}$	130,92717	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{IURT,t}$	279,10248	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{IURT,t}$	365,64801	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à potência ligada de produtores, em euros por MVA	Art.º 114.º
$VC_{IURT,t}$	615,31319	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, associada à extensão da rede, em euros por km	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{iURD,NT,t}$	112 697	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 120.º
$VC_{iURD,NT,t}$	1 595,17557	Componente variável unitária dos custos afetos à 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
$VC_{iURD,NT,t}$	151,03370	Componente variável unitária dos custos afetos à 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
$VC_{iURD,NT,t}$	273,86422	Componente variável unitária dos custos afetos à 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
$VC_{iURD,NT,t}$	3 725,77104	Componente variável unitária dos custos afetos à 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
$VC_{iURD,NT,t}$	332,20966	Componente variável unitária dos custos afetos à 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
$FC_{iURD,BT,t}$	138 084	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iURD,BT,t}$	1 064,85023	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{iURD,BT,t}$	102,08756	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{iURD,BT,t}$	300,43844	Componente variável unitária dos custos 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
$VC_{iURD,BT,t}$	10,76486	Componente variável unitária dos custos 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
$r_{CVBE,t}^{CR}$	5,53%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 122.º
$r_{C,t}$	5,53%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 125.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{t,NT}$	26	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em NT, em milhares de euros	Art.º 125.º
$V_{C,NT,t}$	114,22196	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 125.º
$FC_{t,BTE}$	33	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTE, em milhares de euros	Art.º 125.º
$V_{C,BTE,t}$	95,37202	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 125.º
$FC_{t,BTN}$	7 877	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTN, em milhares de euros	Art.º 125.º
$V_{C,BTN,t}$	14,05419	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 125.º
$r_{CVPRG,t}^{AUR}$	5,53%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 127.º
$r_{CVPREAC,t}^{AUR}$	5,53%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 128.º
$\delta t-2$	0,50%	Spread de 2023, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\delta t-1$	0,45%	Spread de 2024, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	5,23%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 129.º
FC_t^{AGS}	14 631	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	5,53%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 132.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{AT/MT,t}^{AD}$	2 712	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 132.º
$VC_{AT/MT,t}^{AD}$	0,00511	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
$VC_{AT/MT,t}^{AD}$	1,78788	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
$FC_{BT,t}^{AD}$	4 528	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 132.º
$VC_{BT,t}^{AD}$	0,00500	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
$VC_{BT,t}^{AD}$	0,01797	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}	5,53%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 133.º
$F_{MT,t}^{AC}$	347	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 133.º
$V_{MT,t}^{AC}$	0,44855	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
$F_{BT,t}^{AC}$	3 252	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 133.º
$V_{BT,t}^{AC}$	0,02532	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}	5,23%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 136.º
FC_t^{MAGS}	14 100	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_t^{MD}	5,53%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2023, em percentagem	Art.º 139.º
$FC_{AT/MT,t}^{MD}$	2 654	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$VC_{AT/MT,t}^{MD}$	0,00608	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
$VC_{AT/MT,t}^{MD}$	4,05842	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
$FC_{BT,t}^{MD}$	6 198	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$VC_{BT,t}^{MD}$	0,00539	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
$VC_{BT,t}^{MD}$	0,02192	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
r_t^{MC}	5,53%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2025, em percentagem	Art.º 140.º
$F_{MT,t}^{MC}$	243	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 140.º
$V_{MT,t}^{MC}$	0,74217	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
$F_{BT,t}^{MC}$	2 188	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 140.º
$V_{BT,t}^{MC}$	0,01547	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 custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
X_{VCURT}	1,50%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos afetos à 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 limite inferior 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 limite inferior 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 custos afetos à 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 custos afetos à 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 limite inferior 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 limite inferior 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 custos afetos à 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 custos afetos à 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 limite inferior 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 limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	Art.º 121.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{C,F,NT,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,V,NT,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos custos afetos à atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,F,BTE,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,V,BTE,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos custos afetos à atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,F,BTN,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 125.º
$X_{C,V,BTN,t}$	0,75%	Fator de eficiência associado à componente variável dos custos afetos à atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 125.º
X_{FC}^{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
$X_{FC,AT/MTBT}^D$	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
$X_{FMT e BT}^{AC}$	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
$X_{VMT e BT}^{AC}$	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}^{MAGS}	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
$X_{FC,AT/MT e BT}^{MD}$	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
$X_{VCAT/MT,BT}^{MD}$	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
$X_{FMT e BT}^{MC}$	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
$X_{VMT e BT}^{MC}$	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×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2022, expressa em kWh	Art.º 147.º
END _{REF 2023}	0,0001241×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2023, expressa em kWh	Art.º 147.º
END _{REF 2024}	0,0001237×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2024, expressa em kWh	Art.º 147.º
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
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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{\text{Interl max 2023}}$	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
$I_{\text{Interl min 2024}}$	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)⁴¹ no Continente para o ano de 2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 817/2023
K_w^{OBTJ}	5,86	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)⁴¹ nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para o ano de 2025 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Regulamento ERSE n.º 817/2023
K_w^{OBTJ}	5,96	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 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:

⁴¹ 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 2025 será atualizado de acordo com o valor fechado do IPIB à data dos ajustamentos tarifários de t-2

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) ⁴²	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na RAA	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

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 ⁴³	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

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.

⁴³ 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
-	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 (eur/10 ³ l)	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
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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	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) ⁴⁴	Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na RAM	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 gasóleo, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa ⁴⁵	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

⁴⁴ 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.

⁴⁵ 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.

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 ⁴⁶	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 ⁴⁷	Constante a)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	0,348 ⁴⁸	Constante b)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025 e Instrução n.º 9/2022
-	15,66 ⁴⁹	Custos de transporte (eur/MWh)	Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas do setor elétrico, de dezembro de 2023
-	0,6%	Margem de comercialização ⁵⁰	Instrução n.º 9/2022
-	a) ⁵¹	Custos de armazenagem de gás natural (eur)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

⁴⁶ 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.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ Revisto nos termos explicitados no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, de dezembro de 2023. O valor deste parâmetro a considerar em definitivo, de 2024 até ao final do período de regulação, será publicado após conhecido o deflator do PIB de 2023 considerado no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos de 2024, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

⁵⁰ 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.

⁵¹ 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.

2.4 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2023 E 2024

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 2023 e 2024 e respetivos juros.

Quadro 2-10 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos do Agente Comercial

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024 (Dez2023)	Ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024 (Mai2024)	Juros do ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2024	Ajustamento provisório do ano de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3)	(3')	(4) = [(3*5/12+3**7/12) x (1+i+spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3*5/12+3**7/12)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i+spread)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (6)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-263 734	-22 078	-277 759	-275 359	-10 598	0	1 145	-12 126	-465	-12 591	-11 446
Proveitos permitidos ao Agente Comercial*	-263 734	-22 078	-277 759	-275 359	-10 598	0	1 145	-12 126	-465	-12 591	-11 446

* Até 19 de novembro de 2024, na REN Trading, desde então na REN

Quadro 2-11 - Valor dos ajustamentos de 2023 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Ajustamentos de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3) = (1)+(2)
Operação Logística de Mudança de Comercializador	-66	-6	-72
Proveitos permitidos à ADENE	-66	-6	-72

Quadro 2-12 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024	Juros do ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Outros (a)	Acerto do CAPEX de 2024 em tarifas de 2025	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3)	(4) = [(3) x (1+i+spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)	(7)	(8)	(9) = (6)+(7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-4 779	-400	-414	-16	509	-5 259	-441	959	-4 741
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-47 091	-3 942				-51 034			-51 034
Proveitos permitidos à REN	-51 871	-4 342	-414	-16	509	-56 292	-441	959	-55 774

Nota (a): Ajustamento provisório de 2024 da convergência tarifária das Regiões Autónomas.

Quadro 2-13 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da E-REDES

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Ajustamentos de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Ajustamento de 2024 das Medidas de Contenção Tarifária	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1)x(1+i+spread) x (1+i+spread) - 1]	(3) = (1)+(2)	(4)	(5) = (3)+(4)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-43 615	-3 651	-47 266	-80 050	-127 316
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-24 118	-2 019	-26 137		-26 137
Proveitos permitidos à E-Redes	-67 732	-5 670	-73 403	-80 050	-153 453

Quadro 2-14 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024 (Dez2023)	Ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024 (Mai2024)	Juros do ajustamento provisório calculado em 2023 e incluído nas tarifas de 2024	Ajustamento do ano de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2024	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2024	Ajustamento provisório do ano de 2024 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Ajustamento extraordinário atualizado para 2025	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread) - 1]	(3)	(3')	(4) = [(3*5/12+3**7/12) x (1+spread)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+spread)-1]	(8) = (6)+(7)	(9)	(10) = (5)+(8)+(9)
Comercializador de Último Recurso (CUR)	-1 387 754	-116 173	-1 326 867	-1 344 855	-51 286	-115 280	29 207	1 120	30 327	-8 278	-93 231
Compra e Venda de Energia Elétrica	-1 388 244	-116 214	-1 326 867	-1 344 855	-51 286	-115 810	29 717	1 140	30 857	-8 278	-93 231
Produção em Regime Especial	-1 544 348	-129 282	-1 481 106	-1 501 645	-57 258	-123 285				-8 278	-131 562
CVEE Fornecimento Clientes	156 105	13 068	154 239	156 790	5 972	7 474	29 717	1 140	30 857		38 331
Comercialização	490	41				531	-511	-20	-530		1
Agregador de Último Recurso (AUR)							-111 561	-4 278	-115 839		-115 839
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)							-111 229	-4 266	-115 495		-115 495
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)							-332	-13	-345		-345
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	-1 387 754	-116 173	-1 326 867	-1 344 855	-51 286	-115 280	-82 354	-3 158	-85 513	-8 278	-209 070

Nota: Os desvios do facilitador de mercado referentes a 2023 repercutidos nos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR não estão incluídos neste quadro por não estarem previstos no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, não podendo ser classificados como ajustamentos tarifários na presente decisão tarifária.

Quadro 2-15 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Acerto do CAPEX de 2024 em tarifas de 2025	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1) × (1+i+spread) × (1+i+spread) - 1]	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	3 443	288	-2 391	1 340	2 690	4 030
Distribuição de Energia Elétrica	1 468	123	-801	790	2 507	3 296
Comercialização de Energia Elétrica	538	45	-538	46	447	492
Proveitos permitidos à EDA	5 449	456	-3 730	2 175	5 644	7 818

Quadro 2-16 - Valor dos ajustamentos de 2023 e 2024 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2025	Ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2023	Acerto do CAPEX	Ajustamentos de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2025	Acerto do CAPEX de 2024 em tarifas de 2025	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2025
	(1)	(2) = [(1) × (1+i+spread) × (1+i+spread) - 1]	(3)	(4) = (1)+(2)+(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	7 891	661	-1 610	6 942	642	7 583
Distribuição de Energia Elétrica	301	25	402	728	796	1 524
Comercialização de Energia Elétrica	-362	-30	159	-233	-30	-263
Proveitos permitidos à EEM	7 830	655	-1 048	7 437	1 408	8 845

2.5 TRANSFERÊNCIAS

2.5.1 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

2.5.1.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A TURBOGÁS

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir entre a REN e a Turbogás, referentes ao Acordo celebrado para a prestação transitória de serviços pela central da Tapada do Outeiro.

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

Unidade: EUR

Solução transitória para a Tapada do Outeiro	
Janeiro	2 493 940
Fevereiro	2 493 940
Março	2 493 940
Abril	2 493 940
Maio	2 493 940
Junho	2 493 940
Julho	2 493 940
Agosto	2 493 940
Setembro	2 493 940
Outubro	2 493 940
Novembro	2 493 940
Dezembro	2 493 940
Total	29 927 284

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

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 em 2025 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	62 023
Fevereiro	62 023
Março	62 023
Abril	62 023
Maió	62 023
Junho	62 023
Julho	62 023
Agosto	62 023
Setembro	62 023
Outubro	62 023
Novembro	62 023
Dezembro	62 023
Total	744 272

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

2.5.1.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA RAA

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN para a EDA, referente aos custos com a convergência tarifária de 2025.

Quadro 2-19 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2025
Janeiro	8 790 538
Fevereiro	8 790 538
Março	8 790 538
Abril	8 790 538
Maio	8 790 538
Junho	8 790 538
Julho	8 790 538
Agosto	8 790 538
Setembro	8 790 538
Outubro	8 790 538
Novembro	8 790 538
Dezembro	8 790 538
Total	105 486 452

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2025, são apresentados no Quadro 2-20. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2025 e os ajustamentos ao valor de descontos para 2023 e 2024. 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.

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

Unidade: EUR

Tarifa social

Janeiro	278 837
Fevereiro	278 837
Março	278 837
Abril	278 837
Maiο	278 837
Junho	278 837
Julho	278 837
Agosto	278 837
Setembro	278 837
Outubro	278 837
Novembro	278 837
Dezembro	278 837
Total	3 346 044

2.5.1.4 TRANSFERÊNCIAS PARA A EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA RAM

No quadro seguinte apresentam-se os valores a transferir pela REN para a EEM, referente aos custos com a convergência tarifária de 2025.

Quadro 2-21 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2025
Janeiro	6 477 138
Fevereiro	6 477 138
Março	6 477 138
Abril	6 477 138
Maió	6 477 138
Junho	6 477 138
Julho	6 477 138
Agosto	6 477 138
Setembro	6 477 138
Outubro	6 477 138
Novembro	6 477 138
Dezembro	6 477 138
Total	77 725 655

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2025, são apresentados no Quadro 2-22. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2025, e os ajustamentos para 2023 e 2024. 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.

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

Unidade: EUR

Tarifa social

Janeiro	294 639
Fevereiro	294 639
Março	294 639
Abril	294 639
Maiο	294 639
Junho	294 639
Julho	294 639
Agosto	294 639
Setembro	294 639
Outubro	294 639
Novembro	294 639
Dezembro	294 639
Total	3 535 673

2.5.1.5 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os custos com a tarifa social em Portugal continental, em 2025, 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 2025, e os ajustamentos para 2023 e 2024. 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	10 455 794
Fevereiro	10 455 794
Março	10 455 794
Abril	10 455 794
Maio	10 455 794
Junho	10 455 794
Julho	10 455 794
Agosto	10 455 794
Setembro	10 455 794
Outubro	10 455 794
Novembro	10 455 794
Dezembro	10 455 794
Total	125 469 528

2.5.1.6 TRANSFERÊNCIAS DOS AGENTES FINANCIADORES DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

De acordo com o referido no Anexo I do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2025», as Diretivas com a repartição dos montantes a transferir por cada agente financiador dos custos com a tarifa social durante o ano de 2025 serão publicadas em data posterior à da fixação das tarifas para 2025, na sequência da realização de consulta pública ⁵².

2.5.1.7 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores a transferir pelo gestor global do sistema para os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães e Daivões, detidos pela Iberdrola, ao abrigo do regime transitório definido no artigo 2.º da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro⁵³, nos termos contextualizados no ponto 5.2.1 do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico».

⁵² Consulta Pública n.º 124.

⁵³ Na redação dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

Quadro 2-24 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo ao Investimento do aproveitamento hidroelétrico Gouvães		Garantia de Potência Incentivo ao Investimento do aproveitamento hidroelétrico Daivões	
Janeiro	286 102	Janeiro	9 599
Fevereiro	286 102	Fevereiro	9 599
Março	286 102	Março	9 599
Abril	286 102	Abril	9 599
Maio	286 102	Maio	9 599
Junho	286 102	Junho	9 599
Julho	286 102	Julho	9 599
Agosto	286 102	Agosto	9 599
Setembro	286 102	Setembro	9 599
Outubro	286 102	Outubro	9 599
Novembro	286 102	Novembro	9 599
Dezembro	286 102	Dezembro	9 599
TOTAL (1)	3 433 226	TOTAL (1)	115 189

Nota: (1) Os montantes indicados no quadro dizem respeito ao incentivo do ano 2022. A transferência dos montantes de incentivo referentes ao ano de 2023, cujo valor se estima seja 12 032 730 EUR, apenas será iniciada após a homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, que não foi comunicada à ERSE até à data.

2.5.1.8 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos para o gestor global do sistema (REN) pelos 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 pelo gestor de global do sistema para o operador da rede de distribuição (E-REDES) nos termos regulamentares estabelecidos.

2.5.2 VALORES MENSIS 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 Eletricidade⁵⁴.

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

Unidade: EUR

	Acertos de juros de 2019 e 2020 do mecanismo do DL 74/2013	Diferencial de custo com a aquisição à PRG	Diferencial de custo com a aquisição à PREAC	Total
Janeiro	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Fevereiro	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Março	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Abril	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Maiο	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Junho	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Julho	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Agosto	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Setembro	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Outubro	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Novembro	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Dezembro	23 478	44 737 473	39 107	44 800 057
Total	281 733	536 849 673	469 282	537 600 687

⁵⁴ Até à atribuição da licença de agregador, as funções de AUR são desempenhadas pelo CUR.

Quadro 2-26 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade – CUR

Unidade: EUR

	Devolução de créditos aos consumidores	Diferencial resultante da extinção TVCF	Sustentabilidade mercados	Total
Janeiro	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Fevereiro	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Março	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Abril	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Maiο	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Junho	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Julho	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Agosto	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Setembro	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Outubro	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Novembro	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Dezembro	-22 268	32 085	-3 194 253	-3 184 437
Total	-267 220	385 017	-38 331 041	-38 213 244

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) 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 fevereiro⁵⁵, 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.
- b) Parcela do diferimento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida de 2024, 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. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BPI, à Tagus e à CGD.

⁵⁵ 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).

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

Quadro 2-27 - Transferências da E-REDES para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRE em 2021	
Janeiro	659 028	Janeiro	1 582 636
Fevereiro	659 028	Fevereiro	1 582 636
Março	659 028	Março	1 582 636
Abril	659 028	Abril	1 582 636
Maió	659 028	Maió	1 582 636
Junho	659 028	Junho	1 582 636
Julho	659 028	Julho	1 582 636
Agosto	659 028	Agosto	1 582 636
Setembro	659 028	Setembro	1 582 636
Outubro	659 028	Outubro	1 582 636
Novembro	659 028	Novembro	1 582 636
Dezembro	659 028	Dezembro	1 582 636
Total	7 908 336	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
Maió	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 2-28 - Transferências da E-REDES para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021

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
Maio	1 582 636	Maio	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 2-29 - Transferências da E-REDES para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021 e do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024

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
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
-------	------------

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG
em 2024

Janeiro	9 622 406
Fevereiro	9 622 406
Março	9 622 406
Abril	9 622 406
Maiο	9 622 406
Junho	9 622 406
Julho	9 622 406
Agosto	9 622 406
Setembro	9 622 406
Outubro	9 622 406
Novembro	9 622 406
Dezembro	9 622 406

Total	115 468 872
-------	-------------

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG
em 2024

Janeiro	2 108 341
Fevereiro	2 108 341
Março	2 108 341
Abril	2 108 341
Maiο	2 108 341
Junho	2 108 341
Julho	2 108 341
Agosto	2 108 341
Setembro	2 108 341
Outubro	2 108 341
Novembro	2 108 341
Dezembro	2 108 341

Total	25 300 092
-------	------------

Quadro 2-30 - Transferências da E-REDES para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial de 2021 e do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024

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
Maio	770 432	Maio	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		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRG em 2024	
Janeiro	6 717 260	Janeiro	6 581 725
Fevereiro	6 717 260	Fevereiro	6 581 725
Março	6 717 260	Março	6 581 725
Abril	6 717 260	Abril	6 581 725
Maio	6 717 260	Maio	6 581 725
Junho	6 717 260	Junho	6 581 725
Julho	6 717 260	Julho	6 581 725
Agosto	6 717 260	Agosto	6 581 725
Setembro	6 717 260	Setembro	6 581 725
Outubro	6 717 260	Outubro	6 581 725
Novembro	6 717 260	Novembro	6 581 725
Dezembro	6 717 260	Dezembro	6 581 725
Total	80 607 120	Total	78 980 700

Quadro 2-31 - 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 2021 e do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024

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		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2021		Renda do sobrecusto da PRG em 2024	
Janeiro	1 689 877	Janeiro	4 214 614
Fevereiro	1 689 877	Fevereiro	4 214 614
Março	1 689 877	Março	4 214 614
Abril	1 689 877	Abril	4 214 614
Mai	1 689 877	Mai	4 214 614
Junho	1 689 877	Junho	4 214 614
Julho	1 689 877	Julho	4 214 614
Agosto	1 689 877	Agosto	4 214 614
Setembro	1 689 877	Setembro	4 214 614
Outubro	1 689 877	Outubro	4 214 614
Novembro	1 689 877	Novembro	4 214 614
Dezembro	1 689 877	Dezembro	4 214 614
Total	20 278 524	Total	50 575 368

Quadro 2-32 - Transferências da E-REDES para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição da produção com remuneração garantida de 2024

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRG em 2024	
Janeiro	17 279 876
Fevereiro	17 279 876
Março	17 279 876
Abril	17 279 876
Maio	17 279 876
Junho	17 279 876
Julho	17 279 876
Agosto	17 279 876
Setembro	17 279 876
Outubro	17 279 876
Novembro	17 279 876
Dezembro	17 279 876
Total	207 358 512

2.5.3 TRANSFERÊNCIAS DAS MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA PARA A E REDES

Os valores das medidas de contenção tarifária são transferidas pelo Fundo Ambiental para o operador da rede de distribuição (E-REDES), seguindo a orientação plasmada no Despacho nº 12438/2024, de 21 de outubro, do Ministro de Estado e das Finanças e da Ministra do Ambiente e Energia.

2.6 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 2-33 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2025, 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 fevereiro⁵⁶, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial para o ano de 2021, com término em 2025. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;

- o diferimento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida de 2024, 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 saldo em dívida em 2025, referente a este diferimento é de 1 315 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BPI, à Tagus e à CGD;
- o diferimento, por quatro anos, do montante de 273,7 milhões de euros relativo ao diferencial de custo da aquisição da produção com remuneração garantida de 2025, 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.

⁵⁶ 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 2-33 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2024	Juros 2025	Amortização e regularização 2025	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2025	Saldo em dívida em 2025
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	278 452 510	1 546 804	278 452 510	279 999 314	0
SU Eletricidade	110 030	611	110 030	110 642	0
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	6 527 189	36 259	6 527 189	6 563 448	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	18 886 716	104 916	18 886 716	18 991 632	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	20 166 499	112 025	20 166 499	20 278 524	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	15 729 296	87 376	15 729 296	15 816 672	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	18 886 716	104 916	18 886 716	18 991 632	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	9 194 111	51 073	9 194 111	9 245 184	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	18 886 716	104 916	18 886 716	18 991 632	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	80 161 821	445 299	80 161 821	80 607 120	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	7 864 648	43 688	7 864 648	7 908 336	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	18 886 716	104 916	18 886 716	18 991 632	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	20 166 499	112 025	20 166 499	20 278 524	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	18 886 716	104 916	18 886 716	18 991 632	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	3 932 336	21 844	3 932 336	3 954 180	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	20 166 499	112 025	20 166 499	20 278 524	0
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	1 716 609 136	76 082 189	401 651 997	477 734 186	1 314 957 139
SU Eletricidade	181 967	8 065	42 577	50 642	139 391
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	414 906 294	18 389 148	97 079 724	115 468 872	317 826 570
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	90 909 067	4 029 200	21 270 892	25 300 092	69 638 175
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	181 728 964	8 054 447	42 520 921	50 575 368	139 208 043
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	283 795 875	12 578 176	66 402 524	78 980 700	217 393 351
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRG de 2024	745 086 968	33 023 154	174 335 358	207 358 512	570 751 610
Diferimento do sobrecusto PRG de 2025¹¹					273 729 000
Total	1 995 061 646	77 628 993	680 104 507	757 733 499	1 588 686 139

Notas: ¹¹ O valor total do sobrecusto PRG a diferir previsto para 2025 é de 810 milhões de euros.

3 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2025

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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT _{ORT MAT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT _{ORD MAT}	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT
	URT _{ORT AT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT _{ORD AT}	Operador da rede de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD _{AT}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de distribuição em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT
	URD _{MT}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em MT e BT	Uso da rede de distribuição em MT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MT e BT
	URD _{BT}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
<i>Tarifa de Energia</i>	TE	Comercializadores de último recurso, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT, MT e BTE, em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, BTE e BTN, nas Regiões Autónomas)

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

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes (cont.)</i>	TAR _{Social}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entregas a clientes vulneráveis em BTN	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental e Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
<i>Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP</i>	TAR _{AC}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento</i>	TAR _{IAA}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo⁵⁷</i>	TAR _{CEI}	Operadores das redes de distribuição	Clientes que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	Uso das redes e serviços associados	Incluída tarifas de mercado em MAT, AT e MT

⁵⁷ 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
<i>Tarifa de Venda a Clientes Finais</i>	TVCF _{CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em BTN dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização. Trata-se de uma tarifa transitória
	TVCF _{CUR RAA}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAA	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF _{CUR RAM}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF _{Social CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes vulneráveis em BTN, dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF _{Social CUR RAA}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAA	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF _{Social CUR RAM}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)</i>	TVCF _{CUR MAT, AT, MT, BTE}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT, MT e BTE do comercializador de último recurso em Portugal continental e clientes em BTE dos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF _{CUR CUR BT}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF _{CUR CEI MAT, AT, MT} ⁵⁸	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

⁵⁸ 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}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAA	CEME que atuem na RAA cujo aprovisionamento é realizado junto da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o 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}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAM	CEME que atuem na RAM cujo aprovisionamento é realizado junto da empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o 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 2025.

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	0,0009
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0009

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	0,0049
	Horas cheias	0,0049
	Horas de vazio normal	0,0049
	Horas de super vazio	0,0049

No Quadro 3-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2025, 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	0,0058
	Horas cheias	0,0058
	Horas de vazio normal	0,0058
	Horas de super vazio	0,0058

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 2025 proporcionam os proveitos permitidos em 2025, 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 2025 está definida no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

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 respetivos 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 2025.

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	0,0653
Contratada	0,0051
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0008
Horas cheias	0,0007
Horas de vazio normal	0,0007
Horas de super vazio	0,0006
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	0,1093
Contratada	0,0145
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	0,0009
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0009

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	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
AT	4	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
MT	4	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010
BTE	4	0,0011	0,0011	0,0010	0,0010
BTN>	3	0,0011	0,0011	0,0010	
BTN< tri-horárias	3	0,0011	0,0011	0,0010	
BTN bi-horárias	2	0,0011		0,0010	
BTN simples	1	0,0010			

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) ⁵⁹, 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 de sustentabilidade ⁶⁰, 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 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.

O Quadro 3-10 e o Quadro 3-11 apresentam 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 e em preço médio (EUR/MWh), respetivamente, considerando os CIEG previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

Quadro 3-10 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	16,2	67,7	272,7	117,2	820,6	87,6	733,0	1 294,4
CMEC	1,2	2,6	11,2	3,7	66,4	4,2	62,3	85,2
Diferencial de custo dos CAE	0,1	0,6	2,5	1,1	7,6	0,8	6,8	12,0
Diferencial de custo das RA	2,3	9,6	38,6	16,6	116,1	12,4	103,7	183,2
Terrenos das centrais	0,1	0,6	2,3	1,0	7,0	0,7	6,3	11,1
Custos com mecanismos de capacidade	0,2	0,8	3,3	1,4	9,9	1,1	8,8	15,6
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,5	-2,0	-8,1	-3,5	-24,3	-2,6	-21,7	-38,3
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	1,1	4,5	18,1	7,8	54,5	5,8	48,7	86,0
Medidas de contenção tarifária	-4,7	-19,6	-78,8	-33,9	-237,1	-25,3	-211,8	-374,0
TOTAL	16,1	64,9	261,9	111,5	820,8	84,7	736,2	1 275,2

⁵⁹ 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.

⁶⁰ 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.

Quadro 3-11 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio

Unidades: EUR/MWh	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRG	6,56	9,97	18,16	34,98	42,09	43,81	41,89	27,47
CMEC	0,48	0,39	0,74	1,12	3,41	2,08	3,56	1,81
Diferencial de custo dos CAE	0,06	0,09	0,17	0,32	0,39	0,41	0,39	0,25
Diferencial de custo das RA	0,93	1,41	2,57	4,95	5,96	6,20	5,93	3,89
Terrenos das centrais	0,06	0,09	0,16	0,30	0,36	0,37	0,36	0,23
Custos com mecanismos de capacidade	0,08	0,12	0,22	0,42	0,51	0,53	0,50	0,33
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,19	-0,30	-0,54	-1,04	-1,25	-1,30	-1,24	-0,81
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,44	0,66	1,21	2,32	2,80	2,91	2,78	1,82
Medidas de contenção tarifária	-1,90	-2,88	-5,25	-10,10	-12,16	-12,66	-12,10	-7,94
TOTAL	6,52	9,55	17,44	33,28	42,11	42,36	42,08	27,06

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 3-12.

Quadro 3-12 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II							
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0000	0,0086	0,0060	0,0057	0,0056	0,0052
AT	4	0,0000	0,0038	0,0104	0,0098	0,0088	0,0081
MT	4	0,0000	0,0238	0,0160	0,0146	0,0117	0,0103
BTE	4	0,0000	0,0320	0,0301	0,0271	0,0218	0,0176
BTN>	3	-	0,0138	0,1187	0,0244	0,0068	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0156	0,1262	0,0198	0,0076	
BTN bi-horárias	2	-	0,0156	0,0424		0,0076	
BTN simples	1	-	0,0156	0,0307			

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 3-13.

Quadro 3-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0000	0,0086	0,0069	0,0066	0,0065	0,0061
AT	4	0,0000	0,0038	0,0113	0,0107	0,0097	0,0090
MT	4	0,0000	0,02380	0,0170	0,0156	0,0127	0,0113
BTE	4	0,0000	0,0320	0,0312	0,0282	0,0228	0,0186
BTN>	3	-	0,0138	0,1198	0,0255		0,0078
BTN< tri-horárias	3	-	0,0156	0,1273	0,0209		0,0086
BTN bi-horárias	2	-	0,0156	0,0435			0,0086
BTN simples	1	-	0,0156	0,0317			

No Quadro 3-14 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 3-13.

Quadro 3-14 - 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	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
AT	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
MT	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
BTE	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
BTN>	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
BTN< tri-horárias	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
BTN bi-horárias	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452
BTN simples	0,00357	-0,00001	0,00101	0,00000	-0,00004	-0,00001	0,00452

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 3-15 e no Quadro 3-16.

Quadro 3-15 - 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	0,0653
Contratada	0,0051
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0008
Horas cheias	0,0007
Horas de vazio normal	0,0007
Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa	EUR/kvarh
Indutiva	0,0231
Capacitiva	0,0173

Quadro 3-16 - 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		0,1045
Contratada		0,0139
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 3-17.

Quadro 3-17 - 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	0,1265	0,0009	0,0008	0,0008	0,0007
MT	4	0,1325	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
BTE	4	0,1453	0,0010	0,0010	0,0009	0,0008
BTN>	3	-	0,0539	0,0010	0,0009	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0539	0,0010	0,0009	
BTN bi-horárias	2	-	0,0125		0,0009	
BTN simples	1	-	0,0086			

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 2025 proporcionam os proveitos permitidos em 2025, 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 2025 é determinada de acordo com o descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

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 3-18 - 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	0,0155
	Contratada	0,0020
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 3-19 - 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	0,0773
	Contratada	0,0160
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 3-20 - 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		0,2200
Contratada		0,0233
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0050
Horas cheias		0,0045
Horas de vazio normal		0,0036
Horas de super vazio		0,0026
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 3-21 - 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	0,0155	0,0020	0,0009	0,0008	0,0005	0,0005	0,0231	0,0173
MT	4	0,0193	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005	-	-
BTE	4	0,0212	-	0,0010	0,0009	0,0006	0,0005	-	-
BTN>	3	-	-	0,0087	0,0009	0,0006		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0087	0,0009	0,0006		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0026		0,0006		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0019				-	-

**Quadro 3-22 - 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	0,0773	0,0160	0,0025	0,0022	0,0015	0,0012	0,0252	0,0189
BTE	4	0,1099	-	0,0027	0,0024	0,0016	0,0013	-	-
BTN>	3	-	-	0,0427	0,0023	0,0015		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0427	0,0023	0,0015		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0111		0,0015		-	-
BTN simples	1	-	-	0,0079				-	-

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 2025, 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 3-23 - 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	0,2200	0,0233	0,0050	0,0044	0,0036	0,0026	0,0318	0,0243
BTN>	3	-	0,0304	0,0217	0,0211	0,0033		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,0304	0,0143	0,0137	0,0033		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,0304	0,0133		0,0033		-	-
BTN simples	1	-	0,0304	0,0099				-	-

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 2025 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 2025».

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 3-24 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0944
	Horas cheias	0,0892
	Horas de vazio normal	0,0771
	Horas de super vazio	0,0691
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0869
	Horas cheias	0,0849
	Horas de vazio normal	0,0751
	Horas de super vazio	0,0730

Os preços da tarifa de Energia convertidas nas várias opções tarifárias apresentam-se no Quadro 3-25.

Quadro 3-25 - 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	0,1067	0,1004	0,0839		0,1067	0,1004	0,0839	
BTN< tri-horárias	3	0,1067	0,1004	0,0839		0,1067	0,1004	0,0839	
BTN bi-horárias	2	0,1021		0,0839		0,1021		0,0839	
BTN simples	1	0,0956				0,0956			

No que se refere aos parâmetros β_t e μ_t , previstos no artigo 156.º do Regulamento Tarifário, em 2025 mantêm-se os valores de 2024:

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

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 2025».

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

Quadro 3-26 - Preços da tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,0378
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0065

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 2025 é condicionada pela evolução da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema ⁶¹.

No caso dos preços de energia reativa, estes mantêm-se inalterados face ao valor do ano 2024.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar em 2025.

⁶¹ A parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema é repercutida através dos preços de energia ativa, de potência em horas de ponta e de potência contratada.

Quadro 3-27 - Preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0653
	Contratada	0,0137
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0077
	Horas cheias	0,0073
	Horas de vazio normal	0,0072
	Horas de super vazio	0,0067
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	0,1420
	Contratada	0,0058
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0131
	Horas cheias	0,0123
	Horas de vazio normal	0,0110
	Horas de super vazio	0,0102
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	0,2291
	Contratada	0,0398
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0213
	Horas cheias	0,0195
	Horas de vazio normal	0,0156
	Horas de super vazio	0,0137
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	0,4964
	Contratada	0,0553
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0409
	Horas cheias	0,0369
	Horas de vazio normal	0,0295
	Horas de super vazio	0,0238
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	1,2199
	34,5	1,5249
	41,4	1,8299
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2468
	Horas cheias	0,0508
	Horas de vazio	0,0141

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	0,0529
	2,3	0,1058
	3,45	0,1587
	4,6	0,2116
	5,75	0,2645
	6,9	0,3174
	10,35	0,4761
	13,8	0,6348
	17,25	0,7935
20,7	0,9522	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0600
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0830
	Horas de vazio	0,0149
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2469
	Horas cheias	0,0388
	Horas de vazio	0,0149

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP $\leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0442
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2468
	Horas cheias	0,0508
	Horas de vazio	0,0141

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP $\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0460
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0600
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0830
	Horas de vazio	0,0149
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2469
	Horas cheias	0,0388
	Horas de vazio	0,0149

De acordo com as regras de faturação para a iluminação pública (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 (CIEG) na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2025, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os que constam no Quadro 3-28.

Quadro 3-28 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	55%
AT	51%
MT	46%
BTE	57%
BTN > 20,7 kVA	58%
BTN ≤ 20,7 kVA	60%

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 3-29 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 2024, a usar no caso de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço ocorridos em 2024.

Quadro 3-29 – Valor médio das tarifas de uso das redes em 2024

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	Valor médio das tarifas de uso das redes EUR/kWh
MAT	0,0036
AT	0,0078
MT	0,0194
BTE	0,0416
BTN	0,0509

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

Para o ano 2025, 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 3-30.

Quadro 3-30 – Fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reativa

Escalão	Descrição	Fator multiplicativo
Escalão 1	Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 30% e inferior a 40%	0,33
Escalão 2	Correspondente a $\text{tg } \phi$ superior ou igual a 40% e inferior a 50%	1,00
Escalão 3	Correspondente a $\text{tg } \phi$ 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 deixaram de existir preços negativos, foi implementada nesse ano pela primeira vez 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 2025», 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 2025».

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 101 ⁶². O fator de apontamento f ⁶³, 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 foi o primeiro ano em que se publicaram preços para esta opção tarifária. A ERSE acompanhará o decorrer dessa implementação, avaliando da necessidade de proceder a eventuais ajustamentos ou melhorias. Concluída a adaptação do modelo de dados dos processos de suporte ao mercado pelo ORD em MT e AT, nos meses iniciais de 2024, registou-se em 1 de junho de 2024 a adesão de dois clientes, num total de 13 pontos de entrega de média tensão, estando envolvidos dois comercializadores.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, a vigorar em 2025.

⁶² 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).

⁶³ 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:

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

Quadro 3-31 – 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	0,0934
	Época Média	0,0792
	Época Baixa	0,0495
Contratada		0,0137
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0077
Horas cheias		0,0073
Horas de vazio normal		0,0072
Horas de super vazio		0,0067
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0231
Capacitiva		0,0173

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	Época Alta	0,2150
	Época Média	0,1669
	Época Baixa	0,1044
Contratada		0,0058
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0131
Horas cheias		0,0123
Horas de vazio normal		0,0110
Horas de super vazio		0,0102
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	0,3700
	Época Média	0,2583
	Época Baixa	0,1616
Contratada		0,0398
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0213
Horas cheias		0,0195
Horas de vazio normal		0,0156
Horas de super vazio		0,0137
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0252
Capacitiva		0,0189

Em 2025, 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 2025, na Área de Rede C a Época Alta compreende o período de 1 de julho até 25 de setembro ⁶⁴, 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 3-32. Nos restantes preços, a repartição pelas várias tarifas por atividade segue a repartição presente nas tarifas de Acesso às Redes.

⁶⁴ A necessidade de terminar na Área de Rede C a época alta no dia 25 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.

Quadro 3-32 - 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	0,0934	0,0792	0,0495	0,1915	0,1486	0,0930	0,2140	0,1494	0,0935
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	0,0235	0,0183	0,0114	0,0312	0,0218	0,0136
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	-	-	-	0,1248	0,0871	0,0545

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 de preços: Uso da Rede de Transporte em Alta Tensão (URT AT) e Uso da Rede de Distribuição em Alta Tensão (URD AT) convertidas para MT, Uso da Rede de Distribuição em Média Tensão (URD MT), adicionada da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT, de acordo com o n.º 5 do artigo 27.º do RT.

Pretende-se com esta tarifa de Acesso às Redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, e pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD em MT e AT. Assim, os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir os preços da tarifa de Uso Global do Sistema em BT, ajustados com as perdas de BT.

À semelhança do ano anterior e no sentido de se caracterizar a estrutura de consumos e a faturação das entregas em BT nos anos 2022 e 2023, foi enviado a 4 de julho de 2024 um pedido de informação a cada um dos dez ORD BT ⁶⁵. A cada ORD BT foi solicitada informação detalhada sobre os consumos medidos em

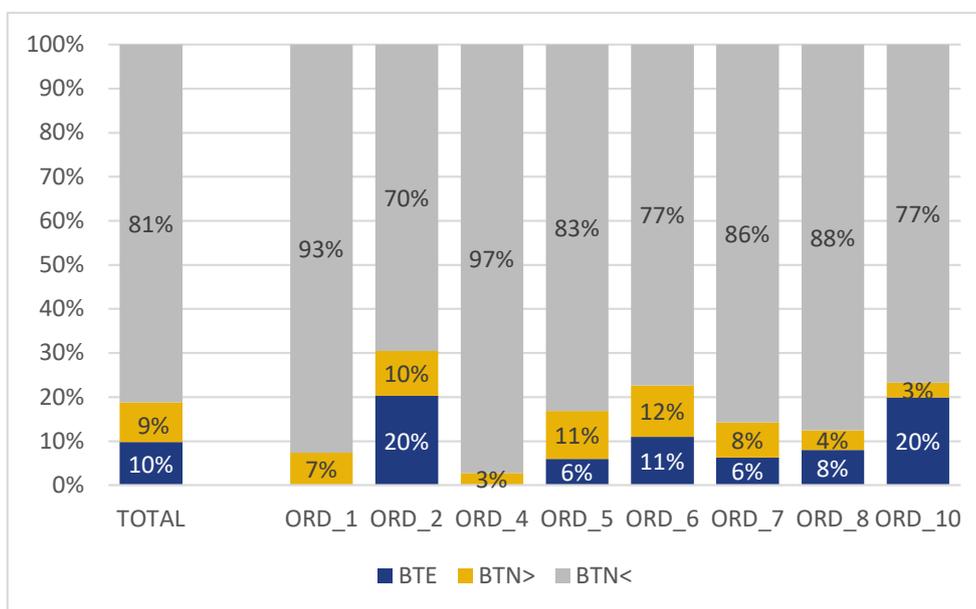
⁶⁵ Nos dois anos anteriores foi enviado um pedido de informação análogo.

contador BT ⁶⁶, como também a medição desses consumos nos postos de transformação em que ocorrem as entregas pelo ORD em MT e AT. Dos dez ORD BT responderam nove. A 17 de setembro, a ERSE enviou novo pedido de informação a sete ORD BT, com a solicitação de esclarecimentos, tendo rececionado cinco respostas. Posteriormente, a 25 de outubro, foi rececionada a resposta do décimo ORD BT que até à data não tinha enviado qualquer informação. A análise da informação recebida revelou algumas inconsistências que necessitavam de esclarecimentos adicionais dos ORD BT ⁶⁷. Esses esclarecimentos adicionais foram solicitados e rececionados após a proposta de tarifas. Apesar das inconsistências, a informação recebida permite caracterizar a estrutura de fornecimentos em BT.

Da informação recebida pelos dez ORD BT, oito ORD BT 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 oito ORD BT sugere uma estrutura de fornecimentos de BTE, BTN> e BTN< de 10%, 9% e 81%, respetivamente.

A Figura 3-1 evidencia, para a média dos anos 2022 e 2023, a estrutura dos fornecimentos de energia ativa em BT. Observa-se que o peso dos fornecimentos de BTN< varia de forma relevante entre os vários ORD BT, entre valores de 70% e 97%.

Figura 3-1 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de oito ORD BT, média dos anos 2022 e 2023



Nota: O valor total apresentado considera a informação dos oito ORD BT indicados na figura. A informação apenas considera os fornecimentos ao

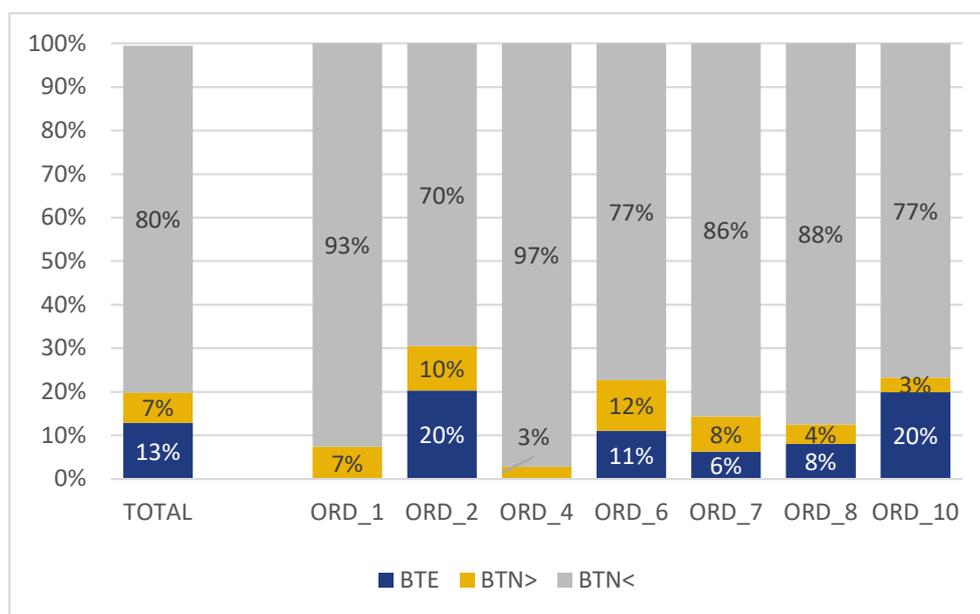
⁶⁶ Para as diferentes variáveis de faturação da tarifa de Acesso às Redes em BT.

⁶⁷ Como, por exemplo, no caso das perdas na rede em BT destes operadores.

abrigo do n.º 4 do artigo 27.º do RT, aos quais se aplica a TAR ORD BT. Média dos anos 2022 e 2023.

Após análise da informação recebida, foram expurgados os dados de um ORD BT, que apresentavam inconsistências na relação entre variáveis de faturação, nomeadamente entre a energia ativa e a potência contratada. A Figura 3-2 evidencia, para a média dos anos 2022 e 2023, a estrutura dos fornecimentos de energia ativa em BT, dos sete ORD BT considerados na análise subsequente.

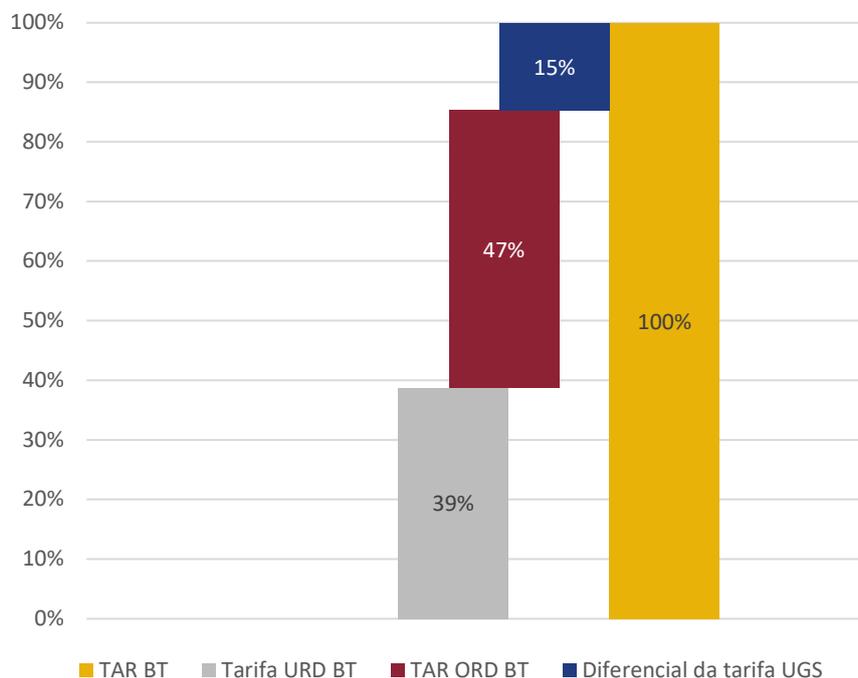
Figura 3-2 - Estrutura dos fornecimentos em BT, de sete ORD BT, média dos anos 2022 e 2023



Nota: O valor total apresentado considera a informação dos sete 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 2022 e 2023.

Com a informação de fornecimentos dos sete ORD BT, relativamente a 2022 e 2023, a ERSE simulou qual seria o diferencial da tarifa UGS para os ORD BT, em euros, entre a faturação do acesso às redes nas entregas em BT (realizada pelos ORD BT) deduzida da tarifa de uso da rede de distribuição BT e a faturação do acesso às redes pelas entregas do ORD em MT e AT (faturada aos ORD BT pelo ORD em AT e MT), aplicando os preços definidos nesta decisão tarifária para o ano 2025, e assumindo no cálculo da TAR ORD BT uma estrutura de fornecimentos exclusivamente em BTE, conforme o pressuposto adotado na Fixação Excepcional de Tarifas em 2024.

Figura 3-3 - Faturação de sete ORD BT em 2025, assumindo no cálculo tarifário uma estrutura dos fornecimentos exclusivamente em BTE



Nota: O cálculo da faturação dos ORD BT em 2025 assume, para cada um dos sete ORD BT da Figura 3-2, a média das quantidades faturadas em 2022 e 2023.

Da análise efetuada, verifica-se que em média, e assumindo para 2025 quantidades faturadas iguais ao nível médio dos anos 2022 e 2023, os sete ORD BT analisados estão a beneficiar de um diferencial na tarifa UGS, de cerca de 15% face à faturação da tarifa de Acesso às Redes junto dos clientes em BT. De salientar que este montante acresce à remuneração dos ORD BT através da parcela do Uso da Rede de Distribuição em BT. É igualmente de salientar que a informação recolhida pela ERSE não permite avaliar a diferença entre as receitas e os custos dos CUR BT na componente da energia e comercialização.

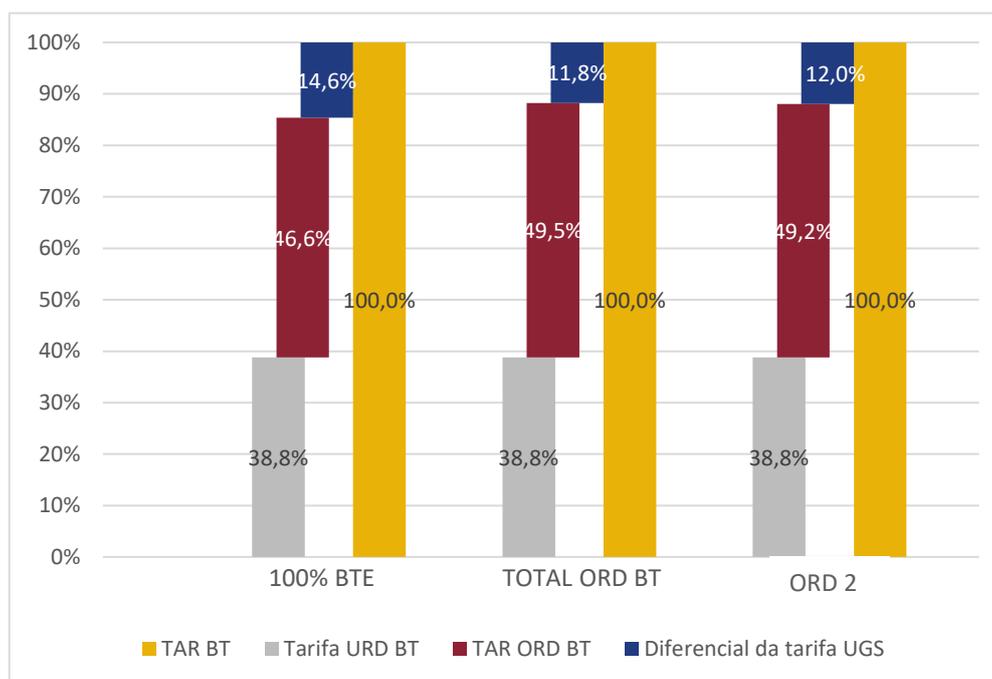
Uma vez que o diferencial da tarifa UGS, com repercussão nos ORD BT, deveria tender para zero, pretende-se verificar o impacte tarifário nos vários ORD BT de adotar no cálculo da TAR ORD BT uma estrutura de fornecimento mais aderente à informação apresentada pelos ORD BT. Assim, além da simulação apresentada anteriormente, foram acrescentados dois cenários alternativos, um primeiro cenário onde a estrutura de fornecimentos é a média dos sete ORD BT analisados (TOTAL ORD BT) e um segundo cenário onde a estrutura de fornecimento resulta do ORD com o maior peso dos fornecimentos em BTE (ORD 2).

Quadro 3-33 - Estruturas de fornecimento simuladas 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)		
	100% BTE	TOTAL ORD BT	ORD 2
BTE	100%	13%	20%
BTN>	0%	7%	10%
BTN<	0%	80%	70%

Seguidamente são apresentados os resultados das simulações efetuadas.

Figura 3-4 – Faturação dos ORD BT em 2025, assumindo no cálculo tarifário diferentes estruturas de fornecimentos em BT



Verifica-se que, adotando uma estrutura de fornecimentos mais aderente à informação prestada, TOTAL ORD BT ou ORD 2, e assumindo para 2025 quantidades faturadas iguais ao nível médio dos anos 2022 e 2023 nos sete ORD BT analisados, o diferencial da tarifa UGS diminuiu, embora se mantenha com um nível elevado. Razões que podem justificar que este diferencial se mantenha positivo são perdas técnicas em BT inferiores aos fatores de ajustamento para perdas em BT, adotados na presente decisão tarifária para o

total de Portugal continental, ou ainda diferenças no valor de potência contratada medido nas entregas em BT e nas entregas do ORD em MT e AT.

Apesar de verificarmos que o diferencial da tarifa UGS é positivo no agregado, não é possível garantir que esse diferencial é superior a zero para cada ORD BT e, apesar de se observar uma melhoria na prestação de informação, ainda subsistem inconsistências nos dados fornecidos pelos ORD BT.

Salienta-se que, no sentido de eliminar estas inconsistências, a ERSE aprovou recentemente instrumentos de prestação de informação pelos ORD exclusivamente em BT, através da publicação das Normas complementares de relato financeiro e operacional relativo às atividades desenvolvidas pelos ORD e CUR exclusivamente em BT, nos termos da [Instrução n.º 08/2024](#), de 30 de outubro, suportada num processo de consulta de interessados a estes operadores. A publicação destas normas determina o reporte harmonizado e periódico da informação relativa à caracterização das atividades desenvolvidas por estes operadores.

Existindo incertezas no reporte de informação individual, utiliza-se para 2025 uma estrutura de fornecimento que mitiga o risco de repercussão de um valor da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema superior ao valor correspondente à estrutura real de fornecimentos de cada ORD BT.

A estrutura de fornecimento utilizada no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT é a indicada no quadro seguinte.

Quadro 3-34 - Estrutura de fornecimento a utilizar em 2025 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT

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

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT, a vigorar no ano 2025, 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 ⁶⁸.

Quadro 3-35 - 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	0,2291
	Contratada	0,0480
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0328
	Horas cheias	0,0297
	Horas de vazio normal	0,0241
	Horas de super vazio	0,0197

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 3-36.

⁶⁸ Nos termos do n.º 4 do artigo 45.º do RT, os «pontos de entrega do operador da rede de distribuição em MT aos operadores de rede de distribuição em BT não são objeto de faturação de energia reativa».

Quadro 3-36 - 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	-	0,0320	0,0285	0,0258	0,0212	0,0173
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1325	-	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0193	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0773	0,0160	0,0025	0,0022	0,0015	0,0012
Uso Global do Sistema - Parcela I	4	-	-	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010
Uso Global do Sistema - Parcela II	4	-	0,0320	0,0275	0,0248	0,0202	0,0163

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 ⁶⁹, 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 ⁷⁰.

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.

⁶⁹ A segunda versão do RAC (Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio) foi, entretanto, revogada.

⁷⁰ 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 ⁷¹, 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 ⁷².

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 níveis de tensão a montante [RT, art.º 60.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º

⁷¹ 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](#).

⁷² Tendo em consideração o estado inicial de desenvolvimento deste tipo de projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a ausência de informação quanto a potenciais impactos da partilha dinâmica, a ERSE entendeu que as tarifas deveriam ser idênticas às tarifas aplicáveis aos restantes modos de partilha em autoconsumo coletivo.

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.

No primeiro trimestre de 2024, existiam 102 projetos de autoconsumo, envolvendo 345 instalações⁷³. Estes valores são majorantes dos relativos aos projetos de autoconsumo através da RESP, uma vez que o autoconsumo coletivo pode ocorrer através de rede interna.

Da análise à informação da E-REDES quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes⁷⁴, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2025 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 aplicáveis ao autoconsumo [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.

⁷³ Informação recebida da E-Redes ao abrigo do [Regulamento do Autoconsumo](#) [art.º 38.º, na redação vigente].

⁷⁴ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «Proposta de Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

Em 31 de janeiro de 2024, foi publicado o Despacho n.º 1177/2024 ⁷⁵, onde se estabelece a isenção de 100% dos encargos de CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes, para os novos projetos de autoconsumo, individual ou coletivo, ou de CER, que envolvam a utilização da RESP e que obtenham as condições para o exercício da sua atividade entre 1 de janeiro de 2023 e final do ano 2024.

As deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados constam no Quadro 3-37 e no Quadro 3-38.

Quadro 3-37 - 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	0,0030	0,0029	0,0028	0,0026
AT	0,0000	0,0052	0,0049	0,0044	0,0041
MT	0,0000	0,0080	0,0073	0,0059	0,0052
BTE	0,0000	0,0151	0,0136	0,0109	0,0088
BTN>	-	0,0594	0,0122	0,0034	
BTN< tri-horárias	-	0,0631	0,0099	0,0038	
BTN bi-horárias	-	0,0212		0,0038	
BTN simples	-	0,0154			

⁷⁵ [Despacho n.º 1177/2024](#), de 31 de janeiro.

Quadro 3-38 - 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	0,0060	0,0057	0,0056	0,0052
AT	0,0000	0,0104	0,0098	0,0088	0,0081
MT	0,0000	0,0160	0,0146	0,0117	0,0103
BTE	0,0000	0,0301	0,0271	0,0218	0,0176
BTN>	-	0,1187	0,0244	0,0068	
BTN< tri-horárias	-	0,1262	0,0198	0,0076	
BTN bi-horárias	-	0,0424		0,0076	
BTN simples	-	0,0307			

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 ⁷⁶.

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 3-39 ao Quadro 3-41. As tarifas do Quadro 3-39 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 3-40 aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 3-41 às EGAC, no caso de projetos de autoconsumo coletivo que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG. Estas tarifas, com isenção de CIEG, são aplicáveis apenas a projetos de autoconsumo que tenham obtido as condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2024.

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 Quadro 3-39 a Quadro 3-41.

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 3-42.
- Para a parcela de consumo fornecida pelo autoconsumo:

⁷⁶ 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 3-41].

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) ⁷⁷. 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].

⁷⁷ 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 3-39 - 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	0,0653	0,0077	0,0073	0,0072	0,0067
AT	AT	0,0155	0,0122	0,0115	0,0102	0,0095
	MAT	0,1420	0,0131	0,0123	0,0110	0,0102
MT	MT	0,0773	0,0195	0,0178	0,0142	0,0125
	AT	0,0966	0,0204	0,0186	0,0148	0,0130
	MAT	0,2291	0,0213	0,0195	0,0156	0,0137
BTE	BT	0,2200	0,0362	0,0326	0,0264	0,0212
	MT	0,3299	0,0389	0,0350	0,0280	0,0225
	AT	0,3511	0,0399	0,0359	0,0286	0,0230
	MAT	0,4964	0,0409	0,0369	0,0295	0,0238
BTN>	BT	n.a.	0,1415	0,0466	0,0111	
	MT		0,1842	0,0489	0,0126	
	AT		0,1929	0,0498	0,0132	
	MAT		0,2468	0,0508	0,0141	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,1416	0,0346	0,0119	
	MT		0,1843	0,0369	0,0134	
	AT		0,1930	0,0378	0,0140	
	MAT		0,2469	0,0388	0,0149	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0568		0,0119	
	MT		0,0679		0,0134	
	AT		0,0705		0,0140	
	MAT		0,0830		0,0149	
BTN simples	BT	n.a.	0,0416			
	MT		0,0495			
	AT		0,0514			
	MAT		0,0600			

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

Quadro 3-40 - 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	0,0653	0,0047	0,0044	0,0044	0,0041
AT	AT	0,0155	0,0070	0,0066	0,0058	0,0054
	MAT	0,1420	0,0079	0,0074	0,0066	0,0061
MT	MT	0,0773	0,0115	0,0105	0,0083	0,0073
	AT	0,0966	0,0124	0,0113	0,0089	0,0078
	MAT	0,2291	0,0133	0,0122	0,0097	0,0085
BTE	BT	0,2200	0,0211	0,0190	0,0155	0,0124
	MT	0,3299	0,0238	0,0214	0,0171	0,0137
	AT	0,3511	0,0248	0,0223	0,0177	0,0142
	MAT	0,4964	0,0258	0,0233	0,0186	0,0150
BTN>	BT	n.a.	0,0821	0,0344	0,0077	
	MT		0,1248	0,0367	0,0092	
	AT		0,1335	0,0376	0,0098	
	MAT		0,1874	0,0386	0,0107	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0785	0,0247	0,0081	
	MT		0,1212	0,0270	0,0096	
	AT		0,1299	0,0279	0,0102	
	MAT		0,1838	0,0289	0,0111	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0356		0,0081	
	MT		0,0467		0,0096	
	AT		0,0493		0,0102	
	MAT		0,0618		0,0111	
BTN simples	BT	n.a.	0,0262			
	MT		0,0341			
	AT		0,0360			
	MAT		0,0446			

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

Quadro 3-41 - 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	0,0653	0,0017	0,0016	0,0016	0,0015
AT	AT	0,0155	0,0018	0,0017	0,0014	0,0014
	MAT	0,1420	0,0027	0,0025	0,0022	0,0021
MT	MT	0,0773	0,0035	0,0032	0,0025	0,0022
	AT	0,0966	0,0044	0,0040	0,0031	0,0027
	MAT	0,2291	0,0053	0,0049	0,0039	0,0034
BTE	BT	0,2200	0,0061	0,0055	0,0046	0,0036
	MT	0,3299	0,0088	0,0079	0,0062	0,0049
	AT	0,3511	0,0098	0,0088	0,0068	0,0054
	MAT	0,4964	0,0108	0,0098	0,0077	0,0062
BTN>	BT	n.a.	0,0228	0,0222	0,0043	
	MT		0,0655	0,0245	0,0058	
	AT		0,0742	0,0254	0,0064	
	MAT		0,1281	0,0264	0,0073	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0154	0,0148	0,0043	
	MT		0,0581	0,0171	0,0058	
	AT		0,0668	0,0180	0,0064	
	MAT		0,1207	0,0190	0,0073	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0144		0,0043	
	MT		0,0255		0,0058	
	AT		0,0281		0,0064	
	MAT		0,0406		0,0073	
BTN simples	BT	n.a.	0,0109			
	MT		0,0188			
	AT		0,0207			
	MAT		0,0293			

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, em cujo âmbito se inclui [art.º 3.º, alínea qq), na redação vigente ⁷⁸]:

- o armazenamento autónomo, quando a instalação tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC,
- o armazenamento colocalizado, quando uma instalação de armazenamento se encontre combinada com um centro eletroprodutor de fonte renovável ou UPAC, ligados no mesmo ponto de acesso à rede.

Com a 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

⁷⁸ Redação do [Decreto Lei n.º 99/2024](#), de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, que entrará em vigor a 18 de dezembro de 2024.

artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. No Quadro 3-42 apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento, a vigorar em 2025.

Quadro 3-42 - 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	0,0653
	Contratada	0,0051
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0017
	Horas cheias	0,0016
	Horas de vazio normal	0,0016
	Horas de super vazio	0,0015
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	0,1420
	Contratada	0,0020
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0027
	Horas cheias	0,0025
	Horas de vazio normal	0,0022
	Horas de super vazio	0,0021
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	0,2291
	Contratada	0,0160
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0053
	Horas cheias	0,0049
	Horas de vazio normal	0,0039
	Horas de super vazio	0,0034
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	0,4964
	Contratada	0,0233
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0108
	Horas cheias	0,0098
	Horas de vazio normal	0,0077
	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	0,8390
	34,5	1,0488
	41,4	1,2586
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1281
	Horas cheias	0,0264
	Horas de vazio	0,0073

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	0,0350
	2,3	0,0699
	3,45	0,1049
	4,6	0,1398
	5,75	0,1748
	6,9	0,2098
	10,35	0,3146
	13,8	0,4195
	17,25	0,5244
20,7	0,6293	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0293
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0406
	Horas de vazio	0,0073
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1207
	Horas cheias	0,0190
	Horas de vazio	0,0073

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]. Contudo, a aplicação efetiva deste estatuto ainda aguarda a obtenção de autorização pela Comissão Europeia, dependente de alterações ao regime jurídico. O recente

Decreto-Lei n.º 99/2024 ⁷⁹, de 3 de dezembro, vem proceder a alterações ao estatuto, as quais estão consideradas na descrição abaixo.

Deste modo, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação que vigorará a partir de 18 de dezembro de 2024, 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 serviço público (RESP), 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 dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1].

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 de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma ⁸⁰, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5€/MWh;
- 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 ⁸¹, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, estabelece requisitos relativos os limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade referidos acima. Adicionalmente, estabelece 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];

⁷⁹ [Decreto Lei n.º 99/2024](#), de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, que entrará em vigor a 18 de dezembro de 2024.

⁸⁰ Nos termos do n.º 9 do artigo 208.º, na redação vigente, a isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade.

⁸¹ Nos termos do n.º 9 do artigo 208.º, na redação vigente, a isenção dos CIEG não inclui os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade.

- 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 referir que esta Portaria é anterior à alteração ao Decreto-Lei nº 15/2022 operada pelo Decreto-Lei n.º 99/2024.

Como a produção de efeitos desta medida de redução de encargos está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia, o que ainda não ocorreu, 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 ⁸². O RT estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 55.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.

⁸² 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 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.

Refira-se que a ERSE submeteu a consulta pública ⁸³, em paralelo com a proposta de tarifas, uma alteração do RT que inclui uma proposta de eliminação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Com essa alteração, o custo da utilização da rede elétrica pública seria recuperado, na sua totalidade, nas tarifas de acesso às redes aplicáveis ao titular do ponto de entrega da RESP, traduzindo-se numa simplificação do modelo atual. A proposta considerava um prazo não inferior a três meses para a entrada em vigor das alterações, pelo que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica se manteriam, de todo o modo, em vigor, pelo menos, no início de 2025. Considerando os comentários recebidos, que conduziram a que no encerramento da consulta pública se decidisse não avançar com a proposta, remetendo eventuais alterações para um momento posterior, mantém-se a situação atual, com a publicação das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica em 2025.

O RT estabelece, ainda, tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, aplicáveis pelas respetivas empresas responsáveis pelas redes elétricas, 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 empresa responsável pela rede elétrica na RAA aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.
- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

⁸³ [Consulta Pública n.º 123](#), relativa à proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

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

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência 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] ⁸⁴.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, são as constantes do Quadro 3-43 ao Quadro 3-46.

⁸⁴ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

Quadro 3-43 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, 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	0,1928
	Horas cheias	0,0335
	Horas de vazio	0,0130
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0675
	Horas de vazio	0,0130

Quadro 3-44 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, 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	0,2015
	Horas cheias	0,0344
	Horas de vazio	0,0136
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0701
	Horas de vazio	0,0136

Quadro 3-45 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2442
	Horas cheias	0,0367
	Horas de vazio	0,0151
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0812
	Horas de vazio	0,0151

Quadro 3-46 - Preços da tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2810
	Horas cheias	0,0729
	Horas de vazio	0,0253
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1170
	Horas de vazio	0,0253

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 3-47 e no Quadro 3-48.

Quadro 3-47 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção tri-horária, repartidos pelas 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	0,1389	0,0325	0,0121
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0539	0,0010	0,0009
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0087	0,0009	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0427	0,0023	0,0015
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0368	0,0362	0,0102
Uso Global do Sistema - Parcela I	0,0011	0,0011	0,0010
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,1378	0,0314	0,0111

Quadro 3-48 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, na opção bi-horária, repartidos pelas 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	0,0550	0,0121
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0125	0,0009
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0026	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0111	0,0015
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0358	0,0102
Uso Global do Sistema - Parcela I	0,0011	0,0010
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,0539	0,0111

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, pelas empresas responsáveis pela rede elétrica na RAA e na RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [RT, art.º 102.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nestas regiões ⁸⁵.

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 3-49 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 3-50.

Quadro 3-49 - 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	0,1145
	Horas cheias	0,1082
	Horas de vazio	0,0917
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1099
	Horas de vazio	0,0917

⁸⁵ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

Quadro 3-50 - 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	0,1145
	Horas cheias	0,1082
	Horas de vazio	0,0917
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1099
	Horas de vazio	0,0917

3.12 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2025, 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 vigorar a partir de 1 de janeiro de 2025.

Quadro 3-51 - 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	1,3135
	34,5	1,6340
	41,4	1,9545
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,4238
	34,5	3,0241
	41,4	3,6244
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2986
	Horas cheias	0,1630
	Horas de vazio	0,0947
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2566
	Horas cheias	0,1532
	Horas de vazio	0,0936

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	0,1786
	4,6	0,2325
	5,75	0,2860
	6,9	0,3396
	10,35	0,5004
	13,8	0,6612
	17,25	0,8220
	20,7	0,9827
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1658
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2008
	Horas de vazio	0,1094
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2448
	Horas cheias	0,1777
	Horas de vazio	0,1094

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		0,0850
	2,3		0,1413
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1609
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,2008
	Horas de vazio		0,1094
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2448
	Horas cheias		0,1777
	Horas de vazio		0,1094

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($>20,7$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6		1,0890
	34,5		1,3612
	41,4		1,6329
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3142
	Horas cheias		0,1683
	Horas de vazio		0,0965

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($\leq 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			EUR/dia	
Tarifa simples		3,45	0,0863	
		4,6	0,1204	
		5,75	0,1545	
		6,9	0,1886	
		10,35	0,2845	
		13,8	0,3824	
		17,25	0,4780	
		20,7	0,5776	
	Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	0,1751
			4,6	0,2235
			5,75	0,2705
			6,9	0,3208
			10,35	0,4282
			13,8	0,5250
		17,25	0,6196	
		20,7	0,7186	
Energia ativa			EUR/kWh	
	Tarifa simples		0,1873	
Tarifa bi-horária		Horas de fora de vazio	0,2144	
		Horas de vazio	0,1138	
Tarifa tri-horária		Horas de ponta	0,3399	
		Horas cheias	0,1830	
		Horas de vazio	0,1138	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP $\leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/(kW.dia)
	Tarifa de médias utilizações		0,0474
	Tarifa de longas utilizações		0,0877
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	0,2986
		Horas cheias	0,1630
		Horas de vazio	0,0947
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	0,2566
		Horas cheias	0,1532
		Horas de vazio	0,0936

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		EUR/(kW.dia)	
		0,0524	
Energia ativa		EUR/kWh	
	Tarifa simples	0,1658	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2008
		Horas de vazio	0,1094
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2448
		Horas cheias	0,1777
		Horas de vazio	0,1094

Em 2025, 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 3-52 - 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	0,0943	0,0890	0,0770	0,0689	0,0868	0,0848	0,0749	0,0728
AT	4	0,0960	0,0906	0,0781	0,0699	0,0883	0,0862	0,0761	0,0739
MT	4	0,1005	0,0945	0,0808	0,0720	0,0925	0,0900	0,0787	0,0761
BTE	4	0,1102	0,1030	0,0875	0,0767	0,1014	0,0980	0,0852	0,0811

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 3-53 - Tarifas de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	0,3697
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0011
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS
Termo tarifário fixo	EUR/dia
	1,0925
Energia ativa	EUR/kWh
	0,0033

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 3.2.

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 3.1.

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 3.2), 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 vigorar a partir do dia 1 de janeiro de 2025.

Quadro 3-54 - 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
		0,3697
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0653
	Contratada	0,0137
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1031
	Horas cheias	0,0974
	Horas de vazio normal	0,0853
	Horas de super vazio	0,0767
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0956
	Horas cheias	0,0932
	Horas de vazio normal	0,0832
	Horas de super vazio	0,0806
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
		0,3697
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1420
	Contratada	0,0058
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1102
	Horas cheias	0,1040
	Horas de vazio normal	0,0902
	Horas de super vazio	0,0812
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1025
	Horas cheias	0,0996
	Horas de vazio normal	0,0882
	Horas de super vazio	0,0852
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
		0,3697
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2291
	Contratada	0,0398
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1229
	Horas cheias	0,1151
	Horas de vazio normal	0,0975
	Horas de super vazio	0,0868
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1149
	Horas cheias	0,1106
	Horas de vazio normal	0,0954
	Horas de super vazio	0,0909
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
		1,0925
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4964
	Contratada	0,0553
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1544
	Horas cheias	0,1432
	Horas de vazio normal	0,1203
	Horas de super vazio	0,1038
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1456
	Horas cheias	0,1382
	Horas de vazio normal	0,1180
	Horas de super vazio	0,1082
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 a 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 vigorar a partir do dia 1 de janeiro de 2025.

Quadro 3-55 - 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
		0,3697
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2291
	Contratada	0,0480
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1344
	Horas cheias	0,1253
	Horas de vazio normal	0,1060
	Horas de super vazio	0,0928
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1264
	Horas cheias	0,1208
	Horas de vazio normal	0,1039
	Horas de super vazio	0,0969

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 3.10), associadas aos níveis de tensão MAT, AT e MT. De notar que a produção de efeitos das medidas relativas à redução de encargos repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes destes clientes está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu, pelo que não são publicados preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes eletrointensivos.

3.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

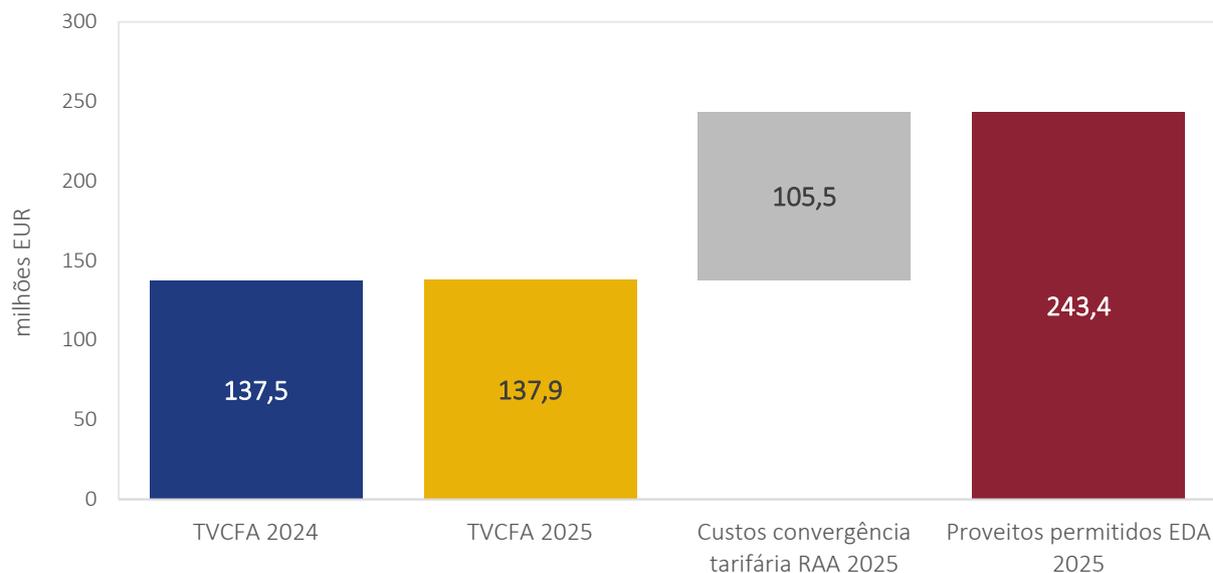
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2025 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

Na Figura 3-5 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2025 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 3-5 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



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

TVCFA 2025 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em 2025

A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2024 às quantidades da RAA de 2025 proporcionaria 137,5 milhões de euros. Em 2025, a TVCFA aplicada às quantidades da RAA recupera um valor equivalente ao que seria recuperado com as tarifas aditivas do Continente, proporcionando 137,9 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da empresa responsável pela rede elétrica da RAA 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 VIGORAR EM 2025

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2025, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-56 - 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
		0,0126
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2291
	Contratada	0,0418
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1230
	Horas cheias	0,1150
	Horas de vazio normal	0,0976
	Horas de super vazio	0,0869
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1150
	Horas cheias	0,1105
	Horas de vazio normal	0,0955
	Horas de super vazio	0,0910
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3613
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4993
	Contratada	0,0617
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1569
	Horas cheias	0,1449
	Horas de vazio normal	0,1210
	Horas de super vazio	0,1040
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1484
	Horas cheias	0,1401
	Horas de vazio normal	0,1188
	Horas de super vazio	0,1083
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0325
	Capacitiva	0,0247

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,3154
	34,5	1,6362
	41,4	1,9570
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3175
	Horas cheias	0,1641
	Horas de vazio	0,0946

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	0,1798
	4,6	0,2345
	5,75	0,2864
	6,9	0,3403
	10,35	0,5001
	13,8	0,6598
	17,25	0,8176
	20,7	0,9849
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1692
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2021
	Horas de vazio	0,1084
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2536
	Horas cheias	0,1737
	Horas de vazio	0,1084

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	0,0747
	2,3	0,1347
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1652
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2021
	Horas de vazio	0,1084
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2536
	Horas cheias	0,1737
	Horas de vazio	0,1084

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0475
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3175
	Horas cheias	0,1641
	Horas de vazio	0,0946

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0510
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1692
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2021
	Horas de vazio	0,1084
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2536
	Horas cheias	0,1737
	Horas de vazio	0,1084

3.15 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

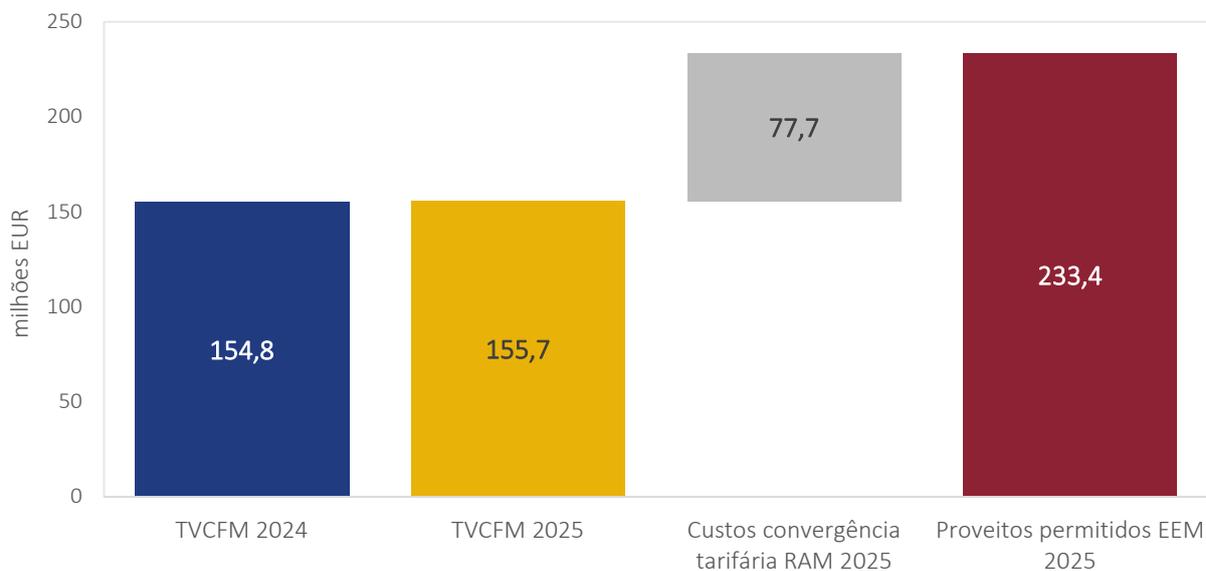
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2025 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025».

Na Figura 3-6 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2025 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 3-6 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM



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

TVCFM 2025 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em 2025

A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2024 às quantidades da RAM de 2025 proporcionaria 154,8 milhões de euros. Em 2025, a TVCFM aplicada às quantidades da RAM recupera um valor equivalente ao que seria recuperado com as tarifas aditivas do Continente, proporcionando 155,7 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da empresa responsável pela rede elétrica da RAM 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 VIGORAR EM 2025

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2025, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 3-57 - 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
		0,0126
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2291
	Contratada	0,0410
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1230
	Horas cheias	0,1150
	Horas de vazio normal	0,0976
	Horas de super vazio	0,0869
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1150
	Horas cheias	0,1105
	Horas de vazio normal	0,0955
	Horas de super vazio	0,0910
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3758
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4964
	Contratada	0,0611
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1559
	Horas cheias	0,1440
	Horas de vazio normal	0,1204
	Horas de super vazio	0,1039
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1474
	Horas cheias	0,1392
	Horas de vazio normal	0,1181
	Horas de super vazio	0,1083
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0323
	Capacitiva	0,0246

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2257
	34,5	1,5036
	41,4	1,7811
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3146
	Horas cheias	0,1632
	Horas de vazio	0,0901

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	0,1788
	4,6	0,2330
	5,75	0,2850
	6,9	0,3386
	10,35	0,4993
	13,8	0,6586
	17,25	0,8179
	20,7	0,9772
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1673
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2007
	Horas de vazio	0,1082
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2484
	Horas cheias	0,1741
	Horas de vazio	0,1082

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	0,0720
	2,3	0,1286
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1646
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2007
	Horas de vazio	0,1082
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2484
	Horas cheias	0,1741
	Horas de vazio	0,1082

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0437
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3146
	Horas cheias	0,1632
	Horas de vazio	0,0901

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0504
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1673
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2007
	Horas de vazio	0,1082
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2484
	Horas cheias	0,1741
	Horas de vazio	0,1082

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 2025 foi aplicado um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos do Despacho n.º 12371/2024, de 18 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 máximo ⁸⁶, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 3-58 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2025 e para o correspondente valor do desconto. O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2025, 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 empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

⁸⁶ 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 10.

Quadro 3-58 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	703 017	117 298
RA Açores	18 242	3 387
RA Madeira	19 653	3 538

3.16.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2025

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 e do desconto da tarifa social de Acesso às Redes, a vigorar em 2025.

De acordo com os valores publicados no Quadro 3-59, verifica-se que os preços de energia ativa, em horas de vazio e horas cheias, são negativos. Esta situação ocorre porque os valores do desconto social na energia ativa (Quadro 3-60) são uniformes por período horário. Caso estes valores assumissem a diferenciação por período horário que existe na tarifa de Acesso às Redes em BTN, como aconteceu nas tarifas do ano 2021, isso evitaria os preços negativos na tarifa Social de Acesso às Redes, mas implicaria inconsistências de preços entre períodos horários na tarifa social de Venda a Clientes Finais. Importa referir que 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.

Tal como no ano anterior, em 2025 os preços de potência 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 impacte tarifário entre os diferentes clientes vulneráveis.

Quadro 3-59 - 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	0,0206
	2,3	0,0413
	3,45	0,0619
	4,6	0,0826
	5,75	0,1032
6,9	0,1239	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0116
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazío	0,0346
	Horas de vazío	-0,0335
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1985
	Horas cheias	-0,0096
	Horas de vazío	-0,0335

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2025, são os que constam no Quadro 3-60.

Quadro 3-60 - 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	0,0323
	2,3	0,0645
	3,45	0,0968
	4,6	0,1290
	5,75	0,1613
6,9	0,1935	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0484
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazío	0,0484
	Horas de vazío	0,0484
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0484
	Horas cheias	0,0484
	Horas de vazío	0,0484

Os valores indicados no Quadro 3-60 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA, referidas no Quadro 3-27, e as tarifas sociais de Acesso às Redes, referidas no Quadro 3-59, 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 VIGORAR EM 2025

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 3-61.

Quadro 3-61 - Preços da tarifa Social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0818
	4,6	0,1035
	5,75	0,1247
	6,9	0,1461
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1174
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1524
	Horas de vazio	0,0610
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1964
	Horas cheias	0,1293
	Horas de vazio	0,0610

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0527
	2,3	0,0768
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1125
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1524
	Horas de vazio	0,0610
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1964
	Horas cheias	0,1293
	Horas de vazio	0,0610

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 3-62.

Quadro 3-62 - 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	0,0830
	4,6	0,1055
	5,75	0,1251
	6,9	0,1468
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1208
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1537
	Horas de vazio	0,0600
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2052
	Horas cheias	0,1253
	Horas de vazio	0,0600

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	0,0424
	2,3	0,0702
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1168
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1537
	Horas de vazio	0,0600
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2052
	Horas cheias	0,1253
	Horas de vazio	0,0600

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 3-63.

Quadro 3-63 - 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		0,0820
	4,6		0,1040
	5,75		0,1237
	6,9		0,1451
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1189
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1523
	Horas de vazio		0,0598
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2000
	Horas cheias		0,1257
	Horas de vazio		0,0598

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15		0,0397
	2,3		0,0641
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1162
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1523
	Horas de vazio		0,0598
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2000
	Horas cheias		0,1257
	Horas de vazio		0,0598

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) ⁸⁷:
 - 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) ⁸⁸:
 - 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) ⁸⁹:
 - 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,
 - preço da instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.

⁸⁷ [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

⁸⁸ [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

⁸⁹ [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

- Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE) ⁹⁰:
 - 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 (GMLDD) ⁹¹.

- Regulamento Tarifário (RT) ⁹²:
 - 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 2025 e outros resultam de decisão da ERSE.

No que se refere aos preços atualizados pelo deflator implícito no consumo privado considera-se a previsão da Comissão Europeia publicada no *European Economic Forecast, Autumn 2024*, no valor de 2,2% ⁹³.

⁹⁰ [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

⁹¹ [Diretiva n.º 5/2016](#), de 26 de fevereiro.

⁹² [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho.

⁹³ Refira-se que na proposta se considerou o valor de 2,0%, constante do *European Economic Forecast, Spring 2024*.

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) ⁹⁴ prevê a aprovação anual pela ERSE dos seguintes valores:

- preços de leitura extraordinária ⁹⁵,
- quantia mínima a pagar em caso de mora ⁹⁶,
- preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica (remoto e presencial) ⁹⁷,
- encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais ⁹⁸,
- preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável ⁹⁹.

O RRC estabelece que essa aprovação 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), até 15 de setembro de cada ano.

No que respeita ao preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, foi fixado pela primeira vez para 2024, na sequência da revisão do RRC, decorrente da [Consulta Pública n.º 113](#). Também em 2024, os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) passaram a ser fixados com base em proposta dos

⁹⁴ [Regulamento n.º 827/2023](#), de 28 de julho.

⁹⁵ Artigo 384.º

⁹⁶ Artigo 386.º

⁹⁷ Artigos 80.º e 387.º. 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.

⁹⁸ Artigo 133.º

⁹⁹ Artigos 148.º e 390.º

operadores das redes. Até então, os ditos encargos eram atualizados automaticamente com o deflator implícito no consumo privado.

4.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Para efeitos de aprovação dos preços regulados previstos no RRC, para o ano de 2025, 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 2025.

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 2024 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 empresas responsáveis pela rede elétrica na RAA e RAM, respetivamente, propõem para 2025 a atualização dos preços em vigor em 2024, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%, com exceção da quantia mínima a pagar em caso de mora, cujas propostas são de manutenção dos valores aprovados em 2024.

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) ¹⁰⁰, em 2025, 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 de leitura extraordinária – Proposta da E-REDES para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela E-Redes para 2025	Varição (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,87	8,35	6,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	31,14	43,6	40,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,14	43,6	40,0%

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

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 2025, aos quais acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, apresentam-se no Quadro 4-2.

¹⁰⁰ 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.

Quadro 4-2 - Valores das tarefas a realizar por PSE ao serviço da E-REDES, em 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço 2025	Custo Administrativo 2025	Custo Total 2025	50% do Custo Total 2025	Preços em vigor em 2024	variação 25/24
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	13,92	2,78	16,70	8,35	7,87	6,1%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	88,86	17,77	106,63	53,32	31,14	71,2%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	88,86	17,77	106,63	53,32	31,14	71,2%

Apesar dos custos das tarefas a realizar pelos PSE serem muito superiores nos dias úteis após as 17:00 e fora dos dias úteis, o que se traduz numa variação de cerca de 71% face a 2024, a E-REDES propõe uma limitação da variação de preços de 40%, face aos preços em vigor em 2024.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária na Região Autónoma dos Açores em 2025 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 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, no valor de 2,0%.

Quadro 4-3 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EDA para 2025	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,10	12,34	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,25	24,74	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,31	30,92	2,0%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,22	6,34	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,25	24,74	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,31	30,92	2,0%

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 2025 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 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, no valor de 2,0%.

Quadro 4-4 - Preços de leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EEM para 2025	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,10	12,34	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,23	24,71	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,30	30,90	2,0%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,34	8,51	2,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,98	23,44	2,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,31	30,91	2,0%

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, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, respetivamente, propuseram, para 2025, 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 2025

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM para 2025	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 2025 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 este último resultado da aplicação de uma limitação, que, se inexistente, resultaria num aumento de 150%.

Quadro 4-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da E-REDES para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela E-Redes para 2025	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	132,83	149,91	12,9%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	811,27	855,70	5,5%
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	99,72	110,52	10,8%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	280,56	330,71	17,9%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	39,28	48,96	24,6%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	14,67	15,56	6,1%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	36,83	40,77	10,7%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	64,12	69,52	8,4%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	47,74	57,67	20,8%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	12,82	13,61	6,2%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	14,67	15,56	6,1%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	17,23	17,85	3,6%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	64,12	69,52	8,4%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	37,19	52,07	40,0%
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,32	3,46	4,2%
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,32	3,46	4,2%

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 2025 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 2025, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EDA para 2025	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	72,69	74,14	2,0%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	242,33	247,18	2,0%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	18,18	18,54	2,0%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,31	30,92	2,0%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	36,36	37,09	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	67,92	69,28	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	72,69	74,14	2,0%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	25,12	25,62	2,0%
	Clientes em BTE	26,66	27,19	2,0%
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,30	-	-
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,30	-	-

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 2025 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 2025, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento – Proposta da EEM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EEM para 2025	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	72,66	74,11	2,0%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	242,23	247,07	2,0%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	13,47	13,74	2,0%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	18,18	18,54	2,0%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,24	30,85	2,0%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	36,34	37,07	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	87,47	89,22	2,0%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	90,89	92,70	2,0%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS			
	Clientes em BTN	25,07	25,57	2,0%
	Clientes em BTE	26,66	27,19	2,0%
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,30	3,37	2,0%
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,30	3,37	2,0%

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

A partir de 2024, 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 2025 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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela E-Redes para 2025	Variação (%)
BTE	Ativação de instalação eventuais	125,36	175,50	40,0%
BTN	Ativação de instalação eventuais	49,86	50,58	1,4%

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

A proposta da E-REDES é de ligeiro acréscimo no preço para BTN, e de acréscimo acentuado, limitado a 40%, no preço para BTE. Sem a atuação da restrição, o acréscimo do preço seria de 44,1%.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 4-10 apresenta os valores propostos pela EDA para a Região Autónoma dos Açores em 2025 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 deflador implícito no consumo privado previsto para 2025, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-10 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EDA para 2025	Variação (%)
BTE	Ativação de instalações eventuais	122,73	125,18	2,0%
BTN	Ativação de instalações eventuais	55,36	56,47	2,0%

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 2025 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 do deflador implícito no consumo privado previsto para 2025, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

Quadro 4-11 - Preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EEM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EEM para 2025	Variação (%)
BTE	Ativação de instalações eventuais	122,73	125,19	2,0%
BTN	Ativação de instalações eventuais	55,36	56,46	2,0%

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, ao operador de rede a que se pretendem ligar, uma estimativa do valor dos custos dos elementos de ligação à rede. O preço deste serviço é aprovado pela ERSE. A nível regulamentar, a definição deste preço está prevista no artigo 148.º do RRC ¹⁰¹.

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 regulamentarmente, não tendo sido rececionada proposta dos restantes operadores de rede. Essa proposta serviu de base ao estabelecimento do preço para o ano de 2024.

Não foram rececionadas propostas das empresas para 2025. De notar que não está previsto regulamentarmente o envio anual de proposta para o preço da realização da estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável.

¹⁰¹ Refira-se que, nos termos legais, as instalações de armazenamento têm tratamento equiparado às instalações de produção.

4.1.3 PREÇOS PARA 2025

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, 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.

Tendo em conta estas considerações bem como os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a decisão da ERSE quanto aos preços dos serviços regulados é de 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 10,0%. Este limitador é superior ao da proposta tarifária, pretendendo dar resposta à recomendação do Conselho Tarifário à proposta de preços para 2025, no sentido de alinhar os preços dos serviços com os seus custos.

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 2025.

No que se refere aos preços atualizados pelo deflator implícito no consumo privado, considera-se a atualização do deflator implícito no consumo privado de acordo com a previsão da Comissão Europeia publicada no *European Economic Forecast, Autumn 2024*, no valor de 2,2%.

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 2025.

4.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada à circunstância de ainda existirem 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 2025 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 máximo de 10,0% do preço de leitura extraordinária. Assim, os preços aplicáveis em Portugal continental, em 2025, pela realização de leituras extraordinárias, nos termos previstos no artigo 384.º do RRC, são os constantes do Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,35
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	34,25
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	34,25

Aos valores constantes do Quadro 4-12 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 deflator implícito no consumo privado previsto para 2025, o que resulta num aumento de 2,2% nos preços face a 2024, em linha com o proposto pela empresa. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma dos Açores em 2025 são os constantes do Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,37
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,78
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,98
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,36
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,78
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,98

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 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 2025, o que resulta num aumento de 2,2% nos preços face a 2024, em linha com a proposta da

empresa. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma da Madeira em 2025, constam do Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,37
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,76
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,97
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,52
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,49
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,98

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.

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 ERSE ¹⁰². 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 2024, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

¹⁰² Em 2004 foram também adotados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua 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 4-15.

**Quadro 4-15 - Quantia mínima a pagar em caso de mora para 2025, 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 4-15 são contínuos.

**4.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
(PRESENCIAL E REMOTO)**

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da RNT 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 2025, mantêm-se os preços em vigor em 2024, nos termos apresentados no Quadro 4-16.

Quadro 4-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2025**(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 4-16 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 ¹⁰³ 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 10,0% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados, os preços aprovados para 2025, em Portugal continental, no caso de instalações ligadas às redes de AT, MT e BT são os que constam do Quadro 4-17.

¹⁰³ Os prazos mínimos do aviso prévio são estipulados no artigo 79.º do RRC.

Quadro 4-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2025
(AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	146,11
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	855,70
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	109,69
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	308,62
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	43,21
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	15,56
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	40,51
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	69,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	52,51
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	13,61
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	15,56
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	17,85
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	69,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	40,91
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,46
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,46

Aos valores constantes do Quadro 4-17 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

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 2024 são atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2025 (no valor de 2,2%), em linha com a proposta da EDA. Deste modo, os preços para a Região Autónoma dos Açores em 2025 são os que constam do Quadro 4-18.

Quadro 4-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	74,29
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	247,66
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	18,58
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,98
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	37,16
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	69,41
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	74,29
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	25,67
	Clientes em BTE	27,25
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,37
	Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,37

Aos valores constantes do Quadro 4-18 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

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 2024 são atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2025 (no valor de 2,2%), em linha com a proposta da EEM. Deste modo, os preços para a Região Autónoma da Madeira em 2025 são os que constam do Quadro 4-19.

Quadro 4-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	74,26
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	247,56
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	13,77
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	18,58
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	30,91
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	37,14
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	89,39
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	92,89
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	25,62
	Clientes em BTE	27,25
	Interrupção / Restabelecimento remoto	3,37
Adicional para restabelecimento remoto urgente	3,37	

Aos valores constantes do Quadro 4-19 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.3.4 EQUIPARAÇÃO DA REPOSIÇÃO URGENTE DA POTÊNCIA CONTRATADA APÓS REDUÇÃO DE POTÊNCIA POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE COM O RESTABELECIMENTO URGENTE DE FORNECIMENTO PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2024, a ERSE recebeu um pedido de esclarecimento da E-Redes sobre a possibilidade de cobrança ao cliente de um adicional de urgência para reposição da potência contratada (realizada de forma remota ou localmente) após redução de potência por facto a imputável ao cliente. Este pedido suportava-se no facto de se continuar a prever um preço regulado para restabelecimento urgente remoto. Indicava ainda que a aplicação desse preço nos pedidos urgentes, tanto para operações locais como remotas, poderia atuar como taxa moderadora para diferenciar o nível de serviço urgente do convencional.

Sobre esta matéria, importa considerar que o RRC (art.º 80.º) prevê que os clientes podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica ou de gás, nos termos e nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE (n.º 2) e que esses preços, tanto para os serviços de forma remota como presencial, são publicados anualmente pela ERSE (n.º 3).

Já o RQS não distingue as situações de interrupção do fornecimento (por facto imputável ao cliente) das situações de redução de potência. O foco do RQS é o prazo máximo de atuação do ORD, distinguindo-se as situações em que a operação é realizada localmente das situações em que é realizada remotamente.

Adicionalmente, o RQS estabelece prazos iguais para o restabelecimento do fornecimento e a reposição da potência, distinguindo as seguintes situações:

- Serviço efetuado localmente (art.º 90.º):
 - Doze horas para clientes em baixa tensão normal;
 - Oito horas para os restantes clientes;
 - Quatro horas caso o cliente solicite expressamente o restabelecimento urgente e pague o preço adicional fixado nos termos do RRC.
- Serviço efetuado remotamente (art.º 91.º):
 - Três horas para restabelecimentos urgentes;
 - Seis horas para os restantes restabelecimentos.

Importa realçar que no serviço local é expressamente previsto o pagamento de um preço adicional para a urgência, o que não sucede para o serviço remoto.

Na última revisão regulamentar ([Consulta Pública n.º 113](#)) a discussão que consta do Documento Justificativo do RRC centra-se sobre o não pagamento da redução e reposição de potência ¹⁰⁴, sendo que não há qualquer referência à reposição urgente da potência contratada.

Face ao exposto, a ERSE entende que:

- O RQS trata de modo equivalente a reposição da potência contratada e o restabelecimento do fornecimento.
- Encontra-se previsto um serviço urgente para reposição da potência contratada. Na ausência de um preço para a urgência na reposição da potência contratada, todos os clientes devidamente informados solicitariam a reposição urgente.
- Um preço adicional para a urgência não pode ser entendido como custo do serviço, mas somente da urgência, uma vez que a reposição da potência contratada não tem custos diretos para o cliente.

Pelos motivos expostos, a ERSE considera que a equivalência feita pelo RQS entre o serviço de restabelecimento do fornecimento e o serviço de reposição da potência justifica que se considere um preço para o adicional de urgência. Dada a equivalência entre a reposição da potência contratada e o restabelecimento do fornecimento, o preço para o adicional de urgência é equivalente ao do adicional de urgência para restabelecimento do fornecimento.

Assim, em 2025, ao serviço de restabelecimento do fornecimento e ao serviço de reposição da potência são aplicáveis os preços relativos ao adicional de urgência, quando solicitada pelo cliente, equivalentes ao adicional de urgência para o serviço de interrupção/restabelecimento que constam no Quadro 4-17, no Quadro 4-18 e no Quadro 4-19.

¹⁰⁴ «(...) pretende-se que resulte da nova redação do RRC que o serviço regulado só será cobrado quando se efetivar a interrupção de fornecimento e não a redução da potência contratada. Esta alteração deixará explícito que o não pagamento da redução e reposição de potência se aplica a todos os clientes, mesmo os que não estão integrados em rede inteligente. Nesses casos, o custo de redução da potência para o ORD será superior, porque obriga a deslocação ao local. No entanto, importa referir que nos termos da lei, até final de 2024 todos os pontos de entrega devem estar integrados em rede inteligente.»

4.1.3.5 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

PORTUGAL CONTINENTAL

Considerando de forma conjugada a proposta da E-REDES e a limitação de 10,0% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados, os preços aprovados para 2025, em Portugal continental, no caso de instalações eventuais ligadas às redes de BTE e BTN são os que constam do Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2025, em Portugal continental

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços para 2025
BTE	Ativação de instalação eventuais	137,90
BTN	Ativação de instalação eventuais	50,58

Aos valores constantes do Quadro 4-20 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 2025, o que resulta num aumento de 2,2% nos preços face a 2024, em linha com as propostas das empresas.

Deste modo, os preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais a aplicar na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma Madeira, em 2025, são os constantes do Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2025, na RAA e RAM

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços para 2025
BTE	Ativação de instalações eventuais	125,43
BTN	Ativação de instalações eventuais	56,58

Aos valores constantes do Quadro 4-21 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.1.3.6 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 2025, é nulo.

Quadro 4-22 - Preços de realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável para 2025

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) ¹⁰⁵ 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.

¹⁰⁵ [Regulamento n.º 817/2023](#), de 27 de julho.

4.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, a ERSE recebeu propostas da E-REDES, da EDA e da EEM.

Em síntese, a E-REDES propõe a manutenção, em 2025, 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 EDA e a EEM propõem, para 2025, a atualização dos preços em vigor em 2024, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

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 2024, 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 ¹⁰⁶.

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 2025 é o indicado no Quadro 4-23, refletindo um aumento de 6,2% face ao preço atual.

¹⁰⁶ Ver Quadro 4-2, custo total em horário normal.

Quadro 4-23 - 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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2024	Preço proposto pela E-Redes para 2025	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	15,73	16,71	6,2%

Aos valores indicados no Quadro 4-23 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA e EEM

O preço proposto pela EDA e 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 dos Açores e da Madeira em 2025 consta do Quadro 4-24. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado para 2025 constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

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 EDA e da EEM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2024	Preço proposto pela EDA e EEM para 2025	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD BT para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	15,41	15,72	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-24 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 2024, 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 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 2025 é o indicado no Quadro 4-25, refletindo um aumento de 4,0% face ao preço atual.

Quadro 4-25 - 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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2024	Preço proposto pela E-Redes para 2025	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	32,51	33,81	4,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-25 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EEM

O preço proposto pela EDA e 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 as

Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2025 consta do Quadro 4-26. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto para 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, da Comissão Europeia, no valor de 2,0%.

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 EDA e EEM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço em vigor em 2024	Preço proposto pela EDA e EEM para 2025	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de contador inteligente não integradas em redes inteligentes	32,55	33,20	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-26 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.3 PREÇOS PARA 2025

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 2025, a ERSE recebeu propostas da E-REDES, da EDA 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, 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 6,2% face ao preço que vigora em 2024, inferior à limitação máxima considerada de 10,0% para variação máxima dos preços. Assim, o preço a aplicar em Portugal continental, em 2025, 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 que consta do Quadro 4-27.

Quadro 4-27 - 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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem pelo ORD para acesso à porta de comunicação normalizada dos contadores inteligentes	16,71

Ao valor indicado no Quadro 3-28 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EDA e pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2024 através do deflator implícito no consumo privado previsto para 2025.

Atualizando o deflator com a informação mais recente, o preço a cobrar nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no ano de 2025 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 4-28, observando uma variação de 2,2%.

Quadro 4-28 - 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 2025

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	15,75

Ao valor indicado no Quadro 4-28 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.2.3.2 PREÇO DO 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 2025, à semelhança da metodologia adotada para 2024, 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 4,0% face ao preço que vigora em 2024.

Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, pelo que, o preço a aplicar em Portugal continental, em 2025, 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 4-29.

De notar que Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina a integração em rede inteligente de todos os clientes em BTN em Portugal continental, até final de 2024 (art.º 282.º, n.º 1). Por esse motivo, este preço deve ser unicamente aplicável nas situações em que não tenha sido possível a integração da instalação de consumo em rede inteligente por facto imputável ao cliente.

Quadro 4-29 - 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 2025

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	33,81

Ao valor indicado no Quadro 4-29 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A proposta apresentada pela EDA e pela EEM, que merece a concordância da ERSE, assenta na atualização dos valores que vigoram em 2024 com o deflator implícito no consumo privado previsto para 2025.

Atualizando o deflator com a informação mais recente, 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 4-30, observando uma variação de 2,2%.

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 na RAA e na RAM para 2025

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	33,27

Ao valor indicado no Quadro 4-30 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) ¹⁰⁷ 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.

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 2025 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, da EDA e da EEM.

Trata-se de um serviço, cujo preço foi aprovado pela primeira vez para 2024, sob uma proposta da E-REDES, tendo sido considerado que o preço 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);

¹⁰⁷ [Regulamento n.º 815/2023](#), de 27 de julho.

- custo dos transformadores de medição, se aplicável;
- custo da mão de obra de instalação;
- custo de operação e manutenção;
- custo de estrutura de 20%.

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 2025, constam do Quadro 4-31. Os aumentos propostos são inferiores a 1%, para todas as tipologias de contadores.

Quadro 4-31 - 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 2025

Cliente	Equipamentos de medição		Preço em vigor em 2024	Preço proposto pela E-Redes para 2025	Variação (%)
BT	Normal monofásico		171,44	172,68	0,72%
	Normal trifásico		212,43	214,18	0,82%
	Especial		362,53	364,21	0,46%
MT	Lado BT	10 kV, 15 kV ou 30 kV	366,40	368,11	0,47%
	Lado MT	10 kV; Potência <1 MVA	2 952,68	2 954,43	0,06%
		10 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	2 952,68	2 954,43	0,06%
		10 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	2 952,68	2 954,43	0,06%
		10 kV; Potência ≥ 10 MVA	2 952,68	2 954,43	0,06%
		15 kV; Potência <1 MVA	3 083,58	3 085,33	0,06%
		15 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 083,57	3 085,33	0,06%
		15 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 083,58	3 085,33	0,06%
		15 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 083,58	3 085,33	0,06%
		30 kV; Potência <1 MVA	3 403,54	3 405,30	0,05%
		30 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 403,54	3 405,30	0,05%
	30 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 403,55	3 405,30	0,05%	
	30 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 403,55	3 405,30	0,05%	
AT	1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		25 165,95	25 175,41	0,04%
	5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		25 165,94	25 175,41	0,04%
	Potência ≥ 10 MVA		25 165,94	25 175,41	0,04%

Aos valores indicados no Quadro 4-31 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 2025 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 4-32.

**Quadro 4-32 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da E-REDES para 2025**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela E-Redes para 2025	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,78	21,06	33,5%

Aos valores indicados no Quadro 4-32 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

EDA

O preço proposto pela EDA para o serviço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo para a Região Autónoma dos Açores em 2025 consta do Quadro 4-33. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela empresa para 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, no valor de 2,0%.

**Quadro 4-33 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da EDA para 2025**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EDA para 2025	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,41	15,72	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-33 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 2025 consta do Quadro 4-34. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, no valor de 2,0%.

**Quadro 4-34 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo –
Proposta da EEM para 2025**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2024	Preços propostos pela EEM para 2025	Variação (%)
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,41	15,72	2,0%

Aos valores indicados no Quadro 4-34 acresce o IVA à taxa legal em vigor.

4.3.3 PREÇOS PARA 2025

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 2025, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

PORTUGAL CONTINENTAL E REGIÕES AUTÓNOMAS

Considera-se de aceitar 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, aplicando-os a Portugal Continental e às Regiões Autónomas, em 2025.

As componentes de custo (equipamento, comunicações, modem, transformadores de mediação, OPEX, mão de obra de instalação, e custos de estrutura) foram aceites no âmbito do exercício tarifário de 2024, (excetuando os custos associados às verificações).

Assim, apresentam-se no Quadro 4-35 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 2025, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Quadro 4-35 - 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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço		Preço
BT	Normal monofásico		172,68
	Normal trifásico		214,18
	Especial		364,21
MT	Lado BT	10 kV, 15 kV ou 30 kV	368,11
	Lado MT	10 kV; Potência <1 MVA	2 954,43
		10 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	2 954,43
		10 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	2 954,43
		10 kV; Potência ≥ 10 MVA	2 954,43
		15 kV; Potência <1 MVA	3 085,33
		15 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 085,33
		15 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 085,33
		15 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 085,33
		30 kV; Potência <1 MVA	3 405,30
		30 kV; 1 MVA ≤ Potência < 5 MVA	3 405,30
		30 kV; 5 MVA ≤ Potência < 10 MVA	3 405,30
		30 kV; Potência ≥ 10 MVA	3 405,30
AT	1 MVA ≤ Potência < 5 MVA		25 175,41
	5 MVA ≤ Potência < 10 MVA		25 175,41
	Potência ≥ 10 MVA		25 175,41

Aos valores indicados no Quadro 4-35 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 2025, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2024, a E-REDES alterou a metodologia de cálculo do preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo deixando de o equiparar ao preço da desselagem e resselagem ¹⁰⁸, o que se traduziu num importante aumento proposto pelo operador. Ainda que se concorde com a nova metodologia, considera-se que o aumento de preços deve ser gradual, com um limite de 10,0%. Assim, o preço a aplicar em 2025 é o constante no Quadro 4-36.

Quadro 4-36 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo em Portugal continental para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	17,36

Aos valores indicados no Quadro 4-36 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 2024* da Comissão Europeia, de 2,2%, o preço a cobrar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, em 2025, nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo consta do Quadro 4-37.

Quadro 4-37 - Preço de instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo na RAA e na RAM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Instalação urgente dos equipamentos de medição de autoconsumo	15,75

¹⁰⁸ 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.

Aos valores indicados no Quadro 4-37 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) ¹⁰⁹ 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).

4.4.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos serviços regulados previstos no RAIE, a ERSE recebeu proposta da E-REDES, da EDA e da EEM.

¹⁰⁹ [Regulamento n.º 814/2023](#), de 27 de julho.

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 2025, são os indicados no Quadro 4-38.

Quadro 4-38 - Preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da E-REDES para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Em vigor em 2024	Proposta E-Redes para 2025	Variação (%)
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia	91,60	92,36	0,8%
	Majoração por reincidência	23%	23%	-

EDA

A metodologia proposta pela EDA para a definição do preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias, assenta no pressuposto de que é necessária deslocação ao local, o que segundo a EDA é particularmente oneroso no caso dos Açores, devido à dispersão geográfica entre ilhas, a que acresce o valor de estadias e ajudas de custo. A estes custos acrescem ainda 20% de encargos relativos a encargos de estrutura. Quanto ao valor da majoração por reincidência, a EDA propõe uma penalização que vai aumentado progressivamente com o número de reincidências.

Deste modo, o preço proposto pela EDA para o serviço de deteção e tratamento de anomalias e a majoração por reincidência, para a Região Autónoma dos Açores, em 2025, são os indicados no quadro seguinte.

Quadro 4-39 - Preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da EDA para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Em vigor em 2024	Proposta EDA para 2025	Variação (%)
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia Majoração por reincidência (n=número de reincidências)	91,60 23%	288,09 (16xn)%	214,5%

EEM

O preço proposto pela EEM para o preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência para a Região Autónoma da Madeira em 2025 consta do quadro seguinte. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2025. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2024*, no valor de 2,0%.

Quadro 4-40 - Preço de deteção e tratamento de anomalias e majoração por reincidência – Proposta da EEM para 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Em vigor em 2024	Proposta EEM para 2025	Variação (%)
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia Majoração por reincidência (n=número de reincidências)	91,60 23%	93,43 23%	2,0%

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, para vigorar em 2025, indicados no Quadro 4-41.

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 4-41 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da E-REDES para 2025

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2024		Proposta E-Redes para 2025	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	215	491	175	430
	2,3	586	840	550	795
	3,45	1 431	1 239	1 357	1 216
	4,6	2 271	1 488	2 216	1 518
	5,75	2 720	1 726	2 667	1 786
	6,9	2 842	2 316	2 756	3 223
	10,35	3 885	5 974	3 701	3 910
	13,8	5 560	5 618	5 263	5 268
	17,25	7 741	7 800	7 343	14 469
	20,7	10 345	10 531	9 791	9 905
	27,6	21 200	18 171	19 928	17 138
	34,5	26 299	22 337	24 600	21 207
	41,4	32 071	28 100	29 962	26 855
BTE		81 848	98 886	80 031	97 653
MT		565 625	1 614 201	537 537	1 504 216
AT		19 841 370	45 478 755	18 671 553	43 565 037
MAT		29 919 854	111 280 862	28 314 899	107 014 509

EDA

A EDA 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 e MT, para a Região Autónoma dos Açores, para vigorar em 2025, indicados no quadro seguinte.

**Quadro 4-42 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da
EDA para 2025**

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2024		Proposta EDA para 2025	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	-	-	280	529
	2,3	-	-	619	768
	3,45	-	-	1 807	1 441
	4,6	-	-	2 275	1 581
	5,75	-	-	2 885	1 829
	6,9	-	-	3 178	2 322
	10,35	-	-	3 884	3 809
	13,8	-	-	5 540	5 571
	17,25	-	-	7 781	7 385
	20,7	-	-	10 957	11 228
	27,6	-	-	22 422	20 750
	34,5	-	-	26 127	19 901
41,4	-	-	33 507	28 706	
BTE		-	-	67 417	88 691
MT		-	-	366 031	1 041 310

EEM

A EEM 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 e MT, em 2023, para a Região Autónoma da Madeira, para vigorar em 2025, indicados no quadro seguinte.

**Quadro 4-43 - Consumo Médio Anual (CMA) e Desvio Padrão – Proposta da
EEM para 2025**

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	Em vigor em 2024		Proposta EEM para 2025	
		CMA	Desvio padrão	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	-	-	959	1 828
	2,3	-	-	1 396	1 926
	3,45	-	-	1 627	1 504
	4,6	-	-	2 084	1 611
	5,75	-	-	2 480	1 729
	6,9	-	-	1 641	2 142
	10,35	-	-	4 783	5 373
	13,8	-	-	5 571	7 383
	17,25	-	-	8 283	10 807
	20,7	-	-	9 680	15 051
	27,6	-	-	18 189	18 604
	34,5	-	-	25 383	23 314
	41,4	-	-	34 307	31 382
BTE		-	-	111 492	159 289
MT		-	-	845 380	1 140 169

4.4.3 PREÇOS E PARÂMETROS PARA 2025

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 2025, a ERSE recebeu propostas da E-REDES, EDA e EEM.

4.4.3.1 PREÇO DO SERVIÇO DE DETEÇÃO E TRATAMENTO DE ANOMALIAS E MAJORAÇÃO POR REINCIDÊNCIA

PORTUGAL CONTINENTAL, REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA 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%.

Em 2024, por ausência de propostas da EDA e da EEM, foram assumidos os mesmos valores para Portugal continental e para Regiões Autónomas. Embora tenham sido recebidas propostas das empresas para 2025, a ERSE considera que se deve manter a opção de 2024.

No caso da EDA, a ERSE reconhece que a dispersão geográfica aumenta os custos associados à deteção e tratamento de anomalias, mas entende que, nesta fase de implementação, fará sentido manter uma equiparação no território. Em relação à proposta de a penalização por reincidência ser proporcional ao número de reincidências, a ERSE considera que a mesma poderá ser excessiva.

No caso da EEM, uma vez que a proposta consiste numa atualização de preços, também fará sentido manter a equiparação no território.

Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da E-REDES, aplicando-a não só em Portugal continental como nas Regiões Autónomas, em 2025, pela deteção e tratamento de anomalias e a majoração por reincidência, são os constantes do Quadro 4-44.

Quadro 4-44 - 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 2025

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Valores para 2024
MT e BT	Deteção e tratamento da anomalia (EUR)	92,36
	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 2025. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, em Portugal continental, em 2025, são os que constam do Quadro 4-45.

Quadro 4-45 - Consumo médio anual e desvio padrão em Portugal continental para 2025

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	175	430
	2,3	550	795
	3,45	1 357	1 216
	4,6	2 216	1 518
	5,75	2 667	1 786
	6,9	2 756	3 223
	10,35	3 701	3 910
	13,8	5 263	5 268
	17,25	7 343	14 469
	20,7	9 791	9 905
	27,6	19 928	17 138
34,5	24 600	21 207	
41,4	29 962	26 855	
BTE		80 031	97 653
MT		537 537	1 504 216
AT		18 671 553	43 565 037
MAT		28 314 899	107 014 509

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

É aceite a proposta apresentada pela EDA para a Região Autónoma dos Açores para 2025. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, são os que constam do quadro seguinte.

Quadro 4-46 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma dos Açores para 2025

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	280	529
	2,3	619	768
	3,45	1 807	1 441
	4,6	2 275	1 581
	5,75	2 885	1 829
	6,9	3 178	2 322
	10,35	3 884	3 809
	13,8	5 540	5 571
	17,25	7 781	7 385
	20,7	10 957	11 228
	27,6	22 422	20 750
	34,5	26 127	19 901
	41,4	33 507	28 706
BTE		67 417	88 691
MT		366 031	1 041 310

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

É aceite a proposta apresentada pela EEM para a Região Autónoma da Madeira para 2025. Nesta medida, os valores de consumo médio anual e desvio padrão, são os que constam do quadro seguinte.

Quadro 4-47 - Consumo médio anual e desvio padrão na Região Autónoma da Madeira, em 2025

Unidade: kWh

Cliente	Potência contratada (kVA)	CMA	Desvio padrão
BTN	1,15	959	1 828
	2,3	1 396	1 926
	3,45	1 627	1 504
	4,6	2 084	1 611
	5,75	2 480	1 729
	6,9	1 641	2 142
	10,35	4 783	5 373
	13,8	5 571	7 383
	17,25	8 283	10 807
	20,7	9 680	15 051
	27,6	18 189	18 604
	34,5	25 383	23 314
41,4	34 307	31 382	
BTE		111 492	159 289
MT		845 380	1 140 169

4.5 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO TARIFÁRIO

4.5.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento Tarifário (RT) ¹¹⁰ 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).

¹¹⁰ [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho.

4.5.2 PREÇOS PARA 2025

4.5.2.1 PREÇO APLICÁVEL NA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR

Nos termos do RT, a tarifa de Operação Logística e de Mudança de Comercializador foi eliminada, com efeitos desde 2024. 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 (novo comercializador), 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 CUR ¹¹¹. 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 adequado 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 condições, 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 1 077 257/ano (entre outubro de 2022 e setembro de 2024), incluindo entradas diretas, o valor proposto para 2025 e a sua variação face a 2024, é o apresentado no Quadro 4-48.

¹¹¹ Nos termos do artigo 247.º do RRC.

Quadro 4-48 - Preço aplicável na mudança de comercializador, em 2025

Unidade: EUR

Mudança de comercializador / agregador	Preço em vigor em 2024	Preço para 2025	Variação (%)
Preço aplicável na mudança de comercializador /agregador (EUR/mudança)	0,77	0,69	-10,6%

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, na redação vigente, estabelece 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 prévio ¹¹² 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

¹¹² 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 tomada ¹¹³ (consoante o caso).

O Quadro 4-49 apresenta os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, em 2025, bem como a variação face ao ano anterior.

Quadro 4-49 - Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio, em 2025

Unidade: EUR/(kW.dia)

Preços a aplicar nas ZLT	Preço em vigor em 2024	Preço para 2025	Variação (%)
Preço aplicável nas ZLT que obtenham registo prévio			
MAT	0,0325	0,0409	25,9%
AT	0,0938	0,0951	1,3%
MT	0,1208	0,1176	-2,7%
BT	0,0710	0,0738	3,9%

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

¹¹³ 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, transitoriamente com as funções previstas para o AUR, está prevista no artigo 175.º do RT.

O cálculo da remuneração assume uma formulação idêntica à anterior. 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 2025, é de 0,0273 €/(kW.mês) (conforme o Quadro 4-50). O referido preço foi atualizado com o deflator implícito do consumo privado de 2,2%, de acordo com a previsão da Comissão Europeia no *European Economic Forecast, Autumn 2024*, face ao valor em vigor em 2024.

O preço permite recuperar 13% dos custos de funcionamento do ano.

Quadro 4-50 - 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 2025

Unidade: EUR/(kW.mês)

	Preço em vigor em 2024	Preço para 2025	Variação (%)
Preço de aquisição a produtores de energia renovável e a autoconsumidores	0,0267	0,0273	2,2%

5 ANÁLISE DO IMPACTE DS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes das decisões tarifárias tomadas pela ERSE para 2025 nas tarifas das atividades reguladas.

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 médios ¹¹⁴ (pontos 5.2 a 5.4): (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 apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (ponto 5.8.1), 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, apresentada nas secções 5.2 até 5.4, importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2024 e 2025, designadamente pela identificação de três estados distintos:

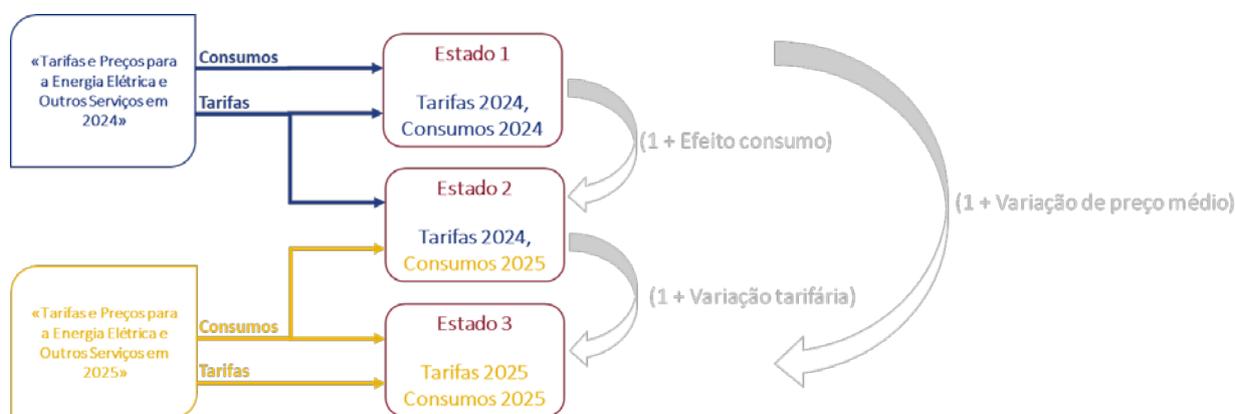
- **«Tarifas 2024, consumos 2024»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2024, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2024, conforme o documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024» conjugado com o efeito da fixação excepcional com efeitos a partir de 1 de junho de 2024.
- **«Tarifas 2024, consumos 2025»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2025, conforme o presente documento, assumindo as tarifas do ano 2024, incluindo o efeito da fixação excepcional com efeitos a partir de 1 de junho de 2024.
- **«Tarifas 2025, consumos 2025»:** O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2025 e as respetivas quantidades para esse ano.

¹¹⁴ Entende-se por «preço médio», medido em EUR/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

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 2024 (estado 1) e o ano 2025 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação ¹¹⁵:

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

Figura 5-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas 2024» consideram o impacto anualizado da fixação excepcional com efeitos a partir de 1 de junho de 2024.

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.

¹¹⁵ 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 2025, 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 2025, em Portugal continental

Unidade: milhares de euros

Receitas	Receitas, por entidade				
	Total	OLMCA	ORT	ORD	CUR
Tarifas por atividade					
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	364 993		372 057	364 993	19 776
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	46 891	744	46 463	46 891	2 561
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	1 275 250		253 467	1 275 250	97 950
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	1 133 912			1 133 912	99 929
Tarifa de Energia	231 896				231 896
Tarifa de Comercialização	26 980				26 980
Sub-total	3 079 923	744	671 986	2 821 047	479 093
Outros valores					
Desconto social	-117 298			-117 298	-5 816
Sub-total	-117 298	0	0	-117 298	-5 816
TOTAL	2 962 625	744	671 986	2 703 748	473 276

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 Transporte ¹¹⁶.

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

¹¹⁶ 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.

tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição ¹¹⁷. 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).

¹¹⁷ 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 2025, nas Regiões Autónomas

Unidade: milhares de euros

	Receitas		Receitas, por região	
	Total	RAA	RAM	
Tarifas por atividade				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	13 954	6 684	7 270	
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela I	1 714	812	902	
Tarifa de Uso Global do Sistema - Parcela II	56 486	26 336	30 150	
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	52 798	24 287	28 510	
Tarifa de Energia	156 490	74 196	82 295	
Tarifa de Comercialização	12 177	5 612	6 565	
Sub-total	293 618	137 927	155 691	
Outros valores				
Desconto social	-6 925	-3 387	-3 538	
Sub-total	-6 925	-3 387	-3 538	
TOTAL	286 693	134 539	152 153	

As receitas na **RAA**, resultam da aplicação das tarifas reguladas às entregas a clientes finais, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes ¹¹⁸ 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.

¹¹⁸ 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 2024 E 2025

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2024 e 2025.

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 do preço médio entre 2024 e 2025, de +21,9%. Importa salientar que, apesar dos acréscimos em 2024 e 2025, os preços médios ainda se encontram abaixo dos valores de 2021. Para a UGS em 2025 contribui o diferimento do sobrecusto da aquisição da produção com remuneração garantida, no montante de 273,7 milhões de euros, que reduz o seu montante no ano.

Verifica-se que 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 2024 e 2025. Observa-se que no caso da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT o acréscimo se justifica essencialmente pelo efeito consumo, e no que se refere à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT o acréscimo é impulsionado em grande parte pela variação tarifária (+3,4%). No que se refere à tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT o acréscimo do preço médio, de +1,2%, é justificado pelo acréscimo da variação tarifária em +2,2% e pelo efeito consumo que decresce -1,0%.

A tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observam uma redução do preço médio justificada em grande parte, pelo efeito da variação tarifária, de -1,2% e -1,6%, respetivamente.

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

Tarifa	Preço médio 2024	Preço médio 2025	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0230 EUR/kWh Receitas: 1 076 507 mil EUR Quantidades: 46 781 GWh	0,0281 EUR/kWh Receitas: 1 322 141 mil EUR Quantidades: 47 127 GWh	21,9%	21,2%	0,6%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0036 EUR/kWh Receitas: 8 348 mil EUR Quantidades: 2 316 GWh	0,0044 EUR/kWh Receitas: 10 804 mil EUR Quantidades: 2 471 GWh	21,3%	5,2%	15,3%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0077 EUR/kWh Receitas: 342 860 mil EUR Quantidades: 44 466 GWh	0,0079 EUR/kWh Receitas: 354 189 mil EUR Quantidades: 44 656 GWh	2,9%	3,4%	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0019 EUR/kWh Receitas: 83 237 mil EUR Quantidades: 44 466 GWh	0,0019 EUR/kWh Receitas: 82 981 mil EUR Quantidades: 44 656 GWh	-0,7%	-1,2%	0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0087 EUR/kWh Receitas: 326 378 mil EUR Quantidades: 37 527 GWh	0,0086 EUR/kWh Receitas: 325 322 mil EUR Quantidades: 37 861 GWh	-1,2%	-1,6%	0,4%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0314 EUR/kWh Receitas: 693 472 mil EUR Quantidades: 22 090 GWh	0,0318 EUR/kWh Receitas: 725 609 mil EUR Quantidades: 22 846 GWh	1,2%	2,2%	-1,0%

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 2024 inclui o efeito da fixação excepcional ocorrida em 2024.

A Figura 5-3 apresenta a variação do preço médio para a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização ¹¹⁹, 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 de -7,8% do preço médio, impulsionado essencialmente pelo efeito da variação tarifária (-8,2%). No caso da tarifa de Comercialização prevê-se um acréscimo significativo de +27,0% no preço médio entre 2024 e 2025, explicado essencialmente pela variação tarifária de +26,2%.

¹¹⁹ 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 2024	Preço médio 2025	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,1024 EUR/kWh Receitas: 300 448 mil EUR Quantidades: 2 935 GWh	0,0944 EUR/kWh Receitas: 231 896 mil EUR Quantidades: 2 457 GWh	-7,8%	-8,2%	0,5%
Tarifa de Comercialização	0,0086 EUR/kWh Receitas: 25 367 mil EUR Quantidades: 2 935 GWh	0,0110 EUR/kWh Receitas: 26 980 mil EUR Quantidades: 2 457 GWh	27,0%	26,2%	0,7%

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 2024 inclui o efeito da fixação excepcional ocorrida em 2024.

5.2.2 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2002 E 2025

O Quadro 5-3 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 ¹²⁰.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam, em 2025, 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 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

¹²⁰ 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.

tarifa de Uso Global do Sistema ¹²¹. Para 2025 a tendência de acréscimo mantém-se, no entanto, sem atingir os valores de 2021.

A tarifa de Energia observou em 2024 e em 2025 um decréscimo significativo face a 2023, devido a uma descida de preços no mercado grossista de eletricidade.

¹²¹ 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.

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	2025
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	86	103	91	82	180	250	114	102
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	115	263	390	187	171
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	160	160	161
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198	232	250	261	270
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	109	102	98
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144	170	170	167	165
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	63	58	56
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81	98	98	95	94
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	64	64	64
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105	99	100	104	107
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	-295	-866	352	415
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097	-431	-1349	574	696
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	353	133	430
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14	638	550	217	720
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	452	452	44	46	190	229	357	112	252	848
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320	521	174	411	1421
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	112	110	144	162	177	182	188	153	151	183
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253	273	239	247	307

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, em julho de 2023 e em junho de 2024 também foi tido em conta nos valores dos anos 2022, 2023 e 2024, 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, o anterior período de regulação, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021, e o atual de 2022 a 2025 ¹²².

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	2022-2025
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-0,2%	5,6%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	1,6%	10,6%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,2%	3,2%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%	8,0%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,8%	-1,3%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%	3,3%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,5%	-1,0%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%	3,6%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,5%	-4,1%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%	0,4%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-4,3%	-14,8%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%	-10,8%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-60,8%	153,6%
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%	165,5%
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,6%	38,7%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%	45,2%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	13,4%	0,2%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%	4,9%

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, julho de 2023 e junho de 2024 também foi tido em conta nos valores dos anos 2022, 2023 e 2024, nomeadamente na tarifa de Energia e na tarifa de Uso Global do Sistema.

¹²² 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.

Na Figura 5-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2024. 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 e em 2025, o preço da tarifa de Uso Global do Sistema retoma valores positivos, ainda que abaixo dos anos anteriores, apenas comparável com os valores de 2008. A tarifa de Energia reduz significativamente de 2023 para 2024, sendo que em 2025 assiste-se a um ligeiro decréscimo face ao ano anterior, mas ainda sem retomar os níveis anteriores.

Figura 5-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2024)



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 2024 E 2025

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 2024 e 2025 ¹²³. 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 +10,7% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2024 e 2025, é impulsionado fundamentalmente por um acréscimo tarifário de +9,8%. Esta variação justifica-se essencialmente pelo acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema e, com menor importância, do acréscimo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT (capítulo 5.2.1).

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

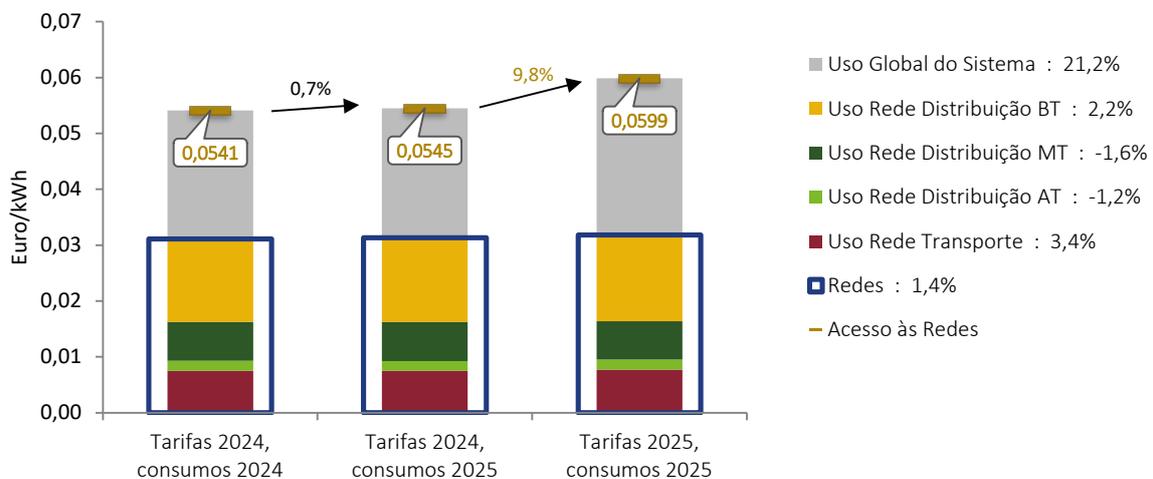
Tarifa	Preço médio 2024	Preço médio 2025	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	0,0541 EUR/kWh Receitas: 2 530 803 mil EUR Quantidades: 46 781 GWh	0,0599 EUR/kWh Receitas: 2 821 047 mil EUR Quantidades: 47 127 GWh	10,7%	9,8%	0,7%

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: +3,4% para o Uso da Rede de Transporte, -1,2% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, -1,6% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +2,2% para o Uso da Rede de Distribuição em BT e +21,2% para o Uso Global do Sistema.

¹²³ A análise inclui nos valores de tarifas do ano 2024 o efeito da fixação excecional de tarifas de junho de 2024, 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 2024 e 2025, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes de +14,5% em MAT, +9,2% em AT, +5,4% em MT, +6,3% em BTE e de +11,8% em BTN. Em termos médios globais observa-se um aumento de +9,8% da tarifa de Acesso às Redes.

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

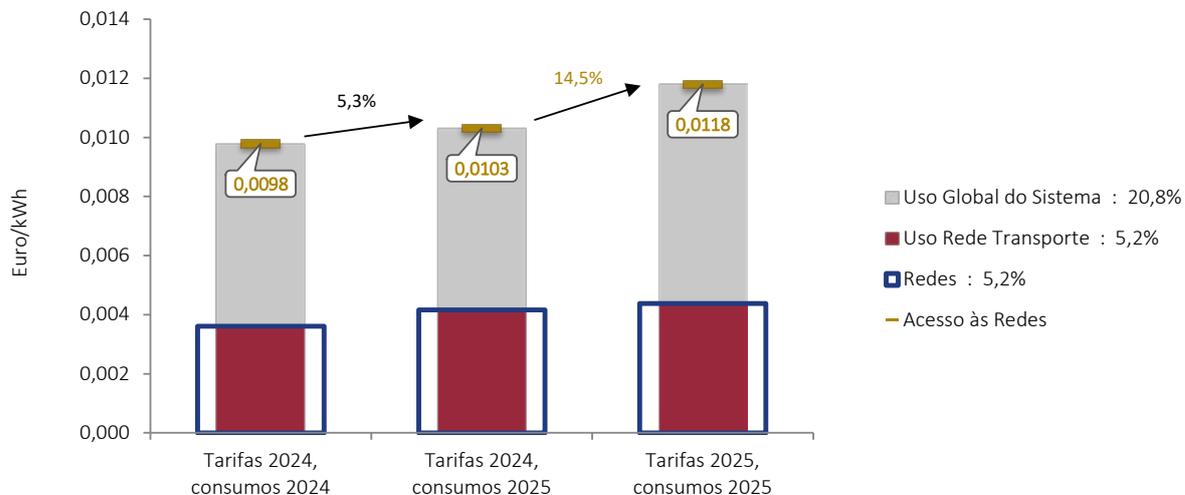


Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

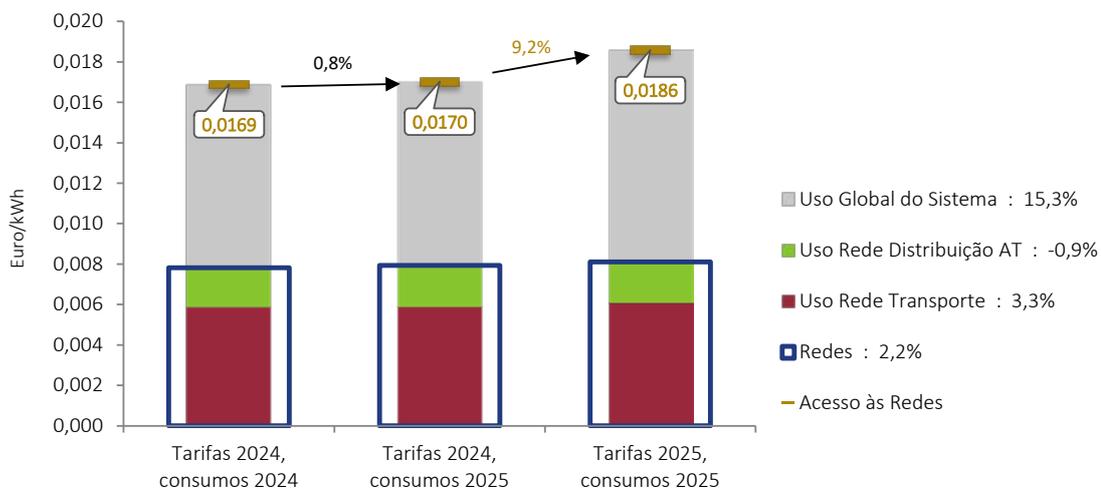


Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

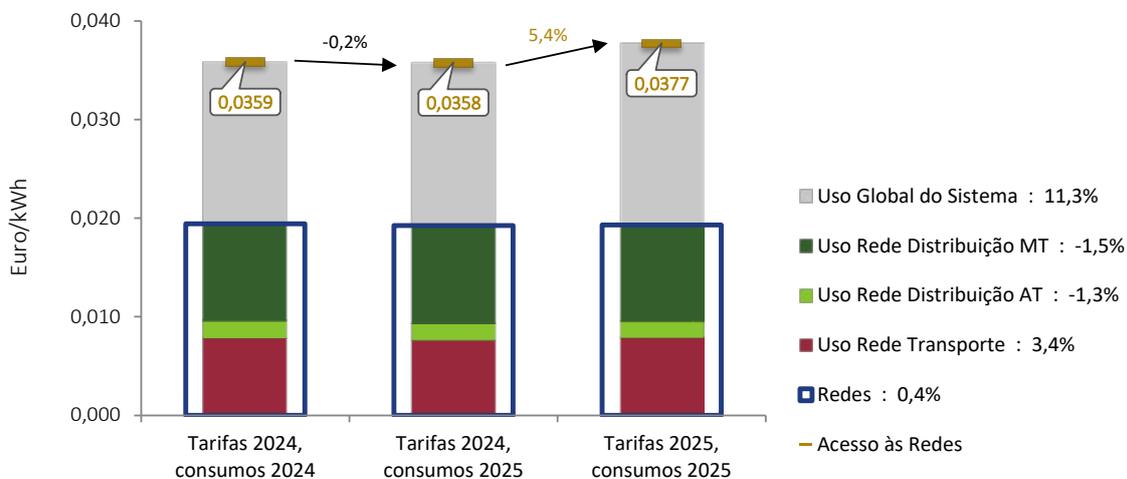


Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

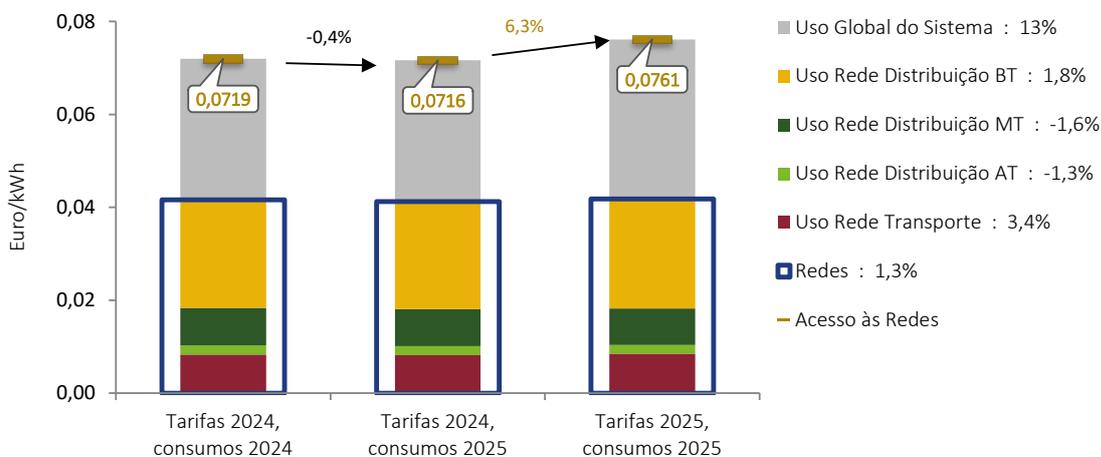
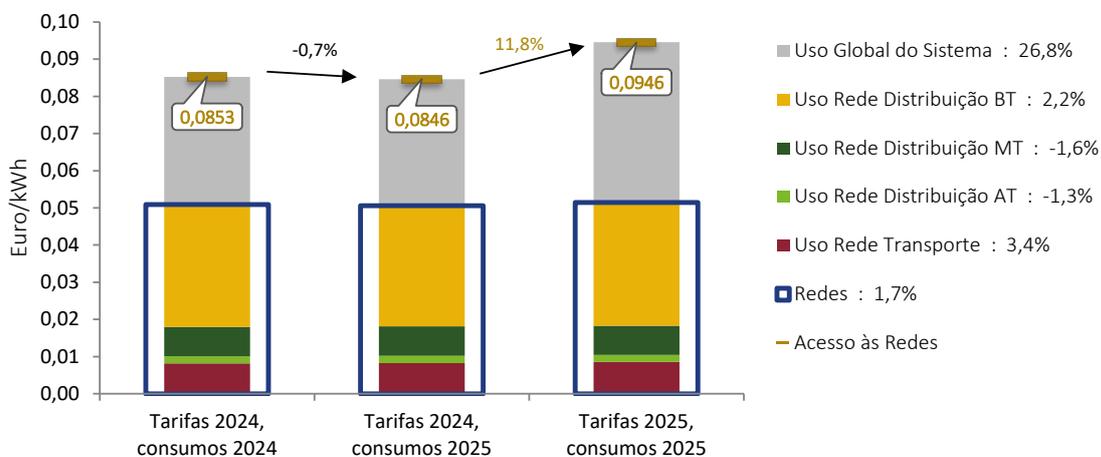


Figura 5-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN



5.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2025

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 2025.

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

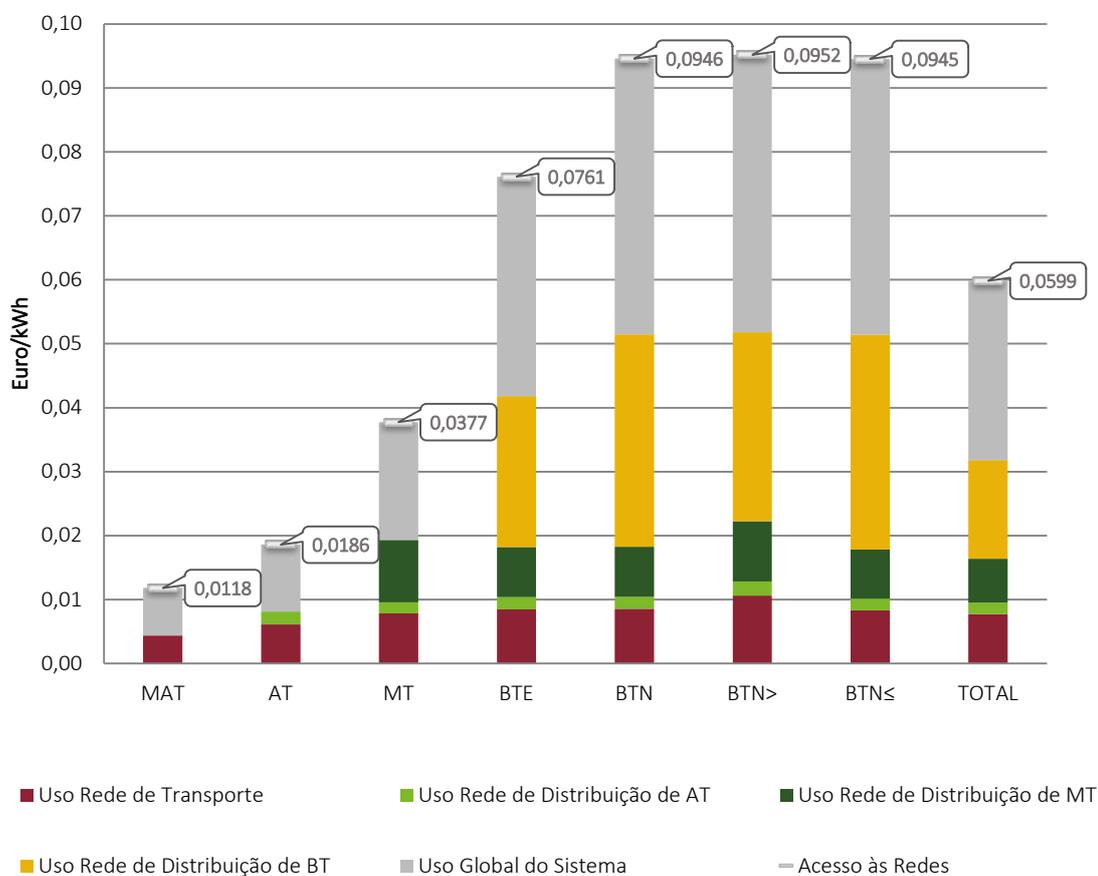
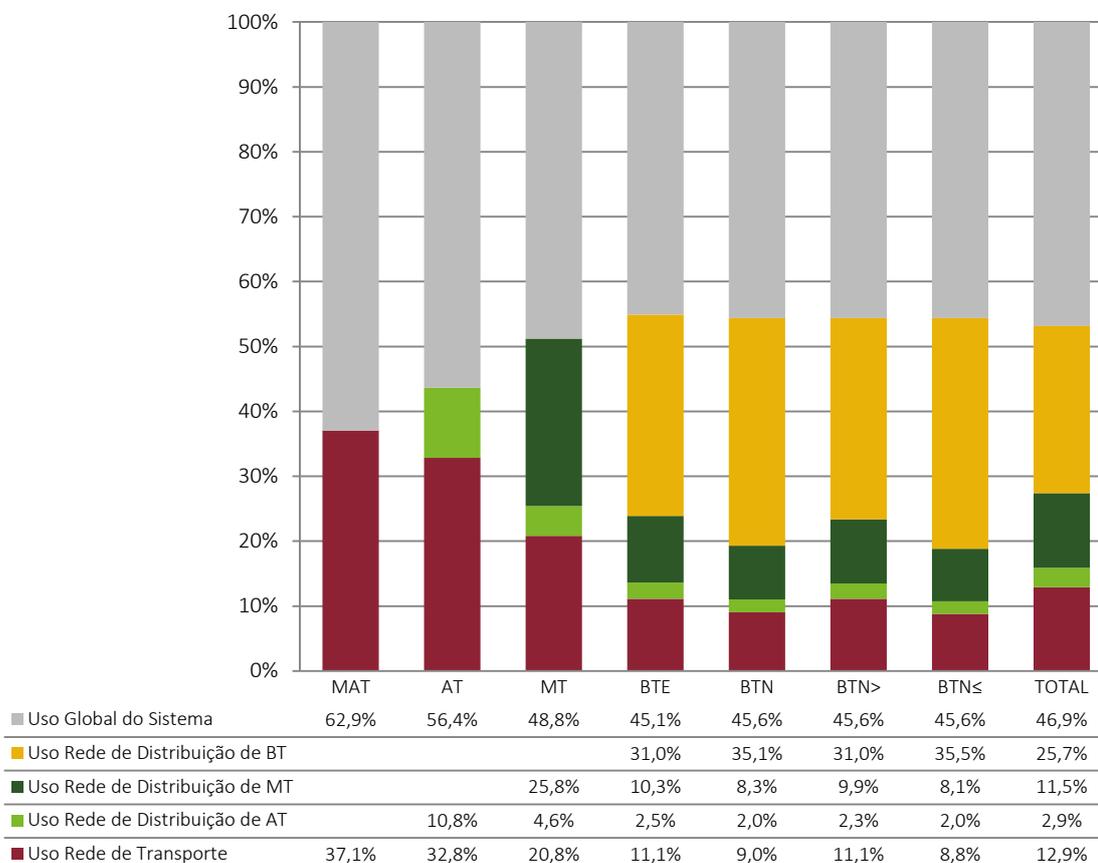


Figura 5-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade



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), (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

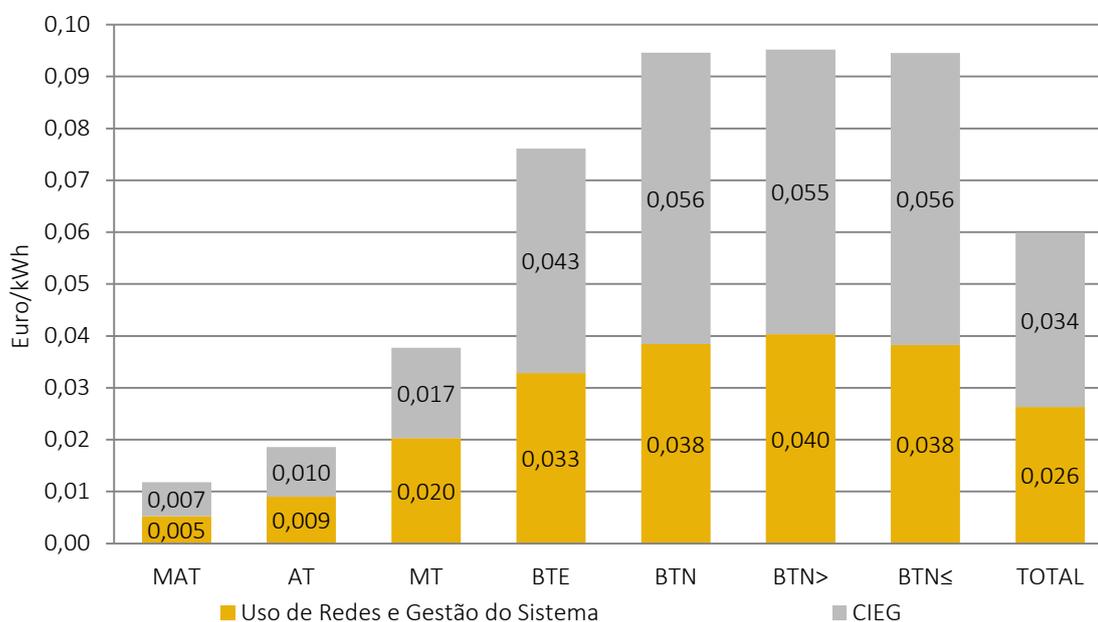
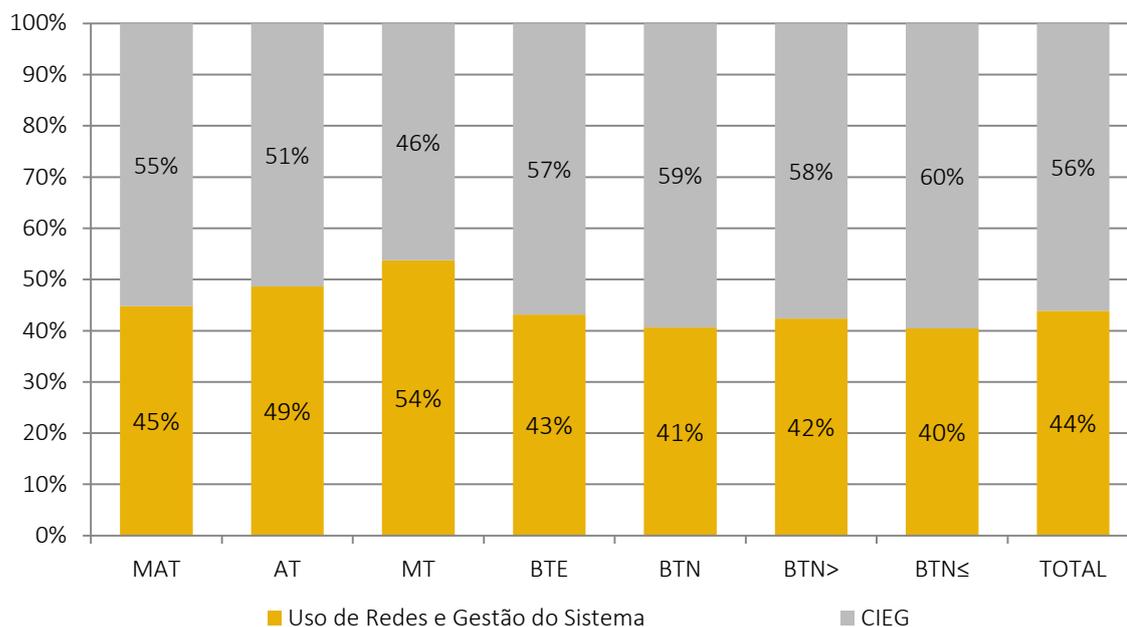


Figura 5-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



5.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1999 E 2025

A Figura 5-16 e a Figura 5-17 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes ¹²⁴, no período compreendido entre 1999 e 2025, por nível de tensão. As figuras avaliam a evolução a preços correntes e a preços constantes de 2024, respetivamente.

Os preços médios apresentados até 2024 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 2025 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

¹²⁴ 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. Entre os anos 2018 e 2023 incluiu também a tarifa OLMC, referente à atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador.

Figura 5-16 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)

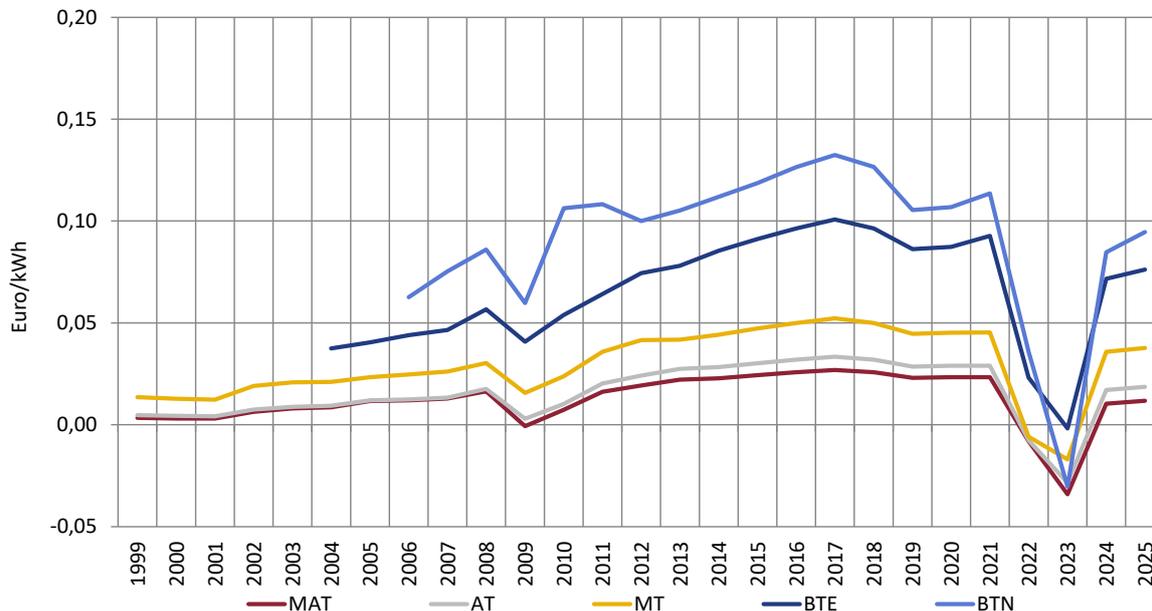
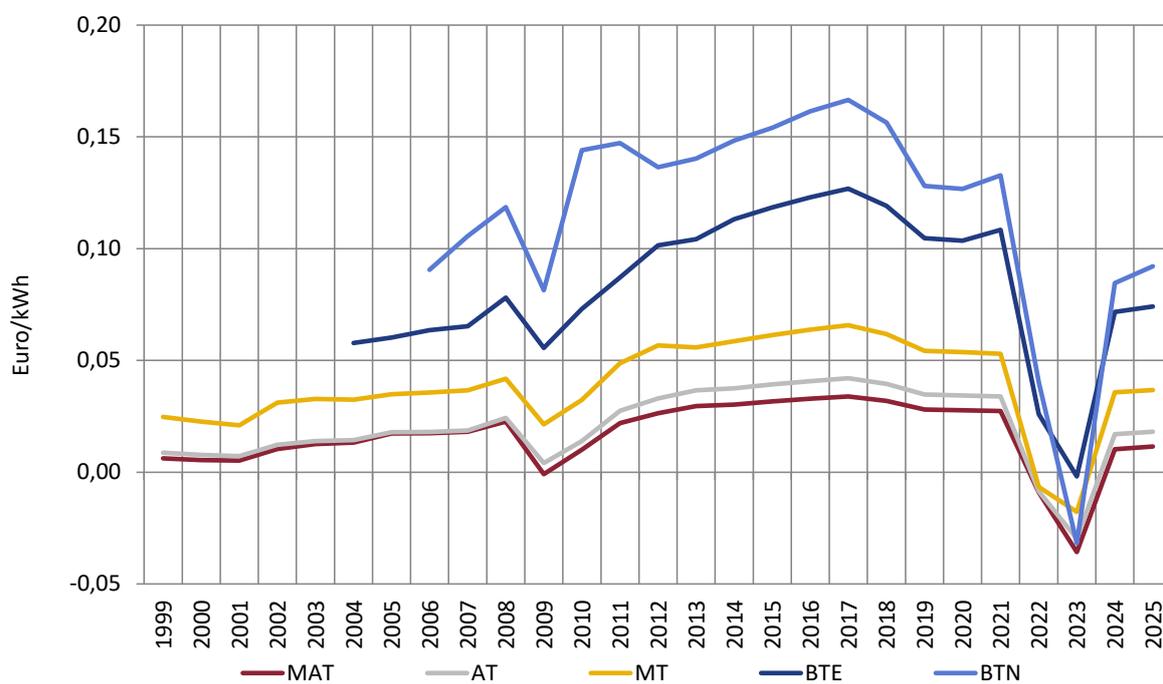


Figura 5-17 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2024)



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	2025
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	-577	166	185
	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	303	347
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	-342	196	208
	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	357	389
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	-72	145	149
	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	264	278
BTE	real	-	-	-	-	-	100	106	111	115	137	99	129	149	168	175	192	204	214	221	209	186	189	198	46	-3	131	136
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	247	62	-5	191	203
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	130	91	160	158	142	148	158	167	177	182	172	143	145	153	45	-36	97	107
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	181	57	-48	135	151

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, o anterior período de regulação, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021, e o atual de 2022 a 2025 ¹²⁵.

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	2022-2025
MAT	real	-8,9%	35,6%	9,2%	-1,0%	11,2%	3,9%	-5,3%	-19,5%
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%	-15,7%
AT	real	-9,4%	25,7%	10,9%	4,2%	10,9%	3,9%	-5,3%	-14,5%
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%	-10,5%
MT	real	-8,0%	13,6%	6,3%	5,2%	6,4%	3,9%	-5,3%	-8,7%
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%	-4,4%
BTE	real	-	-	8,9%	2,9%	8,9%	4,7%	-2,6%	-8,9%
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%	-4,8%
BTN	real	-	-	-	6,6%	0,1%	4,8%	-4,3%	-8,6%
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%	-4,5%

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 2024 E 2025

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 2024 e 2025. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Assim, os preços médios de referência de venda a clientes finais representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

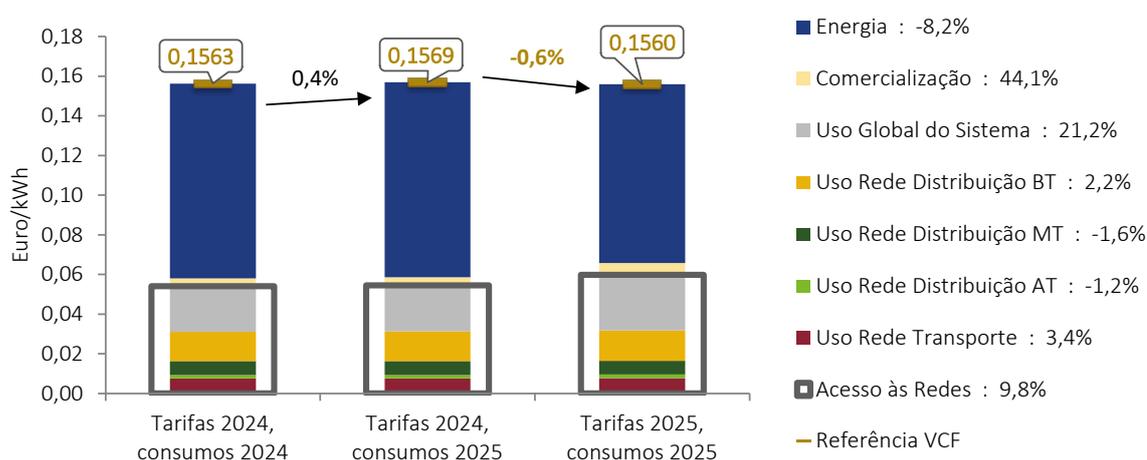
¹²⁵ Salienta-se que os períodos de regulação de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos. A partir de 2022 os períodos de regulação passam a ter também uma duração de 4 anos, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), que promoveu a reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Deve referir-se que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2024, tendo em conta a fixação excecional de tarifas ocorrida em junho de 2024.

A variação de -0,2% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2024 e 2025, decorre de um decréscimo tarifário de -0,6% e de um acréscimo de +0,4% por efeito consumo (Figura 5-18).

Na legenda da Figura 5-18, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +3,4% para o Uso da Rede de Transporte, -1,2% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, -1,6% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, +2,2% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, +21,2% para o Uso Global do Sistema, +44,1% para a Comercialização e -8,2% 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 2024 e 2025, 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

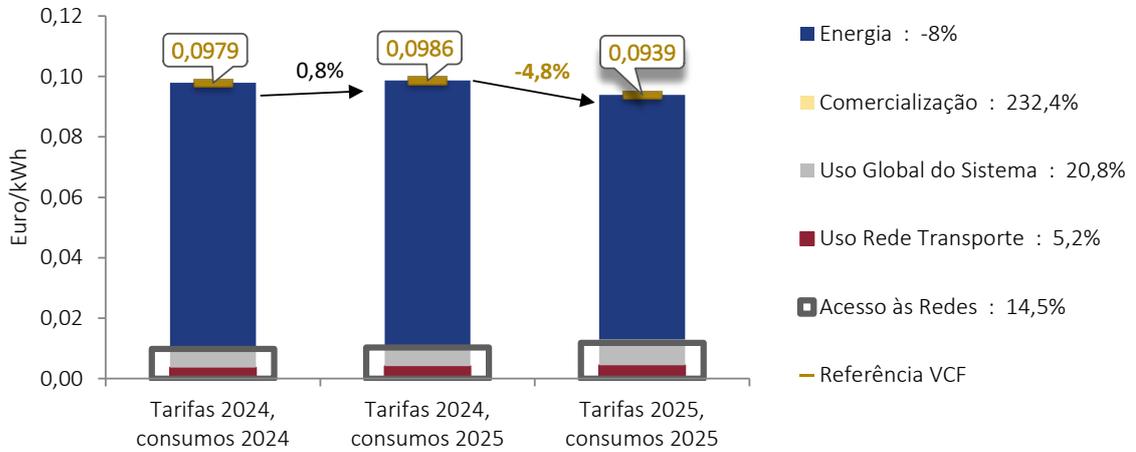


Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

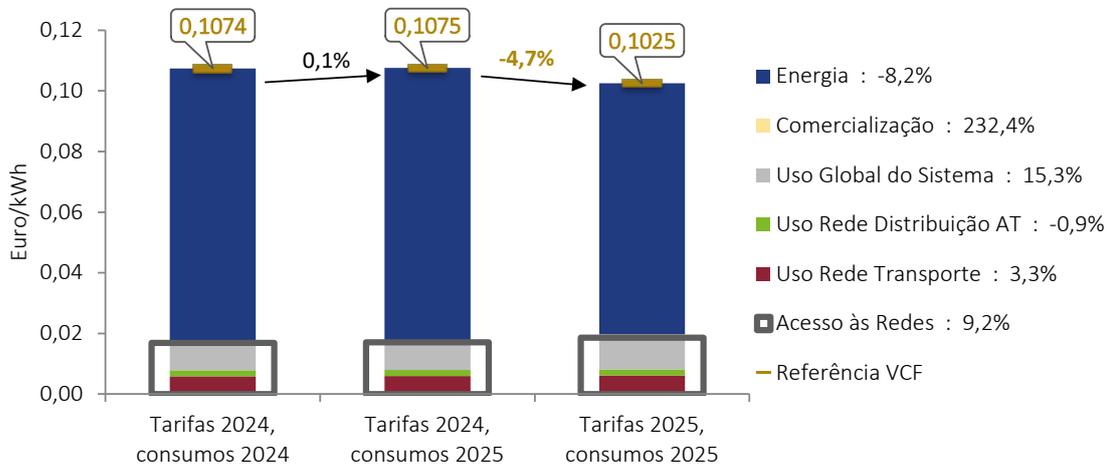


Figura 5-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT

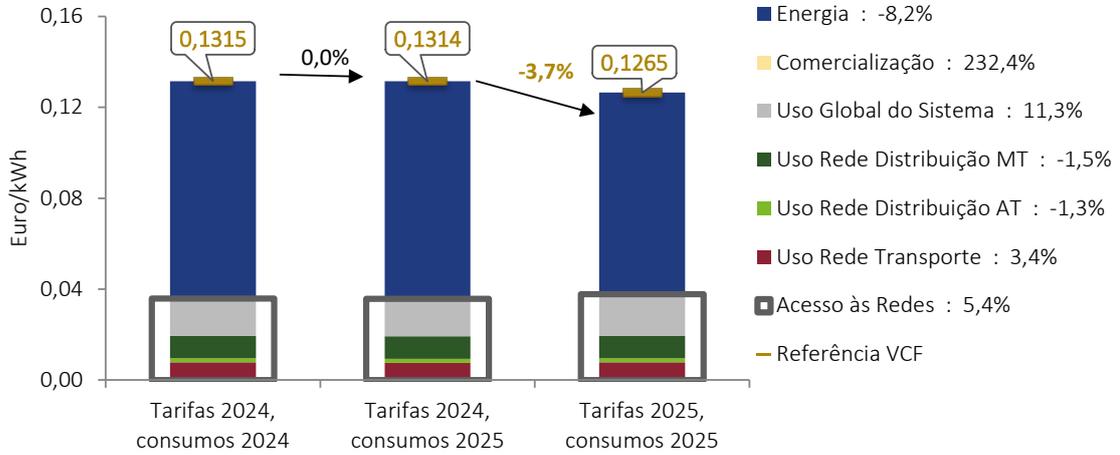


Figura 5-22 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE

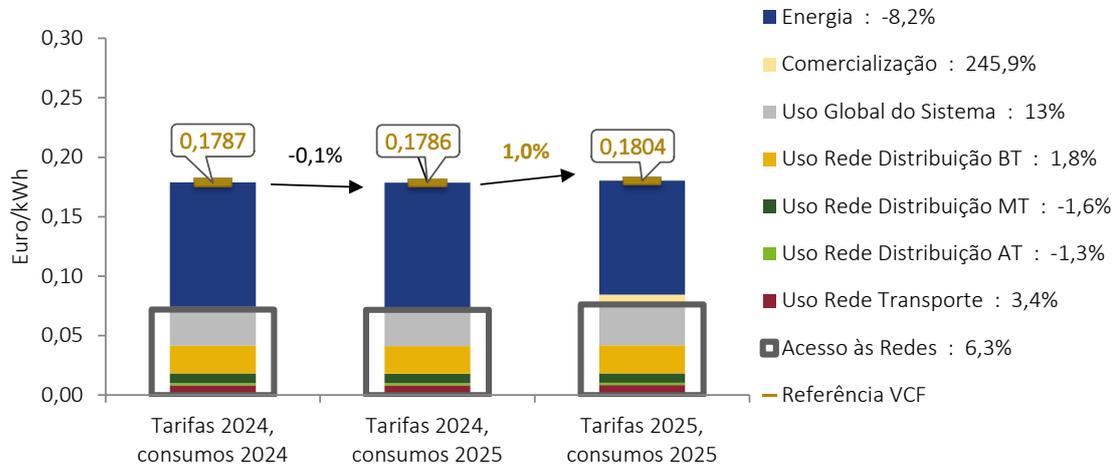
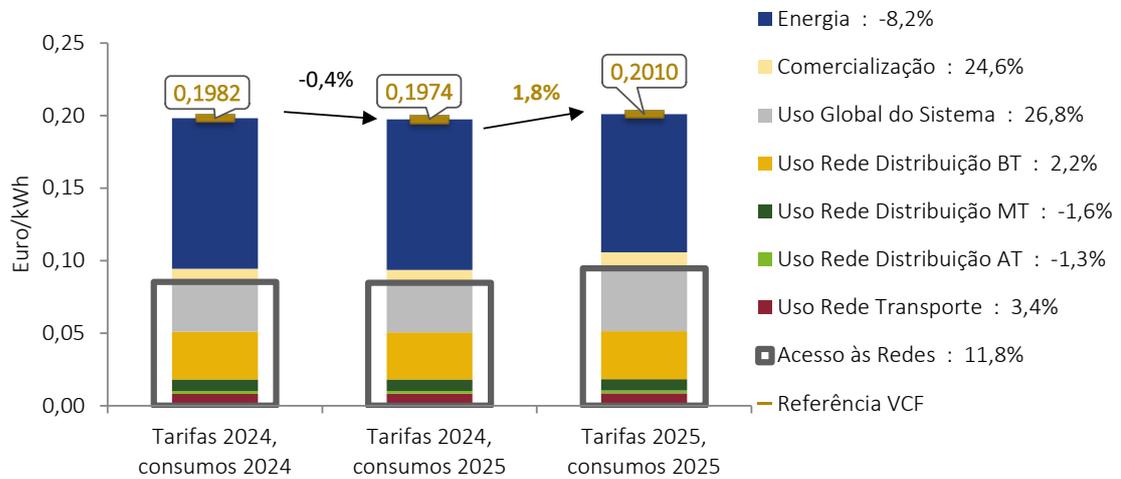


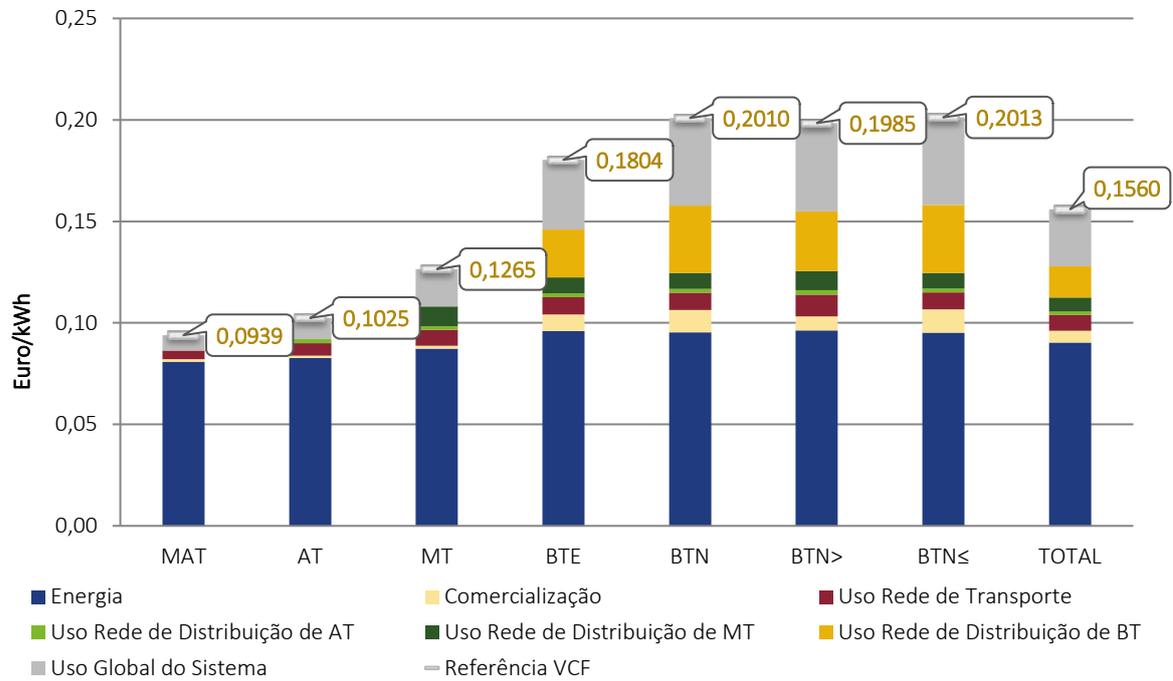
Figura 5-23 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN



5.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2025

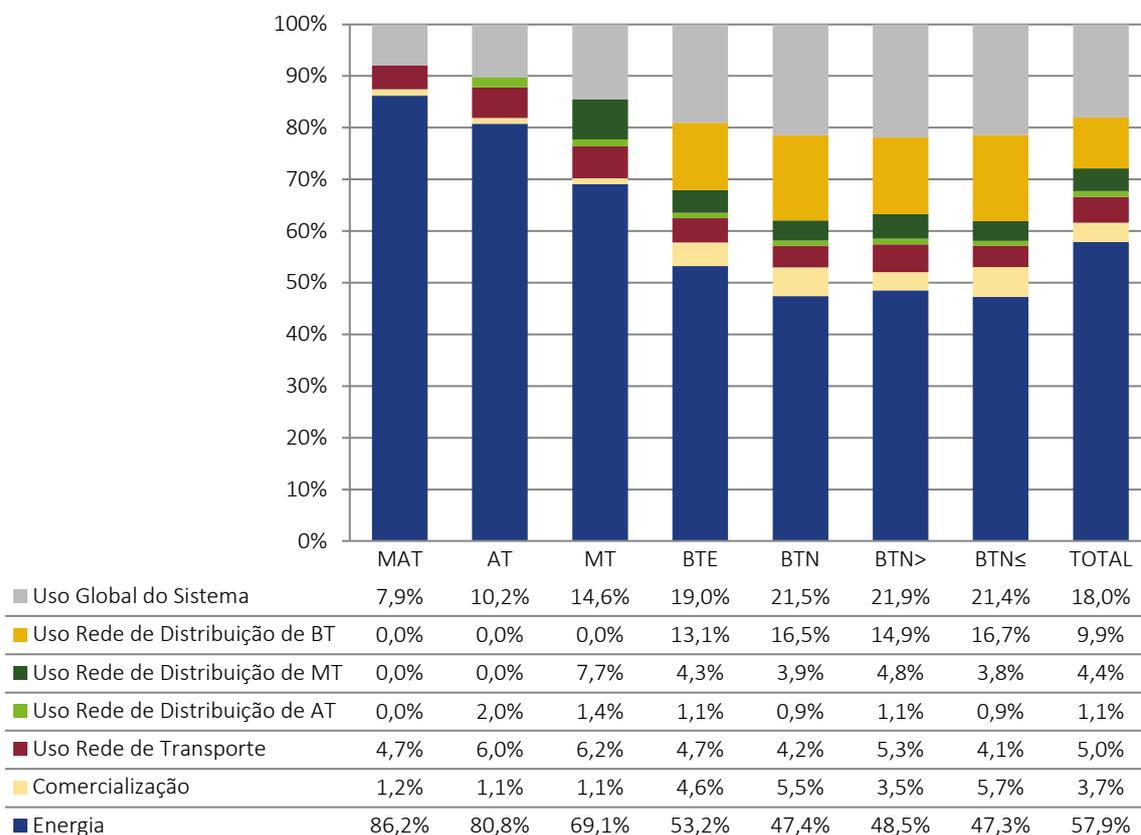
Na Figura 5-24, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais em 2025.

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 ¹²⁶.

¹²⁶ 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

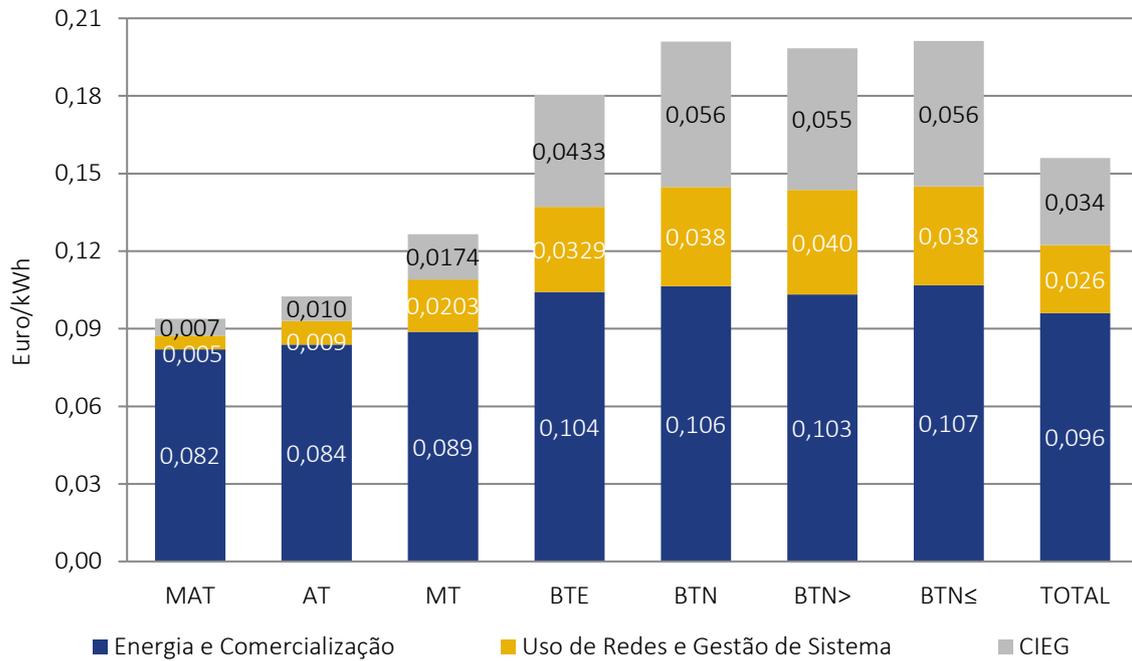
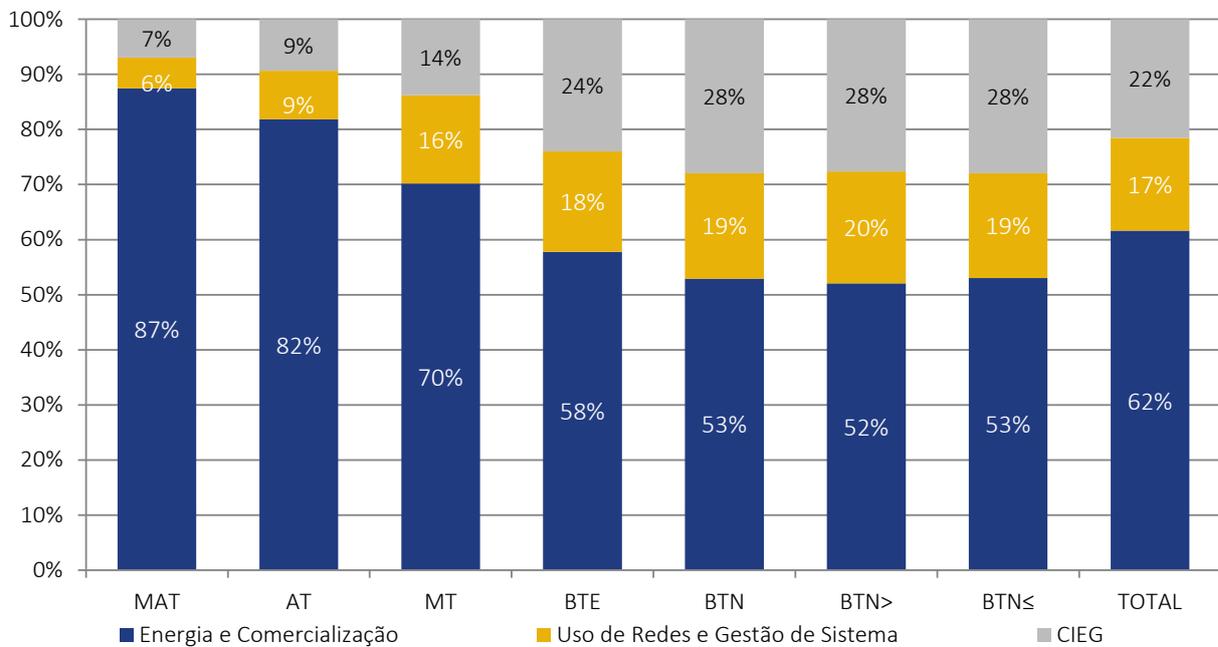


Figura 5-27 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais

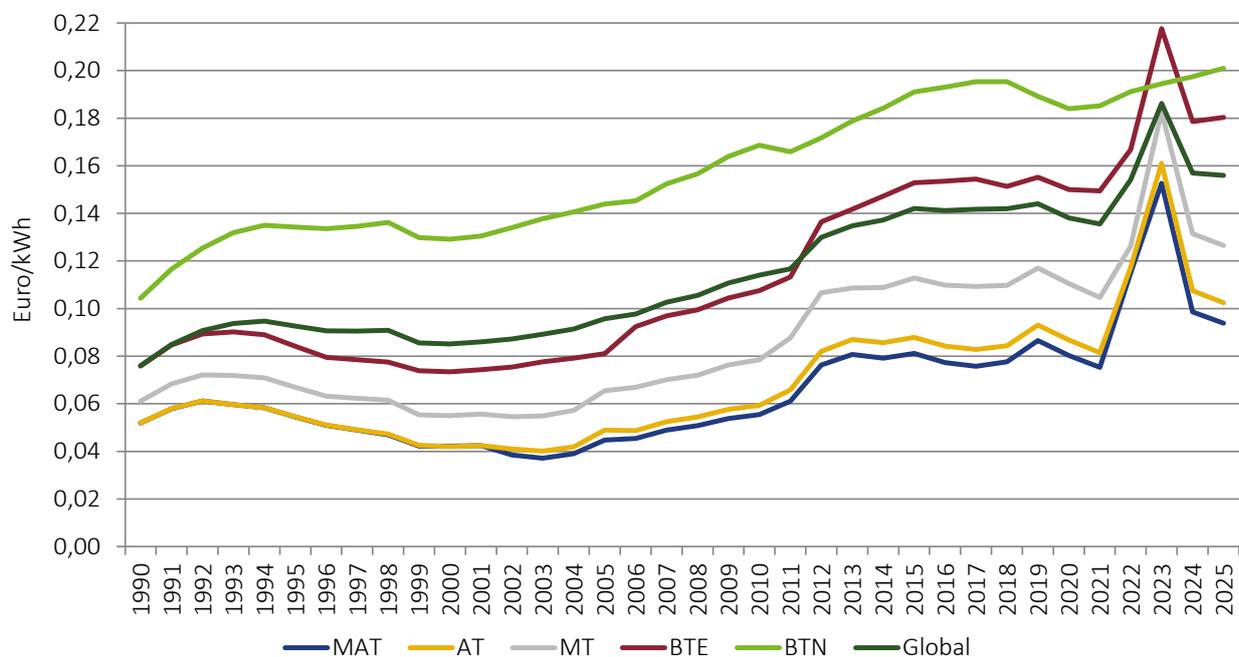


5.4.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2025

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 2025, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2025 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.

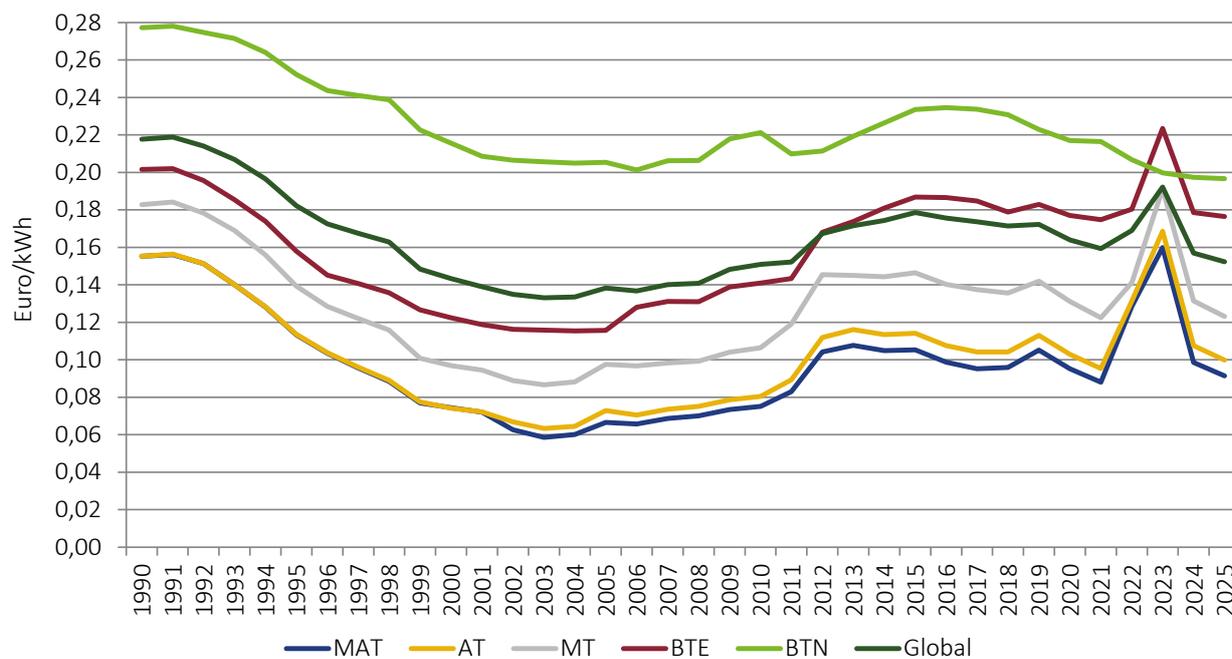
Figura 5-28 - Evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2024, o preço médio global registou entre 1990 e 2025 um decréscimo médio anual de -1,0%. Em 2025, o preço médio global é cerca de 69,9% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e

BTN, os preços médios em 2025 são 58,9%, 64,3%, 67,4%, 87,6% e 70,9% 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 2024)



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	2025
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	119	112	108	108	119	108	100	145	181	112	103	
	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	210	200
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	189	121	112
	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	228	217
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	165	113	106
	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	214	206
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	165	132	130
	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	231	233
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	84	83	82
	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	145	148
Global	real	100	91	88	85	83	82	82	85	84	86	86	91	93	93	103	105	107	110	108	107	105	106	101	98	104	118	96	94
	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	173	172

O Quadro 5-8 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹²⁷.

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	2022-2025
MAT	real	-6,6%	-1,9%	1,7%	5,8%	8,1%	-3,2%	-2,0%	0,9%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	-0,2%	5,7%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	6,0%	8,3%	-2,8%	-2,2%	1,2%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	-0,4%	5,9%
MT	real	-6,5%	0,8%	0,6%	6,3%	6,6%	-1,6%	-2,9%	0,2%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	-1,1%	4,9%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,1%	8,1%	0,7%	-1,4%	0,2%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-0,8%	4,8%
BTN	real	-4,4%	-0,4%	0,2%	0,6%	2,5%	1,1%	-1,9%	-2,4%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,3%	2,1%
Global	real	-5,1%	-0,1%	0,6%	2,6%	4,6%	-0,1%	-2,1%	-1,1%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	-1,1%	3,6%

5.5 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2024 E 2025

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 2024 e 2025.

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 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).

¹²⁷ 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.

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o acréscimo do preço médio +4,6%, que resulta do efeito conjugado do acréscimo por efeito consumo (+2,4%) e de um aumento tarifário de +2,1%. Para BTN > assiste-se a um acréscimo do preço médio (+1,9%), resultante essencialmente do aumento tarifário de +2,1%. Para BTN ≤ verifica-se o acréscimo do preço médio (+4,9%), decorrente da variação por efeito consumo de +2,8% e da variação tarifária de +2,1%.

Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio 2024	Preço médio 2025	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1894 €/kWh Receitas: 526 947 mil € Quantidades: 2 782 GWh	0,1981 €/kWh Receitas: 458 933 mil € Quantidades: 2 317 GWh	4,6% 	2,1% 	2,4%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1865 €/kWh Receitas: 35 023 mil € Quantidades: 188 GWh	0,1900 €/kWh Receitas: 44 216 mil € Quantidades: 233 GWh	1,9% 	2,1% 	-0,2%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1897 €/kWh Receitas: 491 924 mil € Quantidades: 2 594 GWh	0,1990 €/kWh Receitas: 414 717 mil € Quantidades: 2 084 GWh	4,9% 	2,1% 	2,8%

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 2024 inclui o efeito da revisão excepcional ocorrida em junho de 2024.

5.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2025

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 pelo acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 5-31 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2025

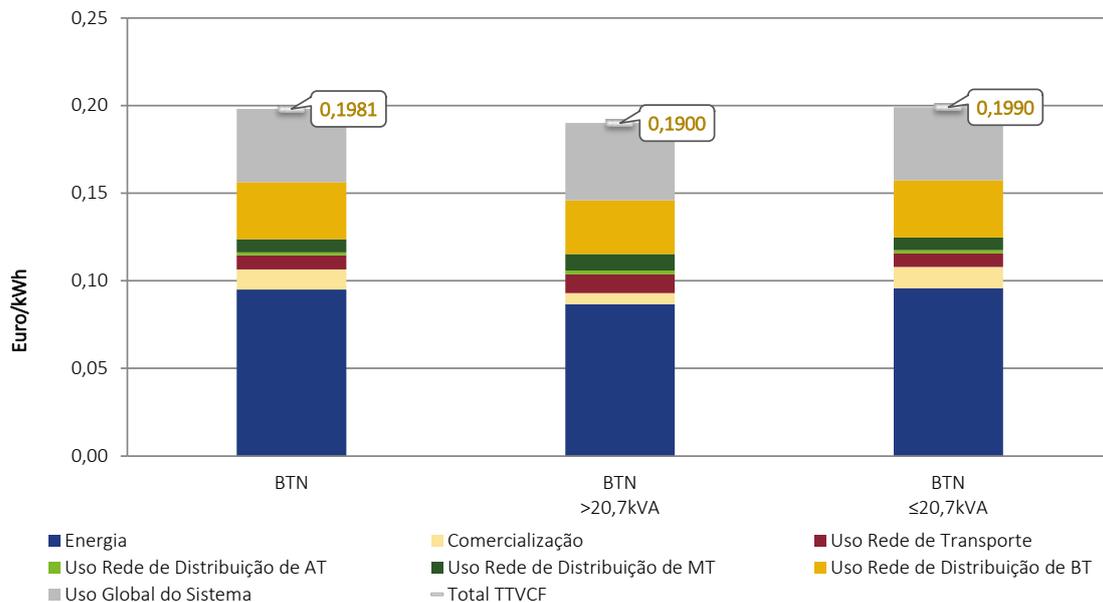
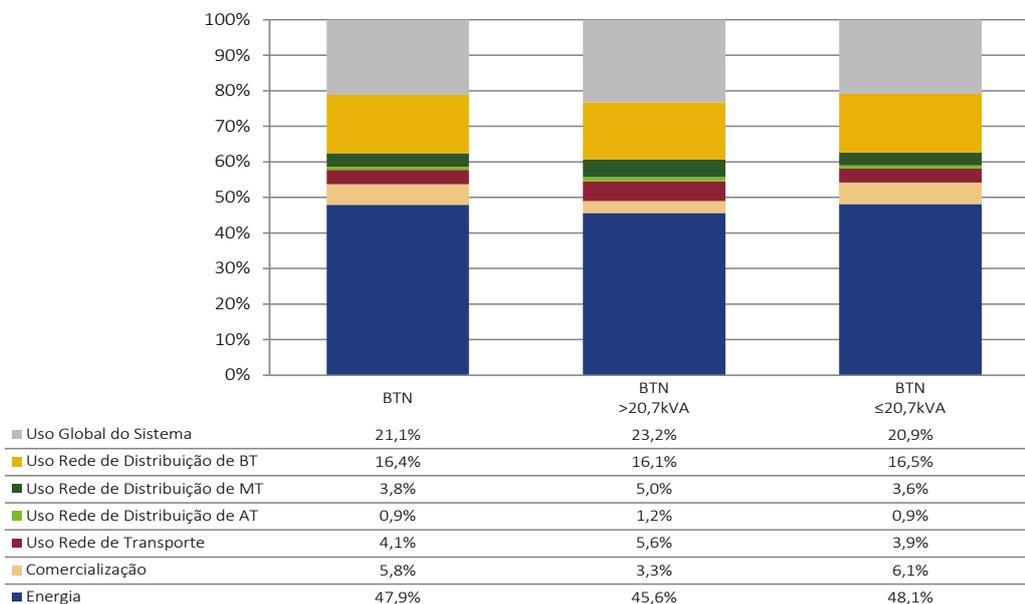
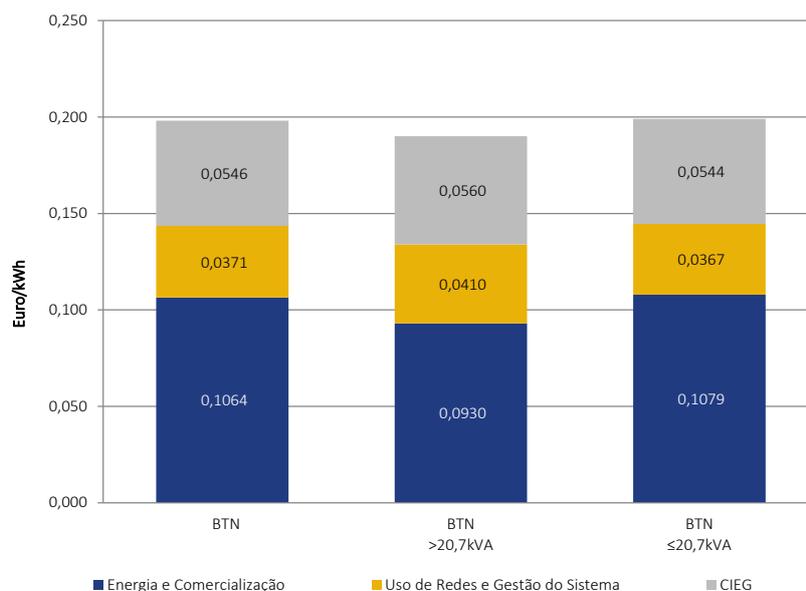


Figura 5-32 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2025



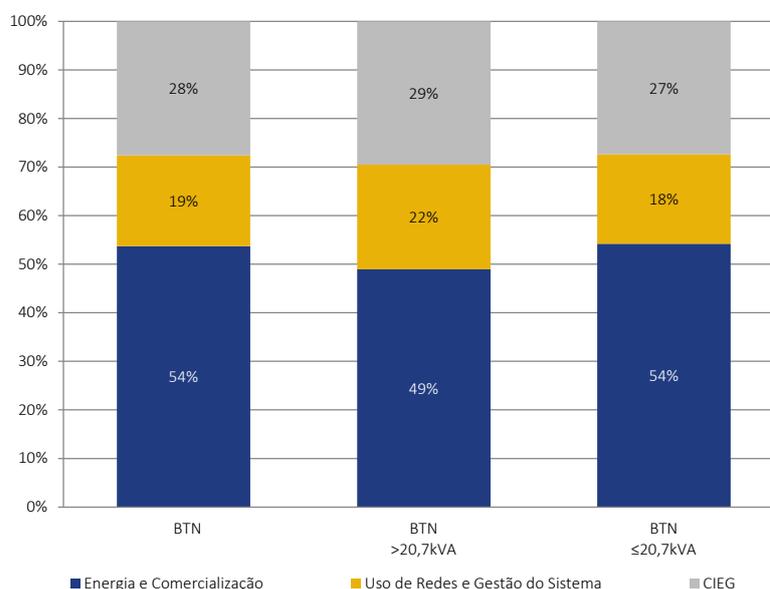
Na Figura 5-33 e na Figura 5-34, apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, nas parcelas: (i) Energia e Comercialização; (ii) Uso de Redes e Gestão do Sistema; e (iii) CIEG ¹²⁸.

Figura 5-33 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2024, decomposto por parcelas



¹²⁸ 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 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2025, decomposto por parcelas



5.5.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 1990 E 2025

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2025, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2025 ¹²⁹. 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 temporal ¹³⁰. Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

¹²⁹ 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.

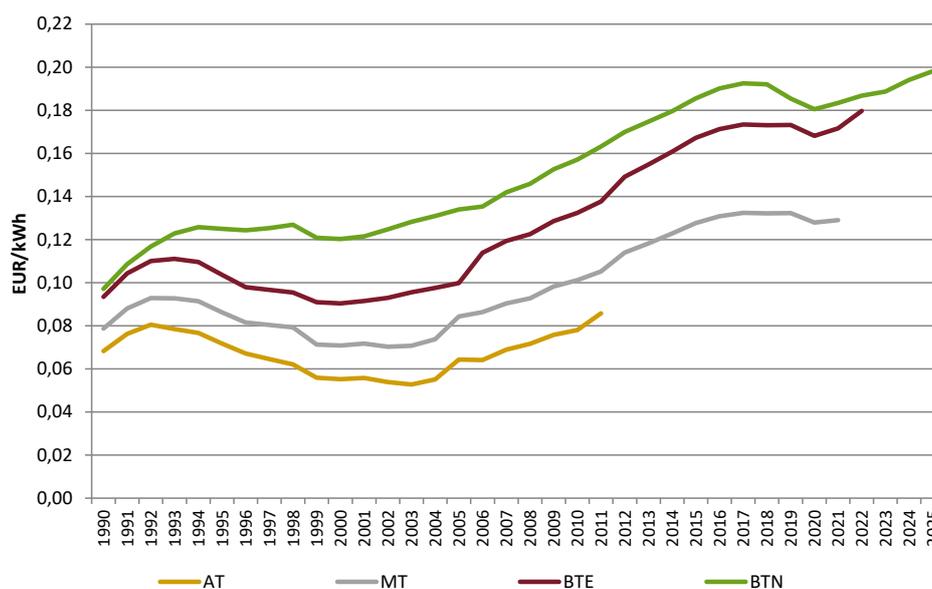
¹³⁰ Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005. Os preços médios de 2020 a 2023 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridos nesses anos. Os anos de 2022 e 2023 incluem o efeito das revisões excecionais ocorridas em julho de 2022 e julho de 2023. O ano de 2024 inclui o efeito da revisão excecional ocorrida em julho de 2024.

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.

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 2024 (Figura 5-36), em BTN o preço médio registou desde 1990 até 2025 uma redução média anual de -0,8%. Em BTN o preço médio em 2025 é cerca de 75,1% do respetivo preço médio verificado em 1990.

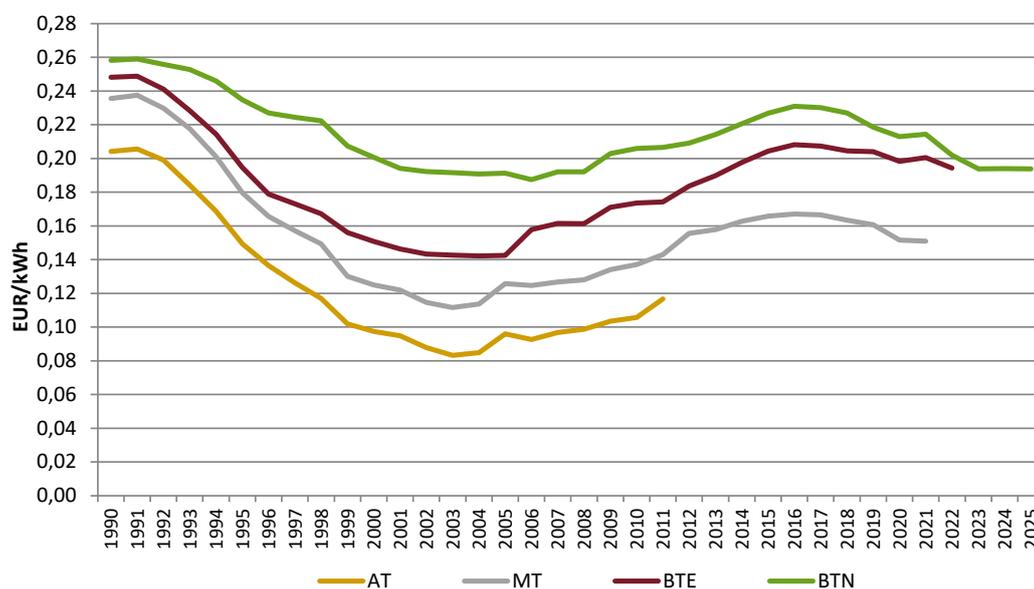
Figura 5-35 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



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.

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 5-36 - Evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão
(preços constantes de 2024)



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.

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	2025
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	87	87
	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	156

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 elétrico¹³¹. 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). No atual período de regulação (2022-2025) verificam-se reduções reais dos preços médios.

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	2022-2025
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%	-2,5%
	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. 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 2024 E 2025

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 2024 e 2025.

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 essencialmente ao efeito da variação

¹³¹ 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.

tarifária acentuada, sendo que o efeito consumo tem um peso pouco expressivo na variação do preço médio. Note-se que para 2025 prevêem-se quantidades nulas em MAT e AT.

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 2024	Preço médio 2025	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais em MAT	0,0979 €/kWh	0,0939 €/kWh	-4,1%	-4,8%	0,8%
Tarifa de venda a clientes finais em AT	0,1074 €/kWh	0,1034 €/kWh	-3,7%	-4,1%	0,4%
Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1317 €/kWh Receitas: 10 183 mil € Quantidades: 77 GWh	0,1269 €/kWh Receitas: 9 500 mil € Quantidades: 75 GWh	-3,7%	-3,6%	-0,1%
Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1794 €/kWh Receitas: 13 697 mil € Quantidades: 76 GWh	0,1783 €/kWh Receitas: 11 634 mil € Quantidades: 65 GWh	-0,6%	0,2%	-0,8%

Nota 1: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2024 inclui o efeito da revisão excepcional com efeitos a partir de 1 de junho de 2024

Nota 2: Face à ausência de quantidades em MAT e AT no ano 2024, o preço médio foi estimado a partir da estrutura de consumos do mercado liberalizado para esses níveis de tensão.

5.6.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2025

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 2025

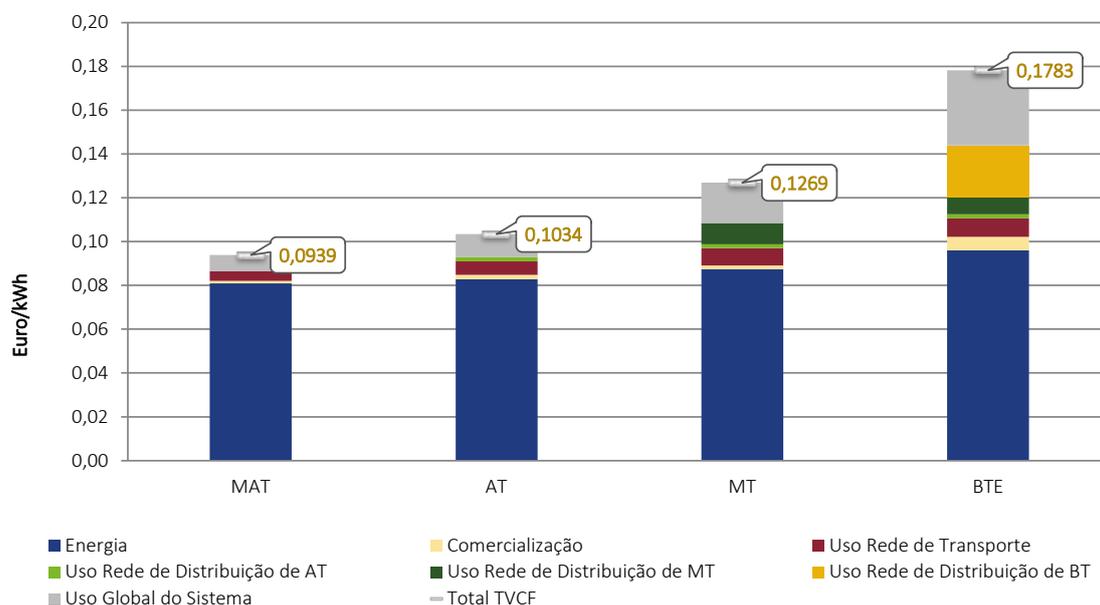
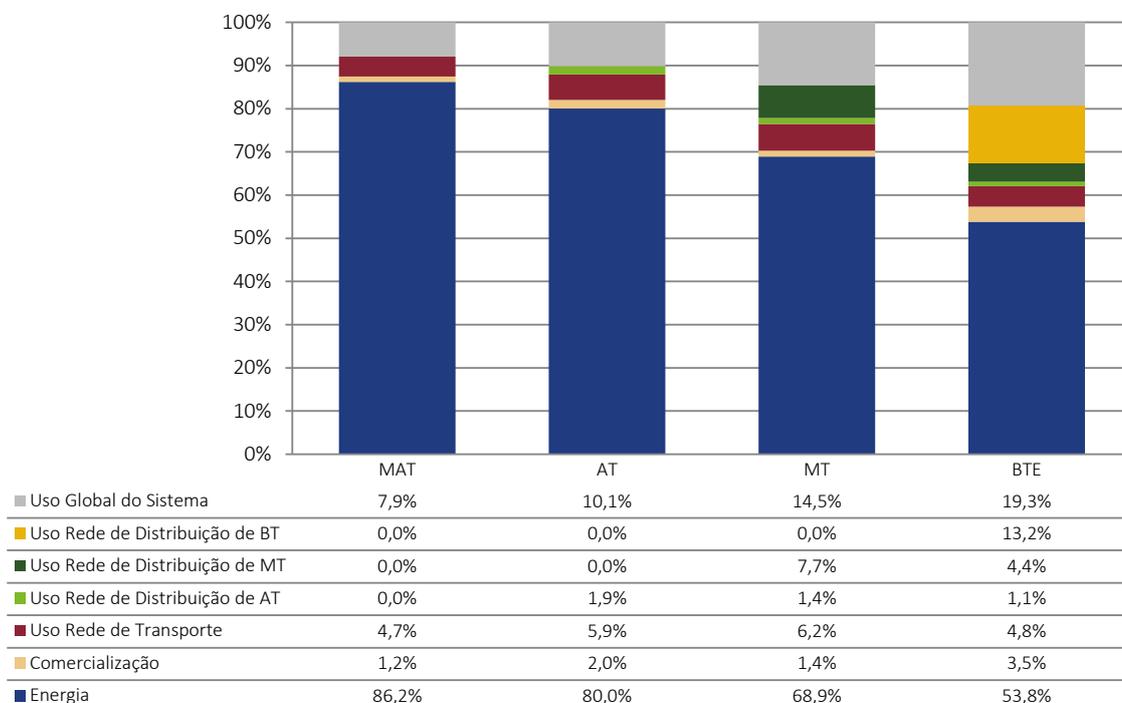
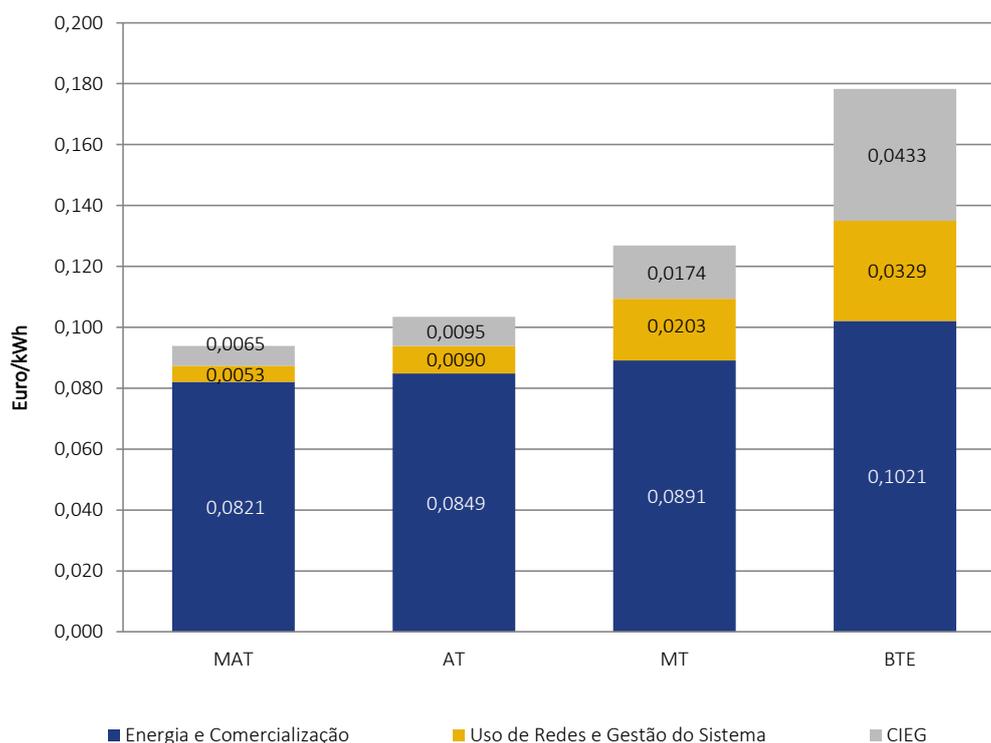


Figura 5-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025



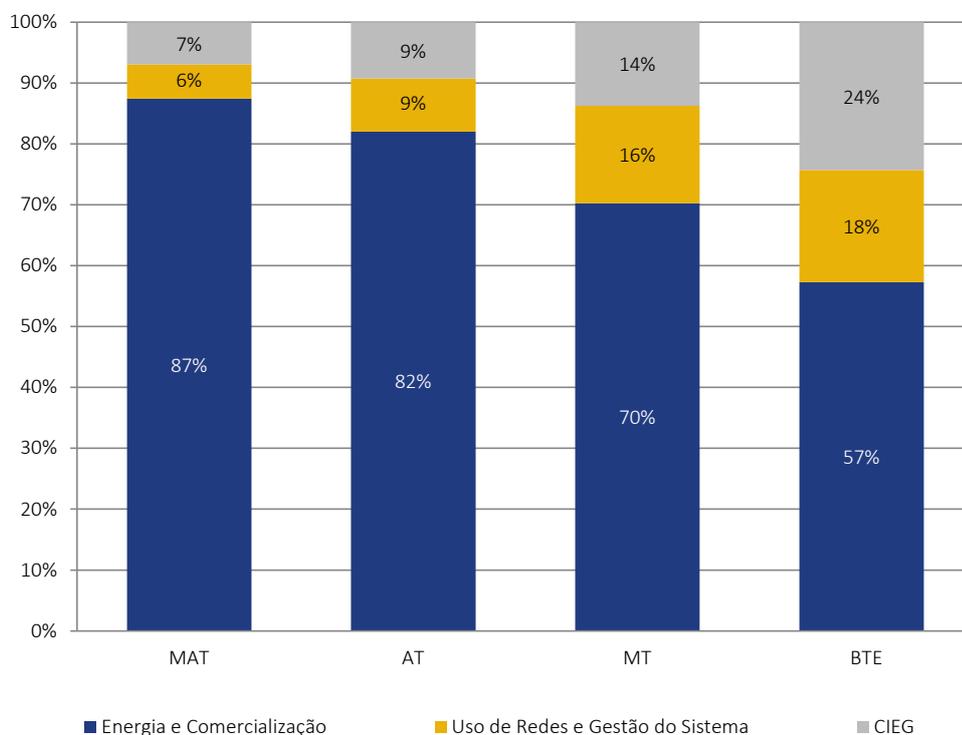
Na Figura 5-39 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE, do comercializador de último recurso, nas parcelas: (i) Energia e Comercialização; (ii) Uso de Redes e Gestão do Sistema; e (iii) CIEG¹³².

Figura 5-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025, decomposto por parcelas



¹³² 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 5-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em 2025, decomposto por parcelas



5.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

5.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2024 E 2025

Em 2025, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária +0,3%, relativamente a 2024, conforme se ilustra na Figura 5-42.

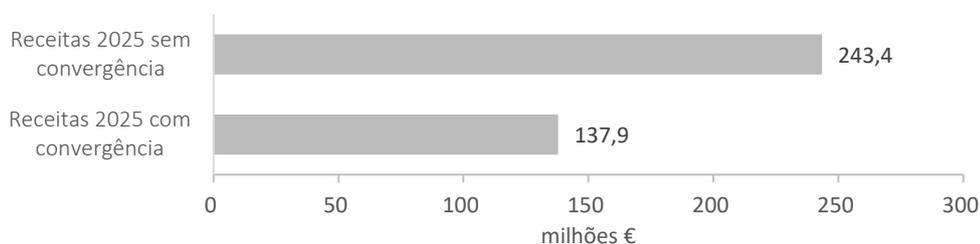
Figura 5-42 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio de 2024	Preço médio de 2025	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	0,1720 €/kWh Receitas: 133 477 mil € Quantidades: 776 GWh	0,1725 €/kWh Receitas: 137 927 mil € Quantidades: 799 GWh	0,3%	0,3%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1319 €/kWh Receitas: 38 025 mil € Quantidades: 288 GWh	0,1271 €/kWh Receitas: 37 706 mil € Quantidades: 297 GWh	-3,7%	-3,7%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1781 €/kWh Receitas: 11 562 mil € Quantidades: 65 GWh	0,1796 €/kWh Receitas: 12 264 mil € Quantidades: 68 GWh	0,8%	0,9%	-0,1%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1897 €/kWh Receitas: 9 481 mil € Quantidades: 50 GWh	0,1945 €/kWh Receitas: 10 533 mil € Quantidades: 54 GWh	2,5%	2,9%	-0,4%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1996 €/kWh Receitas: 74 409 mil € Quantidades: 373 GWh	0,2036 €/kWh Receitas: 77 423 mil € Quantidades: 380 GWh	2,0%	1,9%	0,1%

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 2024 inclui o efeito da revisão excepcional ocorrida em junho de 2024.

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 2025 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 2025.

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 2025.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA em 2025. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2025, isso resultaria numa variação tarifária de +77,0% entre 2024 e 2025, o que compara com uma variação tarifária global de 0,3% para a RAA.

5.7.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2025

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 2025, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2025 ¹³³. 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.

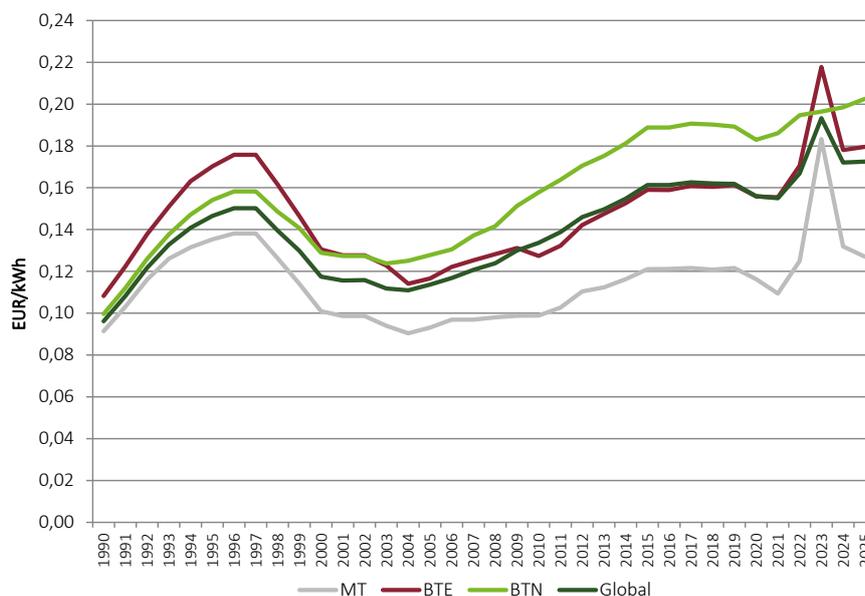
A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

Depois de em 2024, se ter verificado, para MT e BTE um decréscimo acentuado nas tarifas de Venda a Clientes Finais, em 2025 assiste-se a uma ligeira recuperação.

A preços correntes (Figura 5-44), no período compreendido entre 1990 e 2025, 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, variações médias anuais de +1,5% e +0,9%, respetivamente.

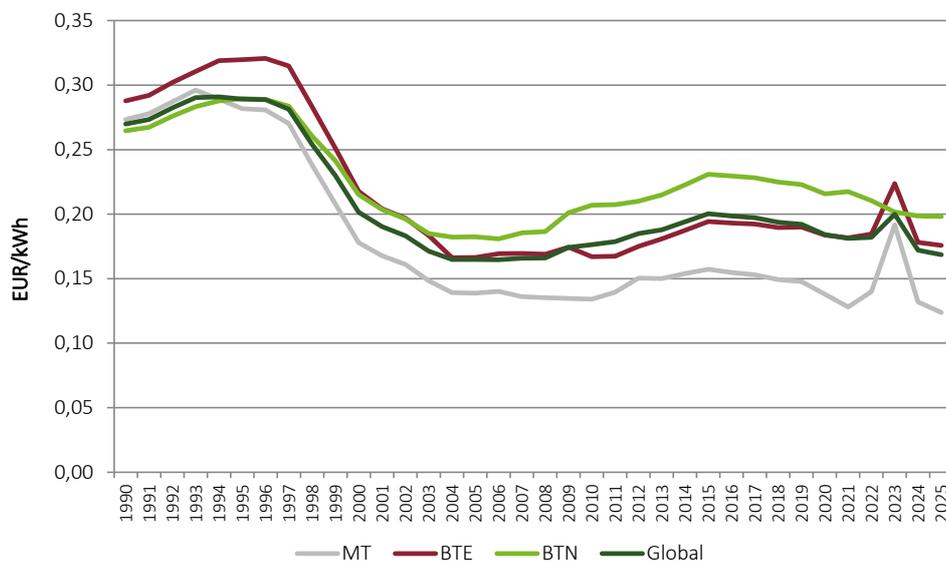
¹³³ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Figura 5-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)



A preços constantes de 2024 (Figura 5-45), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Após um acréscimo muito acentuado em 2023, em 2024 verifica-se um decréscimo acentuado em MT e BTE e em 2025, uma relativa manutenção. Entre 1990 e 2025, o preço médio global decresceu a uma taxa anual de -1,3%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -0,8%. Ainda a preços constantes de 2024, os preços médios em MT são cerca de 45% dos preços verificados em 1990 e em BTE os preços médios são cerca de 61% dos preços verificados em 1990. Em BTN, os preços médios são cerca de 75% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2024)



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 em MT e BTE.

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	2025
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	94	93	96	98	96	95	93	92	86	80	87	119	82	77
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	118	111	127	186	134	129
BTE	real	100	93	84	85	86	86	86	89	85	85	89	92	95	99	98	98	96	97	93	92	94	114	90	89
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	122	122	134	170	139	141
BTN	real	100	94	93	93	92	95	95	102	105	106	107	109	113	118	117	116	115	114	110	111	107	103	101	101
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	144	146	153	154	156	159

O Quadro 5-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹³⁴. 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 ¹³⁵ e que no anterior período de regulação se verifica a mesma situação. No atual período de regulação, observam-se reduções reais.

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	2022-2025
MT	real	-4,8%	-0,9%	1,0%	3,4%	-0,2%	-4,3%	-0,8%
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	-2,6%	3,8%
BTE	real	-5,4%	0,5%	-0,3%	3,8%	0,9%	-1,4%	-0,8%
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	-0,9%	3,7%
BTN	real	-2,4%	0,7%	3,6%	2,4%	0,8%	-1,2%	-2,3%
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	-0,6%	2,1%

5.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

5.8.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2024 E 2025

Em 2025, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de +0,5%, relativamente a 2024, conforme se ilustra na Figura 5-46.

¹³⁴ 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.

¹³⁵ 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 de 2024	Preço médio de 2025	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	0,1763 €/kWh Receitas: 149 323 mil € Quantidades: 847 GWh	0,1768 €/kWh Receitas: 155 691 mil € Quantidades: 881 GWh	0,3%	0,5%	-0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1299 €/kWh Receitas: 29 750 mil € Quantidades: 229 GWh	0,1245 €/kWh Receitas: 29 660 mil € Quantidades: 238 GWh	-4,1%	-3,8%	-0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1792 €/kWh Receitas: 25 592 mil € Quantidades: 143 GWh	0,1797 €/kWh Receitas: 26 553 mil € Quantidades: 148 GWh	0,3%	0,5%	-0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1897 €/kWh Receitas: 11 901 mil € Quantidades: 63 GWh	0,1949 €/kWh Receitas: 12 947 mil € Quantidades: 66 GWh	2,7%	3,0%	-0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1991 €/kWh Receitas: 82 079 mil € Quantidades: 412 GWh	0,2021 €/kWh Receitas: 86 530 mil € Quantidades: 428 GWh	1,5%	1,8%	-0,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2024 inclui o efeito da revisão excepcional com efeitos a partir de 1 de junho de 2024.

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 2025 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 2025.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2025, isso resultaria numa variação tarifária de +50,7% entre 2024 e 2025, o que compara com uma variação tarifária global de +0,5% para a RAM.

5.8.2 EVOLUÇÃO ENTRE 1990 E 2025

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 2025, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2025 ¹³⁶. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos de regulação desde 2002.

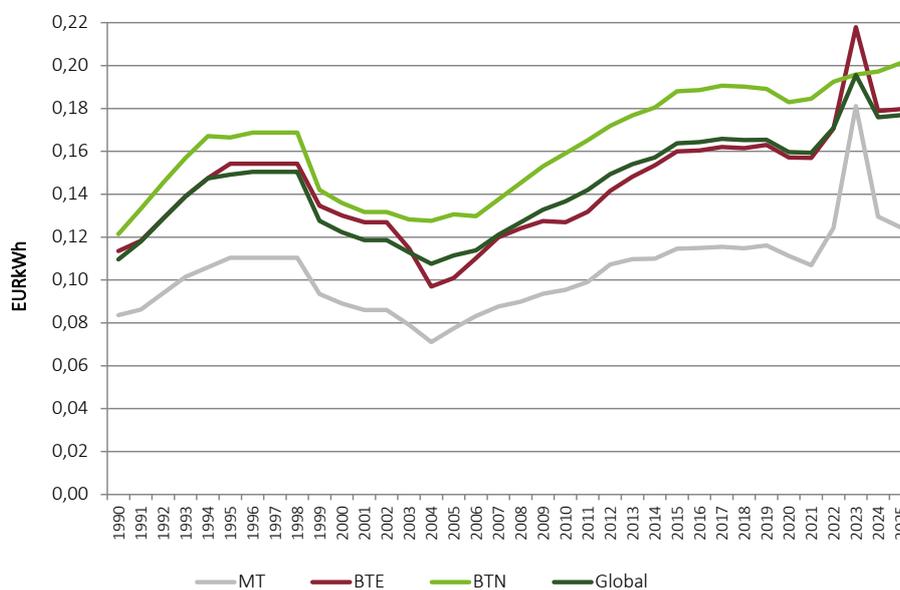
Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica 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 2025, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de +1,4%. Os preços médios em BTN, BTE e MT registaram acréscimos médios anuais de +1,5%, +1,3% e 1,1%, respetivamente.

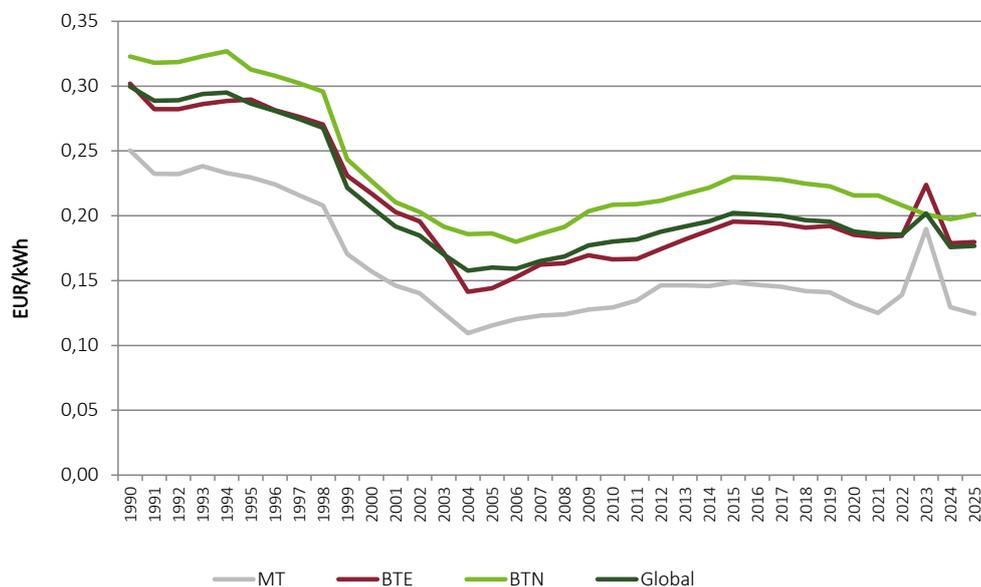
¹³⁶ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Figura 5-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços correntes)



A preços constantes de 2024 (Figura 5-49), entre 1990 e 2025, o preço médio global sofreu reduções médias anuais de -1,5%. Os preços médios em MT registaram uma redução média anual de -2,0% e os preços médios em BTE e em BTN reduções a uma taxa média anual de -1,5% e -2,0%, respetivamente. Ainda a preços constantes, os preços médios em MT em 2024 são cerca de 50% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2024 são cerca de 60% e 62% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 5-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
(preços constantes de 2024)



O Quadro 5-13 apresenta a evolução na tarifa de Venda a Clientes Finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 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	2025
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	104	101	101	94	89	99	135	92	89
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	129	124	144	211	151	145
BTE	real	100	88	72	74	78	83	84	87	85	85	89	93	96	100	100	99	98	98	95	94	94	114	91	92
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	124	124	134	172	141	142
BTN	real	100	94	92	92	89	92	94	100	103	103	104	107	109	113	113	112	111	110	106	106	103	99	97	99
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	139	140	146	149	150	153

O Quadro 5-14 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico ¹³⁷. 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, apenas em MT, no período regulatório atual, se registam acréscimos tarifários.

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	2022-2025
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,7%	-0,1%	-3,7%	0,9%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	-1,9%	4,9%
BTE	real	-9,7%	4,3%	0,7%	4,2%	0,9%	-1,4%	-0,6%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	-0,8%	3,3%
BTN	real	-2,8%	0,9%	3,0%	2,0%	0,9%	-1,4%	-2,2%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	-0,8%	1,7%

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 nas RA e as receitas recuperadas com as TVCF das RA é designado como custo da convergência tarifária ¹³⁸, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

¹³⁷ 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.

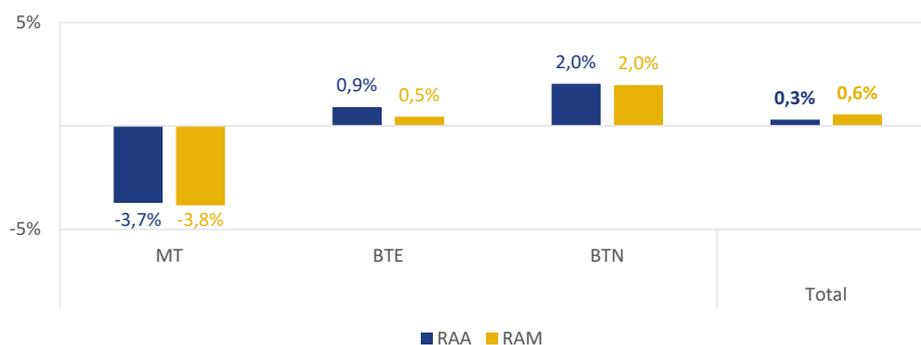
¹³⁸ Este custo também é designado por diferencial de custo das Regiões Autónomas.

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 2024 e 2025, incluindo a discriminação pelos níveis de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

Figura 5-50 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2024 e 2025



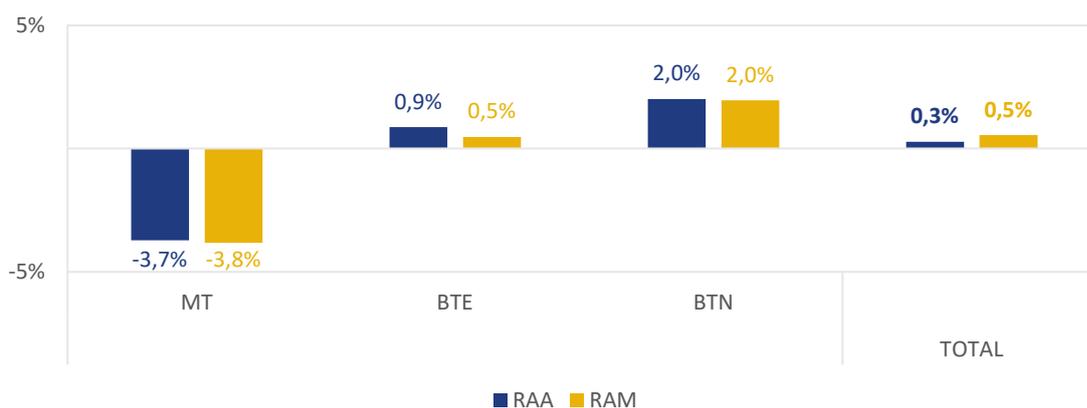
Nota: A variação apresentada considera o efeito da fixação excepcional do ano de 2024.

Verifica-se que as variações tarifárias da tarifa Aditiva não são idênticas entre as duas Regiões Autónomas, apesar de serem semelhantes, devido à existência de estruturas de consumo diferentes. No caso particular de MT, regista-se uma redução tarifária. No caso de BTN, a variação tarifária registada é ligeiramente

inferior nas Regiões Autónomas quando comparado com a variação da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN para Portugal continental (secção 5.4.1) por uma questão de estrutura de consumo. Nas Regiões Autónomas o peso do consumo em BTN> é maior que o peso correspondente em Portugal continental ¹³⁹, sendo que a tarifa Aditiva observa uma variação menor 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 2024 e 2025



Nota: A variação apresentada considera o efeito da fixação excepcional do ano de 2024.

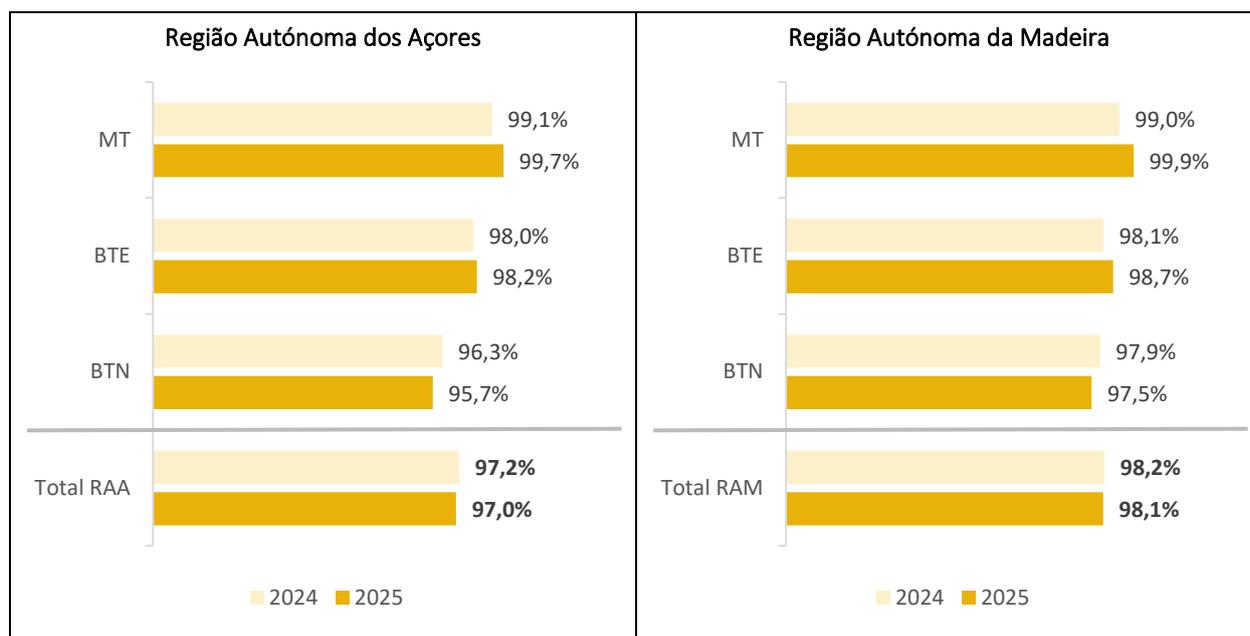
Na comparação entre a Figura 5-50 e a Figura 5-51 podem existir diferenças, pelo facto de ainda não se ter atingido a convergência tarifária preço-a-preço, mas apenas a convergência em termos médios ¹⁴⁰.

¹³⁹ Em Portugal continental, os consumos do mercado regulado em BTN>, previstos para 2025, têm um peso de aproximadamente 10% do total em BTN. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira esse valor é de 12% e 13%, respetivamente.

¹⁴⁰ 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

Apesar de globalmente, e em cada nível de MT, BTE e BTN, estar assegurada no ano 2025 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 Aditiva ¹⁴¹. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço.

Figura 5-52 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



No geral, constata-se que no ano 2025 a convergência tarifária preço-a-preço nos valores totais da RAA e da RAM mantém valores próximos relativamente ao ano anterior, com uma ligeira deterioração. Sendo que, individualmente, a aditividade tarifária apresenta uma melhoria nos fornecimentos em MT e BTE e uma redução nos fornecimentos em BTN.

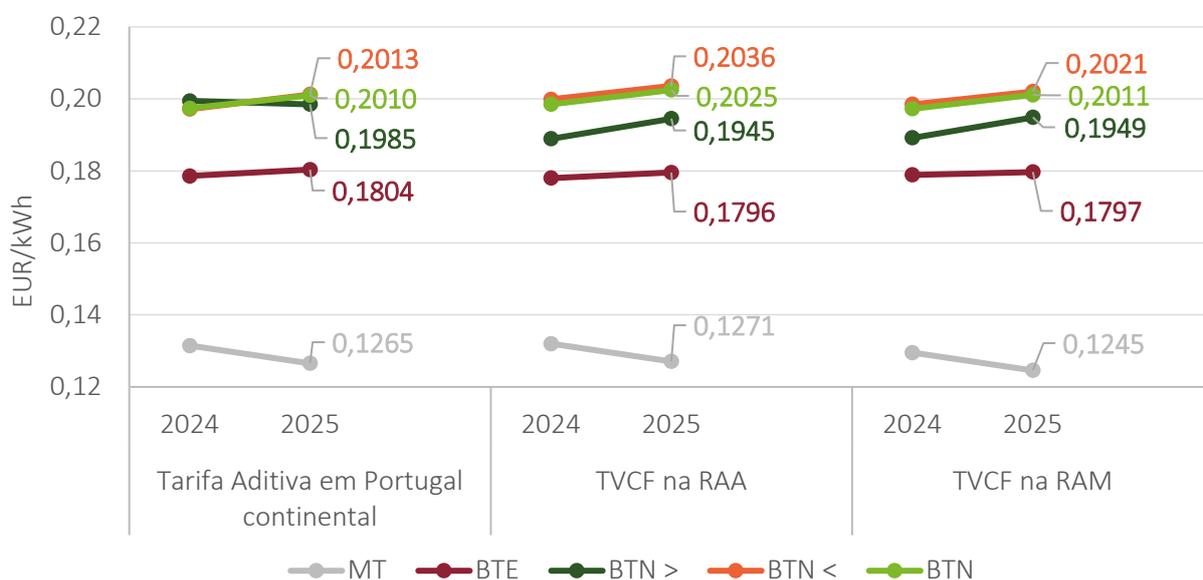
ano 't-1' não recuperam necessariamente o mesmo nível de receitas com as quantidades do ano 't', embora seja de esperar que as diferenças sejam ligeiras.

¹⁴¹ 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: assumase que os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente. Assuma-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).

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 2025».

Por fim, na Figura 5-53 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental ¹⁴² e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2024 e 2025, em EUR/kWh. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2025. Assim, a evolução entre 2024 e 2025 corresponde à variação tarifária em cada região.

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 2024 incluem o efeito da fixação excecional do ano de 2024.

Salienta-se que os preços médios em BTE e BTN< revelam um ligeiro aumento, contrastando com a diminuição na tarifa Aditiva em MT e BTN>, aplicada às quantidades em Portugal continental ¹⁴³. 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

¹⁴² Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

¹⁴³ É esta diminuição em BTN> na tarifa Aditiva, conjugado com a maior preponderância destes fornecimentos nas Regiões Autónomas (ver nota de rodapé 139), que explicam as observações feitas relativamente à Figura 5-50.

variações preço-a-preço aplicadas nas Regiões Autónomas são objeto do mecanismo de convergência para o conjunto da BTN, incluindo assim os fornecimentos em BTN> e BTN<.

Como última nota é de lembrar 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.

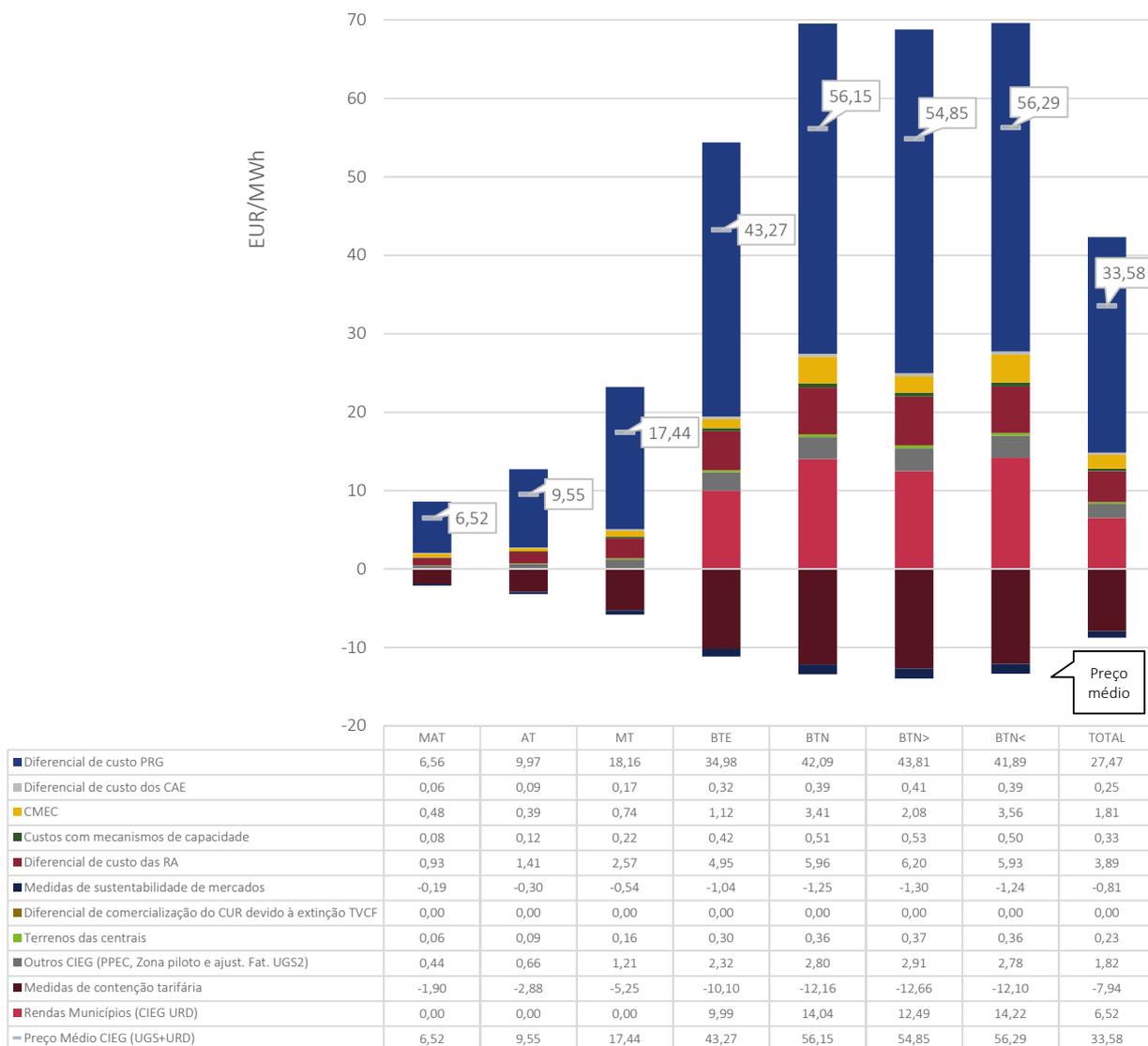
5.10 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

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 e tipo de fornecimento, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2025, 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. De entre as parcelas com valores positivos destacam-se, o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG)¹⁴⁴, o diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), o diferencial de custos decorrente da convergência tarifária entre o território nacional e as RA e, para os fornecimentos em BT, as rendas pagas aos Municípios.

¹⁴⁴ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de junho, na redação vigente, designa esta rubrica por «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».

Figura 5-54 - Preço médio dos CIEG em 2025, por componente

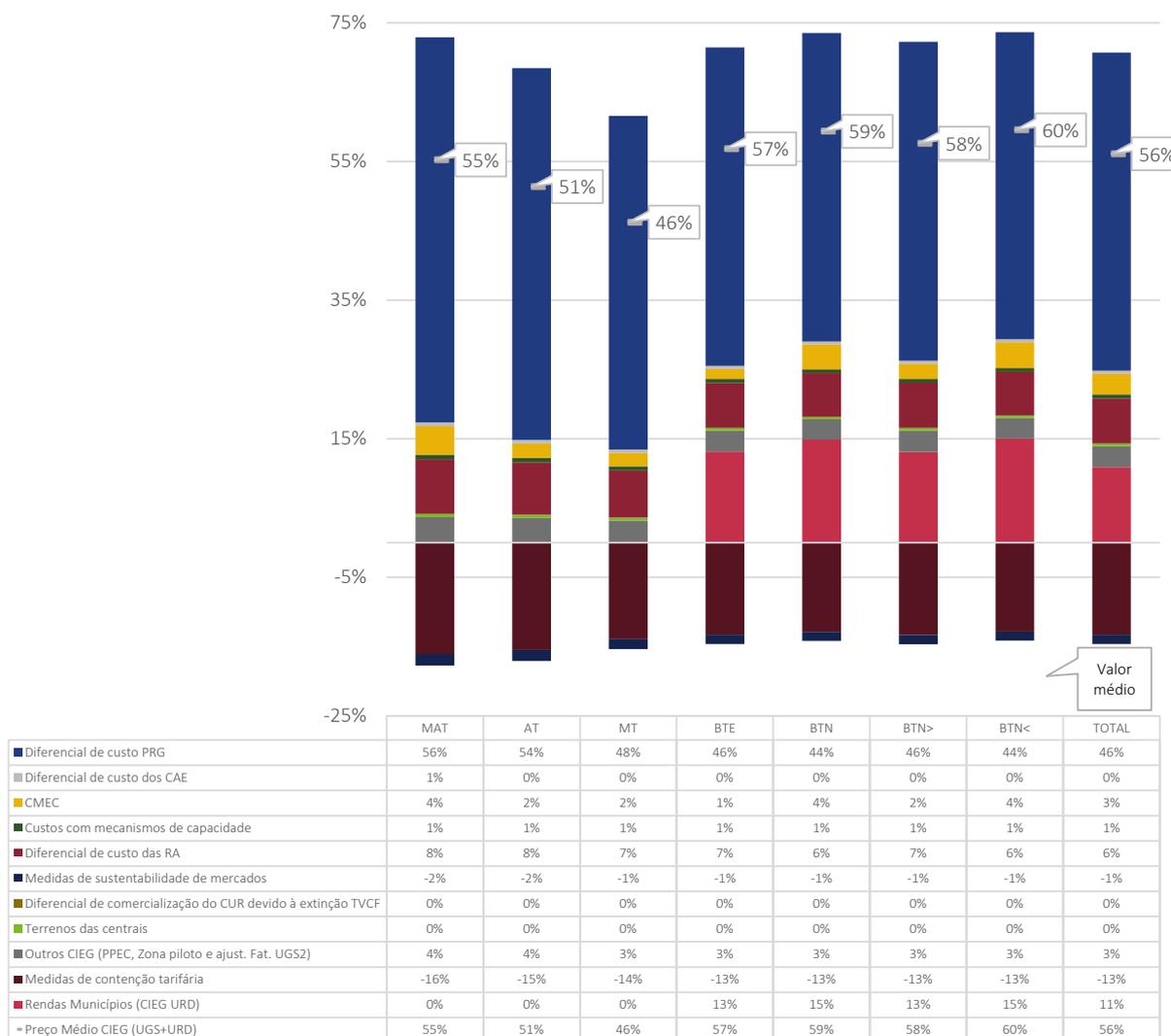


Legenda: **Diferencial de custo PRG** – Diferencial de custo da produção com remuneração garantida; **Diferencial de custo dos CAE** – Diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **Custos com mecanismos de capacidade**– 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 sustentabilidade de mercados**– Apoios associados à liberalização dos mercados de eletricidade; **Diferencial de comercialização do CUR devido à extinção da TVCF** – Parcela referente à atividade de comercialização no mercado regulado; **Terrenos das centrais** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Outros CIEG (PPEC, Zona piloto e ajust. Fat. UGS2)** – Outros CIEG (PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia, Zona Piloto e ajustamentos de faturação de UGS2); **Medidas de contenção tarifária** – Conforme legislação em vigor; **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 e tipo de fornecimento, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente.

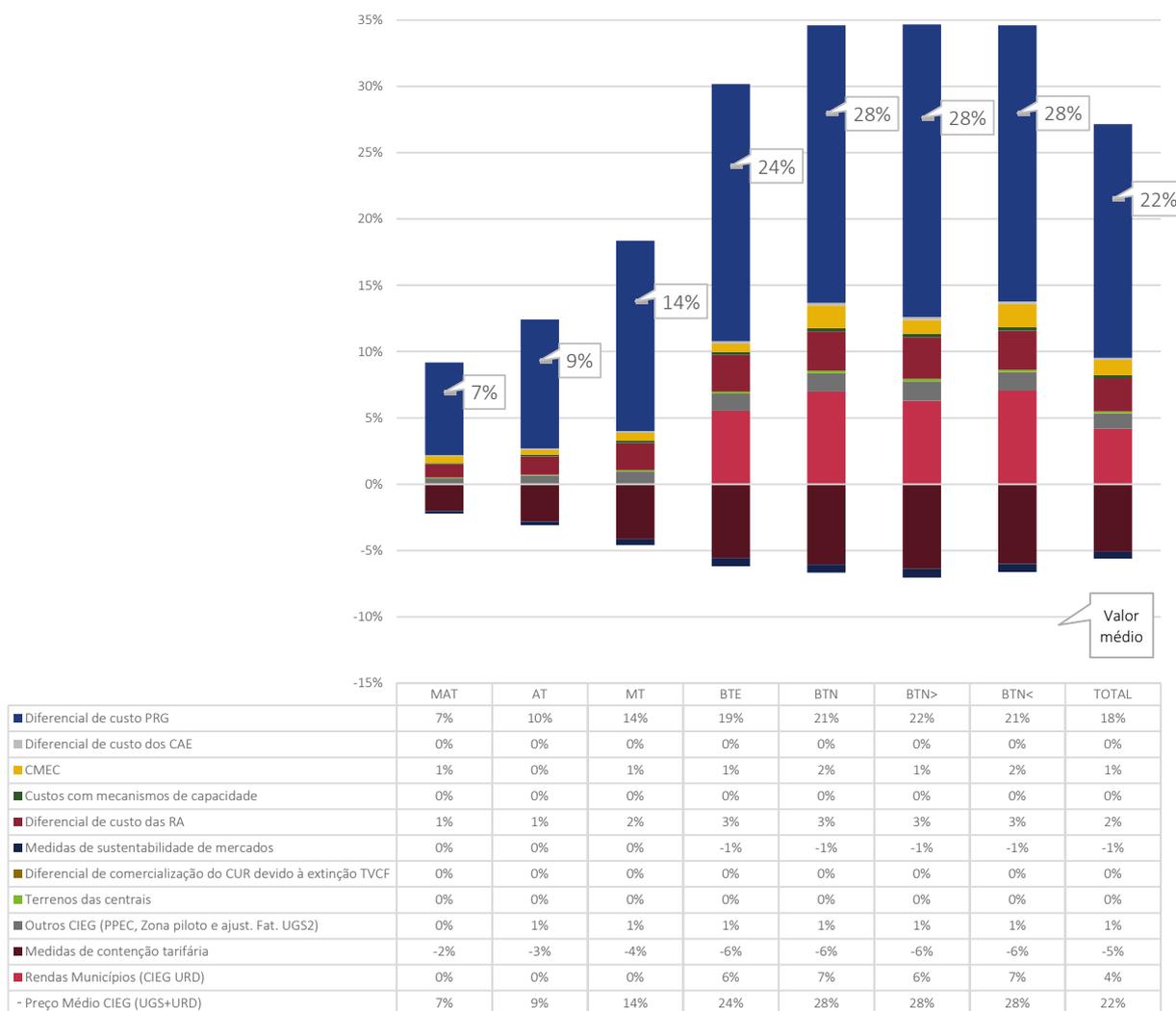
Estima-se, para 2025, que os CIEG apresentem um peso nas tarifas de Acesso às Redes entre 46% em MT e 60% em BTN<.

Figura 5-55 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes em 2025



Nos preços totais pagos em 2025 pelos clientes, estima-se que os CIEG para MAT, AT, MT e BTE apresentem um peso de 7%, 9%, 14% e 24%, respetivamente. Na BTN, estima-se que os CIEG apresentem um peso de 28%. 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 2025



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](#) ¹⁴⁵, adotando para o cálculo os três consumidores tipo ¹⁴⁶ 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 ano 2024 (junho a dezembro) e para o ano 2025, antes da aplicação do IVA. Na opção horária simples, a tarifa de Acesso às Redes apresenta uma diminuição anual de -5 euros, -13 euros e -28 euros, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente ¹⁴⁷.

Figura 5-57 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA. Valores do ano 2024 referem-se aos valores em vigor desde 1 de junho de 2024, calculados em base anual.

¹⁴⁵ Informação recolhida do simulador da ERSE a 9 de dezembro de 2024. 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.

¹⁴⁶ Os consumidores tipo são clientes residenciais.

¹⁴⁷ Na opção bi-horária, as reduções anuais são de -4 euros, -11 euros e -24 euros, respetivamente.

A fatura total pelo fornecimento de eletricidade inclui, para além da tarifa de Acesso às Redes, também a componente de energia ¹⁴⁸ e a componente de taxas e impostos ¹⁴⁹. O Quadro 5-16 apresenta a fatura total anual para o ano 2025, admitindo que os comercializadores atualizam, a 1 de janeiro de 2025, 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 145.

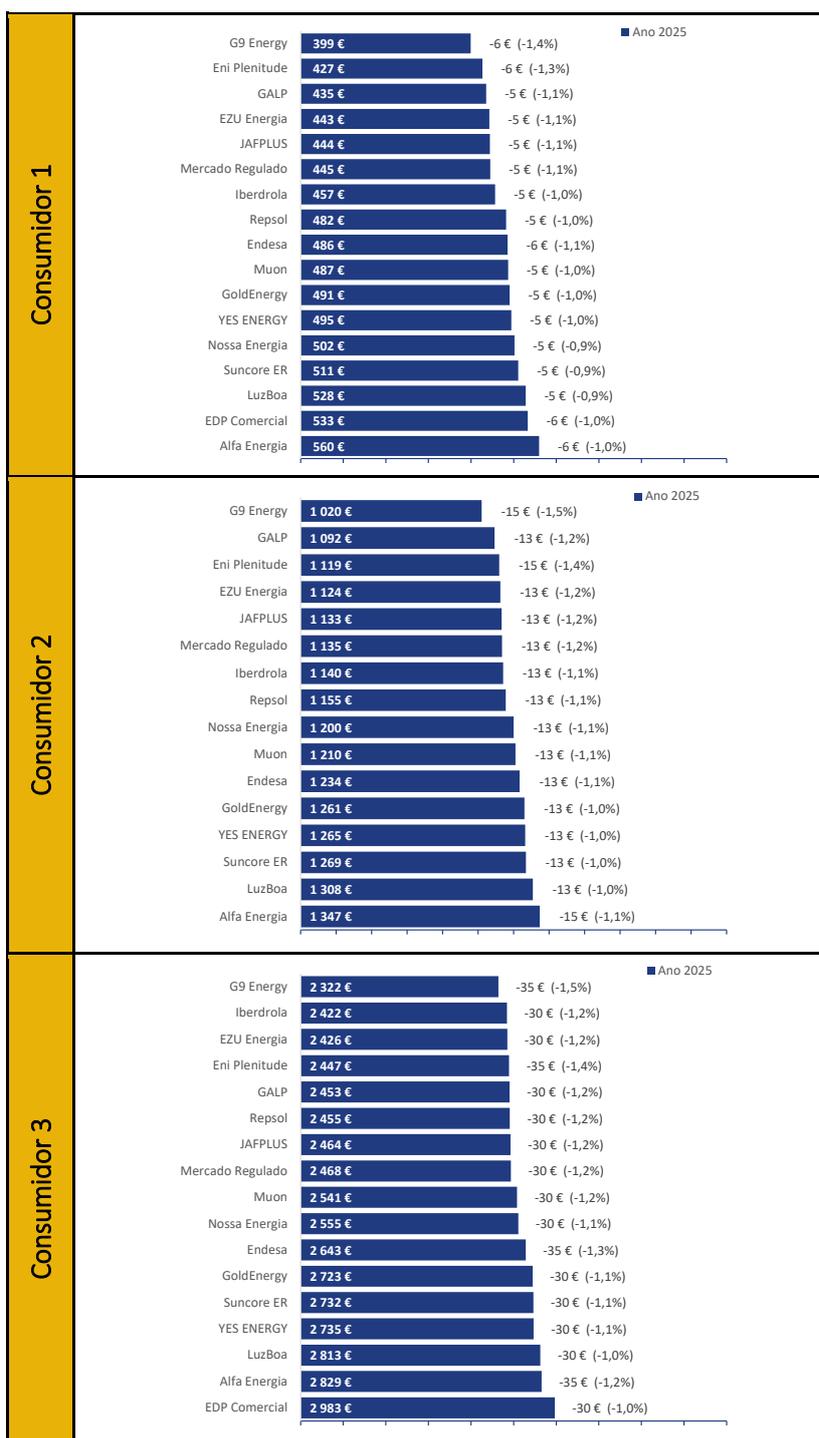
As figuras seguintes, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacto absoluto e percentual por via da variação da tarifa de Acesso às Redes a verificar no ano 2025, incluindo o efeito da taxa do IVA ¹⁵⁰.

¹⁴⁸ Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

¹⁴⁹ Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) e o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC). Na fatura de eletricidade é, ainda, faturada a Contribuição Audiovisual. A taxa DGEG não está incluída nos cálculos apresentados.

¹⁵⁰ A análise desta secção considera o regime de IVA aplicável até 31 de dezembro de 2024, antes da entrada em vigor da Lei n.º 38/2024, de 7 de agosto.

Quadro 5-16 - Fatura anual no ano 2025 com o impacto da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Utilizaram-se como ponto de partida as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 9 de dezembro de 2024, adicionadas do impacto da tarifa Acesso às Redes para o ano 2025 (com efeito de IVA em vigor em 2024), consoante a opção horária (simples ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 145 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-horária ¹⁵¹. O impacto em euros não depende do comercializador em questão, uma vez que a aplicação da tarifa de Acesso às Redes é igual para clientes com as mesmas características de consumo.
- O impacto da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva ¹⁵². 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 2025, uma vez que não integra ainda uma possível atualização das tarifas de energia e comercialização, que afetam a tarifa transitória a aplicar no mercado regulado, bem como o efeito de alteração do IVA a partir de 1 de janeiro de 2025.

Face aos valores no Quadro 5-16, o impacto médio da alteração da tarifa de Acesso às Redes no mercado liberalizado resulta em reduções na fatura para todos os consumidores tipo. Nos valores apresentados para o mercado liberalizado, a redução média é de -1,0%, -1,1% e -1,2% para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente. Este impacto não inclui as alterações cumulativas na componente de energia, a decidir individualmente por cada comercializador em mercado liberalizado.

¹⁵¹ A análise apresentada não considera ofertas com opção tri-horária.

¹⁵² 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, que pode ser superior a um ano e ir 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 de determinado ano nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas nos anos seguintes, conforme previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e no RT em vigor.

A análise baseia-se na projeção dos proveitos permitidos, numa perspetiva da globalidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) ¹⁵³, suportada na determinação do nível de proveitos a recuperar, balizados pela evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais ¹⁵⁴ (preço médio RVCF), por forma a garantir a estabilidade tarifária.

Nesta análise de sustentabilidade, o conceito de estabilidade tarifária foi implementado tendo em consideração a evolução do preço médio RVCF. Sempre que o nível dos proveitos permitidos, num determinado ano, resulte em variações tarifárias acima de limites pré-definidos para o preço médio RVCF, é identificado o nível de proveitos a recuperar nesse ano, que obedece aos limites, e analisam-se as evoluções futuras da dívida tarifária criada e do 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 do SEN tem por base os proveitos permitidos determinados no presente exercício tarifário, assim como a estrutura tarifária das atividades, por nível de tensão, do

¹⁵³ Para além dos proveitos das atividades reguladas, são consideradas na análise as previsões dos custos globais de energia e de comercialização no mercado liberalizado.

¹⁵⁴ Os 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, isto é, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Para informação sobre estes preços em 2025, consulte o ponto 0.

presente exercício tarifário. Nesta análise, 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 médios RVCF 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, que assegure 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 (mercado liberalizado e CUR).

Os valores base para as simulações apresentadas neste capítulo são os proveitos permitidos das atividades reguladas para 2025, antes da transferência intertemporal de CIEG, acrescidos dos custos de energia e comercialização estimados para o mercado liberalizado. Por não incluir o efeito da transferência intertemporal de CIEG, o valor dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às redes apresentado no Quadro 6-1, (linha 6) difere do apresentado nos demais quadros dos documentos da decisão tarifária, e, pelo mesmo motivo, o total de proveitos do SEN (linha 11) difere do que é apresentado na Figura 2-1 deste documento.

Quadro 6-1 - Proveitos permitidos das atividades reguladas em 2025 e proveitos de energia e comercialização do mercado liberalizado (ML), antes da aplicação da transferência intertemporal de CIEG

Unid.: 10 ³ euros	
Tarifas 2025	
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	299 929
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	1 295 941
(3) Proveitos a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	1 595 870
(4) Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	364 993
(5) Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 133 912
(6) Proveitos a recuperar pelo conjunto das tarifas de acesso (3) + (4) + (5)	3 094 776
(7) Proveitos da Comercialização (CUR)	26 980
(8) Proveitos da Compra e Venda de Energia s/ ajust. (CUR)	231 896
(9) Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas reguladas (6) + (7) + (8)	3 353 652
(10) Proveitos de energia e comercialização estimados para o ML	4 136 424
(11) Total dos proveitos do SEN (9) + (10)	7 490 076

Fonte: ERSE

Na análise efetuada, as principais variáveis ¹⁵⁵ que condicionam os proveitos permitidos entre os anos de 2026 e 2030 são as seguintes:

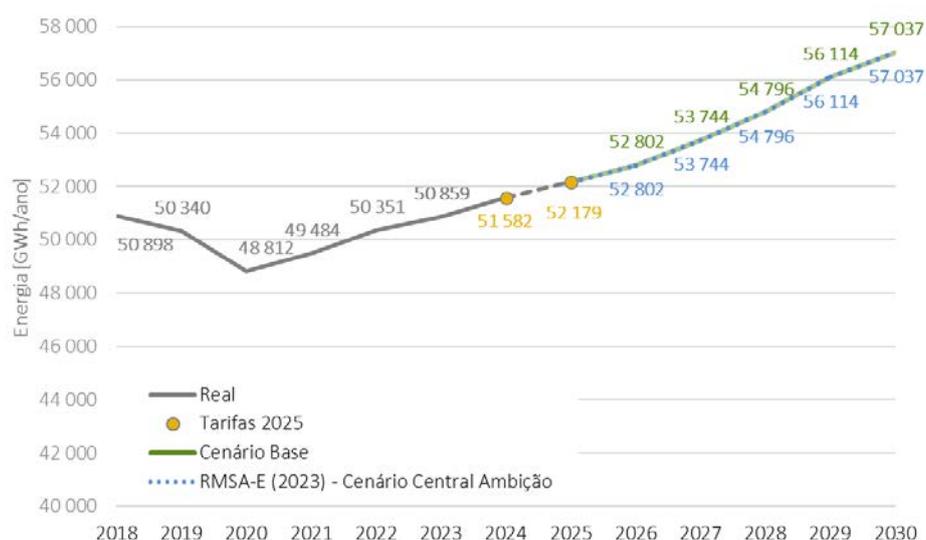
- consumo total de energia elétrica em Portugal continental;
- preço de energia elétrica nos mercados grossistas;
- preço das licenças de emissão de CO₂;
- número de licenças de emissão de CO₂ leiloadas em Portugal;
- energia elétrica total adquirida aos produtores com remuneração garantida (PRG) pelo agregador de último recurso (AUR);
- preço unitário de aquisição de energia elétrica aos PRG pelo AUR;
- neutralização dos ajustamentos tarifários repercutidos nos proveitos do ano 2025.

¹⁵⁵ No entanto, foi tido em conta um conjunto mais vasto de variáveis, cujas evoluções têm um impacto menor na sustentabilidade económica do SEN tendo em conta as suas atuais características estruturais.

EVOLUÇÃO DO CONSUMO 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 2025 e 2030. Este cenário tem como ponto de partida o consumo definido no cálculo das tarifas para o ano de 2025 ¹⁵⁶ e pressupõe a evolução até 2030 com as taxas de variação anual implícitas no cenário Central Ambição do RMSA-E 2023 ¹⁵⁷, excluindo os consumos de eletricidade que circulam na RNT destinados à produção de hidrogénio. Esta projeção do consumo está alinhada com os comentários recebidos do Conselho Tarifário à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025”, que recomendou que o consumo não se mantivesse fixo no período em análise. A Figura 6-1 ilustra o cenário considerado, que resulta numa previsão de aumento acumulado do consumo de energia elétrica de 2025 até 2030 de 9,3%.

Figura 6-1 – Cenário de evolução do consumo de energia elétrica, até 2030



Fonte: ERSE, RMSA-E 2023

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA E DE CO₂ EM PORTUGAL CONTINENTAL

Nas tarifas de energia elétrica para 2025, o preço de energia elétrica estimado para 2025 foi suportado nas informações dos mercados de futuros (OMIP) para contratos com entrega em 2024 e 2025, como

¹⁵⁶ Ver documento “Caraterização da procura de energia elétrica em 2025”.

¹⁵⁷ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023).

justificado no documento de «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico».

No exercício tarifário relativo ao ano de 2024, esta análise de sustentabilidade económica do SEN considerou a evolução do preço de energia elétrica resultante do estudo de previsão do preço de energia elétrica, realizado pela ERSE ¹⁵⁸. A utilização dos resultados deste estudo justifica-se dado que os produtos nos mercados de eletricidade para os prazos em causa nestas simulações (até 2030) têm pouca liquidez.

Este estudo, baseado em metodologias econométricas ¹⁵⁹, analisa os principais fatores que influenciam a evolução dos preços no mercado grossista da Península Ibérica entre 2009 e 2021, com o objetivo de auxiliar na previsão da evolução dos preços, no médio e longo prazo. Este estudo permite suportar análises e decisões sobre a evolução tarifária e análises de estabilidade tarifária. Os resultados do estudo revelam 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 e das licenças CO₂ e do carvão ¹⁶⁰ têm uma causalidade menor, mas ainda assim significativa. O modelo desenvolvido neste estudo demonstrou uma boa capacidade de previsão em base trimestral, sendo os principais desvios em relação aos preços ocorridos explicados, sobretudo, por aspetos de conceção do mercado ou por efeitos extremos.

No que respeita à evolução dos preços resultantes do modelo, foi necessário definir uma evolução futura de variáveis de entrada do modelo, nomeadamente, (i) da produção renovável ibérica, (ii) do preço do gás, (iii) do preço do petróleo (Brent) e (iv) do preço das licenças de CO₂. Os pressupostos considerados para definir esta evolução foram os seguintes:

- **Preço das commodities** (preços do gás, do petróleo e das licenças de CO₂) – 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 em cadeia.
- **Produção renovável 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

¹⁵⁸ Ver documento "[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024](#)".

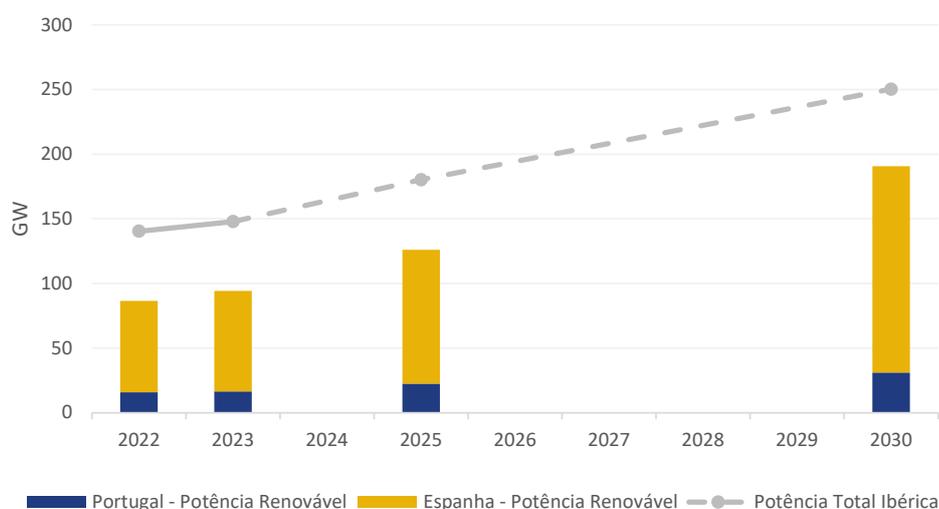
¹⁵⁹ Modelo ARMAX, que é um tipo específico de modelo de variáveis independentes exógenas com um processo auto-regressivo ARMA (2,0).

¹⁶⁰ No âmbito da análise de sustentabilidade do SEN, o preço do carvão foi retirado uma vez que o seu contributo para a produção elétrica na península ibérica é, atualmente e no futuro, residual. De forma geral, as variáveis introduzidas no modelo de sustentabilidade são avaliadas em função dos desenvolvimentos do setor.

similar de Espanha ¹⁶¹, com um perfil intranual de utilização da potência instalada por tecnologia que tem em conta a média da utilização verificada nos meses homólogos dos últimos 5 anos.

Com base nos dados destes instrumentos de política energética e climática de Portugal e Espanha, 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 6-2.

Figura 6-2 – Previsão da evolução da potência instalada renovável e total na Península Ibérica até 2030



Nota: Potência instalada no final do ano.

Fonte: REN, REE, PNEC 2030 (DGEG), PNIEC 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Espanha), ERSE

Para a determinação dos preços de energia elétrica através do modelo econométrico, realizou-se a atualização dos coeficientes de regressão, com dados até 30 de novembro de 2024.

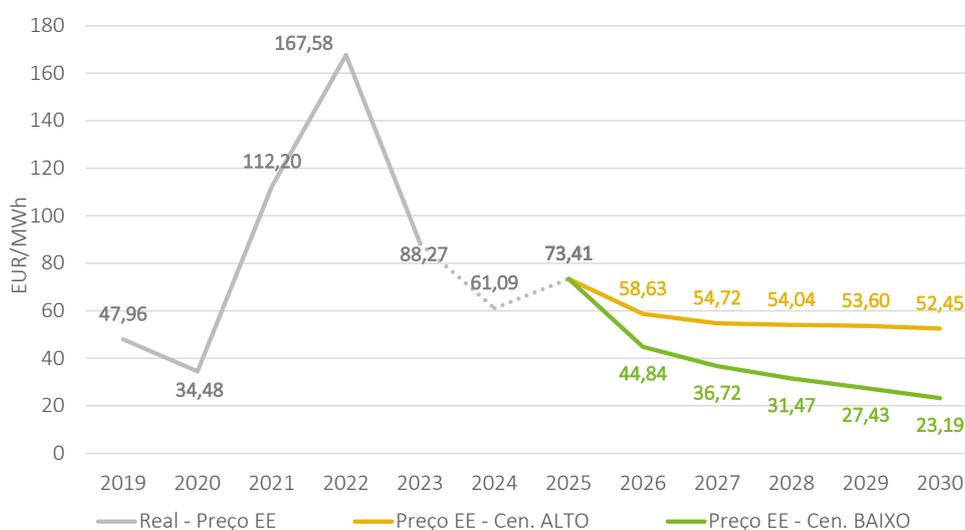
Os preços de energia elétrica previstos com base nesse modelo para 2026 resultam numa redução do preço médio de energia elétrica de cerca de 39%, em relação ao preço médio de mercado considerado para as tarifas de 2025, enquanto em 2030 esta redução é de 68%. Para além de considerar um cenário de evolução dos preços suportado no modelo econométrico, de modo a ter uma simulação que reflita as condições de preço projetadas no mercado, optou-se por um segundo cenário de evolução de preços suportado nos produtos futuros do OMIP para a energia elétrica. Assim, foram considerados dois cenários para a análise de sustentabilidade do SEN:

¹⁶¹ Foram utilizadas as versões finais de Portugal e Espanha, entregues em 2024, à Comissão Europeia disponíveis [aqui](#).

- Cenário BAIXO – Resultados do modelo econométrico de previsão do preço de energia elétrica grossista, ponderado com os preços médios no mercado de futuros OMIP ¹⁶².
- Cenário ALTO – Preços médios no mercado de futuros OMIP dos produtos *Baseload* e *Peakload*.

Os preços de energia elétrica para estes dois cenários, que foram considerados nas simulações, são os apresentados na Figura 6-3.

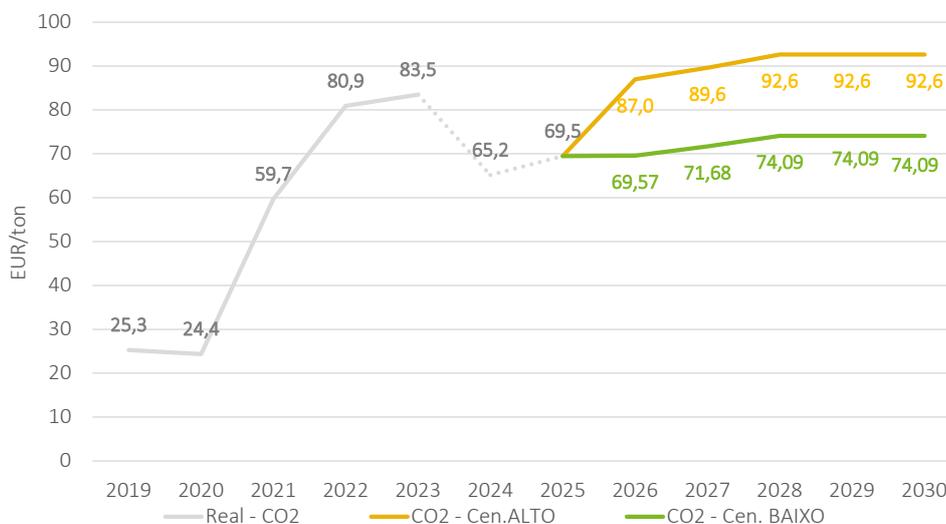
Figura 6-3 – Projeção dos preços de energia elétrica até 2030



Fonte: Bloomberg, ERSE

No que respeita à evolução dos preços das licenças de CO₂ até 2030, foi considerado o valor dos preços anuais (em dezembro), negociados no mercado a prazo, até 2028 (Cenário BAIXO). Após essa data considera-se um valor constante, uma vez que a negociação deste produto está limitada até esse ano. O cenário ALTO resulta de uma variação de mais 25% aplicada sobre esta trajetória. Os valores considerados nas simulações são os apresentados na Figura 6-4. Entre 2025 e 2030 obtém-se um aumento do preço das licenças de CO₂ de 33% no cenário ALTO e de 7% no cenário BAIXO.

¹⁶² Na proporção do ajuste dos resultados do modelo aos valores observados.

Figura 6-4 - 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, com os preços simulados, uma transferência para o SEN de verbas que decrescem de cerca de 416 para 361 milhões de euros, entre 2026 e 2030, no cenário ALTO, e de cerca de 333 para 289 milhões de euros no cenário BAIXO, quando nos proveitos de 2025 ascendem a 350 milhões de euros.

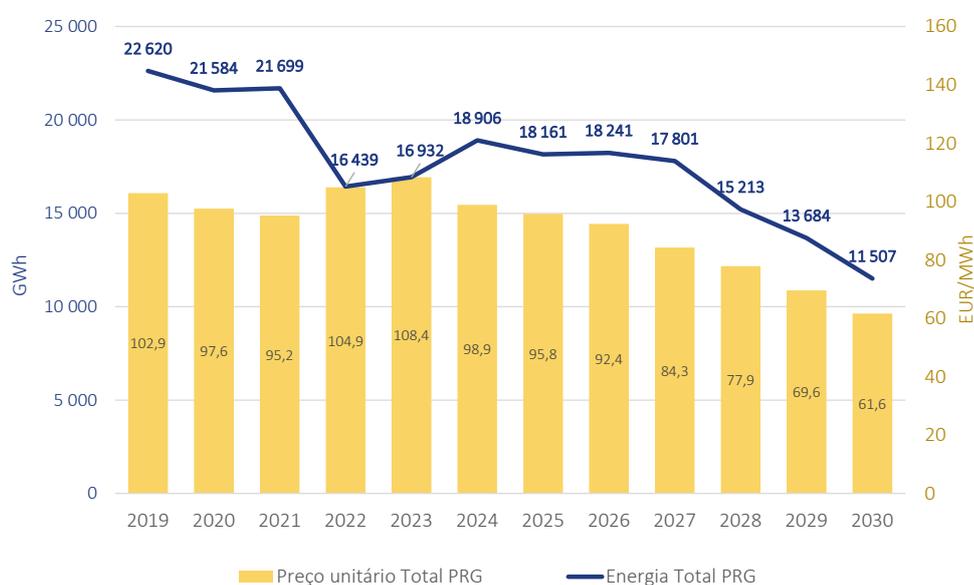
EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E PREÇOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRG

A previsão da evolução do total de energia elétrica produzida pela PRG foi obtida através de um tratamento discriminado por tecnologia e por produtores em base mensal, que considera o período remanescente do regime bonificado legal em que cada um se encontra. Assume-se, ainda, que não há nova potência com tarifa 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 desses produtores. Adicionalmente, são considerados os diferentes regimes remuneratórios por lotes, que foram determinados nesses leilões, de modo a determinar os custos ou as compensações para o SEN. Para a cogeração, foi considerado um perfil de produção mais baixo do que o histórico observado até à crise energética de 2022, baseado na informação mais recente sobre esta tecnologia (até julho de 2024) prestada pela SU Eletricidade, no âmbito do processo tarifário para 2025.

Na Figura 6-5 apresenta-se a projeção da produção de energia elétrica dos PRG adquirida pela atividade de CVEE PRG do AUR até 2030, bem como a projeção do preço médio unitário das aquisições aos PRG. A previsão da energia elétrica adquirida pelo AUR considera, como ponto de partida, a produção prevista pela SU Eletricidade para 2025 neste exercício tarifário (ver ponto 5.6.1.1 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”). Em termos globais, a evolução do total de energia elétrica adquirida pelo AUR aos PRG pressupõe uma redução de 37% entre 2025 e 2030.

Por outro lado, 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. Neste contexto, projeta-se uma redução de 36% do preço médio global de aquisição da PRG entre 2025 e 2030.

Figura 6-5 – Projeção de energia elétrica e 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 e iguais às previstas para tarifas 2025;

2. sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é mantido constante, com valores iguais aos previstos para as tarifas 2025;
3. os custos unitários dos indutores de metodologias do tipo *price cap* ou *revenue cap* com valores obtidos a partir dos dados de tarifas 2025, mantendo as metas de eficiência e assumindo uma variação do IPIB que tende para 2% no ano de 2027 e seguintes, aos quais são aplicadas evoluções dos indutores baseadas em tendências históricas;
4. a taxa de perdas na rede de transporte igual ao valor previsto pela REN para 2025 e a taxa de perdas na rede de distribuição igual ao valor previsto pela E-REDES para 2025, com uma redução gradual de 0,05 p.p./ano;
5. anulação, a partir de 2026, dos ajustamentos das atividades reguladas que estão a ser repercutidos nas tarifas de 2025, que têm uma materialidade relevante, o que corresponde a uma redução dos proveitos a recuperar pelas tarifas da ordem de 430 milhões de euros.

Nas simulações realizadas, as demais variáveis necessárias ao cálculo dos proveitos permitidos, que não foram referidas neste ponto, foram mantidas com um valor constante e iguais ao do presente exercício tarifário.

6.2.2 PARA PREVISÃO DOS EFEITOS TARIFÁRIOS

Os pressupostos considerados na evolução tarifária são os seguintes:

- a estrutura, por nível de tensão e tipo de fornecimento, 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 RVCF, por nível de tensão e tipo de fornecimento, relativos à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado ¹⁶³.

Na análise, os objetivos quanto à estabilidade tarifária, traduzem-se em limites à variação dos preços médios RVCF, em particular um limite de +3% na BTN, e, ainda, em trajetórias estáveis para os preços médios RVCF, por nível de tensão e tipo de fornecimento, no período de análise.

6.3 RESULTADOS

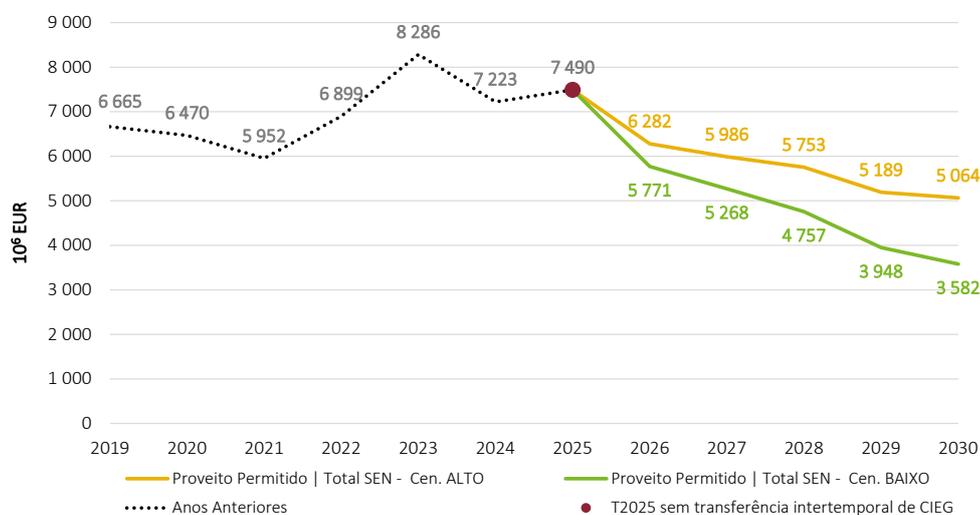
6.3.1 CENÁRIOS ALTO E BAIXO

Nesta seção são apresentados os principais resultados obtidos na projeção dos proveitos permitidos, da evolução dos preços médios RVCF e da dívida tarifária até 2030, para os cenários ALTO e BAIXO de evolução dos preços de energia elétrica no mercado grossista e das licenças de emissão de CO₂. A projeção para as restantes variáveis é a mesma em ambos os cenários.

Em função dos cenários considerados, a evolução dos proveitos permitidos totais do SEN, sem transferência intertemporal de CIEG em 2025, é a que se apresenta na Figura 6-6. Este nível de proveitos permitidos para 2025 teria consequências na estabilidade tarifária como se descreve adiante.

¹⁶³ Ver ponto 0 para mais informação sobre os preços médios de referência de venda a clientes finais.

Figura 6-6 – Resultado da evolução dos proveitos totais do SEN até 2030, sem transferência intertemporal de CIEG – Cenários ALTO e BAIXO



Nota: Em 2022, 2023 e 2024, o valor apresentado é uma ponderação entre o valor fixado em dezembro e o valor da fixação extraordinária.

Fonte: ERSE

Por conseguinte, a ERSE aplicou a transferência intertemporal dos CIEG de 2025, num montante de 274 milhões de euros ¹⁶⁴, que permitiu mitigar os efeitos tarifários identificados no ano de 2025 e, simultaneamente, retomar uma trajetória descendente da dívida tarifária, por este montante ser inferior à amortização de dívida que ocorrerá em 2025 (680 milhões de euros), como se ilustra na Figura 6-11 ¹⁶⁵. De acordo com o n.º8 do art.º 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a ERSE pode repercutir os CIEG por um período máximo de cinco anos. Contudo, procurou-se definir um horizonte de amortização da nova dívida tarifária que não ultrapassasse o ano de 2028 ¹⁶⁶, garantindo-se a inexistência de anuidades nos anos seguintes que pudessem ser excessivas e comprometessem novamente a estabilidade tarifária.

Os cenários testados mostram que a transferência intertemporal de CIEG por um período de 4 anos (amortização em 3 anos), de 274 milhões de euros, permite atingir estes objetivos mantendo uma margem que acomode potenciais desvios futuros (ver ponto 6.4). Assim, esta transferência intertemporal reduziu

¹⁶⁴ Apenas foi diferido o diferencial de custo da PRG, recuperado pela atividade de CVEE do AUR.

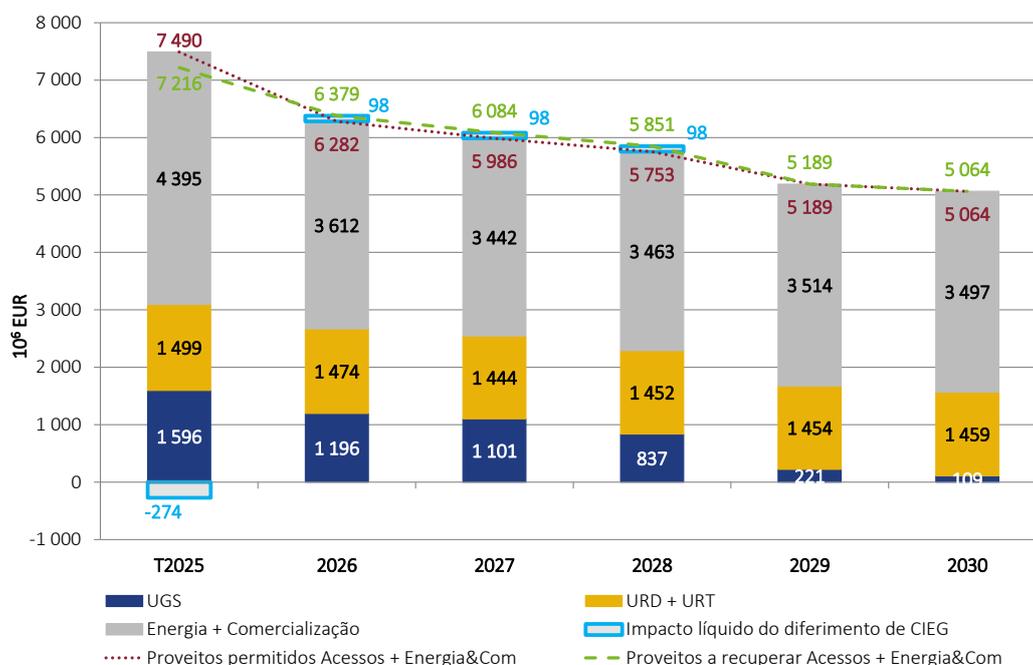
¹⁶⁵ O decréscimo de dívida entre 2024 e 2025 que se observa na Figura 6-11 (406 milhões de euros) corresponde à diferença entre amortização de dívida anterior e nova dívida criada em 2025.

¹⁶⁶ Transferência intertemporal de CIEG realizada no exercício tarifário de 2024, por ser um montante elevado, foi estabelecida para o período máximo de 5 anos previsto no artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2024, terminando em 2028, que se optou por considerar com um limite da amortização de nova dívida criada em 2025.

os proveitos totais previsto para o SEN de 7 490 milhões de euros para 7 216 milhões de euros, correspondendo à estimativa de proveitos a recuperar pelo SEN (linha a verde, valor de T2025 na Figura 6-7 e na Figura 6-8).

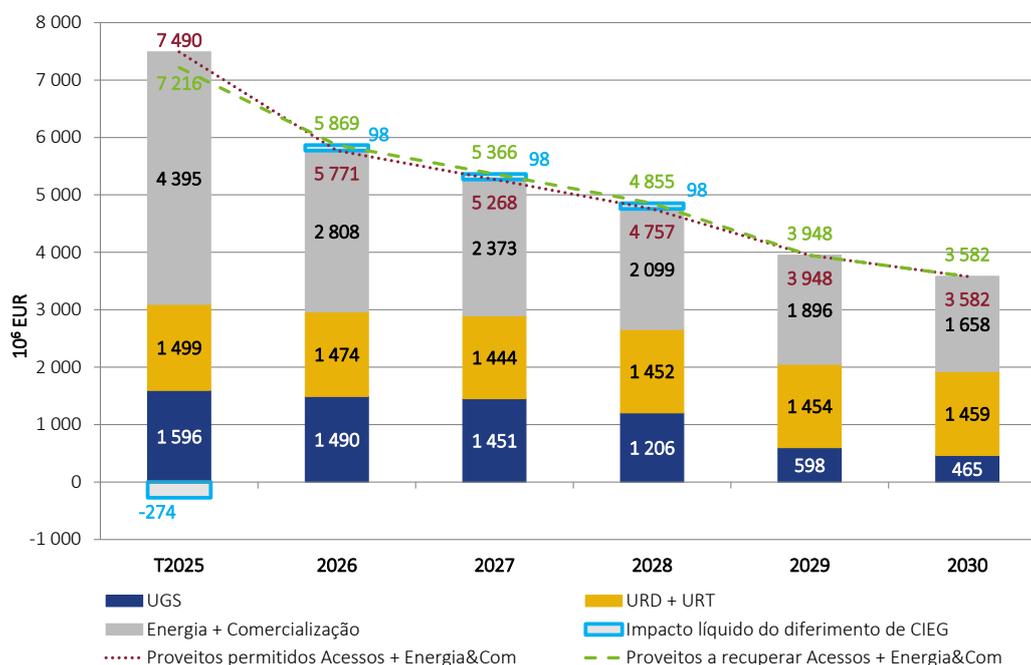
Com a amortização da nova dívida em 3 anos, foram respeitadas as restrições de variação tarifária acima referidas, sem serem necessárias, nos anos 2026 em diante, alocações de CIEG diferentes da alocação padrão prevista no RT. Os resultados são apresentados na Figura 6-7 e na Figura 6-8, para o cenário ALTO e para o cenário BAIXO, respetivamente. Estas figuras mostram a decomposição do proveito permitido e do proveito a recuperar total do SEN, incluindo o serviço da dívida tarifária criada em 2025 e amortizada nos três anos seguintes (293 milhões de euros).

Figura 6-7 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário ALTO



Fonte: ERSE

Figura 6-8 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030 - Cenário BAIXO

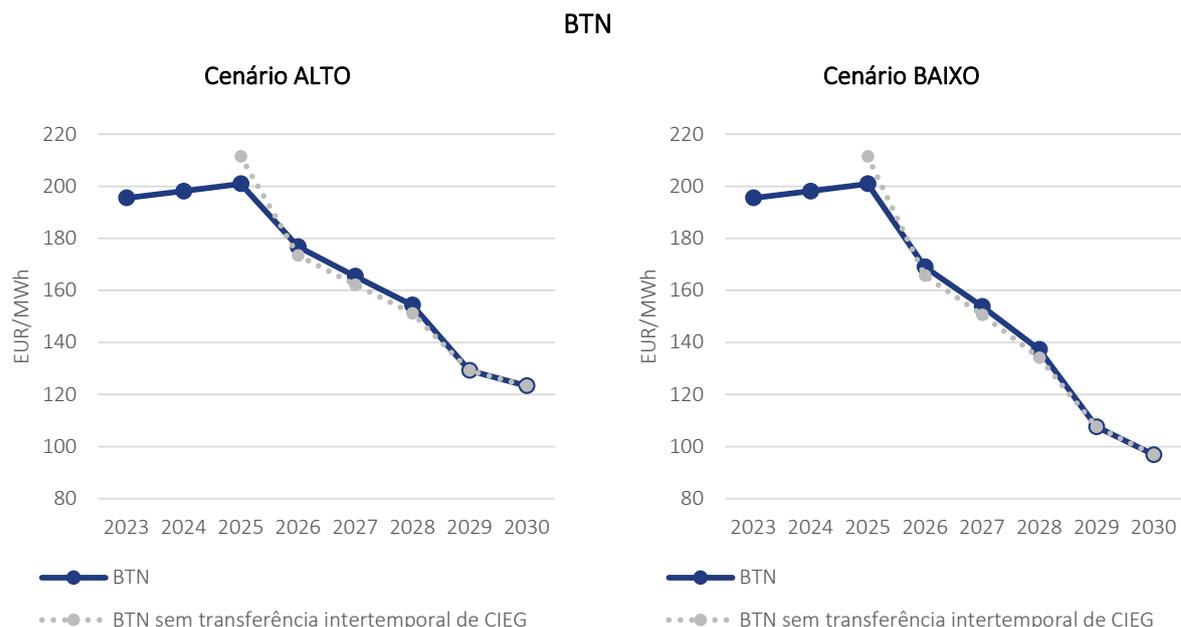


Fonte: ERSE

ESTABILIDADE TARIFÁRIA

No ano 2025, a decisão tarifária contempla uma transferência intertemporal de CIEG, de forma a promover a estabilidade tarifária em BTN. A Figura 6-9 apresenta a trajetória do preço médio RVCF em BTN para o período de 2023 a 2030, assumindo o novo diferimento de custos da decisão tarifária para 2025, para além de mostrar a trajetória de preço a partir de 2025 se o diferimento não existisse. Em ambos os cenários analisados, constata-se que o diferimento por um período de 4 anos contribui para uma estabilização da trajetória do preço médio RVCF em BTN, ao mitigar o aumento em 2025 e suavizar a redução de preço nos três anos subsequentes.

Figura 6-9 - Efeito da transferência intertemporal de CIEG em 2025 na trajetória do preço médio RVCF em

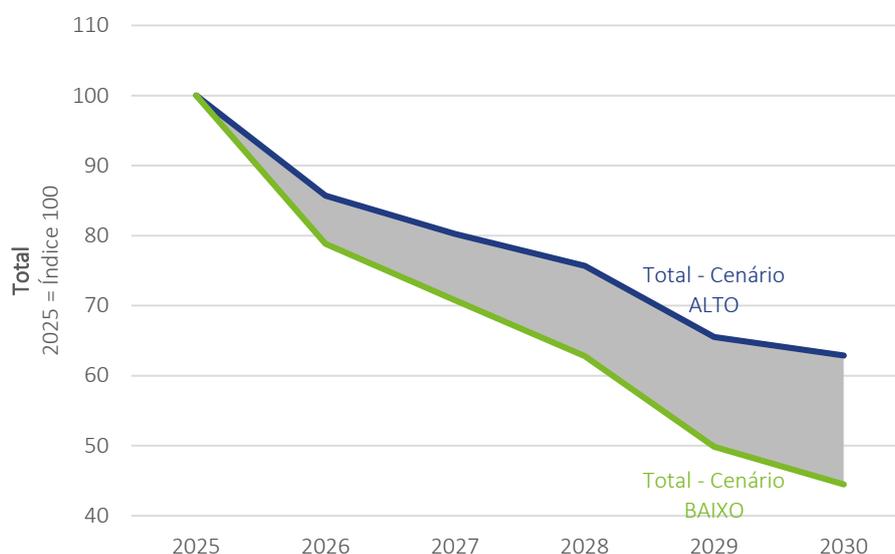


Fonte: ERSE. Preços médios dos anos incluem tarifas aprovadas (2023, 2024 e 2025) e tarifas simuladas para os cenários ALTO e BAIXO (2026 até 2030). Inclui consumos dos mercados regulado e liberalizado de Portugal continental. Os preços médios anuais são calculados com tarifas e quantidades do próprio ano, e por isso não refletem variações tarifárias.

No que respeita ao período de 2026 e 2030, a análise confirma não se levantarem questões quanto à estabilidade tarifária em BTN, tendo em conta os cenários simulados. Por um lado, as variações anuais do preço médio RVCF em BTN não ultrapassam o limite de +3% considerado na presente análise. Por outro lado, o preço médio RVCF nos diferentes níveis de fornecimento apresenta trajetórias convergentes para um nível tarifário mais reduzido no ano 2030, tanto no cenário ALTO, como no cenário BAIXO. Por estes motivos, as simulações realizadas consideram nos anos 2026 em diante a alocação padrão para a recuperação dos CIEG na UGS2 e não existe a necessidade de transferências intertemporais de CIEG nesse mesmo período.

A Figura 6-10 apresenta a trajetória simulada do preço médio RVCF para Portugal continental, apresentando para os anos 2026 a 2030 uma banda de valores compreendida pelos cenários ALTO e BAIXO partindo do valor da decisão tarifária para 2025, que já inclui a transferência intertemporal de CIEG.

Figura 6-10 - Trajetória do preço médio RVCF em Portugal continental para a totalidade dos fornecimentos



Fonte: ERSE. Preço médio RVCF para Portugal continental indexado em base 100 ao valor para 2025 (já considera a transferência intertemporal de CIEG em 2025). Inclui consumos dos mercados regulado e liberalizado de Portugal continental.

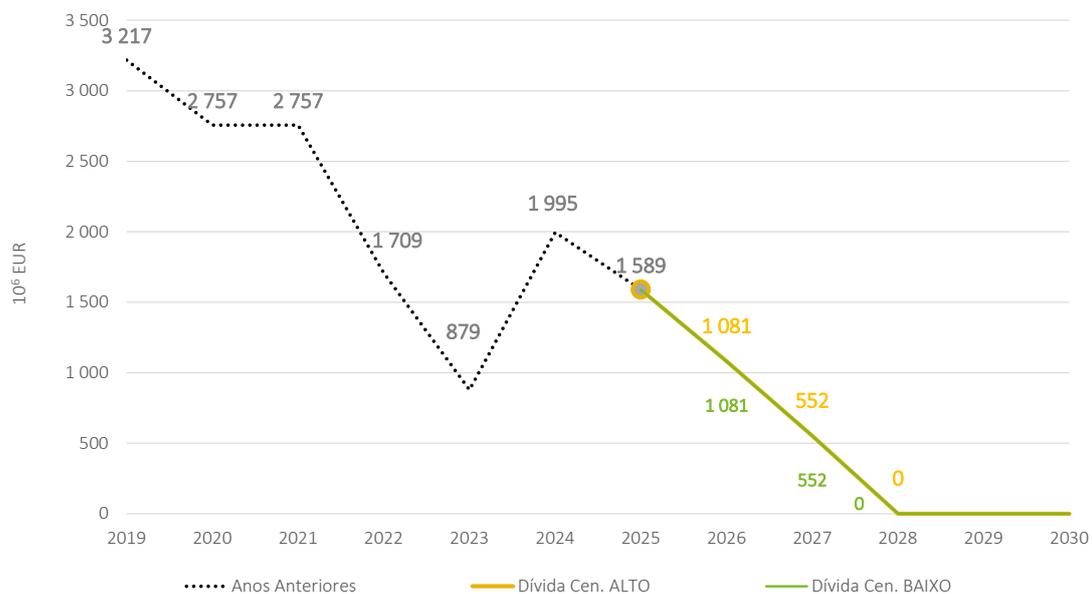
Importa referir que as trajetórias do preço médio RVCF, apresentadas na Figura 6-9 e Figura 6-10, não consideram a perda de receita tarifária com a operacionalização do «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que ainda carece de aprovação por parte da Comissão Europeia. A isenção tarifária prevista para esses clientes, que abrange os encargos correspondentes aos CIEG, e que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, teria que ser compensada através de um agravamento da tarifa de Uso Global do Sistema, que afetaria os restantes clientes do SEN. Neste sentido, a trajetória do preço médio RVCF estará a subestimar o preço médio no caso dos clientes que não estejam abrangidos pelo Estatuto do Cliente Eletrointensivo.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Na Figura 6-11, mostram-se os resultados de evolução da dívida para os cenários ALTO e BAIXO. Apesar da transferência intertemporal de 274 milhões de euros de CIEG resultante da decisão tarifária para 2025, a dívida tarifária retoma a trajetória descendente que havia sido interrompida em 2024, reduzindo-se de 1 995 milhões de euros, no final de 2024, para 1 589 milhões de euros, no final de 2025.

As simulações mostraram que, para os limites tarifários pré-definidos nesta análise de sustentabilidade, pode-se manter o horizonte de anulação da dívida tarifária até ao final do ano de 2028, em ambos os cenários, sem comprometer a estabilidade tarifária nos próximos anos, em particular na BTN.

Figura 6-11 – Cenários de evolução da dívida tarifária de 2025 a 2028

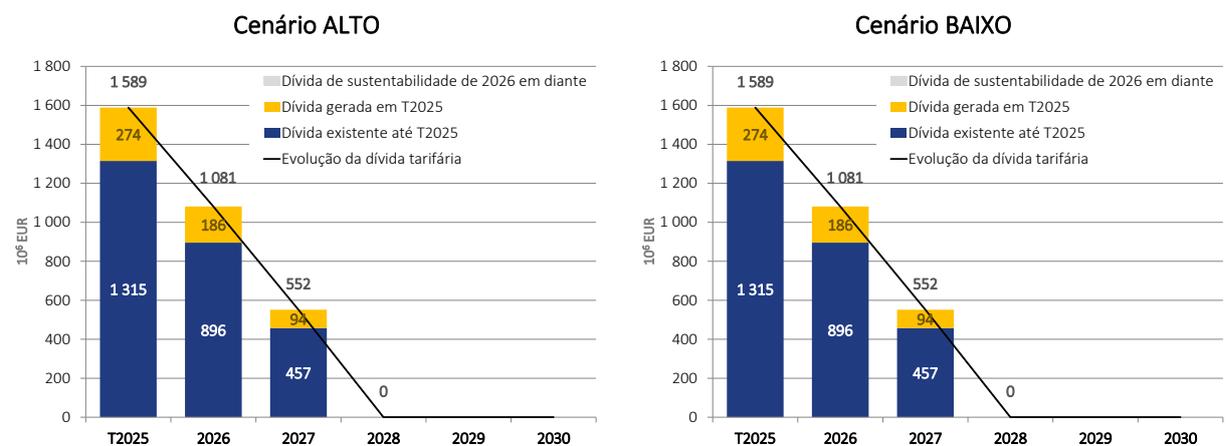


Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

O total da dívida apresentado na figura é a soma da dívida existente até 2025, com a dívida criada em 2025 e com a dívida de sustentabilidade que eventualmente seja criada de 2026 em diante pela simulação (esta última surgiria em anos futuros, caso houvesse nova transferência intertemporal de CIEG por razões de estabilidade tarifária). Como se verifica na Figura 6-12, em nenhum dos cenários apresentados se antevê a criação de nova dívida de sustentabilidade a partir de 2026, motivo pelo qual a trajetória da dívida é a mesma.

Figura 6-12 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030



Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Uma vez que a dívida tarifária criada poderá vir a ser cedida a terceiros ¹⁶⁷, o período de amortização terá um caráter definitivo para os montantes que forem efetivamente cedidos, impossibilitando a sua amortização antecipada. Deste modo, face aos resultados apresentados neste capítulo e prevendo as limitações e riscos associados a exercícios prospetivos desta natureza, a ERSE decidiu, por prudência, que o período de transferência intertemporal dos CIEG de 2025 seja de quatro anos, ou seja, que a amortização da dívida criada no exercício tarifário de 2025 seja recuperada até 2028. Esta decisão permitirá em 2025 um acréscimo tarifário em BTN em linha com a inflação esperada, limitando o volume de proveitos transferidos também para minimizar riscos de instabilidade tarifária nos anos seguintes.

Os resultados apresentados para os cenários ALTO e BAIXO, apontam para que o nível da dívida existente em 2025 seja sustentável e que esteja assegurada a estabilidade tarifária e sustentabilidade futura do SEN. No entanto, e como já foi referido durante este capítulo, esta análise assenta em pressupostos de evolução de variáveis significativas, cuja alteração pode conduzir a uma realidade diferente. A alteração destas variáveis decorre, nomeadamente de fatores exógenos. Por este motivo, optou-se por simular um cenário em que os pressupostos para evolução do preço de eletricidade nos mercados grossistas e os preços do CO₂ levam a um agravamento dos proveitos a recuperar, desenvolvido no ponto seguinte.

¹⁶⁷ Nos termos do artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

6.3.2 CENÁRIO ADVERSO

Considerando as incertezas elencadas anteriormente, foi simulado um cenário ADVERSO em que ocorre um agravamento dos custos totais do SEN, face aos cenários ALTO e BAIXO, que considera os seguintes pressupostos ¹⁶⁸:

- **Preço de energia elétrica** – manutenção do preço de energia considerado nas tarifas para 2025 de 73,41 EUR/MWh até 2030;
- **Preços das licenças de CO₂** – redução de 25% em relação ao preço considerado no cenário BAIXO, até 2030.

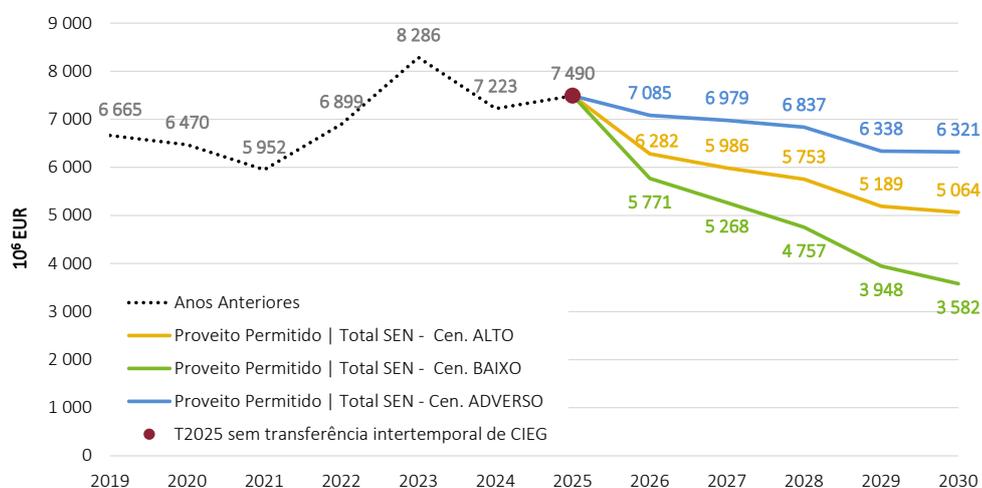
A manutenção de um preço de energia elétrica nos mercados grossistas igual ao de tarifas 2025, consideravelmente superior ao considerado nos anos de 2026 a 2030 nos cenários ALTO e BAIXO, tem como consequência um aumento significativo dos custos de aquisição de energia elétrica. Por outro lado, esta trajetória do preço no mercado grossista será favorável para a redução do diferencial de custo da PRG, embora com menor magnitude face ao que resulta nos custos de energia. Por sua vez, a redução do preço das licenças de CO₂, tem um impacto direto nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso por via da redução das transferências para o SEN das receitas provenientes dos leilões dessas licenças.

Para além da alteração do nível de custos totais do SEN, neste cenário ADVERSO foi ainda testado um período de transferência intertemporal de CIEG mais curto, de dois anos, para além de se testar também o período de quatro anos utilizado para os cenários ALTO e BAIXO.

Com estes pressupostos, a evolução dos proveitos permitidos totais do SEN que resultaria sem transferência intertemporal de CIEG em 2025 é a que se apresenta na Figura 6-13.

¹⁶⁸ Mantêm-se os pressupostos de evolução para as restantes variáveis utilizadas nas simulações.

Figura 6-13 – Resultado da evolução do proveito permitido total SEN até 2030, sem transferência intertemporal de CIEG - Cenário ADVERSO e comparação com os cenários ALTO e BAIXO



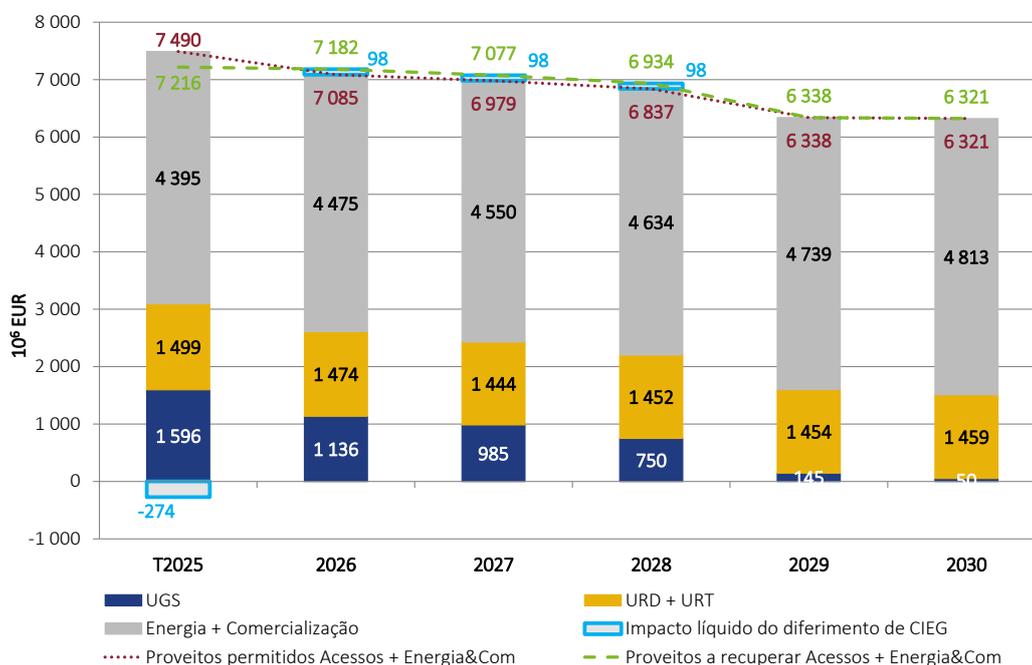
Nota: Em 2022, 2023 e 2024, o valor apresentado é uma ponderação entre o valor fixado em dezembro e o valor da fixação extraordinária.

Fonte: ERSE

Verifica-se que a aplicação da transferência intertemporal dos CIEG de 2025, no montante de 274337 milhões de euros, tem consequências distintas em função do período considerado. O cenário testado mostra que a amortização em quatro anos desse valor (acrescidos dos juros previstos legalmente), continua a garantir simultaneamente quer a trajetória descendente da dívida tarifária, quer a estabilidade tarifária, sem necessidade de criação de nova dívida a partir de 2026. Os resultados são apresentados na Figura 6-14 para o cenário ADVERSO (transferência intertemporal de quatro anos).

Figura 6-14 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030

Cenário ADVERSO com transferência intertemporal de 4 anos

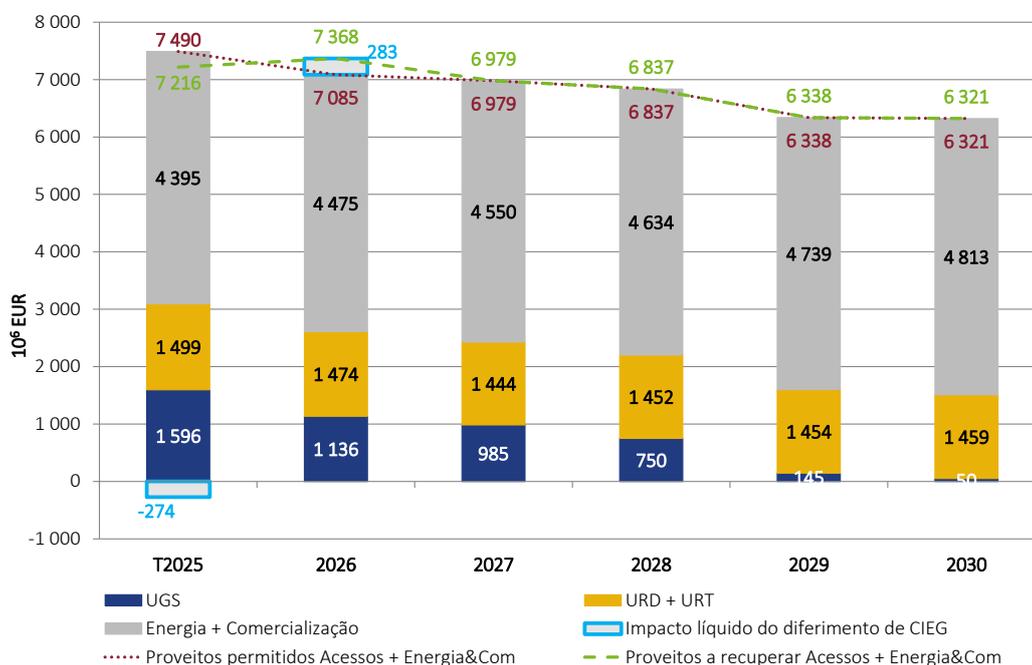


Fonte: ERSE

Num cenário de amortização da dívida de dois anos (acrescidos dos juros previstos legalmente), continua-se a garantir a trajetória descendente da dívida tarifária, embora se levistem desafios em termos de estabilidade tarifária em 2026, analisados mais adiante. Os resultados deste cenário são apresentados na Figura 6-15 para o cenário ADVERSO (transferência intertemporal de dois anos).

Figura 6-15 – Decomposição da projeção do proveito permitido e a recuperar até 2030

Cenário ADVERSO com transferência intertemporal de 2 anos

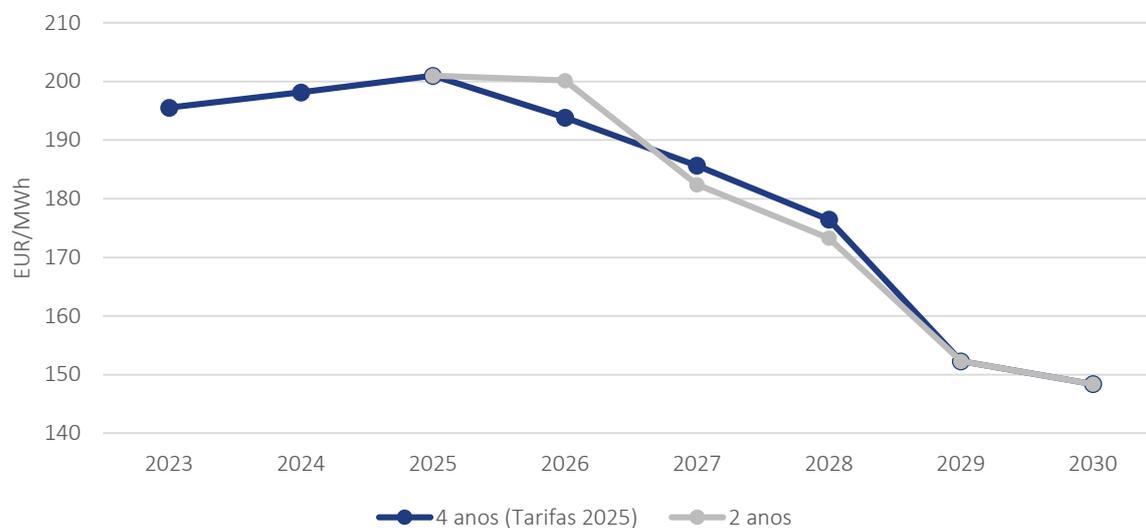


Fonte: ERSE

ESTABILIDADE TARIFÁRIA

No caso do cenário ADVERSO, foi avaliado o efeito na trajetória no preço médio RVCF quando se reduz para dois anos o prazo da transferência intertemporal de CIEG em 2025. No caso de uma transferência intertemporal de quatro anos, conforme a decisão tarifária para 2025, resulta uma trajetória descendente de preço médio RVCF nos vários níveis de fornecimento. Quando se reduz o prazo de transferência intertemporal para dois anos, a trajetória de preços continua a ser descendente, mas no caso particular da BTN observa-se que a trajetória é menos suave, com uma descida mais ligeira em 2026, seguida de redução mais acentuada em 2027. A trajetória do preço médio RVCF em BTN para os dois prazos de transferência intertemporal é apresentada na Figura 6-16.

Figura 6-16 - Trajetória do preço médio RVCF em BTN, no cenário ADVERSO, para diferentes prazos de transferência intertemporal de CIEG em 2025



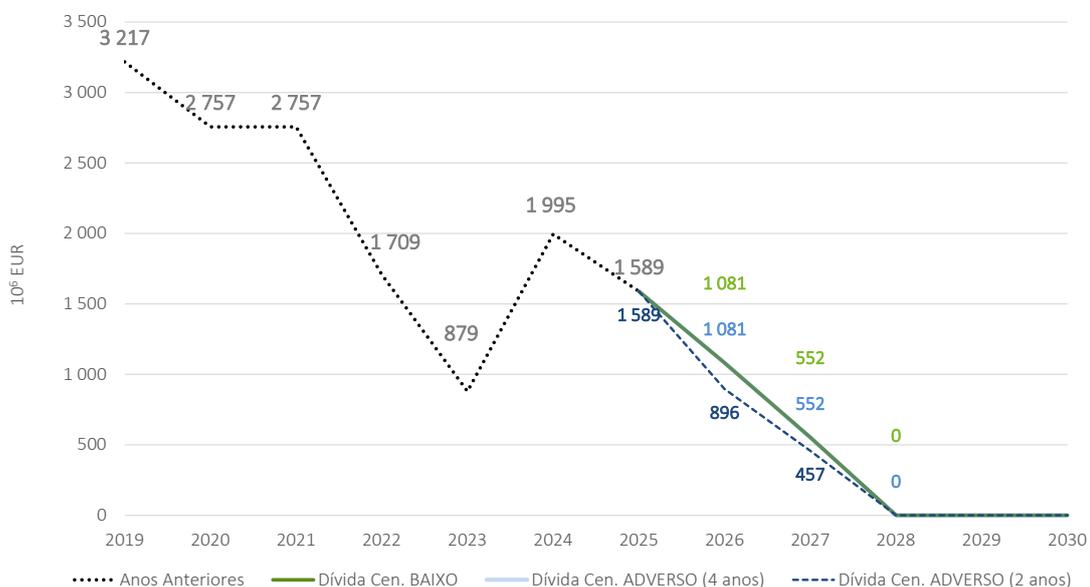
Fonte: ERSE. Preços médios RVCF em BTN incluem tarifas aprovadas (2023, 2024 e 2025) e tarifas simuladas para o cenário ADVERSO (2026 até 2030). Inclui consumos dos mercados regulado e liberalizado de Portugal continental. Os preços médios anuais são calculados com tarifas e quantidades do próprio ano, e por isso não refletem variações tarifárias.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Como foi referido, a transferência intertemporal de 274 milhões de euros de CIEG em 2025, retoma a trajetória descendente da dívida tarifária (Figura 6-17), mas tem consequências distintas na estabilidade tarifária, em função do período de diferimento que seja assumido para a nova dívida. No caso mais extremo de um período de diferimento de dois anos (amortização da dívida em um ano), verifica-se que a amortização total da dívida continua a ocorrer apenas em 2028, devido à dívida anterior ao exercício tarifário de 2025, mas a trajetória é alterada face à antecipação de 2 anos na amortização da dívida criada em 2025.

Figura 6-17 – Cenários de evolução da dívida tarifária de 2025 a 2028

Cenário ADVERSO



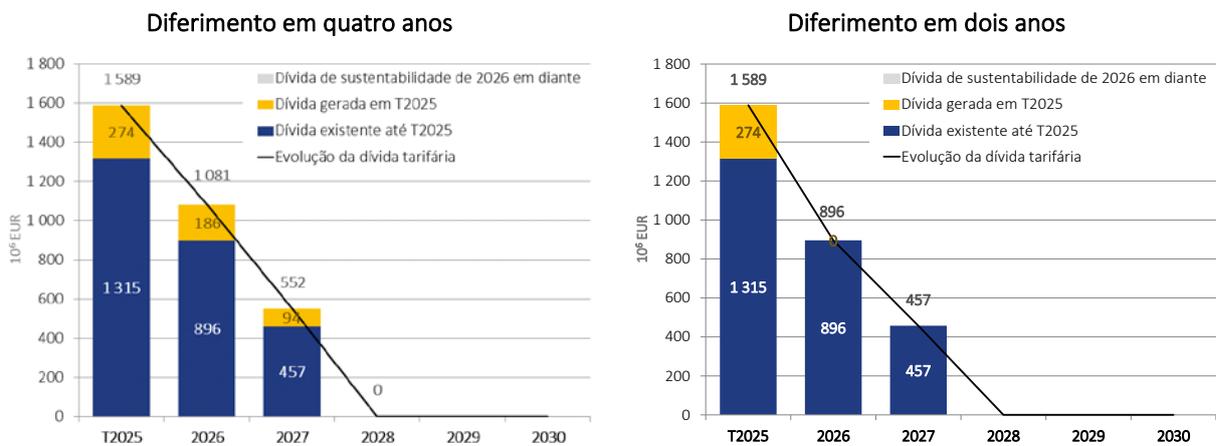
Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Na Figura 6-18 decompõe-se o valor total da dívida entre a dívida (i) existente até 2025, (ii) criada em 2025 e (iii) a dívida de sustentabilidade criada após 2026 pela simulação. Como se verifica, em nenhum dos cenários apresentados é criada nova dívida de sustentabilidade a partir de 2026.

Figura 6-18 – Composição da dívida tarifária e sua evolução até 2030

Cenário ADVERSO



Nota: Os valores de dívida apresentados reportam-se ao final de cada ano.

Fonte: ERSE

Considerando estes resultados, verifica-se que a decisão de transferência intertemporal por um período de quatro anos, para o exercício tarifário de 2025, é adequada pois garante a estabilidade tarifária, a redução da dívida e a mitigação do volume de custos a pagar pelas gerações futuras, e ainda com alguma flexibilidade, nomeadamente para acomodar custos imprevistos por motivos conjunturais.

6.4 RISCOS E LIMITAÇÕES DA ANÁLISE DE SUSTENTABILIDADE

Pese embora o pressuposto das simulações realizadas seja o de que o quadro legal e regulamentar se mantém inalterado no horizonte de simulação (até 2030), numa análise prospetiva desta natureza importa identificar, ainda que de forma qualitativa, as principais fontes de desvios nas previsões das variáveis que afetam os resultados obtidos na evolução dos proveitos e no preço RVCF. Por outro lado, apesar das perspetivas favoráveis para a sustentabilidade futura do SEN, decorrentes dos resultados apresentados nos pontos 6.3 e 6.3.2, uma evolução diferente de algumas das variáveis significativas pode conduzir a uma realidade significativamente diferente da que aqui se projetou. Neste sentido, importa relevar os seguintes aspetos:

- existência de novos planos de investimento e desenvolvimento das redes de transporte e distribuição, que comportem montantes elevados de investimento de reforço das redes e sua digitalização ¹⁶⁹, motivados essencialmente pelo contexto de transição energética, e que provoquem alterações relevantes nas bases de custos dos operadores de redes;
- mobilização de instrumentos previstos no novo quadro legal europeu ¹⁷⁰, que futuramente introduzam novos custos a recuperar pelas tarifas do setor elétrico, como sejam os custos com contratos por diferenças (CfD - *contracts for differences*) de produção renovável, custos com mecanismos de capacidade, custos de integração de vetores energéticos, bem como outras alterações de política energética em Portugal que possam retirar receitas externas relevantes para a contenção tarifária e redução do défice tarifário, em particular as receitas das licenças de leilões CO₂;

¹⁶⁹ Ver [EU Action Plan for Grids](#) e [ACER - Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system](#).

¹⁷⁰ Nomeadamente [Diretiva \(UE\) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024](#), e [Regulamento \(UE\) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024](#).

- alterações do sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, por não se considerar nestas simulações os efeitos neste CIEG que decorrem das alterações do preço médio RVCF ou das alterações dos proveitos das atividades reguladas destas regiões;
- pressupor que das projeções efetuadas para os anos t-1 e t, assim como para os anos t+1 e seguintes não resultarão ajustamentos de proveitos a repercutir em qualquer um dos anos de simulação. Os exercícios tarifários recentes mostram, por exemplo, que com os volumes de PRG existentes, e que se manterão elevados pelo menos até 2027, os desvios do preço de eletricidade no mercado grossista geram desvios de grande magnitude nos proveitos recuperados pela UGS relativos ao CIEG diferencial de custo da PRG, podendo estes desvios ocorrer por excesso ou por defeito;
- o cenário de procura considerado nas simulações encerra alguma incerteza e poderão existir alterações destes resultados por efeitos do consumo, quer em termos de nível quer em termos da sua estrutura por níveis de tensão. Com efeito, grandes alterações do consumo não podem ser dissociadas de novos custos estruturais para o SEN (nova rede, novos custos de produção, novos instrumentos de flexibilidade), que não estão internalizados nestas simulações, podendo resultar em custos globais do SEN e evoluções tarifárias por níveis de tensão diferentes dos obtidos. Por outro lado, a otimização da rede existente a par com a resposta da procura e novas soluções de flexibilidade, poderão contribuir para limitar as necessidades de investimento no SEN.
- evolução de preços de eletricidade no mercado grossista acima dos previstos nos cenários usados nestas análises, que possam decorrer de menores concretizações dos Planos Nacionais de Energia e Clima de Portugal e Espanha, que conjuntamente com uma potencial redução da capacidade de produção das tecnologias convencionais, devido a descomissionamentos, e aumentos dos preços de combustíveis fósseis e das licenças de emissão de CO₂, podem resultar em incrementos significativos dos preços grossistas de eletricidade.

ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2025 tem em conta, designadamente, os seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro	Orçamento do Estado para 2024
Resolução do Conselho de Ministros n.º 11/2024, de 8 de janeiro	Aprova a Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050
Despacho n.º 129/2024, de 9 de janeiro	Suspende as medidas estabelecidas ao abrigo do disposto nos n.ºs 1 a 5 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro
Despacho n.º 619/2024, de 19 de janeiro	Aprovação extraordinária à REN - Rede Elétrica Nacional, S. A., para a realização dos investimentos propostos e não previstos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte 2021-2031, com vista à instalação de um novo Posto de Corte do Pego e desmantelamento do existente
Despacho n.º 976/2024, de 25 de janeiro	Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2021 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público
Despacho n.º 1177/2024, de 31 de janeiro	Estabelece as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
Portaria n.º 170-A/2024, de 31 de janeiro	Autoriza o Fundo Ambiental a efetuar a repartição dos encargos relativos à operacionalização do «Mecanismo de compensação para uma transição justa», no quadriénio 2021-2024, na sequência do encerramento da Central Termoelétrica do Pego, e revoga a Portaria n.º 36-A/2023, de 23 de janeiro

Diploma	Assunto
Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro	Cria um mecanismo de compensação aos municípios pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto geradores de significativas externalidades locais negativas
Portaria n.º 40/2024, de 5 de fevereiro	Procede à segunda alteração à Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, a qual fixa a tarifa aplicável aos centros eletroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade em instalações de valorização energética, na vertente de queima de resíduos sólidos urbanos indiferenciados provenientes de sistemas de gestão de resíduos urbanos
Despacho n.º 1572/2024, de 8 de fevereiro	Determina a prorrogação da vigência do Plano de Poupança de Energia até 31 de março de 2024 e da respetiva Comissão de Acompanhamento até 31 de julho de 2024
Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro	Princípios e calendarização para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão
Despacho n.º 3034/2024, de 21 de março	Estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2024 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial
Despacho n.º 2062-A/2024 de 22 de fevereiro	Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2024
Declaração de Retificação n.º 13/2024, de 28 de fevereiro	Retifica a Lei n.º 82/2023, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2024
Decreto-Lei n.º 22/2024, de 19 de março	Prorroga as medidas excecionais de simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis

Diploma	Assunto
Portaria n.º 135/2024, de 2 de abril	Primeira alteração da Portaria n.º 110-A/2023, de 24 de abril, que 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
Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril	Determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E) para o período 2024-2033
Lei n.º 38/2024, de 7 de agosto	Aumenta o consumo de eletricidade sujeito à taxa reduzida, alterando o Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado
Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto	Determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E) para o período de 2025-2034 e revoga o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril
Despacho n.º 10047/2024, de 28 de agosto	Altera o Despacho n.º 2062-A/2024, de 22 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2024
Resolução do Conselho de Ministros n.º 122/2024, de 02 de setembro	Procede à primeira alteração à Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, que veio estabelecer os princípios e a calendarização para a atribuição de concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.
Despacho n.º 10756/2024, de 12 de setembro	Determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) para o período de 2026-2030.
Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro	Fixa a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2025

Diploma	Assunto
Despacho n.º 12438/2024, de 21 de outubro, dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e da Ministra do Ambiente e Energia	Afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional
Regulamento [numeração ERSE] n.º 1/2024, de 16 de dezembro	Procede à 1.ª alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico

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
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica

SIGLAS	DEFINIÇÕES
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 2025 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2025
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2025
- Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico