

**ESTRUTURA TARIFÁRIA  
DO SETOR ELÉTRICO EM 2026**

Dezembro 2025

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO.....</b>	<b>3</b>
2.1	Liberalização do setor elétrico.....	3
2.2	Tarifas no mercado liberalizado e regulado .....	4
2.3	Tarifa social.....	10
2.4	Variáveis de faturação .....	11
2.5	Relação entre as tarifas e os custos.....	13
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados .....	18
<b>3</b>	<b>TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA.....</b>	<b>21</b>
3.1	Tarifa de Acesso às Redes.....	21
3.1.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	21
3.1.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	30
3.1.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	51
3.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	70
3.3	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo com o Estatuto de Cliente Eletrointensivo .....	81
3.4	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica .....	84
3.5	Tarifa de Energia.....	94
3.6	Tarifa de Comercialização.....	106
<b>4</b>	<b>TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....</b>	<b>109</b>
4.1	Portugal continental .....	112
4.1.1	Variação tarifária .....	112
4.1.2	Variação por termo tarifário .....	115
4.2	Região Autónoma dos Açores.....	120
4.2.1	Variação tarifária .....	120
4.2.2	Variação por termo tarifário .....	124
4.3	Região Autónoma da Madeira.....	129
4.3.1	Variação tarifária .....	130
4.3.2	Variação por termo tarifário .....	133
<b>5</b>	<b>PERÍODOS HORÁRIOS.....</b>	<b>139</b>
5.1	Portugal continental .....	143
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	147
5.3	Região Autónoma da Madeira.....	148
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE .....</b>	<b>151</b>

6.1	Análise dos preços médios faturados em Portugal continental .....	151
6.1.1	Evolução dos preços médios faturados .....	151
6.1.2	Evolução dos preços médios faturados no mercado regulado e no mercado livre .....	154
6.2	Análise dos preços médios faturados nas Regiões Autónomas .....	158
6.3	Análise das ofertas comerciais do mercado em BTN.....	161
6.3.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade no 4.º Trimestre de 2025.....	162
6.3.1.1	Ofertas de eletricidade .....	163
6.3.1.2	Ofertas duais .....	167
6.3.2	Evolução das Ofertas Comerciais de Eletricidade .....	170
6.3.2.1	Evolução da fatura mensal nas ofertas de eletricidade.....	170
6.3.2.2	Evolução da fatura mensal nas ofertas duais.....	172
	<b>ANEXO I SIGLAS .....</b>	<b>175</b>
	<b>ANEXO II DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE.....</b>	<b>181</b>
	<b>ANEXO III DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>187</b>
	<b>ANEXO IV ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT, MT.....</b>	<b>195</b>

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no total do consumo .....	3
Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado.....	5
Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado .....	6
Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental.....	6
Figura 2-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos seis anos.....	7
Figura 2-6 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental.....	8
Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	9
Figura 2-8 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	9
Figura 2-9 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social .....	10
Figura 3-1 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2024 .....	75
Figura 3-2 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2024 .....	77
Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para as subestações, 2024 .....	78
Figura 3-4 - Distribuição geográfica das subestações com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2024.....	79
Figura 3-5 - Consumo anual de 2024 das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo real de 2024 da procura em Portugal continental .....	83
Figura 3-6 – Peso do consumo e da potência contratada, de 2024, das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2026, em tarifas 2026).....	84
Figura 3-7 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica .....	87
Figura 3-8 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021, 2022, 2023 e 2024 .....	90
Figura 3-9 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2024 .....	91
Figura 3-10 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021, 2022, 2023 e 2024.....	92
Figura 3-11 - Acoplamento de mercados na fronteira Espanha-Portugal, anos 2015-2024 .....	95
Figura 3-12 - Acoplamento de mercados nas fronteiras Espanha/Portugal e Espanha/França, ano 2024.....	96
Figura 3-13 - Preços horários por tipo de dia, anos 2015-2025.....	97
Figura 3-14 - Preços horários nos dias úteis, por ano .....	98
Figura 3-15 - Preços no total de horas e nas horas de ponta, por trimestre .....	99
Figura 3-16 - Evolução de preço entre 2018 e 2025, por período horário e por trimestres .....	100

Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN .....	113
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	113
Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.....	114
Figura 4-4 - Aditividade da tarifa transitória em BTN .....	115
Figura 4-5 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por escalão de potência contratada .	117
Figura 4-6 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por escalão de potência contratada .....	117
Figura 4-7 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por termo de energia.....	118
Figura 4-8 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia.....	118
Figura 4-9 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA .....	121
Figura 4-10 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA .....	122
Figura 4-11 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva .....	123
Figura 4-12 - Aditividade da TVCFA na RAA .....	124
Figura 4-13 - Variações dos preços da TVCFA em MT.....	125
Figura 4-14 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário.....	125
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em BTE .....	126
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	126
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por escalão de potência contratada .....	127
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência .....	127
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por termo de energia .....	128
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia .....	128
Figura 4-21 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM .....	130
Figura 4-22 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM .....	131
Figura 4-23 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva .....	132
Figura 4-24 - Aditividade da TVCFM na RAM .....	133
Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFM em MT.....	134
Figura 4-26 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário .....	134
Figura 4-27 - Variações dos preços da TVCFM em BTE.....	135
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário .....	135
Figura 4-29 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por escalão de potência contratada .....	136
Figura 4-30 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por escalão de potência contratada..	136
Figura 4-31 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por termo de energia .....	137
Figura 4-32 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia .....	137

Figura 6-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão .....	152
Figura 6-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo .....	152
Figura 6-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão .....	154
Figura 6-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo .....	154
Figura 6-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão .....	155
Figura 6-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo .....	156
Figura 6-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão .....	157
Figura 6-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento .....	157
Figura 6-9 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão.....	159
Figura 6-10 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo .....	159
Figura 6-11 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão .....	160
Figura 6-12 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo ..	160
Figura 6-13 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1.....	164
Figura 6-14 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2.....	165
Figura 6-15 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3.....	167
Figura 6-16 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1 .....	168
Figura 6-17 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2 .....	169
Figura 6-18 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3 .....	170
Figura 6-19 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1 .....	171
Figura 6-20 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2 .....	171
Figura 6-21 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3 .....	172
Figura 6-22 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1 .....	173
Figura 6-23 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2 .....	173
Figura 6-24 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3 .....	174

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão .....	12
Quadro 3-1 - Custos a recuperar na tarifa UGS do ORT .....	22
Quadro 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS dos ORD .....	24
Quadro 3-3 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2026, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 182.º (coeficientes padrão em 2026) .....	26
Quadro 3-4 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh .....	27
Quadro 3-5 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação nas tarifas do ano 2026.....	28
Quadro 3-6 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD .....	29
Quadro 3-7 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD, em preço médio .....	30
Quadro 3-8 - Investimento específico por tipologia na rede de transporte de energia elétrica.....	34
Quadro 3-9 - Índice de preços implícitos no PIB .....	37
Quadro 3-10 - Percentagens de imputação do investimento específico por tipologia aos acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica.....	38
Quadro 3-11 - Resumo do investimento imputado a acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica .....	40
Quadro 3-12 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica.....	44
Quadro 3-13 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica.....	44
Quadro 3-14 - Potência contratada e potência em horas de ponta na rede de transporte .....	47
Quadro 3-15 – Valores de potência contratada e de potência em horas de ponta utilizados no cálculo do custo incremental da rede de transporte .....	48
Quadro 3-16 - Custos incrementais da rede de transporte .....	49
Quadro 3-17 - Custos incrementais escalados para os proveitos permitidos de 2026 .....	49
Quadro 3-18 - Receitas incrementais da rede de transporte escaladas para os proveitos permitidos .....	50
Quadro 3-19 - Investimento, incluindo comparticipações, na rede de distribuição de energia elétrica, a preços contantes de 2025 .....	54
Quadro 3-20 - Comparticipações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2025.....	55
Quadro 3-21 - Comparticipações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica, a preços contantes de 2025.....	56
Quadro 3-22 - Comparticipações de fundos comunitários na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2025 .....	57
Quadro 3-23 - Índice de preços implícitos no PIB .....	58
Quadro 3-24 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental .....	59

---

Quadro 3-25 - Investimentos de substituição nas redes de distribuição .....	61
Quadro 3-26 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica .....	62
Quadro 3-27 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica .....	63
Quadro 3-28 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos .....	64
Quadro 3-29 - Custos de operação e manutenção .....	65
Quadro 3-30 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição.....	67
Quadro 3-31 - Custos incrementais da rede de distribuição antes de escalamento .....	68
Quadro 3-32 - Peso das receitas incrementais de potência contratada nas receitas incrementais totais .....	69
Quadro 3-33 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT .....	69
Quadro 3-34 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição .....	70
Quadro 3-35 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2024 .....	76
Quadro 3-36 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as subestações, 2024 .....	79
Quadro 3-37 - Valores normalizados pela potência média anual determinados a partir do diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica em 2024 .....	93
Quadro 3-38 - Valores normalizados pela potência média anual utilizados na conversão do preço de potência contratada em preços de energia por período horário nas tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica .....	94
Quadro 3-39 – Preços marginais.....	101
Quadro 3-40 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais .....	102
Quadro 3-41 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais .....	102
Quadro 3-42 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais – análise de sensibilidade.....	103
Quadro 3-43 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais – análise de sensibilidade.....	104
Quadro 3-44 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2026, propostos pelo CUR .....	104
Quadro 3-45 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais apresentados pelo CUR .....	105
Quadro 3-46 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais apresentados pelo CUR .....	105
Quadro 3-47 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2026 .....	106
Quadro 3-48 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização .....	108
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais .....	109
Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência .....	111
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN >....	119
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <....	119

---

Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA.....	129
Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA .....	129
Quadro 4-7- Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM .....	138
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM .....	138
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários .....	139
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental .....	140
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental.....	141
Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM .....	141
Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM .....	142
Quadro 5-6 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT .	143
Quadro 5-7 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2026 .....	144
Quadro 5-8 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2026 .....	145
Quadro 5-9 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2026 .....	145
Quadro 5-10 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT .....	146
Quadro 5-11 – Distribuição de épocas para a nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT .....	146
Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2026.....	147
Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2026.....	147
Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2026.....	148
Quadro 5-15 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2026 .....	148
Quadro 5-16 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2026.....	149
Quadro 5-17 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2026 .....	149
Quadro 6-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1....	163
Quadro 6-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2 ...	165
Quadro 6-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3....	166
Quadro 6-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1.....	167
Quadro 6-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2 .....	168
Quadro 6-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3 .....	169

## 1 INTRODUÇÃO

A estrutura tarifária deve transmitir sinais de preço que induzam comportamentos eficientes no consumo de energia elétrica e na utilização das redes elétricas. Para atingir este objetivo, o Regulamento Tarifário<sup>1</sup>, nos princípios gerais que orientam a metodologia de cálculo tarifário, estabelece a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

No presente documento sintetizam-se os princípios de determinação dos referidos custos e apresenta-se a sua estrutura para cada tarifa regulada.

Este documento está dividido nos seguintes capítulos:

- No capítulo 2 são sistematizadas as principais características da estrutura tarifária do setor elétrico em Portugal.
- O capítulo 3 apresenta as várias tarifas reguladas por atividade regulada, designadamente as tarifas incluídas na tarifa de Acesso às Redes, bem como a tarifa de Comercialização e a tarifa de Energia.
- O capítulo 4 detalha a determinação das tarifas de venda a clientes finais, sendo que as mesmas estão abrangidas por mecanismos de convergência para assegurar uma aproximação gradual a uma estrutura tarifária aditiva.
- O capítulo 5 apresenta os períodos horários aplicáveis em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.
- O capítulo 6 faz uma análise aos preços no mercado retalhista de eletricidade, incluindo os preços médios faturados até ao 2.º trimestre de 2025 e as ofertas comerciais disponíveis no mercado em baixa tensão normal (BTN) no 4.º trimestre de 2025.
- Por fim, o documento inclui no anexo as siglas utilizadas, os mapas de determinação dos custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, bem como informação de suporte ao capítulo 5.

---

<sup>1</sup> Regulamento ERSE n.º 2/2025, aprovado em 13 de outubro, que aguarda publicação em Diário da República.



## 2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

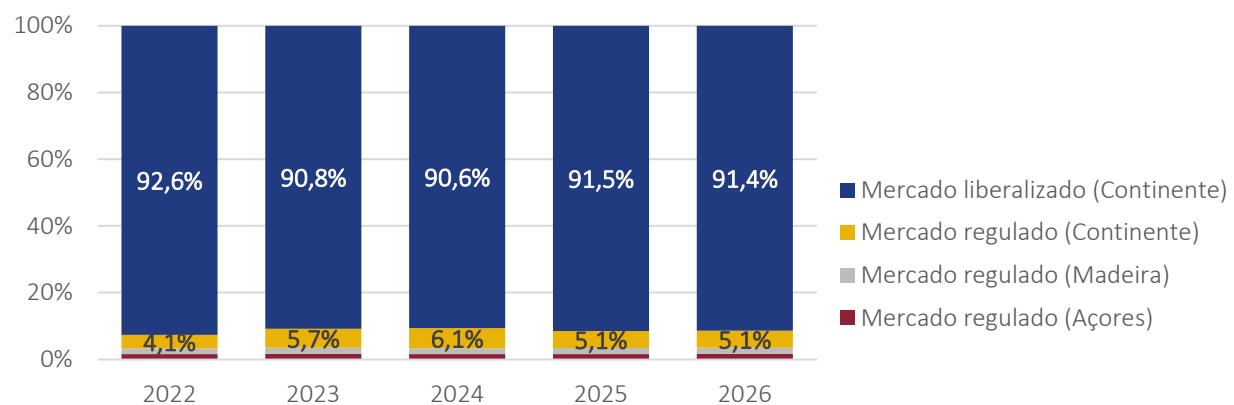
### 2.1 LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O processo de liberalização do mercado de eletricidade tem sido gradual, com a abertura do mercado a realizar-se de forma progressiva entre 1995 e 2006. Desde 4 de setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica.

Atualmente mantém-se em curso um processo de extinção do mercado regulado de venda a clientes finais em Portugal continental, com as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental a ter um caráter transitório. Tendo havido várias revisões da data final da sua extinção, está neste momento previsto que o mercado regulado em Portugal continental seja extinto<sup>2</sup> até 31 de dezembro de 2027.

Na Figura 2-1 apresenta-se a evolução do peso em termos de consumo do mercado liberalizado em Portugal continental e dos mercados regulados em Portugal continental, nos Açores e na Madeira desde 2022.

**Figura 2-1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no total do consumo**



Nota: Os mercados regulados dos Açores e da Madeira somam um peso total entre 3% e 4% nos vários anos.

<sup>2</sup> Nos termos do artigo 289º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 69/2025, de 23 de abril, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade pelos comercializadores de último recurso a clientes finais com consumos em BTN é fixada em 31 de dezembro de 2027.

## 2.2 TARIFAS NO MERCADO LIBERALIZADO E REGULADO

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico em vigor define as tarifas para cada uma das atividades reguladas do setor elétrico, determinadas de modo a proporcionar os proveitos permitidos dessas atividades. As atividades reguladas para as quais se definem tarifas reguladas são as seguintes:

- Gestão global do sistema;
- Transporte de energia elétrica;
- Distribuição de energia elétrica;
- Compra e venda de energia elétrica;
- Comercialização de energia elétrica.

O [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), de 14 de janeiro, na redação vigente, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da «inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema e adotando o princípio da aditividade tarifária».

O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes, quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

Genericamente, o preço de fornecimento de eletricidade pago pelo consumidor final tem três parcelas: (1) redes, (2) energia e (3) taxas e impostos sobre a fatura de fornecimentos. O valor das redes representa o montante relacionado com as infraestruturas que transportam a energia elétrica desde a sua produção até ao consumidor final. O valor da energia está relacionado com o custo da energia elétrica consumida. Por fim, as taxas e impostos designam os vários tipos de tributação definidos pelo poder governativo<sup>3</sup>.

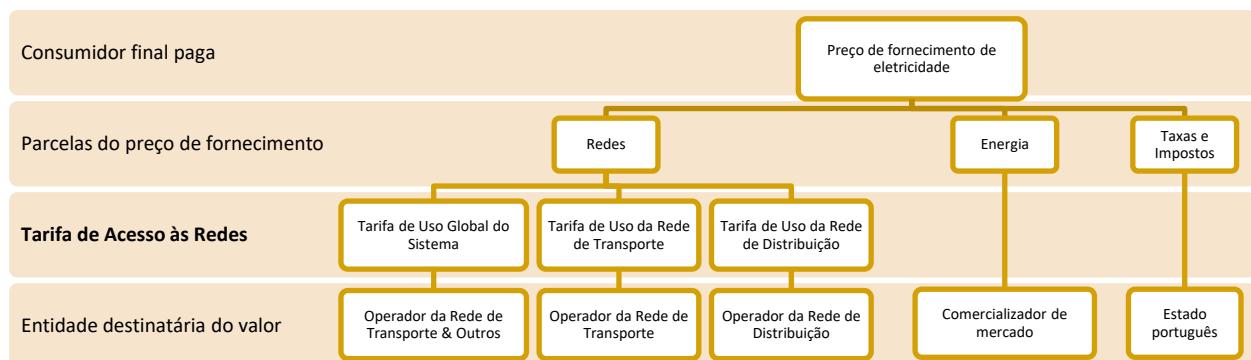
---

<sup>3</sup> No caso português, as taxas e impostos incluem a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Na fatura de eletricidade é, ainda, faturada a Contribuição Audiovisual.

A [Lei n.º 38/2024](#), de 7 de agosto, alterou o regime de IVA no setor elétrico, com entrada em vigor a 1 de janeiro de 2025. As regras de aplicação das taxas de IVA decorrentes da nova legislação são apresentadas pela ERSE através do folheto ERSEExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)».

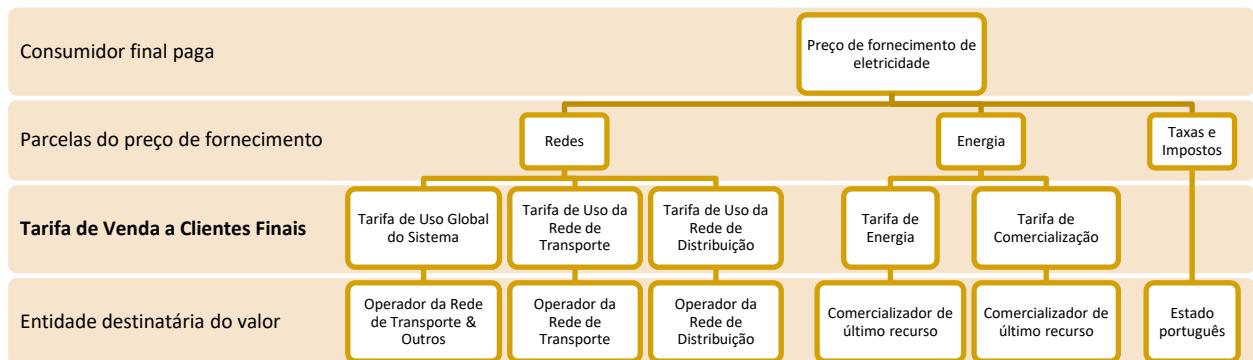
Os consumidores do mercado liberalizado pagam tarifas reguladas apenas pela parcela das redes, nomeadamente a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição. A soma destas três tarifas é designada por **tarifa de Acesso às Redes**. Relativamente à parcela da energia, esta é negociada livremente com o comercializador do mercado livre, enquanto a parcela dos impostos é definida pelo Estado português. A Figura 2-2 resume a estrutura do preço de fornecimento de eletricidade para um consumidor do mercado liberalizado.

**Figura 2-2 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado liberalizado**



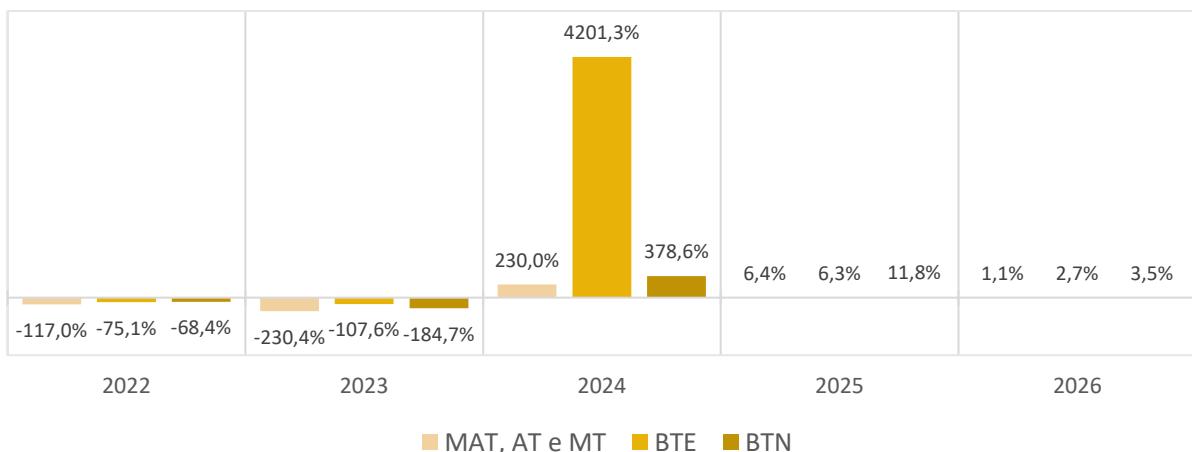
Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema, algumas parcelas (de que são exemplo os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, CIEG) são entregues a outras entidades para além do Operador da Rede de Transporte. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como pela parcela da energia. Para além de pagar as mesmas tarifas pelas redes que um consumidor do mercado liberalizado, o consumidor do mercado regulado também está sujeito à tarifa de Energia e à tarifa de Comercialização, referentes à parcela de energia. A soma das tarifas reguladas para as parcelas de redes e de energia é designada por **tarifa de Venda a Clientes Finais**. A estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado encontra-se na Figura 2-3.

**Figura 2-3 - Estrutura do preço de fornecimento de eletricidade no mercado regulado**

Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema, algumas parcelas (de que são exemplo os CIEG) são entregues a outras entidades para além do Operador da Rede de Transporte. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

O processo de aprovação das tarifas pela ERSE tem impacto em todos os consumidores do sistema elétrico nacional (SEN) uma vez que todos pagam a tarifa regulada associada às redes elétricas, designada por tarifa de Acesso às Redes. A Figura 2-4 ilustra as variações tarifárias<sup>4</sup> desta tarifa, em Portugal continental, entre os anos 2021 e 2025 para os diferentes níveis de tensão<sup>5</sup>.

**Figura 2-4 - Variações tarifárias da tarifa de Acesso às Redes em Portugal continental**

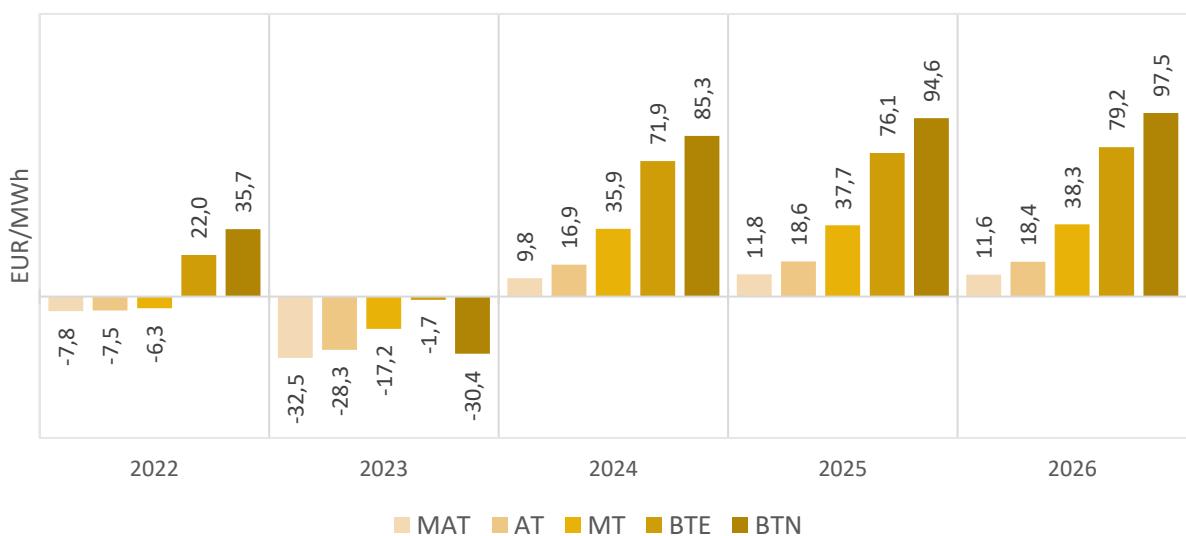
Nota: Inclui o efeito das fixações excepcionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024. A variação percentual elevada para BTE em 2024 resulta de um valor médio reduzido da tarifa em 2023, o que amplifica a variação relativa.

<sup>4</sup> Entende-se por «variação tarifária» do ano «t» a variação percentual do custo médio de energia elétrica (EUR/kWh) entre a aplicação das tarifas do ano «t-1» e das tarifas do ano «t», assumindo em ambos os casos a estrutura de consumo prevista para o ano «t».

<sup>5</sup> Sublinha-se, novamente, que as tarifas de Acesso às Redes pagas pelos consumidores no mercado liberalizado são iguais às tarifas de Acesso às Redes incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado.

Em complemento, a Figura 2-5 ilustra os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2021 a 2026, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, integrando as fixações excepcionais de tarifas ocorridas em 2022, 2023 e 2024. O nível tarifário em 2026, apesar de aumentar em MT, BTE e BTN face a 2025, continua a ser, para todos os níveis de fornecimento, inferior ao do ano 2021, último ano antes de as tarifas de Acesso às Redes terem começado a apresentar valores negativos.

**Figura 2-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos seis anos**



Nota: Inclui o efeito das fixações excepcionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024.

Os valores apresentados não incluem a isenção parcial de CIEG às instalações de MAT, AT e MT com o Estatuto de Cliente Eletrointensivo, aprovada pela Comissão Europeia em abril de 2025. A consideração dessas isenções resulta em preços médios, para o total dos clientes, de 8,2 EUR/MWh em MAT, de 13,0 EUR/MWh em AT, e de 38,1 EUR/MWh em MT, que correspondem a variações de -31,0%, -29,8% e +1,3%, respetivamente, face às tarifas fixadas em janeiro de 2025.

Importa clarificar que uma determinada variação relativa na tarifa de Acesso às Redes implica uma variação relativa de menor amplitude no preço total do fornecimento de energia elétrica, assumindo um valor constante para a parcela da energia.

Estando em curso um processo de liberalização do mercado de eletricidade em Portugal continental, decidiu-se denominar a tarifa integral no mercado regulado de Portugal continental por tarifa transitória de Venda a Clientes Finais. Este caráter «transitório» não se verifica nas duas Regiões Autónomas dos

Açores e da Madeira, uma vez que está previsto manter o regime de tarifas reguladas dada a incapacidade de criar condições concorrentiais na produção e comercialização de eletricidade nesses dois mercados insulares. A Figura 2-6 apresenta as variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado em Portugal continental entre os anos 2022 e 2026 para BTE e BTN.

**Figura 2-6 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental**

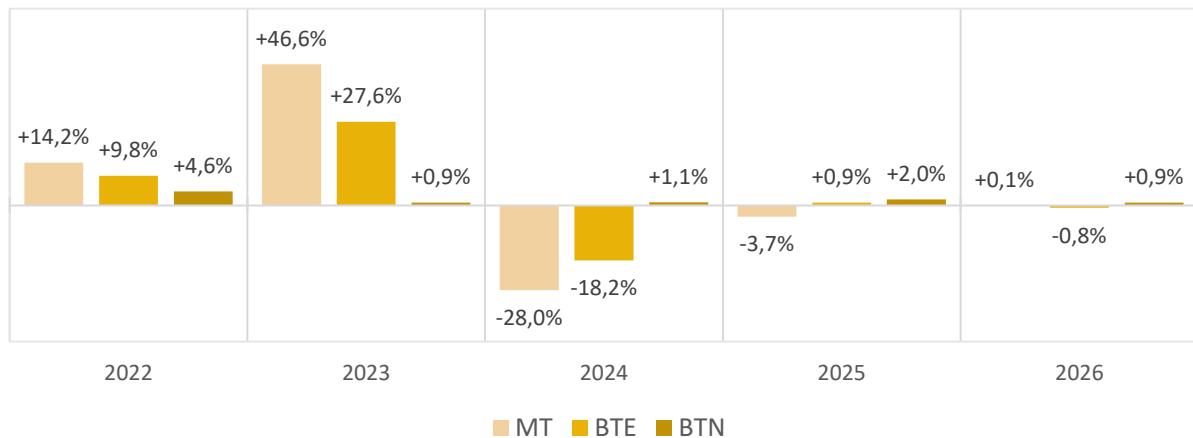


Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2021, bem como o efeito das fixações excepcionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024. As tarifas transitórias em MT foram extintas em 2022 enquanto as tarifas tarifárias de BTE encontram-se extintas desde 2023.

De acordo com o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, as tarifas reguladas em Portugal devem ser aderentes à estrutura de custos e respeitar o princípio da uniformidade tarifária para todo o território português. No entanto, como os sistemas elétricos das Regiões Autónomas apresentam custos unitários mais elevados, não é possível respeitar simultaneamente estas disposições para as Regiões Autónomas. Para atenuar as diferenças de preços entre Portugal continental e as Regiões Autónomas tem sido implementado um mecanismo de convergência que limita as variações tarifárias nos Açores e na Madeira. O mecanismo de convergência consiste em determinar tarifas para recuperar o mesmo nível de receitas caso se aplicassem as tarifas aditivas de Portugal continental à estrutura de consumos das Regiões Autónomas. Isto significa que em cada ano as receitas com as tarifas reguladas nas Regiões Autónomas são inferiores aos proveitos permitidos aos operadores verticalmente integrados dos Açores e da Madeira. O diferencial de receitas resultante deste mecanismo de convergência é repercutido na tarifa de Uso Global do Sistema e é pago por todos os consumidores em Portugal.

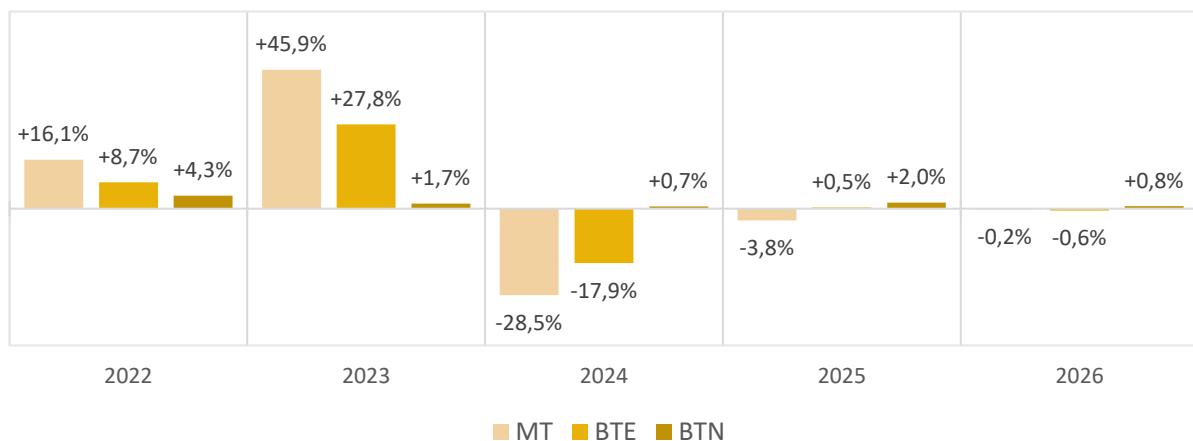
A Figura 2-7 e Figura 2-8 apresentam as variações tarifárias registadas entre 2022 e 2026 nas duas Regiões Autónomas, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

**Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores**



Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2021, bem como o efeito das fixações excepcionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024.

**Figura 2-8 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira**



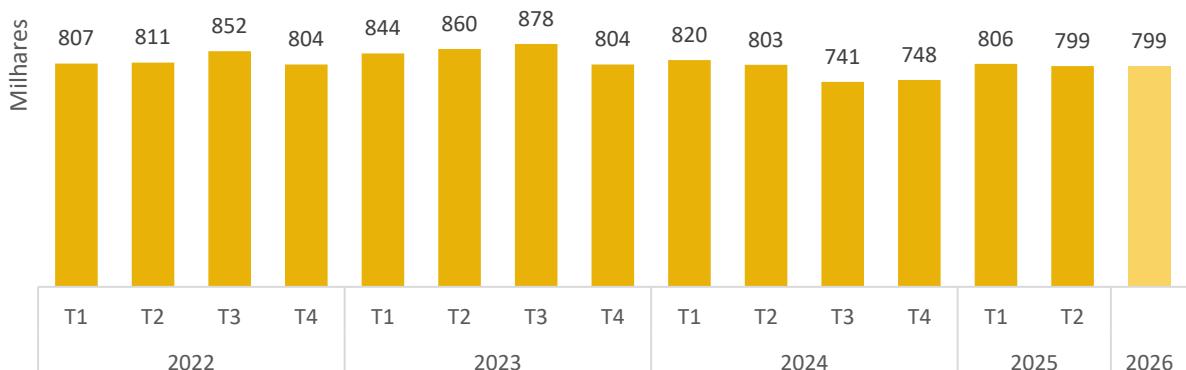
Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2021, bem como o efeito das fixações excepcionais de tarifas em 2022, 2023 e 2024.

## 2.3 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 consumidores vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético.

A tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a consumidores economicamente vulneráveis foi criada em 2010. O seu valor é calculado mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em baixa tensão normal. Este desenho permite a sua aplicação a todos os clientes em Portugal, independentemente de estarem em regime de mercado regulado ou de mercado livre. O desconto da tarifa social para 2026 está definido de forma a traduzir-se num desconto de 33,8% face à tarifa de Venda a Clientes Finais do mercado regulado, conforme Despacho pelo membro do Governo responsável pela área da energia. A Figura 2-9 ilustra a evolução trimestral do número de famílias que beneficiam da tarifa social. A previsão do número de famílias beneficiárias da tarifa social para 2026 é de 799 milhares.

**Figura 2-9 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social**



Fonte: Informação dos comercializadores, recebida no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. O valor para o ano 2026 é uma previsão.

Existiu um crescimento acentuado no número de famílias beneficiárias durante o terceiro trimestre de 2016 devido a mudanças no processo de atribuição da tarifa social, o qual passou a ter um caráter automático desde 1 de julho de 2016, sem exigir uma solicitação prévia do consumidor. A lista de beneficiários é elaborada pela Direção-Geral de Energia e Geologia e recorre aos dados da Autoridade Tributária e Aduaneira e da Segurança Social para determinar a aplicabilidade automática da tarifa social.

De referir que o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020. O atual enquadramento legal da tarifa social está previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual<sup>6</sup>.

## 2.4 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

A cada tarifa regulada referida na Figura 2-2 e Figura 2-3 aplicam-se diversas variáveis de faturação. O Quadro 2-1 apresenta o conjunto de variáveis de faturação aplicáveis nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento, no referencial das tarifas de venda a clientes finais.

O termo **tarifário fixo** recupera custos decorrentes da prestação de serviços aos clientes, e que são refletidos na estrutura tarifária em Portugal especificamente para a atividade regulada da comercialização.

As variáveis de faturação relacionadas com a **potência** definem preços para a potência contratada e a potência em horas de ponta. A potência contratada corresponde ao valor máximo de um conceito de energia ativa média registada em qualquer período temporal de 15 minutos nos últimos 12 meses e permite recuperar os custos com os troços periféricos da rede mais próximos dos clientes<sup>7</sup>. Em contrapartida, a potência em horas de ponta determina uma potência média medida durante as horas de ponta e é utilizada para recuperar os custos com os troços comuns da rede mais afastados dos clientes individuais<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> O Decreto-Lei n.º 15/2022, foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que alterou o modelo de financiamento da tarifa social.

<sup>7</sup> Para os consumidores em BTN a potência contratada corresponde ao valor máximo de potência permitida pelo disjuntor do quadro elétrico (ou limitador de potência do contador).

<sup>8</sup> No caso dos consumidores em BTN, aos quais não é aplicada a potência em horas de ponta como variável de faturação, o valor correspondente é convertido para os preços da energia ativa e potência contratada.

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
<b>Valor fixo</b>					
Termo tarifário fixo	•	•	•	•	• *
<b>Potência</b>					
Potência contratada	•	•	•	•	• *
Potência em horas de ponta	•	•	•	•	
<b>Energia ativa</b>					
Preços diferenciados por trimestre	•	•	•	•	
Estrutura tetra-horária	•	•	•	•	
Estrutura tri-horária					•
Estrutura bi-horária					•
Estrutura simples					•
<b>Energia reativa</b>					
Indutiva	•	•	•	•	
Capacitiva	•	•	•	•	

\* O termo de potência contratada, em BTN, é faturado por escalões de consumo, em EUR/dia. Como as unidades do termo tarifário fixo são idênticas, o termo fixo e o de potência contratada são faturados em conjunto.

Legenda: MAT – muito alta tensão, AT – alta tensão, MT – média tensão, BTE – baixa tensão especial, BTN – baixa tensão normal.

As variáveis de faturação relacionadas com a **energia ativa** aplicam preços por consumo de energia elétrica de acordo com um desenho do tipo «Time-of-Use». Neste tipo de desenho são definidos diferentes preços para diferentes horas do dia, distinguindo horas de ponta, horas cheias e horas de vazio. Como em Portugal ainda se procede a uma subdivisão das horas de vazio em vazio normal e super vazio, trata-se de um enquadramento com estrutura tetra-horária, dado que ao longo de um dia existem até quatro preços para a energia ativa. É de referir que a localização dos quatro períodos tarifários pode ainda variar pelo tipo de dia da semana, diferenciando os dias úteis dos sábados e dos domingos, podendo ainda dividir o ano em hora legal de inverno e verão, ou em épocas mensais. O Quadro 2-1 ilustra que aos clientes em BTN não é aplicada uma estrutura tetra-horária, existindo a hipótese de optar entre opções tarifárias tri-horárias, bi-horárias ou simples<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Estas três opções estão disponíveis para clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA. Para consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA a aplicação de uma estrutura tri-horária é obrigatória.

As variáveis de faturação para a **energia reativa** distinguem a energia reativa indutiva da capacitiva. A energia reativa indutiva é uma variável que deve ser utilizada na faturação do uso das redes nos períodos de fora de vazio, na medida em que a sua compensação por parte do consumidor possibilita a diminuição dos custos globais do sistema elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. Relativamente à energia reativa capacitiva, a sua compensação por parte dos consumidores pode ser desejável nos períodos de vazio, na medida em que pode evitar sobretensões nos pontos de entrega.

Os preços das variáveis de faturação são definidos em:

- Preço do termo tarifário fixo, definido em euros por dia.
- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por dia<sup>10</sup>.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido em euros por kvarh.

## 2.5 RELAÇÃO ENTRE AS TARIFAS E OS CUSTOS

Para garantir a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente do sistema elétrico as variáveis de faturação devem ser as mais adequadas para traduzir os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados de forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais/incrementais de fornecimento de energia elétrica, de modo a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema elétrico. A adoção de preços refletindo os custos marginais/incrementais contribui ainda para a redução de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afetação ótima de recursos e permitindo aumentar a eficiência económica do sistema elétrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal/incremental. Caso se verifique esta igualdade, cada

---

<sup>10</sup> Para os consumidores em BTN, e sendo a potência contratada classificada por um total de 13 escalões (de 1,15 até 41,4 kVA), o preço é publicado para cada escalão de potência contratada na unidade de euros por dia.

consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica.

Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O ótimo social coincide com o ótimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem-estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o ótimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflita todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do setor<sup>11</sup>, bastaria permitir que recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsidação cruzada entre grupos de clientes e se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia elétrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais de preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respetivas regras de medição para a faturação de cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais/incrementais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento no tempo e da localização geográfica do consumo. Na determinação de cada um destes custos para cada uma das atividades, diversas metodologias podem ser adotadas.

A estrutura tarifária é constituída pelas variáveis físicas de cada tarifa por atividade ou serviço regulado, pelos custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis e pela correspondente estrutura de preços das várias tarifas que se obtêm por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais.

---

<sup>11</sup> Entre outros, artigos 205.º, 207.º e 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

## DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS/INCREMENTAIS

Os preços das tarifas devem basear-se nos custos marginais ou incrementais. Os custos marginais da tarifa de energia são dados pelos preços do mercado organizado que, no pressuposto de um funcionamento adequado, devem refletir estes custos. Os custos incrementais das redes são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. O cálculo do custo incremental consiste no quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de custos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efetuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não por custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita.

## O CONCEITO DE ESCALAMENTO

Se os custos marginais ou incrementais dos diversos serviços regulados permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos a proporcionar em cada atividade, então o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa deverá ser igual ao respetivo custo marginal/incremental.

Se esta igualdade não se verificar, que é o caso das atividades de redes que são monopólios naturais, os preços associados às diversas variáveis de faturação de cada tarifa devem ser corrigidos por fatores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados para proporcionar os proveitos permitidos em cada atividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve refletir a estrutura dos custos marginais/incrementais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de energia elétrica em cada uma das atividades, assegurando igualmente a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT).

A escolha do método de escalamento deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura/preço. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais/incrementais de uma

tarifa são multiplicados pelo mesmo fator<sup>12</sup>, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) preserva o rácio entre os preços, que coincide com as relações entre os custos marginais/incrementais; (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente; e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

#### **AS TARIFAS DE USO DAS REDES DE TRANSPORTE E DE DISTRIBUIÇÃO**

As tarifas de Uso das Redes são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia ativa por período horário e de energia reativa.

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso das Redes são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, considerados na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas. A aplicação destes preços de energia está relacionada com a recuperação dos custos dos investimentos justificados pela redução de perdas atuais e futuras.

De acordo com a metodologia de cálculo das tarifas de Uso das Redes vigente no RT os preços de potência contratada e em horas de ponta baseiam-se nos custos incrementais da potência contratada e nos custos incrementais da potência em horas de ponta nas redes.

Os preços das tarifas de uso das redes de energia elétrica devem basear-se nos custos incrementais de capacidade das redes. Os custos incrementais de capacidade das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica refletem os custos adicionais causados pelos acréscimos de procura nestas redes, transmitindo aos utilizadores o custo adicional de cada unidade de energia que transita nas redes.

Os custos incrementais das redes podem ser calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. Assim sendo, designam-se por custos incrementais e não marginais

---

<sup>12</sup> De forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade regulada aplica-se um fator multiplicativo distinto para cada atividade. No entanto, dentro de cada atividade regulada, o fator multiplicativo é único.

porque são determinados através de uma relação entre dois acréscimos e não através do cálculo da derivada da grandeza custo total em relação à procura satisfeita.

Formalmente tem-se:

$$Cl_{r,n}^P = \left[ \sum_{t=1}^{T-1} \frac{\Delta I_{r,n,t}^P}{(1+i)^t} \right] \cdot \left[ \sum_{t=0}^T \frac{\Delta P_{r,n,t}}{(1+i)^t} \right]^{-1}$$

Em que:

- $Cl_{r,n}^P$  Custo incremental de longo prazo da potência  $P$  para a rede  $r$  no nível de tensão  $n$
- $\Delta I_{r,n,t}^P$  Investimento anualizado e acréscimo de custos de operação e manutenção nas redes, para satisfazer o acréscimo da potência  $P$  para a rede  $r$  no nível de tensão  $n$  durante o ano  $t$
- $\Delta P_{r,n,t}$  Acréscimo da potência  $P$  para a rede  $r$  no nível de tensão  $n$  durante o ano  $t$
- $P$  Potência contratada ou Potência em horas de ponta
- $r$  Rede de Transporte ou Rede de Distribuição
- $n$  Nível de tensão, nomeadamente da Rede de Transporte (MAT ou AT) ou da Rede de Distribuição (AT, MT ou BT)
- $t$  Ano considerado
- $T$  Número total de anos considerados
- $i$  Taxa de atualização

Os custos incrementais de potência contratada devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado do acréscimo de potência contratada no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de potência em horas de ponta devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respetivos custos de operação e manutenção, pelo valor atualizado do acréscimo de procura em horas de ponta no mesmo período.

## 2.6 OUTRAS TARIFAS E PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

Desde 2011 existe um regime específico para a mobilidade elétrica, com a publicação de **tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica**<sup>13</sup>. A estrutura destas tarifas apresenta apenas termos de energia ativa e opções bi-horária e tri-horária.<sup>14</sup> Adicionalmente são ainda publicadas as **tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica** nas Regiões Autónomas, dada a ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado liberalizado. Desde maio de 2021 são ainda aplicadas as tarifas da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (tarifas EGME), cuja aprovação é realizada ao abrigo do Regulamento para a Mobilidade Elétrica, em processo autónomo. O regime jurídico da mobilidade elétrica foi recentemente revisto, através da publicação do Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, sendo estabelecido um regime transitório, até 31 de dezembro de 2026, após o qual cessa a gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica pela EGME e, consequentemente, a aplicação das tarifas EGME. As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos, bem como as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM, continuam a ser aplicáveis durante o regime transitório e apenas aos fornecimentos dos comercializadores de energia para a mobilidade elétrica (CEME) em pontos de carregamento que se mantenham integrados na rede da mobilidade elétrica.

Desde 2020 publicam-se também **tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da rede de serviço público** (RESP)<sup>15</sup>. Estas tarifas caracterizam-se pelo facto de descontarem parcialmente as tarifas de Uso das Redes de transporte e distribuição em função do impacto que o autoconsumo tem na utilização da rede. Complementarmente, as tarifas podem ainda beneficiar de isenções específicas nos CIEG, dependendo do quadro legal em vigor no momento.

Desde 2022 publicam-se **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento**. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente),

---

<sup>13</sup> Ver secção 3.3.

<sup>14</sup> Comparativamente com as tarifas de acesso às redes aplicáveis a clientes finais, as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica variabilizam o preço da potência contratada de forma a integrar um valor equivalente nos termos de energia ativa. Esta opção assegura que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos.

<sup>15</sup> Ver secção 3.2.

garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de Uso das Redes (transporte e distribuição). Com a revisão do RT em 2023, em algumas situações específicas as instalações de armazenamento beneficiam de uma isenção total das tarifas de Acesso às Redes<sup>16</sup>.

Com a decisão da Comissão Europeia, de 24 de abril de 2025, no âmbito do regime de auxílio de Estado, passou a produzir efeitos a medida associada às **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo** [Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente]. O «Estatuto do Cliente Eletrointensivo» pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos. Estas tarifas de Acesso às Redes distinguem-se das tarifas aplicadas a outras instalações de consumo pela inclusão de uma redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG repercutidos na tarifa de Uso Global do Sistema<sup>17</sup>. Adicionalmente são publicadas as tarifas de Venda Clientes Finais, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo.

Por último, importa referir sumariamente os **preços de serviços regulados** cuja aprovação está prevista em cinco documentos legais. Primeiro, o Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás, que prevê a fixação anual dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, os preços de interrupção e restabelecimento remotos, a quantia mínima a pagar em caso de mora, os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais, os preços de leitura extraordinária e o preço para a realização de estimativa de custos de ligação à rede de produtores de energia renovável, aplicável em Portugal continental. Segundo, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, que prevê a fixação anual dos preços de operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, e de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes. Terceiro, o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica, que prevê a fixação anual do preço para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo e dos preços de aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição de equipamentos de medição inteligentes em instalações de armazenamento e de produção participantes em autoconsumo. Quarto, o Regulamento relativo à Apropriação Indevida de

---

<sup>16</sup> Veja-se o ponto 2.5.1 do [Relatório de Reformulação do Regulamento Tarifário](#) da Consulta Pública da ERSE n.º 113.

<sup>17</sup> Nos termos do n.º 2 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, estes clientes beneficiam de uma redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos CIEG previstos, que incidem sobre a tarifa de uso global do sistema, na componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP, não podendo tal redução pressupor um pagamento do encargo em valor inferior a 0,5 EUR/MWh.

Energia que estabelece os preços de deteção e tratamento de anomalias. Quinto, o RT, que estabelece o preço relativo à mudança de comercializador e de agregador a suportar pelo comercializador ou agregador que angaria um novo cliente, o preço da parcela fixa das tarifas de referência na aquisição supletiva a produtores em regime especial e a autoconsumidores e, ainda, os preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio.

### 3 TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA

As tarifas por atividade regulada dividem-se em tarifas de Acesso às Redes, tarifa de Energia e tarifas de Comercialização. Por sua vez, a tarifa de Acesso às Redes inclui a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição.

#### 3.1 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

##### 3.1.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário estabelece a **tarifa de Uso Global do Sistema (tarifa UGS)**. A tarifa UGS é aplicada em dois referenciais distintos, designadamente a tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

##### TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A **tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte (tarifa UGS do ORT)**, ao operador da rede de distribuição em MT e AT, é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II). Esta tarifa não se aplica aos consumidores finais.

A parcela I da tarifa UGS do ORT está associada aos custos com a gestão do sistema<sup>18</sup>, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa UGS do ORT deve recuperar os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG). Estes custos incluem o diferencial de custo do agente comercial relativo às centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos com mecanismos de capacidade e o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA). A estrutura de preços da parcela II da tarifa UGS do ORT é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

---

<sup>18</sup> Na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113, que incluiu a reformulação do RT, esta parcela passou a incluir igualmente os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência, que anteriormente eram recuperados na parcela II.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (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 Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). O quadro seguinte sintetiza a forma de repercussão dos custos identificados acima nas duas parcelas da tarifa.

**Quadro 3-1 - Custos a recuperar na tarifa UGS do ORT**

Custo	Critério de repercussão
<b>Parcela I</b>	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
<b>Parcela II</b>	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT	
Outros custos <sup>19</sup>	
CMEC	Através de transferência mensal entre os dois operadores

#### TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A **tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição (tarifa UGS dos ORD)**, às entregas a clientes finais nos mercados liberalizado e regulado, é composta por duas componentes, tal como a tarifa UGS do ORT. Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa UGS do ORT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa UGS dos ORD são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores dos consumidores finais.

<sup>19</sup> Custos com a Concessionária da Zona Piloto.

A parcela I da tarifa UGS dos ORD apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera quase exclusivamente o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa UGS do ORT relativa aos custos com a gestão do sistema<sup>20</sup>.

A parcela II da tarifa UGS dos ORD recupera os CIEG. Estes custos incluem: o diferencial de custo com a produção com remuneração garantida (PRG)<sup>21</sup>, o diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos CAE, os encargos decorrentes dos CMEC, os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional e as RA, os custos de sustentabilidade<sup>22</sup>, os encargos com a remuneração dos terrenos de domínio público hídrico, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) e outros custos. A parcela II também integra eventuais medidas de contenção tarifária, ao nível do ORT e dos ORD, que reduzem o montante de CIEG a recuperar na parcela II da tarifa UGS dos ORD. O quadro seguinte resume a forma de repercussão dos custos identificados acima nas duas parcelas da tarifa.

---

<sup>20</sup> Adicionalmente, a partir das Tarifas de 2024, a parcela I da tarifa UGS a aplicar pelos ORD recupera ainda o diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (PREAC), o ajustamento de faturação com a extinta tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador e os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência.

<sup>21</sup> 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 renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração». Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio (revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022), e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do referido Decreto-Lei n.º 90/2006.

<sup>22</sup> 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 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS dos ORD

Custo	Critério de repercussão
<b>Parcela I</b>	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário
<b>Parcela II</b>	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , em <u>potência contratada</u> e em <u>potência em horas de ponta</u> .
Diferencial de custo RA	
Mecanismos de capacidade	
Diferencial de custo PRG	
Custos de sustentabilidade	A repercussão por variável de faturação e por níveis de tensão e tipo de fornecimento decorre da metodologia de cálculo que se descreve na parte final deste ponto 3.1.1.
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Medidas de contenção tarifária ao nível do ORT e ORD	
Outros custos <sup>23</sup>	
CMEC	Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes.

No cálculo dos proveitos permitidos para 2026, foram incorporadas as medidas de contenção tarifária consignadas por lei ao sistema elétrico nacional (SEN), incluindo as que constam do Despacho conjunto do Gabinete do Ministro de Estado e das Finanças e do Gabinete da Ministra do Ambiente e Energia n.º 13622/2025<sup>24</sup>, que afeta receita à redução do défice tarifário do SEN. O referido despacho elenca três categorias de receita a deduzir aos CIEG a repercutir na tarifa de UGS de 2026, designadamente: i) a estimativa da receita a obter em 2025 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 11 351 458,40 euros, a afetar à redução do défice tarifário do SEN; ii) 60% da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2026, a deduzir à tarifa de Uso Global do SEN; e iii) o produto estimado, à data, da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) no ano de 2025, no valor de 29 510 000,00 euros, à cobertura de encargos decorrentes da realização do objetivo da redução da dívida tarifária do SEN.

<sup>23</sup> Custos com a Concessionária da Zona Piloto, custos com a aditividade tarifária e ajustamentos.

<sup>24</sup> [Despacho n.º 13622/2025](#), de 18 de novembro, que afeta receita à redução do défice tarifário do Sistema Elétrico Nacional.

## METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DOS CIEG RECUPERADOS NA PARCELA II DA TARIFA UGS DOS ORD

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, a repercussão dos CIEG recuperados na parcela II da tarifa UGS dos ORD é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas [art.º 208.º, n.º 5]. Ainda assim, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento [art.º 208.º, n.º 6].

Até à revisão do RT, aprovada na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113<sup>25</sup>, a repercussão dos CIEG seguiu o disposto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente<sup>26</sup>, que estabelecia os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às atividades do SEN.

A partir do ano 2024, a alocação dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS (UGS2) dos ORD decorrerá da metodologia de cálculo estabelecida no artigo 182.º do RT. Os preços da parcela II da tarifa UGS dos ORD devem ser calculados através da seguinte fórmula:

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

em que:

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

<sup>25</sup> Consulta Pública da ERSE n.º 113, referente à Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

<sup>26</sup> Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro ([versão consolidada](#)).

Os números 2 e 3 do artigo 182.º estabelecem os valores que os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação devem assumir, respetivamente, na ausência de situações que possam comprometer a estabilidade tarifária ou distorcer a estrutura tarifária. Nos termos do n.º 2, os coeficientes de estrutura tarifária  $e_{i,j,t}$  resultam da soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte, das tarifas de Uso das Redes de Distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Nos termos do n.º 3, os coeficientes de alocação  $a_{i,t}$  assumem valores unitários. Estes coeficientes, aplicáveis ao ano 2026, e designados em diante por coeficientes padrão em 2026, encontram-se apresentados no Quadro 3-3.

**Quadro 3-3 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2026, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 182.º (coeficientes padrão em 2026)**

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação	
	Potência <sup>26</sup> EUR/(kW.ano)		Energia ativa <sup>27</sup> EUR/kWh					
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio		
MAT	23,987	1,835	0,0018	0,0017	0,0017	0,0016	1,000	
AT	50,772	1,289	0,0031	0,0029	0,0026	0,0023	1,000	
MT	82,900	7,510	0,0059	0,0053	0,0043	0,0038	1,000	
BTE	188,149	9,311	0,0118	0,0105	0,0085	0,0070	1,000	
BTN>		12,147	0,1316	0,0281	0,0080		1,000	
BTN< Tri-horário		12,147	0,1244	0,0209	0,0080		1,000	
BTN< Bi-horário		12,147	0,0424		0,0080		1,000	
BTN< Simples		12,147	0,0308				1,000	

Em complemento, o número 4 do artigo 182.º estabelece que, por motivos de estabilidade tarifária e não distorção da estrutura tarifária, a ERSE pode determinar, de forma justificada, valores diferentes para os coeficientes de estrutura tarifária  $e_{i,j,t}$  e os coeficientes de alocação  $a_{i,t}$ .

Caso fossem aplicados, nas tarifas de 2026, os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação previstos nos números 2 e 3 do artigo 182.º, a pressão tarifária nos fornecimentos em BTN seria maior, aumentando ainda mais o diferencial entre as variações tarifárias por nível de fornecimento. Nas tarifas de 2026, mesmo sem adotar os coeficientes padrão na UGS2, os clientes em BTN já registam a maior variação tarifária, tanto em termos relativos, como também em termos absolutos<sup>27</sup>.

<sup>27</sup> Por variação em termos absolutos deve-se entender a variação em preço médio, medido em euros por MWh.

Assim, nas tarifas para o ano 2026, os coeficientes de alocação dos CIEG repercutidos na parcela II da tarifa UGS, procuraram mitigar as variações tarifárias em BTN face ao ano 2025. De referir que nas tarifas do ano 2025 a alocação da UGS2 foi realizada com uma combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, permitindo assim respeitar o objetivo de estabilidade tarifária nos fornecimentos em BTN. Devido à pressão tarifária estimada para os preços da tarifa de Acesso às Redes, em particular devido ao crescimento das tarifas de Uso das Redes de Distribuição, a presente decisão aumenta ligeiramente a percentagem do Sinal das Redes na alocação da UGS2, face ao valor utilizado nas tarifas de 2025, passando para uma combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes com pesos de 11% e 89%, respetivamente.

Nas tarifas para 2026, a alocação do valor da UGS2 em 100% de acordo com a energia ativa resultaria num valor uniforme de 25,70 EUR/MWh nos vários níveis de fornecimento. A alocação do valor da UGS2 unicamente de acordo com o Sinal das Redes, resultaria em valores crescentes, em EUR/MWh, de MAT até BTN. A distribuição do valor de UGS2, separadamente com cada um destes critérios de alocação, encontra-se no Quadro 3-4.

**Quadro 3-4 - Chaves de alocação baseados na energia e no Sinal das Redes, em EUR/MWh**

	Energia	Sinal das Redes
	EUR/MWh	EUR/MWh
MAT	25,70	3,41
AT	25,70	6,62
MT	25,70	15,18
BTE	25,70	32,81
BTN>	25,70	42,09
BTN<	25,70	41,98
<b>TOTAL</b>	<b>25,70</b>	<b>25,70</b>

Nota: Valores em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. A alocação pela Energia, distribui o valor de UGS2 com um valor uniforme em EUR/MWh. A alocação pelo Sinal das Redes, distribui o valor de UGS2 de acordo com os coeficientes padrão indicados no Quadro 3-3.

Em resultado da combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 11% e 89%, respetivamente, os valores dos coeficientes de estrutura tarifária e de alocação adotados nas tarifas do ano 2026 encontram-se no Quadro 3-5. Estes valores distinguem-se dos coeficientes padrão no Quadro 3-3 por limitarem os coeficientes de estrutura tarifária na potência em horas de ponta a 3% do valor

padrão<sup>28</sup>, por limitarem os coeficientes de estrutura tarifária na potência contratada a 51% do valor padrão<sup>29</sup> e por aplicarem coeficientes de alocação diferentes da unidade nos fornecimentos de MAT até  $BTN <$ <sup>30</sup>.

Quadro 3-5 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação nas tarifas do ano 2026

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação	
	Potência <sup>28</sup> EUR/(kW.ano)		Energia ativa <sup>29</sup> EUR/kWh					
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio		
MAT	0,720	0,936	0,0018	0,0017	0,0017	0,0016	2,439	
AT	1,523	0,657	0,0031	0,0029	0,0026	0,0023	2,442	
MT	2,487	3,830	0,0059	0,0053	0,0043	0,0038	1,975	
BTE	5,644	4,749	0,0118	0,0105	0,0085	0,0070	1,948	
BTN>		6,195	0,1316	0,0281		0,0080	0,712	
BTN< Tri-horário		6,195	0,1244	0,0209		0,0080	0,797	
BTN< Bi-horário		6,195		0,0424		0,0080	0,797	
BTN< Simples		6,195			0,0308		0,797	

O produto dos coeficientes de estrutura tarifária com os coeficientes de alocação, ambos indicados no Quadro 3-5, e por sua vez multiplicado pelo fator multiplicativo de 1,217, que assegura a recuperação dos proveitos, resulta nos preços de base da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão e opção tarifária, aplicáveis à generalidade dos clientes no SEN. No caso das instalações de consumo com estatuto de cliente eletrointensivo, estas beneficiam de uma isenção tarifária, a aplicar a esses preços. É de referir que o fator multiplicativo já internaliza as isenções aplicáveis a estes clientes, subindo os preços de base da UGS2, nos termos do n.º 7.º do artigo 182.º do RT, de forma a compensar a perda de receita por existência das isenções tarifárias. Dito de outra forma, na ausência das isenções tarifárias referidas, o fator multiplicativo resultante seria mais baixo, e com isso resultariam preços de base mais baixos na UGS2.

Por fim, o Quadro 3-6 apresenta a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em milhões de euros. O quadro considera a

<sup>28</sup> Em Tarifas de 2025, a repercussão desta variável era de 0%. A opção de aumentar o parâmetro gradualmente evita aumentos expressivos no preço de potência em horas de ponta na tarifa de Acesso às Redes.

<sup>29</sup> Em Tarifas de 2025, a repercussão desta variável era de 49%. A opção de aumentar o parâmetro gradualmente evita aumentos expressivos no preço de potência contratada na tarifa de Acesso às Redes, e mitiga o risco de observar que esse preço nas tarifas de Venda a Clientes Finais seja inferior ao respetivo preço da tarifa de Acesso às Redes.

<sup>30</sup> Os coeficientes de alocação apresentados são os que permitem implementar uma alocação da parcela II da tarifa UGS com base numa combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 11% e 89%, respetivamente.

desagregação decorrente do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, que agrupa como diferencial de custo PRG os dois diferenciais de custo PRE estabelecidos anteriormente<sup>31</sup>, e reflete o fim dos encargos correspondentes às medidas de estabilidade, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto. É de referir que os valores apresentados refletem os valores estimados para o SEN, e incorporam a estimativa de isenções na UGS2 de que beneficiam as instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (avaliada em 49,61 milhões de euros), cujo efeito é repercutido nos restantes clientes do SEN<sup>32</sup>.

**Quadro 3-6 - 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	6,9	24,9	245,5	112,5	794,5	83,8	710,7	1 184,4
CMEC	0,6	1,1	11,3	4,0	67,8	4,3	63,6	84,8
Diferencial de custo dos CAE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1
Diferencial de custo das RA	1,2	4,2	41,5	19,0	134,2	14,2	120,1	200,1
Terrenos das centrais	0,1	0,2	2,3	1,0	7,4	0,8	6,6	11,0
Custos com mecanismos de capacidade	0,3	1,2	4,8	2,1	15,8	1,6	14,2	24,2
Medidas de sustentabilidade de mercados	0,4	1,6	15,4	7,1	49,9	5,3	44,7	74,4
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,2	0,7	7,0	3,2	22,8	2,4	20,4	34,0
Medidas de contenção tarifária	-2,2	-7,8	-77,1	-35,3	-249,6	-26,3	-223,3	-372,1
<b>TOTAL</b>	<b>7,5</b>	<b>26,1</b>	<b>250,7</b>	<b>113,7</b>	<b>843,1</b>	<b>86,0</b>	<b>757,0</b>	<b>1 241,1</b>

Por fim, a informação acerca da repartição dos CIEG, apresentada em milhões de euros no Quadro 3-6, é ainda apresentada em preço médio (EUR/MWh), no Quadro 3-7. De notar que o valor médio global dos CIEG na parcela II da tarifa UGS (25,70 EUR/MWh) corresponde ao referido anteriormente e apresentado no Quadro 3-4.

<sup>31</sup> Ver nota de rodapé 21.

<sup>32</sup> No caso particular dos custos com mecanismos de capacidade, aos quais não se aplicam isenções tarifárias, conforme o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, a sua distribuição por nível de fornecimento reflete a estrutura de preços do valor de base (sem isenções) da parcela II da tarifa UGS.

**Quadro 3-7 - 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	2,53	3,53	16,47	32,96	39,40	40,83	39,24	24,53
CMEC	0,22	0,15	0,76	1,18	3,36	2,09	3,51	1,76
Diferencial de custo dos CAE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diferencial de custo das RA	0,43	0,60	2,78	5,57	6,66	6,90	6,63	4,14
Terrenos das centrais	0,02	0,03	0,15	0,31	0,37	0,38	0,37	0,23
Custos com mecanismos de capacidade	0,11	0,17	0,32	0,63	0,78	0,79	0,78	0,50
Medidas de sustentabilidade de mercados	0,16	0,22	1,04	2,07	2,48	2,57	2,47	1,54
Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto e ajustamentos faturação UGS2)	0,07	0,10	0,47	0,94	1,13	1,17	1,12	0,70
Medidas de contenção tarifária	-0,80	-1,11	-5,18	-10,36	-12,38	-12,83	-12,33	-7,71
<b>TOTAL</b>	<b>2,76</b>	<b>3,69</b>	<b>16,82</b>	<b>33,31</b>	<b>41,81</b>	<b>41,90</b>	<b>41,80</b>	<b>25,70</b>

### 3.1.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as **tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT** pelas entregas da RNT, devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica <sup>33</sup>.

Adicionalmente existem 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, que 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, adicionados 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.

Deste modo, as tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

- Tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e AT a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.

<sup>33</sup> As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND foram eliminadas, a partir de 1 janeiro de 2022, de acordo com o RT.

- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as entregas em AT, MT e BT.

A legislação consagra também o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional, pelo que a tarifa de Uso da Rede de Transporte é igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo.

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por dia.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definidos em euros por kvarh.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir. Na secção 2.5 é apresentado o racional para a escolha de cada uma destas variáveis de faturação, assim como a definição de cada uma destas.

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Tratando-se 2026 do primeiro ano do novo período de regulação, apresenta-se neste capítulo o cálculo de novos custos incrementais da rede de transporte, visando a alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de transporte que vigorou no anterior período.

### 3.1.2.1 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um grande volume de dados, históricos e previsionais, bem como a assunção de diversos pressupostos. No presente estudo discutem-se os pressupostos adotados pela ERSE, que implicam alterações na estrutura dos custos incrementais da rede de transporte e, consequentemente, na estrutura das tarifas de uso das redes.

## INVESTIMENTOS

As séries temporais dos investimentos e da procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores reais, entre 2004 e 2024, bem como valores estimados, de 2025, e previsionais, de 2026 a 2029. Os investimentos apresentados têm como fonte informação submetida pela REN<sup>34</sup>, que inclui informação dos investimentos realizados e concluídos, ou previstos concluir, em cada ano, obra a obra. Para o presente estudo utiliza-se a informação relativa ao investimento total das obras concluídas, ou previstas concluir, em cada ano, incluindo encargos de gestão e estrutura e encargos financeiros.

Dos investimentos apresentados pela REN foi recolhida informação relativa aos seguintes investimentos:

- a) Ligação a centros produtores, que inclui a ligação a grandes centros produtores e a ligação a produtores em regime especial;
- b) Reforço da capacidade de interligação;
- c) Reforço interno da RNT;
- d) Ligação à distribuição vinculada;
- e) Clientes e modificações para terceiros;
- f) *Uprating* de linhas;
- g) Compensação de energia reativa.

Os investimentos não específicos, bem como os investimentos diversos foram igualmente considerados, tendo sido alocados proporcionalmente às rubricas dos investimentos específicos. Importa clarificar que os investimentos não específicos incluem edifícios, equipamento de transporte, ferramentas e utensílios, equipamento administrativo (nomeadamente equipamento informático) e outro imobilizado corpóreo. Os investimentos diversos incluem investimentos sob a designação «resiliência e adaptação às alterações climáticas», obras de promotores transferidas para a REN após construção, obras encerradas, estudos, telecomunicações de segurança, projetos de investigação e promoção da qualidade ambiental.

---

<sup>34</sup> Norma 13 – TEE - Valores de investimento previsto, investimentos realizados e obras concluídas (até 2014), Norma 2 – Quadro 23 - Obras concluídas na atividade de Transporte de Energia Elétrica (2015 a 2017), Quadro N2-21 – TEE - Obras concluídas por ano na atividade de Transporte de Energia Elétrica (2018 a 2021), Quadro N2-28 – TEE – Obras concluídas por ano na atividade de Transporte de Energia Elétrica (2022 a 2024) e Quadro N2-19-REN – Obras a concluir em 2025-2029 na atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Por outro lado, os investimentos classificados como remodelações e substituição de equipamentos não foram considerados, uma vez que a metodologia adotada pressupõe que apenas se considerem os investimentos que são induzidos pela expectativa de acréscimos de procura.

Para cada uma das áreas de investimento referidas, foi realizada uma classificação dos investimentos, analisando a informação obra a obra. Os investimentos foram classificados em linhas, subestações e postos de corte. A informação relacionada com as subestações foi ainda desagregada em: (i) instalação inicial; (ii) painéis; (iii) autotransformadores; (iv) transformadores; (v) sistemas de comando e proteção e (vi) outros. Esta classificação dos investimentos, considerando a diversidade e dimensão dos dados, representou uma tarefa de alguma complexidade.

Os valores de investimento pelas rubricas referidas constam no Quadro 3-8, a preços constantes de 2025.

Quadro 3-8 - Investimento específico por tipologia na rede de transporte de energia elétrica

	Unidade: milhares de euros (continua)								
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produção	50 943	11 669	6 676	43 535	120 545	110 390	175 128	103 087	86 676
LINHAS	24 845	3 921	0	6 586	23 802	52 009	88 445	66 787	83 431
SUBESTAÇÕES	1 581	7 749	6 521	36 949	96 743	58 381	86 683	36 300	3 245
Instalação inicial	0	0	0	18 114	38 280	23 818	51 684	574	0
Painéis	1 581	7 749	4 499	5 016	20 170	30 344	11 239	13 715	2 233
Autotransformadores	0	0	0	8 524	15 604	133	0	5 665	0
Transformadores	0	0	0	5 295	14	3 185	9 531	15 880	0
Outros	0	0	2 022	0	22 675	902	14 230	466	1 012
POSTOS DE CORTE	24 518	0	155	0	0	0	0	0	0
Reforço da capacidade de interligação	21 279	288	30	25 822	37 173	32 695	75 581	18 055	2 163
LINHAS	19 477	288	30	1 162	35 892	3 211	43 355	14 602	2 163
SUBESTAÇÕES	0	0	0	24 660	1 280	29 483	32 226	3 453	0
Instalação inicial	0	0	0	24 660	515	24 481	368	707	0
Painéis	0	0	0	0	765	5 003	6 164	2 746	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	25 668	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	26	0	0
POSTOS DE CORTE	1 802	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	84 203	75 529	148 528	114 658	15 238	57 549	76 766	194 405	14 924
LINHAS	61 591	66 553	104 458	62 092	1 935	3 609	18 519	73 702	4 509
SUBESTAÇÕES	22 612	8 976	44 069	52 566	13 302	41 241	37 762	120 858	10 415
Instalação inicial	0	0	0	40 575	3 283	427	74	11	0
Painéis	21 917	8 685	41 665	993	9	6 842	4 415	830	3 060
Autotransformadores	117	0	2 405	10 998	10 011	33 972	621	50 558	0
Transformadores	185	39	0	0	0	0	0	0	0
Sistemas de Comando e Proteções	0	252	0	0	0	0	0	0	0
Outros	393	0	0	0	0	0	32 651	69 459	7 355
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	12 699	20 485	-155	0
Ligação à distribuição vinculada	40 379	31 370	117 331	81 478	102 549	173 807	20 492	150 562	132 441
LINHAS	11 643	7 328	4 378	517	9 571	95 401	2 144	36 988	72 421
SUBESTAÇÕES	28 736	24 042	112 953	80 961	92 978	78 334	18 348	113 574	60 021
Instalação inicial	11 757	1 593	67 602	41 661	41 107	22 747	914	40 677	21 535
Painéis	5 955	2 489	7 097	14 772	3 963	4 408	3 841	10 244	11 460
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	12	10	0
Transformadores	10 210	19 961	37 480	24 419	47 907	48 001	13 576	27 217	24 821
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	814	0	774	108	2	3 177	6	35 425	2 206
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	73	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	54	0	681	113	0	2 199	22	34	3 348
LINHAS	54	0	681	113	0	0	22	-22	3 348
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	2 199	1	57	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	2 199	1	57	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	14 584	59 835	32 707	39 336	14 408	28 260	10 783	2 719	2 784
Compensação de energia reativa	4 651	775	7 840	3 407	2 326	4 529	9 204	14 673	0
Total	216 094	179 466	313 793	308 349	292 237	409 430	367 976	483 536	242 337

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Tarifas por atividade regulada

	(cont.)									Unidade: milhares de euros	(continua)
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021		
Produção	42 457	82 047	74 911	34 619	21 836	3 922	70 454	5 232	144 137		
LINHAS	39 239	57 456	49 005	28 276	21 301	0	67 130	0	84 171		
SUBESTAÇÕES	3 218	24 591	25 906	6 343	535	3 922	3 323	5 232	59 966		
Instalação inicial	0	12 692	16 277	0	0	0	0	0	49 387		
Painéis	2 898	8 856	3 623	1 996	535	0	3 323	5 232	10 579		
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Transformadores	0	0	6 006	4 346	0	3 922	0	0	0		
Outros	320	3 042	0	0	0	0	0	0	0		
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Reforço da capacidade de interligação	14 035	0	0	0	0	0	0	0	0		
LINHAS	12 590	0	0	0	0	0	0	0	0		
SUBESTAÇÕES	1 445	0	0	0	0	0	0	0	0		
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Painéis	1 445	0	0	0	0	0	0	0	0		
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Outros	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Reforço interno da RNT	68 818	31 462	25 674	80 179	74 717	5 478	0	35 109	54 872		
LINHAS	10 924	2 034	2 430	1 341	44 543	0	0	18 211	28 563		
SUBESTAÇÕES	57 894	29 428	23 245	78 838	30 174	5 478	0	16 898	26 309		
Instalação inicial	36 606	0	0	0	0	0	0	0	21 399		
Painéis	1 537	2 644	2 165	495	0	0	0	2 552	4 909		
Autotransformadores	0	841	0	780	0	5 478	0	0	0		
Transformadores	0	10 522	5 628	2 412	0	0	0	0	0		
Sistemas de Comando e Proteções	0	8 030	14 106	26 860	27 804	0	0	11 278	0		
Outros	19 751	7 391	1 345	48 293	2 370	0	0	3 068	0		
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ligação à distribuição vinculada	112 115	48 229	45 578	20 853	36 403	36 361	23 608	866	28 966		
LINHAS	38 019	16 780	19 873	11 683	0	8 849	2 970	0	0		
SUBESTAÇÕES	74 097	31 449	25 706	9 170	36 403	27 512	20 638	866	28 966		
Instalação inicial	47 398	10 748	19 914	0	21 922	0	0	0	15 733		
Painéis	8 104	9 431	2 110	7 244	640	0	5 375	866	2 073		
Autotransformadores	0	0	0	0	7 316	0	0	0	0		
Transformadores	18 595	3 861	3 681	1 894	6 525	514	15 263	0	11 161		
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	24 181	0	0	0		
Outros	0	7 408	0	32	0	2 817	0	0	0		
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Clientes e modificações para terceiros	0	0	0	0	0	0	3 871	0	0		
LINHAS	0	0	0	0	0	0	0	1 211	0		
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	0	0	2 659	0		
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Painéis	0	0	0	0	0	0	2 659	0	0		
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Uprating de linhas	10 457	677	0	27 609	20 605	6 003	0	0	0		
Compensação de energia reativa	0	8 871	12 601	4 239	3 479	0	0	0	2 219		
Total	247 882	171 286	158 765	167 499	157 042	51 763	97 932	41 207	230 195		

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Tarifas por atividade regulada

(cont.)								
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Produção	10 367	13 606	209 207	115 310	362 976	179 980	174 966	51 946
LINHAS	0	0	97 752	87 328	257 257	133 701	148 560	32 477
SUBESTAÇÕES	10 367	13 606	111 455	27 982	100 298	46 279	26 406	19 469
Instalação inicial	0	0	18 124	0	39 570	0	1 861	12 397
Painéis	10 367	13 606	34 131	15 631	29 651	30 657	20 097	7 072
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	11 597	3 695	29 812	15 621	4 447	0
Outros	0	0	47 604	8 656	1 265	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	5 421	0	0	0
Reforço da capacidade de interligação	0	0	0	72 661	0	0	0	0
LINHAS	0	0	0	46 085	0	0	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	26 576	0	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	26 576	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	3 101	0	422	1 258	33 589	130 569	266 350	101 465
LINHAS	0	0	0	363	0	34 895	131 898	19 773
SUBESTAÇÕES	3 101	0	0	895	33 589	31 959	134 452	81 692
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	75 920	30 652
Painéis	3 101	0	0	0	7 361	0	6 504	11 391
Autotransformadores	0	0	0	0	4 508	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	3 590	11 168	7 023	2 983
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	895	18 129	20 791	45 005	36 666
POSTOS DE CORTE	0	0	422	0	0	63 716	0	0
Ligação à distribuição vinculada	64 095	32 708	0	7 785	36 950	769	68 113	2 880
LINHAS	61 663	16 135	0	6 215	14 541	0	44 460	0
SUBESTAÇÕES	2 432	16 573	0	1 570	22 408	769	23 652	2 880
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	1 745	0	1 570	5 099	769	8 985	0
Autotransformadores	0	0	0	0	9 335	0	0	0
Transformadores	2 432	14 829	0	0	6 072	0	14 668	2 880
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	1 902	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Cientes e modificações para terceiros	0	10 096	2 353	26 458	16 739	139 316	7 711	402 331
LINHAS	0	6 993	0	18 271	5 027	24 627	0	104 324
SUBESTAÇÕES	0	3 103	2 353	8 187	11 712	114 689	7 711	298 007
Instalação inicial	0	0	0	0	0	96 018	1 692	276 906
Painéis	0	3 103	2 353	3 015	11 712	18 671	6 019	21 101
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	0	0	0	449	798	0	5 185	1 128
Compensação de energia reativa	0	0	0	0	0	0	37 251	97 597
Total	77 564	56 410	211 982	223 922	451 052	450 635	559 575	657 348

A série de investimentos inclui para o último quinquénio (2025-2029) os investimentos previstos nos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E) já aprovados, os investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2024, assim como os investimentos autorizados em processos de aprovação autónoma e os investimentos decorrentes de acordos para atribuição de reserva de capacidade.

A série de investimentos apresentada está a preços constantes do ano de 2025, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam do Quadro 3-9.

**Quadro 3-9 - Índice de preços implícitos no PIB**

Ano	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Índice de preços implícito no PIB	2,4%	3,3%	3,2%	3,0%	1,7%	1,1%	0,8%	-0,3%	-0,4%	2,3%	0,7%
Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Índice de preços implícito no PIB	2,0%	1,9%	1,5%	1,9%	1,8%	2,1%	2,0%	5,3%	7,5%	4,8%	4,1%

Fontes: Banco de Portugal, *Deflator da despesa - produto interno bruto - taxa de variação anual*, <https://bpstat.bportugal.pt/serie/12706759>, recolha a 25 de novembro de 2025 (valores entre 2004 e 2024). Conselho de Finanças Públicas, *Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa*, atualização a 17 de novembro de 2025 (estimativa para 2025).

Existe uma parte significativa destes investimentos que não é justificada por acréscimos de consumo. A mais recente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, PDIRT-E 2024, tem como principais drivers de investimento, essencialmente: (i) a modernização de ativos e o reforço das condições de segurança da operação da RNT; (ii) a criação de capacidade na rede para integrar mais produção renovável; e (iii) os reforços na fronteira entre rede de transporte/distribuição para abastecimento de consumos abastecidos pela Rede Nacional de Distribuição (RND)<sup>35</sup>. Considera-se que, no cálculo dos custos incrementais da tarifa de uso da rede de transporte aplicável às entregas a clientes, apenas deverão ser considerados os investimentos que são uma consequência da expectativa de acréscimos de consumo. No Quadro 3-10 apresentam-se os pressupostos

<sup>35</sup> De notar que os investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2024 representam apenas 28% do total de investimentos a realizar no quinquénio 2025-2029 (veja-se Figura 5-2 do [Parecer da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2024](#)).

quanto às percentagens de imputação dos investimentos que resultam da necessidade de alimentar novos consumos, adotadas para o cálculo dos custos incrementais.

**Quadro 3-10 - Percentagens de imputação do investimento específico por tipologia aos acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica**

Tipologia de investimentos	Imputação do investimento ao consumo
Produção	0%
Reforço capacidade interligação	25%
Reforço interno RNT	25%
Ligaçāo à Distribuição	50%
Clientes e ligações para terceiros	100%
Uprating de linhas	25%
Compensação de energia reativa	25%

Dado que as tarifas de uso da rede de transporte são exclusivamente pagas pelo consumo, os investimentos associados a ligações de produtores não são considerados nesta análise, por se entender que não decorrem da necessidade de satisfazer consumos futuros, mas de aspetos de política energética, designadamente das metas estabelecidas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) para a produção de origem renovável<sup>36</sup>.

Em relação ao reforço da capacidade de interligação, ao reforço interno da RNT, ao *uprating* de linhas e à compensação de energia reativa, considera-se que 75% destes investimentos são condicionados por objetivos de política energética, como a integração de mercados, e pelo reforço das condições de segurança da operação da RNT. No PNEC 2030 perspetiva-se um acréscimo significativo de novos consumos, pelo que se considera que os restantes 25% destes investimentos serão justificados por acréscimos de procura.

<sup>36</sup> No PNEC 2030 perspetiva-se um crescimento significativo da potência instalada de origem renovável, na ordem dos 74% até 2030, representado um total de 31 GW instalados, no final desse ano.

No que se refere ao investimento no reforço das ligações à RND, este tem vindo a ser justificado quer pela inversão de fluxos energéticos causada pela produção de origem renovável descentralizada diretamente ligada na RND, quer pelo acréscimo do consumo devido à eletrificação do setor energético e do setor dos transportes, aportando mais consumos ao setor elétrico. Deste modo, assume-se neste cenário base que 50% do investimento é justificado por acréscimos de procura. Esta chave de imputação é idêntica à assumida no período de regulação anterior.

O Quadro 3-11 apresenta o investimento na rede de transporte considerado no cenário base e justificável por acréscimos de consumo.

**Quadro 3-11 - Resumo do investimento imputado a acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica**

	Unidade: milhares de euros (continua)									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Reforço da capacidade de interligação	5 320	72	8	6 455	9 293	8 174	18 895	4 514	541	
LINHAS	4 869	72	8	290	8 973	803	10 839	3 651	541	
SUBESTAÇÕES	0	0	0	6 165	320	7 371	8 057	863	0	
Instalação inicial	0	0	0	6 165	129	6 120	92	177	0	
Painéis	0	0	0	0	191	1 251	1 541	686	0	
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	6 417	0	0	
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	0	0	7	0	0	
POSTOS DE CORTE	451	0	0	0	0	0	0	0	0	
Reforço interno da RNT	21 051	18 882	37 132	28 665	3 809	14 387	19 191	48 601	3 731	
LINHAS	15 398	16 638	26 115	15 523	484	902	4 630	18 426	1 127	
SUBESTAÇÕES	5 653	2 244	11 017	13 142	3 326	10 310	9 440	30 215	2 604	
Instalação inicial	0	0	0	10 144	821	107	19	3	0	
Painéis	5 479	2 171	10 416	248	2	1 711	1 104	207	765	
Autotransformadores	29	0	601	2 749	2 503	8 493	155	12 640	0	
Transformadores	46	10	0	0	0	0	0	0	0	
Sistemas de Comando e Proteções	0	63	0	0	0	0	0	0	0	
Outros (remodelação parque...)	98	0	0	0	0	0	8 163	17 365	1 839	
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	3 175	5 121	-39	0	
Ligação à distribuição vinculada	20 190	15 685	58 665	40 739	51 274	86 904	10 246	75 281	66 221	
LINHAS	5 822	3 664	2 189	259	4 785	47 700	1 072	18 494	36 210	
SUBESTAÇÕES	14 368	12 021	56 477	40 480	46 489	39 167	9 174	56 787	30 010	
Instalação inicial	5 879	796	33 801	20 831	20 553	11 374	457	20 339	10 767	
Painéis	2 977	1 244	3 549	7 386	1 981	2 204	1 920	5 122	5 730	
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	6	5	0	
Transformadores	5 105	9 980	18 740	12 210	23 953	24 001	6 788	13 609	12 410	
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Outros (remodelação parque...)	407	0	387	54	1	1 589	3	17 712	1 103	
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	36	0	0	0	
Clientes e modificações para terceiros	54	0	681	113	0	2 199	22	34	3 348	
LINHAS	54	0	681	113	0	0	22	-22	3 348	
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	2 199	1	57	0	
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Painéis	0	0	0	0	0	2 199	1	57	0	
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Uprating de linhas	3 646	14 959	8 177	9 834	3 602	7 065	2 696	680	696	
Compensação de energia reativa	1 163	194	1 960	852	581	1 132	2 301	3 668	0	
Total	51 423	49 792	106 623	86 658	68 560	119 861	53 352	132 778	74 537	

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Tarifas por atividade regulada

	(cont.)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Unidade: milhares de euros (continua)
Reforço da capacidade de interligação	3 509	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LINHAS	3 147	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBESTAÇÕES	361	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	361	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	17 204	7 866	6 419	20 045	18 679	1 369	0	8 777	13 718	
LINHAS	2 731	509	607	335	11 136	0	0	4 553	7 141	
SUBESTAÇÕES	14 473	7 357	5 811	19 710	7 543	1 369	0	4 225	6 577	
Instalação inicial	9 152	0	0	0	0	0	0	0	5 350	
Painéis	384	661	541	124	0	0	0	638	1 227	
Autotransformadores	0	210	0	195	0	1 369	0	0	0	
Transformadores	0	2 630	1 407	603	0	0	0	0	0	
Sistemas de Comando e Proteções	0	2 007	3 527	6 715	6 951	0	0	2 819	0	
Outros (remodelação parque...)	4 938	1 848	336	12 073	592	0	0	767	0	
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ligação à distribuição vinculada	56 058	24 114	22 789	10 426	18 202	18 180	11 804	433	14 483	
LINHAS	19 009	8 390	9 936	5 841	0	4 425	1 485	0	0	
SUBESTAÇÕES	37 048	15 725	12 853	4 585	18 202	13 756	10 319	433	14 483	
Instalação inicial	23 699	5 374	9 957	0	10 961	0	0	0	7 866	
Painéis	4 052	4 716	1 055	3 622	320	0	2 687	433	1 036	
Autotransformadores	0	0	0	0	3 658	0	0	0	0	
Transformadores	9 298	1 931	1 841	947	3 263	257	7 632	0	5 580	
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	12 090	0	0	0	
Outros (remodelação parque...)	0	3 704	0	16	0	1 408	0	0	0	
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	0	0	0	0	0	0	3 871	0	0	
LINHAS	0	0	0	0	0	0	0	1 211	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	0	2 659	0	0	
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Painéis	0	0	0	0	0	0	2 659	0	0	
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	2 614	169	0	6 902	5 151	1 501	0	0	0	
Compensação de energia reativa	0	2 218	3 150	1 060	870	0	0	0	555	
Total	79 385	34 367	32 358	38 433	42 902	21 050	15 674	9 210	28 756	

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Tarifas por atividade regulada

(cont.)								
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Reforço da capacidade de interligação	0	0	0	18 165	0	0	0	0
LINHAS	0	0	0	11 521	0	0	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	6 644	0	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	6 644	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	775	0	106	315	8 397	32 642	66 587	25 366
LINHAS	0	0	0	91	0	8 724	32 975	4 943
SUBESTAÇÕES	775	0	0	224	8 397	7 990	33 613	20 423
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	18 980	7 663
Painéis	775	0	0	0	1 840	0	1 626	2 848
Autotransformadores	0	0	0	0	1 127	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	898	2 792	1 756	746
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	224	4 532	5 198	11 251	9 166
POSTOS DE CORTE	0	0	106	0	0	15 929	0	0
Ligaçāo à distribuição vinculada	32 047	16 354	0	3 893	18 475	384	34 056	1 440
LINHAS	30 831	8 067	0	3 107	7 271	0	22 230	0
SUBESTAÇÕES	1 216	8 287	0	785	11 204	384	11 826	1 440
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	872	0	785	2 550	384	4 492	0
Autotransformadores	0	0	0	0	4 668	0	0	0
Transformadores	1 216	7 414	0	0	3 036	0	7 334	1 440
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	951	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	0	10 096	2 353	26 458	16 739	139 316	7 711	402 331
LINHAS	0	6 993	0	18 271	5 027	24 627	0	104 324
SUBESTAÇÕES	0	3 103	2 353	8 187	11 712	114 689	7 711	298 007
Instalação inicial	0	0	0	0	0	96 018	1 692	276 906
Painéis	0	3 103	2 353	3 015	11 712	18 671	6 019	21 101
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	0	0	0	112	200	0	1 296	282
Compensação de energia reativa	0	0	0	0	0	0	9 313	24 399
Total	32 823	26 450	2 458	48 943	43 811	172 343	118 964	453 819

## CLASSIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

Tendo identificado os investimentos da rede de transporte, é necessário classificá-los em investimentos associados à rede de MAT, que alimenta os clientes de MAT, mas também todas as redes a jusante, e em investimentos associados à rede de AT. Os investimentos da rede de transporte afetos a MAT deverão ser pagos por todos os consumidores, enquanto os investimentos da rede de transporte afetos a AT deverão apenas ser imputados aos clientes ligados nas redes de distribuição de jusante em AT, MT e BT. Estes investimentos estão relacionados com os ativos de redes utilizados exclusivamente pelos clientes ligados às redes de distribuição, designadamente os relacionados com as subestações MAT/AT.

Adicionalmente, é necessário classificar os investimentos em troços periféricos e troços comuns. Sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos, os investimentos são classificados como troço misto. Tendo em conta as características da rede de transporte, não se considerou nenhuma das rubricas de investimento como exclusivamente de troço periférico, tendo sido classificadas como troço comum ou troço misto.

Os troços comuns são condicionados fundamentalmente pela procura agregada e consequentemente pela potência em horas de ponta, enquanto nos troços mistos a capacidade é condicionada quer pela procura agregada, quer pela procura individual das entregas da rede de transporte, medida pela potência contratada.

A classificação dos investimentos entre troços comuns e troços mistos é observável no Quadro 3-12, onde se considera que os consumidores de MAT devem ser dispensados de pagar os investimentos em subestações classificadas nas ligações à RND.

**Quadro 3-12 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica**

Reforço da capacidade de interligação		
LINHAS	MAT	Troço comum
SUBESTAÇÕES	MAT	Troço comum
POSTOS DE CORTE	MAT	Troço comum
Reforço interno da RNT		
LINHAS	MAT	Troço misto
SUBESTAÇÕES	MAT	Troço comum
POSTOS DE CORTE	MAT	Troço comum
Ligação à distribuição vinculada		
LINHAS	MAT	Troço misto
SUBESTAÇÕES	AT	Troço misto
POSTOS DE CORTE	MAT	Troço misto
Clientes e modificações para terceiros		
LINHAS	MAT	Troço misto
SUBESTAÇÕES	MAT	Troço misto
Uprating de linhas	MAT	Troço comum
Compensação de energia reativa	MAT	Troço comum

Os investimentos dos troços mistos são repartidos em troço comum e periférico considerando as proporções apresentadas no quadro seguinte. Não dispondo de informação que permita aferir quais as percentagens de repartição destes investimentos, considera-se com alguma certeza que a maior parte destes investimentos são relativos a troço comum. Esta repartição é idêntica à assumida no período de regulação anterior.

**Quadro 3-13 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica**

	Troço comum	Troço periférico
Troço misto MAT	75%	25%
Troço misto AT	75%	25%

#### CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano, mas também do nível de investimento em anos

anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes. Para o novo período de regulação mantêm-se os 2% adotados nos períodos de regulação anteriores.

#### **OUTROS PRESSUPOSTOS RELATIVOS ASSOCIADOS AO INVESTIMENTO**

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura, considerou-se uma taxa de atualização em linha com a taxa de remuneração definitiva para 2025 da atividade de transporte de energia elétrica de 5,21083%.

De modo a calcular a anuidade dos investimentos realizados entre 2004 e 2029 foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de transporte de 30 anos.

#### **PROCURA**

Os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede. Para o cálculo dos custos incrementais foi considerado que o investimento realizado no ano  $t$  é justificado pelos acréscimos de procura no ano  $t+1$ .

As quantidades da rede de transporte são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os consumidores, aplicando-se os fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, diagramas de carga tipo.

A potência contratada de determinada rede é igual à potência contratada dos clientes ligados nesse nível de tensão mais a potência em horas de ponta dos clientes ligados nos níveis de tensão a jusante, ajustada para perdas ao longo das redes e considerando um fator de simultaneidade, sendo os valores atualizados para o novo período de regulação.

Os valores da potência contratada e da potência média em horas de ponta refletidos até 2024 referem-se aos valores reais de cada ano, com base nas normas de tipificação de clientes da E-Redes. Para a estimativa de 2025 utilizou-se a média entre o valor real de 2024 e a previsão para 2026. Relativamente aos acréscimos previsionais da procura no período remanescente até 2030 utilizaram-se, para MAT, a informação previsional das normas da E-Redes no referencial de fornecimentos e, para AT, a informação

previsional dos custos incrementais da distribuição em AT, com base no estudo da E-Redes «Custos Incrementais – Informação relativa a 2026-2030».

No Quadro 3-14 apresentam-se os valores de procura para o período 2004-2030. Ocorreram reduções na potência em alguns anos, nomeadamente em 2007, 2008, 2012, 2013, 2015, 2017, 2019, 2020 e 2024. A metodologia adotada para o cálculo do custo incremental consiste em relacionar acréscimos de investimento com acréscimos de procura, o que significa que metodologicamente não faz sentido considerar reduções de procura. Assim, as séries de potência foram corrigidas no sentido de o valor de determinado ano ser igual ao do ano anterior, sempre que se verifique uma redução da procura. Esses valores constam no Quadro 3-15.

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Tarifas por atividade regulada

---

**Quadro 3-14 - Potência contratada e potência em horas de ponta na rede de transporte**

<b>Rede de transporte MAT</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	kW/mês (continua)
Potência horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 482 829	6 351 321	6 981 754	7 063 696	7 260 514	6 676 717	6 498 287	6 605 482	6 548 139	6 620 674	6 594 252	
Potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 344 549	8 263 829	9 176 651	9 327 523	9 637 018	8 851 905	8 563 170	8 748 815	8 644 983	8 764 526	8 692 997	

(cont.)

<b>Rede de transporte MAT</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025 E</b>	<b>2026 P</b>	<b>2027 P</b>	<b>2028 P</b>	<b>2029 P</b>	<b>2030 P</b>	kW/mês
Potência horas de ponta	6 924 719	6 878 811	6 573 136	6 788 816	7 025 807	7 076 665	7 012 315	7 133 676	7 255 036	7 351 116	7 520 267	7 649 605	7 788 313	
Potência contratada	10 373 866	10 316 930	9 904 498	10 216 582	10 510 843	10 541 804	10 494 635	10 937 502	11 380 368	11 627 767	11 875 167	12 122 566	12 308 115	

<b>Rede de transporte AT</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	kW/mês (continua)
Potência horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 360 480	6 232 199	6 868 321	6 948 671	7 133 699	6 535 822	6 334 076	6 441 150	6 380 092	6 464 786	6 438 901	
Potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	7 909 665	7 750 139	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 127 714	7 876 830	8 009 984	7 934 053	8 039 376	8 007 187	

(cont.)

<b>Rede de transporte AT</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025 E</b>	<b>2026 P</b>	<b>2027 P</b>	<b>2028 P</b>	<b>2029 P</b>	<b>2030 P</b>	kW/mês
Potência horas de ponta	6 740 219	6 692 771	6 378 654	6 583 762	6 807 820	6 820 236	6 741 817	6 852 279	6 962 740	6 984 346	7 156 740	7 240 427	7 324 322	
Potência contratada	9 628 884	9 561 101	9 112 363	9 459 428	9 781 350	9 799 190	9 686 519	10 094 195	10 501 870	10 300 317	10 598 704	10 811 722	11 050 711	

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Tarifas por atividade regulada

**Quadro 3-15 – Valores de potência contratada e de potência em horas de ponta utilizados no cálculo do custo incremental da rede de transporte**

Rede de transporte MAT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	kW/mês (continua)
Potência horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 717 557	6 717 557	6 981 754	7 063 696	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514
Potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 609 716	8 609 716	9 176 651	9 327 523	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018

Rede de transporte MAT	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 E	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P	kW/mês
Potência horas de ponta	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 351 116	7 520 267	7 649 605	7 788 313	
Potência contratada	10 373 866	10 373 866	10 373 866	10 373 866	10 510 843	10 541 804	10 541 804	10 937 502	11 380 368	11 627 767	11 875 167	12 122 566	12 308 115	

Rede de transporte AT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	kW/mês (continua)
Potência horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 605 518	6 605 518	6 868 321	6 948 671	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699
Potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	8 214 385	8 214 385	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213

Rede de transporte AT	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 E	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P	kW/mês
Potência horas de ponta	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 156 740	7 240 427	7 324 322	
Potência contratada	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 781 350	9 799 190	9 799 190	10 094 195	10 501 870	10 501 870	10 598 704	10 811 722	11 050 711	

### 3.1.2.2 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 3-16 sintetiza os valores de custos incrementais obtidos no presente estudo para cada nível de tensão. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais é apresentado no Anexo II.

**Quadro 3-16 - Custos incrementais da rede de transporte**

	CI Tarifas 2026 (€/kW/mês)
Potência contratada MAT	0,229
Potência horas de ponta MAT	2,998
Potência contratada AT	0,573
Potência horas de ponta AT	4,713

De forma a tornar comparáveis estes custos incrementais com os valores em vigor em 2025 escalam-se todos os custos incrementais para que estes proporcionem os proveitos permitidos da atividade de transporte em 2026. É possível assim obter as variações de preços que resultam da adoção destes custos incrementais (Quadro 3-17).

**Quadro 3-17 - Custos incrementais escalados para os proveitos permitidos de 2026**

	CI tarifas 2025 €/kW/mês	CI estudo €/kW/mês	Δ
Potência contratada MAT	0,177	0,178	1%
Potência horas de ponta MAT	2,255	2,327	3%
Potência contratada AT	0,480	0,445	-7%
Potência horas de ponta AT	3,608	3,658	1%

Verifica-se um crescimento dos custos incrementais escalados, por variável de faturação, com exceção da potência contratada em AT. Em termos médios, o impacte é praticamente nulo para a tarifa de Uso da

Rede de Transporte em AT, verificando-se um ligeiro aumento das receitas recuperadas pela tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT conforme Quadro 3-18.

**Quadro 3-18 - Receitas incrementais da rede de transporte escaladas para os proveitos permitidos**

	Receitas CI tarifas 2025 (euros)	Receitas CI estudo (euros)	Δ
Potência contratada MAT	1 754 538	1 766 530	0,7%
Potência horas de ponta MAT	6 980 650	7 205 574	3,2%
<b>MAT</b>	<b>8 735 188</b>	<b>8 972 104</b>	<b>2,7%</b>
Potência contratada AT	60 449 799	56 066 898	-7,3%
Potência horas de ponta AT	301 476 787	305 622 773	1,4%
<b>AT</b>	<b>361 926 586</b>	<b>361 689 671</b>	<b>-0,1%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>370 661 774</b>	<b>370 661 774</b>	<b>0,0%</b>

Apesar do referido aumento, em termos médios, da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, importa referir que esta tarifa tem um peso muito reduzido na fatura final de energia elétrica paga pelos consumidores de MAT.

Para os consumidores dos restantes níveis de tensão o impacte tarifário é nulo, uma vez que o preço de potência contratada é convertido em potência em horas de ponta pelo coeficiente de simultaneidade das cargas.

Quando os preços iguais aos custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, são aplicados aos custos incrementais fatores multiplicativos de forma a proporcionar os proveitos permitidos, mantendo assim a estrutura dos custos incrementais. Assim, aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta de MAT e de AT aplica-se um fator multiplicativo de 0,67, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Transporte.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas na rede de transporte, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia, discriminados por período horo-sazonal, implícitos na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas.

### 3.1.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as **tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicáveis às entregas dos operadores da rede de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica**. Existem três tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a saber:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e em MT permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em AT e MT, recuperando os custos que lhe estão associados de estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais.

De igual modo, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em BT e as rendas de concessão dos municípios.

A legislação consagra também o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional, pelo que a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu comercializador.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- Preços de potência contratada, definidos em euros por kW, por dia.
- Preços de potência em horas de ponta, definidos em euros por kW, por dia.
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh.
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definidos em euros por kvarh.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir. Na secção 2.5 é apresentado o racional para a escolha de cada uma destas variáveis de faturação, assim como a definição de cada uma destas.

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Com o início de um novo período de regulação, revê-se a estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição, procurando melhorar a aderência das tarifas aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta e incentivando, desta forma, uma utilização mais eficiente das redes de distribuição.

### 3.1.3.1 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um volume de dados significativos, históricos e previsionais, bem como a assunção de diversos pressupostos. No presente estudo discutem-se os pressupostos adotados pela ERSE, que implicam alterações na estrutura dos custos incrementais da rede de distribuição e, consequentemente, na estrutura das tarifas de uso das redes.

A E-Redes enviou à ERSE, em setembro, o estudo do cálculo dos custos incrementais das Redes de Distribuição, com informação que permitiu atualizar e robustecer o estudo da ERSE.

## INVESTIMENTOS

As séries temporais dos investimentos, custos de operação e manutenção e procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores reais (1998 a 2024), estimados (2025) e valores previsionais (2026 a 2029). São considerados os investimentos previsionais até ao fim do período de regulação que é iniciado em 2026. Os investimentos e comparticipações apresentados têm como fonte a

informação das normas submetidas pela E-Redes<sup>37</sup>. É considerado o investimento realizado ou que se prevê realizar no ano.

No Quadro 3-19 constam os investimentos, incluindo a totalidade das comparticipações, ao longo do período considerado.

No Quadro 3-20 apresentam-se as comparticipações em espécie, que compreendem os investimentos que são efetuados por consumidores ou outras entidades, sendo posteriormente transferidos para o ativo da E-Redes.

No Quadro 3-21 apresentam-se as comparticipações financeiras de clientes, que são investimentos que resultam essencialmente de pedidos de clientes de novas ligações à rede ou de reforços da rede fruto desses pedidos, e que são efetuados pela E-Redes, mas que são pagos diretamente pelos consumidores que requisitaram a sua construção.

No Quadro 3-22 incluem-se as comparticipações financeiras de fundos comunitários, que representam os investimentos que são pagos por fundos comunitários.

---

<sup>37</sup> Informação previsional da E-Redes 2025-2030 – Anexo 1 - Informação sobre o conjunto de atividades reguladas da E-Redes – 2025 a 2030. Neste documento a E-Redes reportou as previsões dos investimentos de 2026 a 2029 a preços constantes de 2024.

## Quadro 3-19 - Investimento, incluindo comparticipações, na rede de distribuição de energia elétrica, a preços contantes de 2025

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Distribuição em AT	25 006	20 737	24 471	34 272	38 936	54 369	65 772	66 967	59 583	58 968	55 021	36 675	41 363	35 759	42 846	39 213
Linhos aéreas	17 122	14 987	20 941	27 995	34 901	40 229	39 505	43 880	38 687	47 936	45 907	17 998	20 724	24 509	31 028	30 300
Cabos subterrâneos	5 752	2 840	2 519	2 424	1 748	10 354	23 719	16 532	16 251	7 445	6 896	15 765	22 205	12 974	10 468	7 069
Postos de corte e seccionamento	2 132	2 910	1 012	3 853	2 288	3 786	2 547	6 554	4 645	3 586	2 218	2 911	-1 565	-1 725	1 350	1 844
Distribuição em MT	186 609	151 742	149 931	147 334	177 676	226 614	283 341	295 012	236 144	167 886	193 520	197 586	179 443	212 007	252 628	215 565
Linhos aéreas	77 886	77 035	70 261	54 514	68 025	95 655	112 049	124 596	97 472	60 374	72 283	82 294	83 638	107 852	122 402	111 206
Cabos subterrâneos	48 975	42 864	46 601	50 989	48 967	57 842	62 939	56 029	54 865	42 557	49 780	56 838	54 901	51 813	60 303	47 357
Subestações	59 357	30 503	33 055	41 821	60 439	72 129	106 174	114 062	82 899	64 591	70 604	58 376	40 841	52 306	69 781	56 370
Postos de corte e seccionamento	391	1 340	14	11	245	989	2 179	325	908	364	853	78	63	37	143	633
Distribuição em BT	198 675	181 639	181 667	200 075	201 141	182 422	193 038	203 497	183 113	144 793	154 457	196 334	165 653	165 423	156 643	148 189
Redes aéreas	73 823	61 238	62 457	42 682	54 524	53 915	52 630	54 973	50 633	43 616	44 451	46 767	55 436	50 891	47 674	54 453
Redes subterrâneas	32 334	34 694	36 949	65 868	64 300	46 361	53 814	59 848	40 273	32 601	33 749	48 637	25 445	19 991	20 041	19 816
Chegadas aéreas	24 894	20 265	16 760	9 400	8 125	5 663	6 679	7 448	7 498	5 758	4 601	6 339	5 659	5 154	4 543	3 243
Chegadas subterrâneas	30 038	28 146	30 043	28 672	24 073	20 148	22 450	24 114	22 925	17 773	12 373	19 900	11 391	10 934	8 481	5 390
Postos de transformação e seccionamento	37 586	37 297	35 458	53 453	50 119	56 336	57 465	57 114	61 784	45 044	59 283	74 690	67 723	78 454	75 903	65 286
TOTAL	410 290	354 119	356 069	381 682	417 753	463 406	542 151	565 476	478 840	371 646	402 998	430 595	386 459	413 189	452 117	402 966

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Distribuição em AT	45 822	69 132	46 642	29 334	20 785	10 852	16 422	25 473	15 703	34 235	37 504	25 991	38 373	43 031	45 903	47 278
Linhos aéreas	31 332	35 257	29 778	21 861	14 103	7 838	13 138	20 303	13 159	15 611	19 817	15 158	21 792	23 964	21 632	22 880
Cabos subterrâneos	7 455	5 808	3 315	5 117	4 044	558	1 439	1 367	1 039	8 618	10 377	9 924	15 205	17 476	22 676	22 769
Postos de corte e seccionamento	7 035	28 067	13 549	2 356	2 638	2 457	1 845	3 802	1 505	10 006	7 310	909	1 376	1 591	1 594	1 629
Distribuição em MT	231 909	198 361	173 902	172 304	113 858	145 838	140 591	163 307	169 267	183 805	189 069	193 065	236 207	255 731	279 910	272 514
Linhos aéreas	127 651	99 965	81 862	87 394	63 150	95 931	92 373	81 037	81 826	77 108	96 639	90 212	96 813	98 868	103 726	104 635
Cabos subterrâneos	42 221	37 528	31 606	40 062	10 084	4 858	12 579	23 356	25 101	25 413	22 167	31 910	34 120	37 772	42 727	40 992
Subestações	61 596	60 625	60 334	37 240	30 898	39 986	32 857	43 451	41 531	39 006	40 085	56 580	89 716	100 048	113 132	106 474
Postos de corte e seccionamento	440	244	100	7 608	9 726	5 064	2 781	15 464	20 808	42 278	30 178	14 363	15 558	19 043	20 326	20 413
Distribuição em BT	131 327	134 455	148 599	178 318	107 716	130 214	130 500	133 727	180 356	186 720	207 941	156 050	196 551	234 671	249 262	253 649
Redes aéreas	46 431	46 989	54 000	77 331	62 952	73 548	64 202	57 443	66 256	59 544	58 496	74 069	93 290	114 585	122 534	124 498
Redes subterrâneas	17 124	21 070	20 531	29 825	8 111	8 014	13 247	16 292	27 291	31 973	43 897	19 890	22 841	24 747	25 204	25 757
Chegadas aéreas	2 152	2 342	2 905	4 630	832	698	2 289	3 819	7 028	5 649	5 097	4 364	4 868	4 996	4 982	5 081
Chegadas subterrâneas	1 941	3 684	3 895	6 628	3 506	6 358	8 113	11 276	25 033	32 718	33 569	8 763	9 367	9 463	9 362	9 551
Postos de transformação e seccionamento	63 678	60 369	67 268	59 904	32 316	41 595	42 650	44 897	54 748	56 837	66 882	48 963	66 184	80 879	87 182	88 762
TOTAL	409 058	401 947	369 142	379 956	242 359	286 904	287 513	322 507	365 326	404 760	434 514	375 106	471 131	533 434	575 076	573 440

Fonte: E-Redes

Nota: Não inclui Iluminação Pública. Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rúbricas do investimento específico. Não inclui contadores e equipamentos de medição, nem investimento não aceite.

## ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Tarifas por Atividade Regulada

**Quadro 3-20 - Comparticipações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2025**

Ano	Unidade: milhares de euros															
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Distribuição em AT	0	0	272	4 282	1 552	2 088	5 977	4 557	19 700	10 305	8 281	7 718	3 474	687	1 243	885
Linhos aéreas	0	0	233	2 891	1 533	1 719	5 977	4 557	17 282	10 305	7 715	2 906	2 089	10	1 087	217
Cabos subterrâneos	0	0	28	0	19	0	0	0	0	0	566	3 869	1 385	677	156	668
Postos de corte e seccionamento	0	0	11	1 391	0	368	0	0	2 418	0	0	943	0	0	0	0
Distribuição em MT	28 659	18 993	18 080	19 256	15 351	20 584	21 639	21 943	18 622	14 066	15 293	25 648	17 207	11 003	10 178	10 867
Linhos aéreas	11 961	9 643	10 453	4 608	3 112	6 773	6 697	9 943	6 482	4 523	5 414	9 548	5 443	3 420	3 390	3 491
Cabos subterrâneos	7 522	5 366	6 935	14 648	12 162	12 975	14 117	11 817	11 601	9 414	9 301	16 082	11 702	7 546	6 729	7 376
Subestações	9 116	3 818	690	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	60	167	2	0	76	836	824	182	540	129	578	17	63	37	59	0
Distribuição em BT	68 594	68 616	62 925	82 699	61 992	59 938	63 798	61 286	55 462	35 944	30 972	59 553	40 621	28 134	23 781	18 547
Redes aéreas	25 489	23 133	21 633	2 081	984	1 426	1 960	2 379	1 926	1 880	911	2 595	15 775	11 908	10 753	8 232
Redes subterrâneas	11 163	13 106	12 800	39 335	29 712	26 351	27 452	24 012	21 486	14 798	13 756	24 188	7 241	4 677	4 520	2 996
Chegadas aéreas	8 595	7 655	5 805	864	885	1 284	1 406	1 713	1 866	1 436	797	1 588	1 610	1 206	1 025	490
Chegadas subterrâneas	10 371	10 633	10 405	10 439	10 904	12 477	14 356	14 714	13 897	9 623	6 111	12 716	3 241	2 558	1 913	815
Postos de transformação e seccionamento	12 976	14 089	12 282	29 980	19 506	18 399	18 624	18 468	16 286	8 208	9 397	18 466	12 755	7 785	5 571	6 014
<b>TOTAL</b>	<b>97 253</b>	<b>87 609</b>	<b>81 277</b>	<b>106 238</b>	<b>78 894</b>	<b>82 610</b>	<b>91 414</b>	<b>87 785</b>	<b>93 784</b>	<b>60 316</b>	<b>54 546</b>	<b>92 919</b>	<b>61 302</b>	<b>39 824</b>	<b>35 202</b>	<b>30 299</b>

Ano	Unidade: milhares de euros															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Distribuição em AT	2 446	16 124	4 041	101	0	459	1 022	1 071	3 397	15 137	8 538	0	0	0	0	0
Linhos aéreas	2 247	2 203	1 363	101	0	459	1 022	219	2 952	4 090	1 711	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	198	82	177	0	0	0	0	0	0	3 456	5 406	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	13 839	2 500	0	0	0	0	851	445	7 592	1 420	0	0	0	0	0
Distribuição em MT	5 205	9 745	5 564	10 914	1 291	7 348	4 674	6 855	19 220	13 434	15 546	0	0	0	0	0
Linhos aéreas	1 296	5 907	2 482	3 155	1 194	6 755	2 985	2 381	10 777	4 296	6 002	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	3 909	3 742	3 082	7 758	69	183	983	2 321	4 328	4 821	4 278	0	0	0	0	0
Subestações	0	0	0	0	1	2	14	8	338	41	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	96	0	0	27	408	691	2 144	3 777	4 276	5 266	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	16 202	19 139	17 475	21 772	1 393	16 461	8 959	16 978	42 486	43 719	55 260	0	0	0	0	0
Redes aéreas	8 556	9 379	8 966	10 891	822	9 492	2 522	4 355	7 315	3 075	6 588	0	0	0	0	0
Redes subterrâneas	3 154	4 144	3 409	4 200	71	1 761	1 969	3 586	9 510	10 468	17 599	0	0	0	0	0
Chegadas aéreas	396	465	482	652	47	276	599	1 457	3 805	3 028	3 125	0	0	0	0	0
Chegadas subterrâneas	357	707	647	934	313	4 000	3 011	5 586	18 313	23 491	24 707	0	0	0	0	0
Postos de transformação e seccionamento	3 739	4 444	3 972	5 095	139	931	858	1 994	3 543	3 658	3 242	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>23 853</b>	<b>45 008</b>	<b>27 080</b>	<b>32 787</b>	<b>2 684</b>	<b>24 268</b>	<b>14 654</b>	<b>24 903</b>	<b>65 102</b>	<b>72 290</b>	<b>79 343</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: E-Redes

Nota: Não inclui Iluminação Pública. Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rúbricas do investimento específico. Não inclui contadores e equipamentos de medição, nem investimento não aceite.

## ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Tarifas por Atividade Regulada

**Quadro 3-21 - Comparticipações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica, a preços contantes de 2025**

Ano	Unidade: milhares de euros															
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Distribuição em AT	2 320	6 431	2 877	5 187	158	3 932	5 495	7 557	16 567	6 287	9 530	23 886	13 869	16 769	6 675	8 551
Linhos aéreas	1 588	4 654	2 467	4 342	158	3 101	4 515	6 183	13 905	5 372	7 558	19 342	7 920	10 326	4 804	6 715
Cabos subterrâneos	533	879	293	420	0	758	939	1 155	688	347	1 814	966	2 200	2 892	1 655	1 425
Postos de corte e seccionamento	199	898	118	425	0	74	40	219	1 975	568	158	3 578	3 749	3 552	217	412
Distribuição em MT	28 627	34 893	26 900	34 334	23 445	19 284	20 510	20 863	22 061	20 002	19 468	13 886	19 588	10 905	8 747	7 210
Linhos aéreas	11 947	17 713	13 670	15 390	12 732	7 955	10 170	7 705	7 233	8 948	7 644	7 035	7 147	5 183	4 299	3 397
Cabos subterrâneos	7 514	9 857	9 069	11 205	10 713	3 927	7 934	5 436	3 891	4 885	4 915	5 096	6 235	3 986	1 930	1 531
Subestações	9 106	7 015	4 159	7 735	0	7 391	2 373	7 611	10 934	6 169	6 902	1 755	6 205	1 736	2 516	2 256
Postos de corte e seccionamento	60	308	2	4	0	12	32	110	3	0	6	0	0	0	3	25
Distribuição em BT	106 042	94 610	87 848	79 652	65 505	63 928	50 888	44 058	34 117	48 886	34 661	23 559	25 453	14 095	20 753	16 051
Redes aéreas	39 403	31 898	30 199	27 552	15 962	16 767	15 264	13 487	9 907	13 386	11 873	9 767	12 254	7 085	5 768	5 701
Redes subterrâneas	17 259	18 070	17 870	18 005	13 126	11 440	11 612	9 696	5 827	9 340	6 218	4 406	5 625	2 783	2 425	2 074
Chegadas aéreas	13 287	10 555	8 105	5 794	10 513	6 446	4 891	4 170	3 543	3 351	2 531	1 451	1 250	718	551	340
Chegadas subterrâneas	16 032	14 660	14 526	12 373	23 394	18 403	13 935	12 297	12 645	11 690	9 229	7 226	2 518	1 523	1 026	564
Postos de transformação e seccionamento	20 061	19 428	17 148	15 927	2 510	10 873	5 185	4 408	2 195	11 119	4 809	708	3 807	1 985	10 983	7 372
<b>TOTAL</b>	<b>136 989</b>	<b>135 934</b>	<b>117 625</b>	<b>119 172</b>	<b>89 107</b>	<b>87 144</b>	<b>76 893</b>	<b>72 478</b>	<b>72 745</b>	<b>75 174</b>	<b>63 659</b>	<b>61 331</b>	<b>58 909</b>	<b>41 769</b>	<b>36 176</b>	<b>31 812</b>

Ano	Unidade: milhares de euros															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Distribuição em AT	3 811	2 948	3 492	1 139	1 955	14 667	11 207	8 222	13 523	10 313	7 009	7 922	38 373	6 945	6 722	6 718
Linhos aéreas	2 924	2 053	1 147	787	1 327	10 413	8 817	6 767	11 216	6 221	4 381	5 557	21 792	4 871	4 715	4 712
Cabos subterrâneos	815	415	1 082	352	380	787	1 047	461	1 142	2 788	1 203	773	15 205	678	656	655
Postos de corte e seccionamento	72	480	1 263	0	248	3 467	1 343	994	1 165	1 303	1 425	1 592	1 376	1 396	1 351	1 350
Distribuição em MT	9 669	13 819	16 019	27 135	17 779	12 358	11 512	36 698	17 831	13 440	15 102	16 928	230 012	12 881	12 550	12 956
Linhos aéreas	5 637	7 638	8 957	18 472	9 786	7 958	7 571	18 450	8 443	5 744	7 888	7 736	93 982	5 886	5 735	5 921
Cabos subterrâneos	3 379	4 031	4 441	6 213	1 582	417	982	4 934	2 469	1 624	1 557	2 868	33 071	2 182	2 126	2 195
Subestações	653	2 150	2 620	1 362	4 880	3 568	2 782	10 190	4 895	3 074	3 489	5 886	87 562	4 479	4 364	4 505
Postos de corte e seccionamento	0	0	0	1 088	1 532	415	177	3 124	2 024	2 998	2 168	438	15 398	333	325	335
Distribuição em BT	13 414	10 018	10 922	12 099	14 859	14 845	12 255	12 441	11 854	12 729	13 513	22 780	184 674	22 085	22 770	23 396
Redes aéreas	7 287	5 832	6 396	4 426	8 683	8 360	6 219	5 657	5 068	5 027	4 594	9 667	88 250	9 373	9 663	9 929
Redes subterrâneas	2 686	2 151	2 431	1 706	1 124	816	1 137	1 354	1 529	1 914	2 328	3 826	20 846	3 709	3 824	3 929
Chegadas aéreas	338	271	345	265	110	55	170	252	277	233	175	460	4 629	446	459	472
Chegadas subterrâneas	304	244	461	379	446	308	514	606	578	821	784	1 786	8 436	1 731	1 785	1 834
Postos de transformação e seccionamento	2 800	1 521	1 290	5 323	4 497	5 307	4 214	4 572	4 403	4 734	5 633	7 042	62 513	6 827	7 039	7 232
<b>TOTAL</b>	<b>26 895</b>	<b>26 785</b>	<b>30 432</b>	<b>40 373</b>	<b>34 593</b>	<b>41 870</b>	<b>34 974</b>	<b>57 361</b>	<b>43 208</b>	<b>36 482</b>	<b>35 624</b>	<b>47 630</b>	<b>453 060</b>	<b>41 911</b>	<b>42 042</b>	<b>43 070</b>

Fonte: E-Redes

Nota: Não inclui Iluminação Pública. Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico. Não inclui contadores e equipamentos de medição, nem investimento não aceite.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Tarifas por Atividade Regulada

Quadro 3-22 - Comparticipações de fundos comunitários na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2025

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Distribuição em AT</b>																
Linhas aéreas	0	9 360	0	206	158	1 390	16 605	9 047	1 079	-25	281	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	6 772	0	174	158	804	14 500	8 432	912	-25	265	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	1 280	0	16	0	0	0	6	22	0	16	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em MT</b>																
Linhas aéreas	5 049	12 342	3 358	4 219	0	3 026	12 458	8 828	8 274	2 421	4 792	1 504	0	0	1 005	0
Cabos subterrâneos	2 108	6 266	1 981	2 235	0	2 611	9 117	7 532	6 013	2 242	3 965	1 466	0	0	1 005	0
Subestações	1 325	3 486	1 313	1 628	0	250	164	160	89	43	60	38	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	1 606	2 481	64	356	0	164	3 178	1 136	2 171	137	766	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em BT</b>																
Redes aéreas	9 681	7 515	4 162	2 082	0	2 178	6 237	5 851	4 132	1 456	2 013	1 666	0	0	624	0
Redes subterrâneas	3 597	2 533	1 431	720	0	1 061	3 289	2 592	1 809	719	836	640	0	0	369	0
Chegadas aéreas	1 576	1 436	846	470	0	138	134	68	26	1	0	6	0	0	155	0
Chegadas subterrâneas	1 213	838	385	152	0	44	97	59	56	12	12	16	0	0	35	0
Postos de transformação e seccionamento	1 464	1 164	688	324	0	17	38	13	8	1	3	6	0	0	66	0
<b>TOTAL</b>	14 731	29 217	7 520	6 507	158	6 594	35 301	23 725	13 485	3 852	7 086	3 170	0	0	1 630	0

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Distribuição em AT</b>																
Linhas aéreas	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em MT</b>																
Linhas aéreas	1 444	81	0	911	92	155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	1 444	81	0	911	51	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subestações	0	0	0	0	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	0	0	0	25	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em BT</b>																
Redes aéreas	771	0	0	0	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redes subterrâneas	530	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chegadas aéreas	195	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chegadas subterrâneas	25	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de transformação e seccionamento	22	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	2 215	81	0	911	180	155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: E-Redes

Nota: Não inclui Iluminação Pública. Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico. Não inclui contadores e equipamentos de medição, nem investimento não aceite.

Refira-se que o investimento não específico e o investimento em equipamento básico foram alocados proporcionalmente às várias rubricas de investimento específico e que não foram considerados investimentos em equipamentos de contagem, tais como contadores e equipamentos de medição. Adicionalmente não foram incluídos investimentos não aceites.

As séries de investimentos apresentadas do Quadro 3-20 ao Quadro 3-22 estão a preços constantes de 2025, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam no quadro seguinte.

**Quadro 3-23 - Índice de preços implícitos no PIB**

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Índice de preços implícito no PIB	3,8%	3,4%	3,4%	3,7%	4,2%	3,4%	2,4%	3,3%	3,2%	3,0%	1,7%	1,1%	0,8%	-0,3%

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Índice de preços implícito no PIB	-0,4%	2,3%	0,7%	2,0%	1,9%	1,5%	1,9%	1,8%	2,1%	2,0%	5,3%	7,5%	4,8%	4,1%

Fontes: Banco de Portugal, *Deflator da despesa - produto interno bruto - taxa de variação anual*, <https://bpstat.bportugal.pt/serie/12706759>, recolha a 25 de novembro de 2025 (valores entre 1998 e 2024). Conselho de Finanças Públicas, *Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa*, atualização a 17 de novembro de 2025 (estimativa para 2025).

#### TRATAMENTO DOS ATIVOS COMPARTICIPADOS

Relativamente à questão de qual o racional a adotar no tratamento dos ativos comparticipados, uma vez que estes não são um custo da E-Redes, para o cálculo dos custos incrementais considerou-se que o mais relevante não é quem pagou o investimento, mas sim se estes investimentos são em troços de uso partilhado por um conjunto de clientes ou em troços de uso exclusivo de determinado cliente. Importa não confundir o conceito de uso exclusivo com o conceito de periférico, uma vez que o periférico se refere também a troços partilhados por um conjunto reduzido de clientes. Assim, para o cálculo do custo incremental não devem ser incluídas no investimento a totalidade das comparticipações, mas apenas as relativas a investimentos em troços de uso partilhado.

As comparticipações em espécie são essencialmente em ativos de uso partilhado e, portanto, devem ser consideradas na totalidade.

As comparticipações financeiras incluem ativos que são de uso partilhado e ativos que são de uso exclusivo. As comparticipações financeiras em AT são essencialmente em ativos de uso exclusivo, não sendo consideradas para o cálculo do custo incremental. Quanto às comparticipações financeiras nas redes de MT e de BT assume-se que nem todas as comparticipações são em ativos de uso exclusivo, considerando-se 50% das comparticipações no cálculo do custo incremental.

As comparticipações de fundos comunitários foram consideradas na totalidade, uma vez que estas representam um custo em ativos de rede que são de uso partilhado.

No Quadro 3-24 apresenta-se um quadro resumo com a percentagem do valor das comparticipações que é incluído no cálculo dos custos incrementais, em cada rede de distribuição.

**Quadro 3-24 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental**

	Comp. Espécie	Comp. Financeiras	Comp. Fundos
Distribuição em Alta Tensão	100%	0%	100%
Distribuição em Média Tensão	100%	50%	100%
Distribuição em Baixa Tensão	100%	50%	100%

#### INVESTIMENTOS DE SUBSTITUIÇÃO

Na análise aos custos incrementais não são incluídos os montantes referentes a investimentos que não contribuem para satisfazer acréscimos de procura, ativos de substituição e outros<sup>38</sup>, distinguindo as redes entre AT/MT e BT.

No período de 1998 a 2000 a percentagem de investimentos de substituição, foi determinada considerando que 15%<sup>39</sup> do investimento realizado era relativo a ativos não justificados por acréscimos de procura. Em 2016, a E-Redes em conjunto com o INESC TEC elaborou um estudo que permitiu determinar novas

<sup>38</sup> Investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos vetores, nomeadamente investimentos relacionados com questões ambientais e imposições regulamentares.

<sup>39</sup> Esta percentagem resultou do trabalho de revisão da estrutura tarifária que ocorreu em 2000.

percentagens destes investimentos não justificados por acréscimos de procura, desagregadas entre os tipos de rede AT/MT e BT.

Os investimentos na rede de distribuição foram classificados de acordo com os seus potenciais contributos para os seguintes vetores estratégicos:

1. Qualidade de Serviço Técnica (QST): relacionado com a necessidade de garantir uma maior uniformidade e melhoria da qualidade de serviço técnica.
2. Eficiência da Rede (ER): projetos que visam a redução das perdas na rede de distribuição.
3. Segurança a Abastecimento (SA): relacionado com a satisfação dos novos consumos e receção de geração, ou seja, são investimentos necessários para satisfazer procura e geração adicional.
4. Eficiência Operacional (EO): projetos que contribuem para a redução de custos operacionais como, por exemplo, os relacionados com automação.
5. Acesso a Novos Serviços (ANS): projetos inovadores associados à criação de uma rede inteligente, que permitem disponibilizar mais informação aos utilizadores das redes e a consequente prestação de serviços de redes.

Existem também alguns investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica «Outros». São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares.

Para o novo período de regulação foi atualizada a proporção dos investimentos de substituição com base nos vetores, previamente classificados, e nos investimentos realizados de 2012 a 2029. O estudo apresentado pela E-Redes destaca a tendência crescente da proporção dos investimentos de substituição no investimento total, que reflete a crescente necessidade de substituição de ativos obsoletos e de melhoria de qualidade de serviço e de redução de custos operacionais, originando maiores investimentos em renovação de ativos e em automatização da rede de distribuição.

Conclui-se também que a percentagem de investimentos que não é justificada por acréscimos de procura é superior nas redes de AT e de MT.

**Quadro 3-25 - Investimentos de substituição nas redes de distribuição**

Nível tensão	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
AT/MT	15%	15%	15%	21%	27%	33%	39%	45%	52%	58%	64%	70%	76%	82%	83%	82%
BT	15%	15%	15%	19%	24%	28%	33%	37%	42%	46%	51%	55%	60%	64%	65%	70%

Nível tensão	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AT/MT	84%	83%	88%	80%	60%	78%	79%	80%	78%	77%	71%	71%	81%	82%	83%	83%
BT	74%	73%	72%	73%	78%	74%	71%	73%	70%	71%	68%	58%	51%	57%	59%	59%

Com base nestes resultados as percentagens de investimento de substituição nas redes de distribuição entre 1998 e 2029 foram consideradas da seguinte forma:

- Entre 1998 e 2000 considerou-se a percentagem de 15%;
- Para os períodos entre 2001 e 2011, foi considerada uma evolução linear entre os valores destes dois anos;
- Entre 2012 e 2029 adotam-se as percentagens apresentadas pela E-Redes.

Nos anos de 2017 e 2018 em AT/MT, verificou-se uma quebra acentuada da proporção dos montantes de substituição e outros no investimento total que, de acordo com a E-Redes se deveu ao efeito combinado da retoma da procura de eletricidade e da entrada em exploração de uma nova ferramenta informática, o sistema JUMP. A necessidade de adaptação da empresa associada à entrada em exploração de um novo sistema, traduziu-se na redução do nível de investimento. Em 2019, verificou-se uma recuperação dos níveis de investimento de substituição.

No que se refere à BT, verifica-se que o peso dos investimentos de substituição tem apresentado uma tendência de decréscimo desde 2018.

O Quadro 3-26 apresenta, de forma condensada, o investimento de expansão na rede de distribuição obtida na sequência da utilização da metodologia descrita.

## Quadro 3-26 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica

Nível tensão	Unidade: milhares de euros															
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Distribuição em AT	21 255	17 627	20 801	27 075	28 423	36 428	40 121	36 832	28 600	24 766	19 808	11 002	9 927	6 437	7 284	7 058
Distribuição em MT	158 618	128 981	127 441	116 394	129 703	151 832	172 838	162 256	113 349	70 512	69 667	59 276	43 066	38 161	42 947	38 802
Distribuição em BT	168 874	154 393	154 417	162 061	152 867	131 344	129 336	128 203	106 205	78 188	75 684	88 350	66 261	59 552	54 825	44 457
<b>TOTAL</b>	<b>348 747</b>	<b>301 001</b>	<b>302 659</b>	<b>305 530</b>	<b>310 994</b>	<b>319 603</b>	<b>342 294</b>	<b>327 291</b>	<b>248 155</b>	<b>173 467</b>	<b>165 159</b>	<b>158 629</b>	<b>119 255</b>	<b>104 150</b>	<b>105 056</b>	<b>90 317</b>

Nível tensão	Unidade: milhares de euros															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Distribuição em AT	7 331	11 752	5 597	5 867	8 314	2 387	3 449	5 095	3 455	7 874	10 876	7 537	7 291	7 746	7 804	8 037
Distribuição em MT	37 105	33 721	20 868	34 461	45 543	32 084	29 524	32 661	37 239	42 275	54 830	55 989	44 879	46 032	47 585	46 327
Distribuição em BT	34 145	36 303	41 608	48 146	23 698	33 856	37 845	36 106	54 107	54 149	66 541	65 541	96 310	100 909	102 198	103 996
<b>TOTAL</b>	<b>78 582</b>	<b>81 777</b>	<b>68 073</b>	<b>88 473</b>	<b>77 555</b>	<b>68 327</b>	<b>70 818</b>	<b>73 862</b>	<b>94 800</b>	<b>104 298</b>	<b>132 247</b>	<b>129 067</b>	<b>148 480</b>	<b>154 686</b>	<b>157 586</b>	<b>158 360</b>

Fonte: E-Redes

Nota: Não inclui Iluminação Pública. Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rúbricas do investimento específico. Não inclui contadores e equipamentos de medição, nem investimento não aceite.

## CLASSIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

Os investimentos necessários à existência de uma rede de distribuição podem ser classificados como investimentos em troços periféricos e troços comuns. Esta é uma tarefa que pode revestir-se de alguma dificuldade, pois não está estipulado qual o limiar do número de clientes que torna um cliente «marginal» em relação ao conjunto, além de que uma determinada estrutura pode ser periférica para alguns clientes, que sirva diretamente, mas também ser comum para outros clientes, como é exemplo uma rede de AT que serve os clientes ligados nesse nível de tensão, mas também alimenta clientes em MT e BT. De facto, devido à agregação da rede, à medida que aumenta o nível de tensão a rede é utilizada para satisfazer mais clientes.

Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de energia elétrica e os seus componentes nos diversos níveis de tensão, adotou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rúbricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. A classificação adotada é observável no Quadro 3-27.

**Quadro 3-27 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica**

	Classificação
<b>Distribuição em AT</b>	
Linhas aéreas	Troço Misto
Cabos subterrâneos	Troço Misto
Postos de corte e seccionamento	Troço Misto
<b>Distribuição em MT</b>	
Linhas aéreas	Troço Misto
Cabos subterrâneos	Troço Misto
Subestações	Troço Comum
Postos de corte e seccionamento	Troço Comum
<b>Distribuição em BT</b>	
Redes aéreas	Troço Misto
Redes subterrâneas	Troço Misto
Chegadas aéreas	Troço Periférico
Chegadas subterrâneas	Troço Periférico
Postos de transformação e seccionamento	Troço Misto

Para o novo período de regulação, foi alterado o racional de repartição dos troços mistos em AT, MT, BT - Redes e BT - Postos de transformação (PT), dando maior peso ao troço periférico justificado por:

- Com o acréscimo do autoconsumo é expectável a necessidade de aumento dos troços periféricos;
- Maior eletrificação dos edifícios e casas e dos sistemas e serviços de flexibilidade distribuídos com controlo automático aumentará as cargas simultâneas nos edifícios (ex.: necessidades de aquecimento, gerando a necessidade de reforçar os troços periféricos);
- Nos troços mistos em AT foi efetuada harmonização com os custos incrementais de Uso da Rede de Transporte em AT;
- Nos troços mistos em MT considerou-se que a repartição deveria ser semelhante à dos troços mistos em BT (Redes);
- Considera-se que cerca de 30% dos postos de transformação em BT alimentam um número reduzido de clientes.

Esta alteração tem implicações na estrutura de pagamentos das redes de AT, MT e BT, aumentando-se o peso da componente recuperada através do termo de potência contratada. No período de regulação anterior, o investimento em troços mistos em AT tinha uma imputação aos troços periféricos de 15%, em MT de 40%, em BT – Redes a percentagem era de 50% e em BT – Postos de transformação, de 23%.

No Quadro 3-28 apresenta-se a nova repartição dos troços mistos em troços comuns e periféricos em cada rede de distribuição. Dado o menor número de clientes ligados às redes de maiores níveis de tensão, a percentagem afeta à potência contratada é menor nas redes de maiores níveis de tensão.

**Quadro 3-28 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos**

	Troço Comum	Troço Periférico
Troço Misto em AT	75%	25%
Troço Misto em MT	50%	50%
Troço Misto em BT - Redes	50%	50%
Troço Misto em BT - PT	70%	30%

## CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano, mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, utilizaram-se as percentagens apresentadas no estudo da E-Redes (Quadro 3-29), que resultam do peso dos custos operacionais diretos e indiretos no ativo corpóreo bruto.

**Quadro 3-29 - Custos de operação e manutenção**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
AT	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,1%	4,4%	4,0%	4,6%	4,4%	4,8%	4,5%	4,3%	2,9%	3,3%	3,7%
MT	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,2%	3,1%	3,5%	3,6%	3,6%	4,0%	3,5%	3,3%	1,8%	1,9%	2,4%
BT	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,6%	4,5%	4,3%	4,4%	4,7%	6,3%	5,2%	5,2%	3,8%	4,1%	4,4%

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AT	2,6%	4,3%	4,5%	4,9%	6,1%	5,8%	6,1%	5,8%	5,6%	5,8%	6,6%	5,9%	5,8%	4,4%	4,8%	4,5%
MT	1,7%	2,3%	3,4%	3,5%	2,8%	2,8%	3,0%	2,6%	2,7%	2,5%	2,5%	2,3%	2,2%	3,6%	4,0%	3,5%
BT	3,8%	3,8%	4,9%	4,9%	4,8%	4,5%	4,3%	4,3%	4,5%	4,0%	4,3%	3,7%	4,0%	4,7%	6,3%	5,2%

Para o período compreendido entre 1998 e 2001 foram consideradas a percentagens de 2002 e para o período entre 2003 e 2029 foram assumidas as percentagens definidas no documento «Custos incrementais - Informação Relativa a 2026-2030», da E-Redes, de setembro de 2025.

## PROCURA

Tal como já foi referido, os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede. Para o cálculo dos custos incrementais foi considerado que o investimento realizado no ano  $t$  é justificado pelos acréscimos de procura no ano  $t+1$ .

As quantidades das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os clientes (clientes do comercializador de último recurso e clientes dos restantes comercializadores), aplicando-se os fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, diagramas de carga tipo.

A potência contratada de determinada rede é igual à potência contratada dos clientes ligados nesse nível de tensão mais a potência em horas de ponta dos clientes ligados nos níveis de tensão a jusante, ajustada para perdas ao longo das redes, considerando um fator de simultaneidade, atualizado para o novo período de regulação.

A potência média em horas de ponta apenas foi introduzida como variável de faturação em 2002, não existindo medições para os anos anteriores. Assim, a potência em horas de ponta em cada nível de tensão, entre 1998 e 2001, foi determinada através do quociente entre a energia em horas de ponta verificada em cada ano e o número de horas de ponta equivalente verificado em 2002 (determinado pelo rácio entre a energia em horas de ponta e a potência em horas de ponta).

Os valores da potência contratada e a potência média em horas de ponta refletidos até 2024 referem-se aos valores reais considerados em cada ano. Para a estimativa de 2025 utilizou-se a taxa média anual entre 2024 e 2026. Para os acréscimos previsionais da potência contratada e da potência em horas de ponta, de 2027 a 2030 utilizou-se a informação da potência contratada e da potência em horas de ponta apresentada no estudo da E-Redes «Custos incrementais – Informação relativa a 2026-2030».

No Quadro 3-30 apresentam-se os valores de procura para o período 1998-2030. Neste período ocorreram reduções na potência em alguns anos. A metodologia adotada para o cálculo do custo incremental consiste em relacionar acréscimos de investimento com acréscimos de procura, o que significa que metodologicamente não faz sentido considerar reduções de procura. Assim, as séries de potência indicadas foram corrigidas, no sentido de o valor de determinado ano ser igual ao do ano anterior, sempre que se verifique uma redução da procura.

## OUTROS PRESSUPOSTOS

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização coincidente com a taxa de remuneração definitiva para 2025 da atividade de distribuição de energia elétrica de 5,51083%.

De modo a calcular a anuidade dos vários investimentos foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de distribuição de 25 anos, até 2024, 27 anos em 2024 e 28 anos de 2025 a 2030, de acordo com informação da E-Redes no seu estudo dos custos incrementais de distribuição 2026-2030.

**ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026**

Tarifas por Atividade Regulada

**Quadro 3-30 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição**

AT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Potência	(kW)																
Hora ponta	4 203 873	4 486 363	4 740 585	5 023 386	4 984 583	5 210 482	5 565 979	5 898 481	6 078 514	6 098 140	6 137 074	6 763 487	6 858 144	7 041 456	6 431 630	6 289 095	6 338 467
Contratada	5 547 000	5 902 235	6 320 037	6 678 347	6 596 032	6 861 923	7 351 342	7 757 068	8 012 274	8 097 941	8 127 210	8 879 546	8 918 468	9 147 069	8 542 257	8 306 460	8 343 825
AT	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Potência	(kW)																
Hora ponta	6 278 382	6 361 726	6 336 254	6 632 768	6 586 076	6 276 968	6 478 805	6 692 705	6 704 912	6 631 078	6 743 096	6 855 115	6 876 387	7 046 116	7 128 510	7 211 108	
Contratada	8 380 328	8 820 516	9 391 546	9 877 385	9 823 230	9 396 186	9 677 377	10 051 185	10 093 494	9 991 654	10 377 430	10 763 205	10 556 637	10 862 449	11 080 768	11 325 703	
MT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Potência	(kW)																
Hora ponta	3 596 799	3 860 351	4 082 209	4 325 035	4 296 652	4 486 131	4 769 160	5 003 191	5 159 200	5 148 173	5 224 023	5 826 083	5 749 800	5 653 332	5 444 833	5 309 941	5 326 081
Contratada	7 019 392	7 442 702	7 798 089	8 171 336	9 152 319	9 176 540	10 386 514	8 897 713	9 141 235	10 328 594	9 663 240	9 994 124	10 208 370	10 208 212	9 987 687	9 794 303	9 773 571
MT	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Potência	(kW)																
Hora ponta	5 283 735	5 365 419	5 373 529	5 574 320	5 514 195	5 272 314	5 456 615	5 638 777	5 668 146	5 593 075	5 696 179	5 799 282	5 674 705	5 748 920	5 780 866	5 830 837	
Contratada	9 694 932	9 803 689	10 386 635	10 783 515	10 781 705	10 685 551	11 070 852	11 435 974	11 705 808	11 800 198	12 102 928	12 405 658	12 474 824	12 829 611	13 161 305	13 490 007	
BT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Potência	(kW)																
Hora ponta	2 132 848	2 312 990	2 452 697	2 559 795	2 599 726	2 706 085	2 844 082	2 983 655	3 078 911	3 133 829	3 161 086	3 325 192	3 425 337	3 285 324	3 065 389	2 958 189	2 936 440
Contratada	27 021 942	29 641 727	30 609 552	31 992 563	32 989 462	34 224 860	35 221 739	34 702 646	36 078 071	37 732 414	38 171 999	38 553 256	38 906 531	39 009 216	38 721 021	38 962 788	38 145 948
BT	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Potência	(kW)																
Hora ponta	2 868 920	2 920 550	2 925 017	3 036 211	3 017 944	2 960 806	3 036 990	3 084 196	3 205 331	3 203 913	3 226 477	3 249 041	3 335 964	3 447 858	3 541 965	3 632 571	
Contratada	38 199 147	38 533 336	38 951 143	39 374 380	39 731 032	40 057 632	40 563 640	41 160 402	41 770 130	42 507 233	43 373 914	44 240 595	45 305 620	46 371 671	47 436 695	48 501 720	

### 3.1.3.2 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 3-31 sintetiza os custos incrementais em vigor no anterior período de regulação (CI Tarifas 2025) e os custos incrementais que resultam da análise agora efetuada (CI Tarifas 2026).

Verifica-se um aumento do custo incremental de potência contratada em todos os níveis de tensão, devido a uma maior imputação de investimentos a troços periféricos nestes níveis de tensão. Adicionalmente, salienta-se um aumento menor do custo incremental de potência em horas de ponta nestes níveis.

O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais é apresentado no Anexo III.

**Quadro 3-31 - Custos incrementais da rede de distribuição antes de escalamento**

	CI Tarifas 2025 (/kW/mês)	CI Estudo 2026 (/kW/mês)	Variação cenário Estudo 2026/Tarifas 2025
Potência contratada AT	0,1030	0,2252	118,7%
Potência horas ponta AT	0,7944	0,9527	19,9%
Potência contratada MT	0,8169	1,3118	60,6%
Potência horas ponta MT	3,9490	4,8673	23,3%
Potência contratada BT	0,5555	0,7466	34,4%
Potência horas ponta BT	5,2342	6,8575	31,0%

O Quadro 3-32 apresenta o peso das receitas incrementais de potência contratada no total das receitas incrementais de cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT.

Comparam-se os resultados obtidos com a situação atual, verificando-se que a estrutura das receitas nas redes de AT e de MT recuperadas pela potência contratada assumirá um peso superior no próximo exercício tarifário. Na rede de BT verifica-se que a estrutura de receitas da variável de faturação potência contratada apresenta um ligeiro acréscimo face a tarifas de 2025.

**Quadro 3-32 - Peso das receitas incrementais de potência contratada nas receitas incrementais totais**

	CI Tarifas 2025	CI Tarifas 2026
	Receitas potência contratada	Receitas potência contratada
<b>AT+MT</b>	<b>28,4%</b>	<b>35,0%</b>
<b>AT</b>	<b>16,9%</b>	<b>27,1%</b>
<b>MT</b>	<b>30,7%</b>	<b>36,6%</b>
<b>BT</b>	<b>57,4%</b>	<b>58,1%</b>

O Quadro 3-33 analisa o peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT, e permite observar que a situação face aos custos incrementais atualmente em vigor é muito próxima.

**Quadro 3-33 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT**

	CI Tarifas 2025	CI Tarifas 2026
$R_{AT} / (R_{AT} + R_{MT})$	16,6%	16,8%

Em suma, os resultados apresentados apontam para uma alteração da estrutura de pagamentos pela utilização nas redes de AT, MT e BT, aumentando o peso da variável de faturação potência contratada.

Se os custos incrementais determinados para cada variável de faturação permitirem recuperar os proveitos permitidos, então os preços devem ser iguais aos respetivos custos incrementais. Se esta igualdade não se verificar, os custos incrementais devem ser corrigidos por fatores multiplicativos, ou seja, escalados de forma a proporcionar os proveitos permitidos.

Aos custos incrementais de AT e de MT aplica-se um fator multiplicativo comum, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT.

Aos custos incrementais de BT aplica-se um fator multiplicativo comum aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em BT.

No Quadro 3-34 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

**Quadro 3-34 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição**

Fatores multiplicativos da rede de distribuição	
Redes de distribuição em AT e MT	0,48
Rede de distribuição em BT	1,04

Nas redes de distribuição de AT e de MT os preços de potência das tarifas são inferiores aos custos incrementais correspondentes, sendo aplicados fatores multiplicativos inferiores a 1. Os fatores multiplicativos podem ser inferiores a 1, pelo facto de no cálculo dos custos incrementais serem contabilizadas algumas comparticipações, designadamente as comparticipações em espécie e parte das comparticipações financeiras dos clientes, por se referirem em parte a ativos de uso exclusivo.

Na rede de distribuição de BT o fator multiplicativo é superior a 1, conforme seria expectável, em parte também devido ao facto de se incluírem nos proveitos permitidos da rede de distribuição de BT as rendas de concessão pagas aos municípios.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário, publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, implícitos na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas.

### 3.2 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 SEN, 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, conforme o Decreto-Lei n.º 162/2019 [art.º 32.º n.º 2]. Atualmente, encontra-se em vigor o Regulamento n.º 815/2023 de 27 de julho<sup>40</sup>, 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<sup>41</sup>.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 15/2022, art.º 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

---

<sup>40</sup> O Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, que revogou o primeiro RAC, foi revogado em 2023.

<sup>41</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art.º 3.º, alínea f]).

O autoconsumo pode ser realizado em modo **individual**, quando o autoconsumo é para consumo numa instalação elétrica de utilização (IU), ou **coletivo**, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU, e tem subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo art.º 3.º, alínea f)]. No entanto, é possível associar em autoconsumo as instalações que estejam interligadas através da RESP, respeitando as regras de proximidades estabelecidas [art.º 83.º].

Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de Acesso às Redes, determinadas pela ERSE [art.º 88, n.º 2, alínea d)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 212.º]:

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

#### **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.

Conforme estabelecido no RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1<sup>42</sup>, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 62.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [RT, art.º 62.º, n.º 4]. Tendo em conta o momento atual de

---

<sup>42</sup> Um fator de 1 significa que as tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante são deduzidas na totalidade.

desenvolvimento dos projetos de autoconsumo, a ERSE mantém o entendimento de não haver necessidade de dar sinais locacionais nas tarifas. Por esse motivo, o fator assume âmbito nacional, sendo aplicável a todas as instalações de utilização.

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.

#### **ESTUDO DE CARACTERIZAÇÃO DA OCORRÊNCIA DE SITUAÇÕES DE INVERSÃO DE FLUXO ENTRE NÍVEIS DE TENSÃO NAS REDES**

De acordo com o RAC, os operadores de redes devem enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, um estudo de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes que deve incluir a seguinte informação [RAC, art.º 38.º, n.º 4]:

- Levantamento dos pontos de fronteira entre níveis de tensão onde, no ano anterior, se registaram períodos de 15 minutos em que o fluxo de energia ocorreu do nível de tensão mais baixo para o nível de tensão mais elevado;
- Caracterização dos pontos identificados na alínea anterior, nomeadamente em termos geográficos e técnicos;
- Caracterização e análise das situações de inversão de fluxo, nomeadamente quanto à sua frequência e magnitude, tendo em consideração as características geográficas e técnicas dos pontos de fronteira onde ocorrem.

A E-Redes enviou à ERSE, a 12 de junho de 2025, o documento de «Caracterização de situações de inversão de fluxo e proposta de critérios para a sua identificação», sobre as situações ocorridas no ano de 2024. Para esta caracterização, a E-Redes considera como ocorrência de situações de inversão de fluxo a existência de pelo menos um período quarto-horário em que a diferença entre os valores agregados dos canais A- e A+ seja positiva (sinalizando, portanto, injeção no sentido da rede de montante).

O documento estabelece os seguintes indicadores:

- número de períodos em inversão – quantidade de períodos quarto-horários em inversão de fluxo numa instalação (períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A+ ao canal A- é positivo);

- energia em inversão – quantidade de energia em inversão de fluxo por instalação (somatório dos saldos dos períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A+ ao canal A- é positivo);
- rácio entre energia em inversão e energia “consumida” - Rácio entre energia em inversão (somatório dos saldos dos períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A+ ao canal A- é positivo) e energia em fluxo normal (somatório dos saldos dos períodos onde o saldo quarto horário obtido através da subtração do canal A- ao canal A+ é positivo);
- rácio entre máxima potência em inversão e potência instalada – divisão entre a máxima potência registada em inversão de fluxo (maior valor para um período quarto-horário da subtração do canal A+ ao canal A-) e a potência instalada no transformador de potência.

O estudo apresenta uma análise das ocorrências em termos de magnitude e de frequência, para postos de transformação de distribuição (PTD) e para subestações. A análise inclui uma perspetiva não agregada, recorrendo a histogramas das distribuições dos indicadores indicados acima e onde cada instalação é mapeada segundo os mesmos indicadores e as suas coordenadas geográficas, seguida de uma perspetiva agregada, onde se apresentam os indicadores agregados por distrito e concelho.

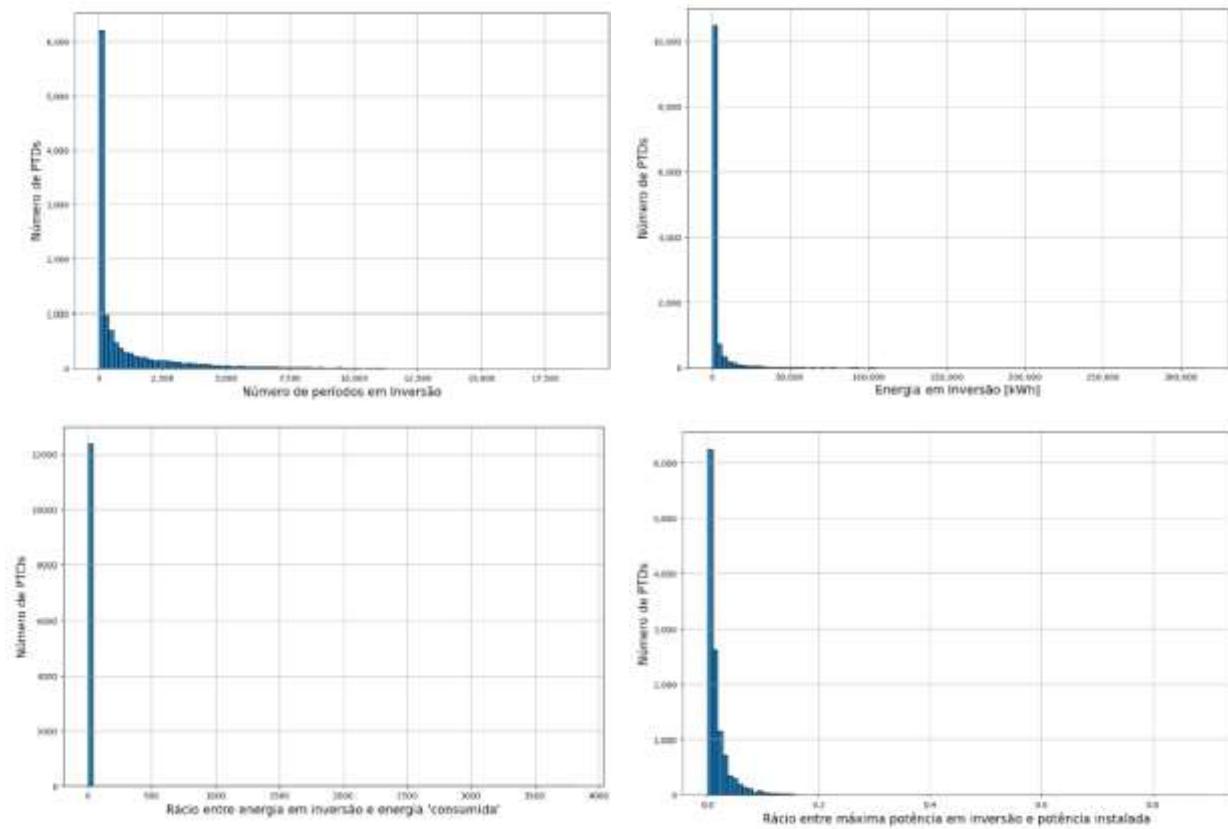
A E-Redes conclui que, em 2024, a maioria das ocorrências de inversão de fluxo tem uma magnitude e frequência reduzidas. Indica que, nesse ano, ocorreu inversão de fluxo em 17,4 % dos PTD, com um volume total de energia em inversão de 34,5 GWh, e em 31,3% do total das subestações, com um volume total de energia em inversão de 752 GWh. Por comparação, os valores relativos a 2023 foram de 14,8% e 27,3%, respetivamente<sup>43</sup>.

A Figura 3-1 apresenta os histogramas dos indicadores para os PTD, em 2024.

---

<sup>43</sup> Valores obtidos da informação enviada à ERSE em 2024, no âmbito do exercício tarifário de 2025, conforme documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2025](#)».

Figura 3-1 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2024



Fonte: E-Redes

A caracterização revela que metade dos PTD onde ocorreu inversão apresentou um rácio entre energia em inversão e «consumida» igual ou inferior a 0,1%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 0,8% para metade dos PTD nos quais ocorreu inversão. Para o percentil 75%, estes rácios foram de 2%. O Quadro 3-35 apresenta estes resultados e a Figura 3-2 ilustra a distribuição geográfica dos PTD, de acordo com o número de períodos em inversão e a energia em inversão.

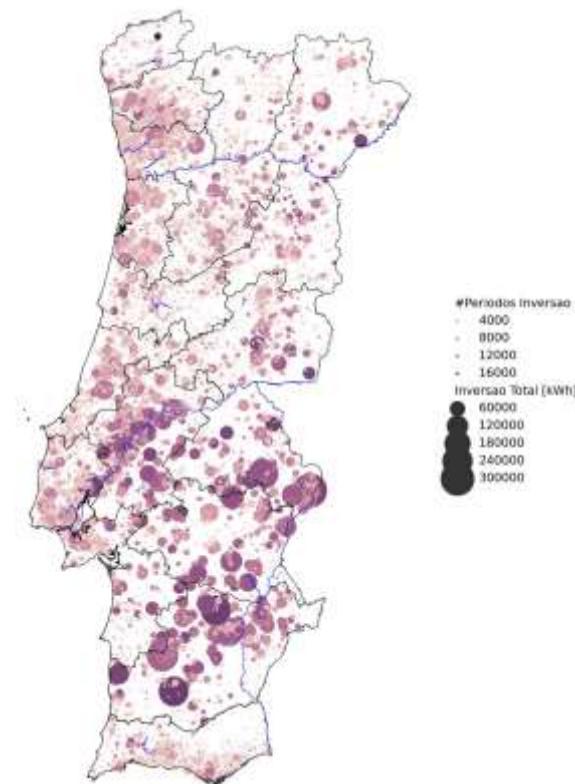
**Quadro 3-35 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2024**

Indicador	Média	Q1 - 25%	Q2 - 50% (Mediana)	Q3 - 75%	Máximo
Número de períodos em Inversão	1 173	15	190	1 312	19 043
Energia em inversão [kWh]	2 778	5	86	1 152	314 719
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	1,1	0,00007	0,001	0,02	3842
Rácio entre máxima potência em inversão e instalada	0,02	0,004	0,008	0,020	0,895

Fonte: E-Redes

Em relação ao ano de 2023, observa-se um ligeiro aumento tanto no número de períodos quanto no total de energia em inversão por PTD. Este crescimento também se reflete no aumento do valor máximo do rácio entre a energia em inversão e a energia consumida, sendo cada vez mais comum que o período total em que a energia «produzida» seja superior à «consumida».

Figura 3-2 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2024

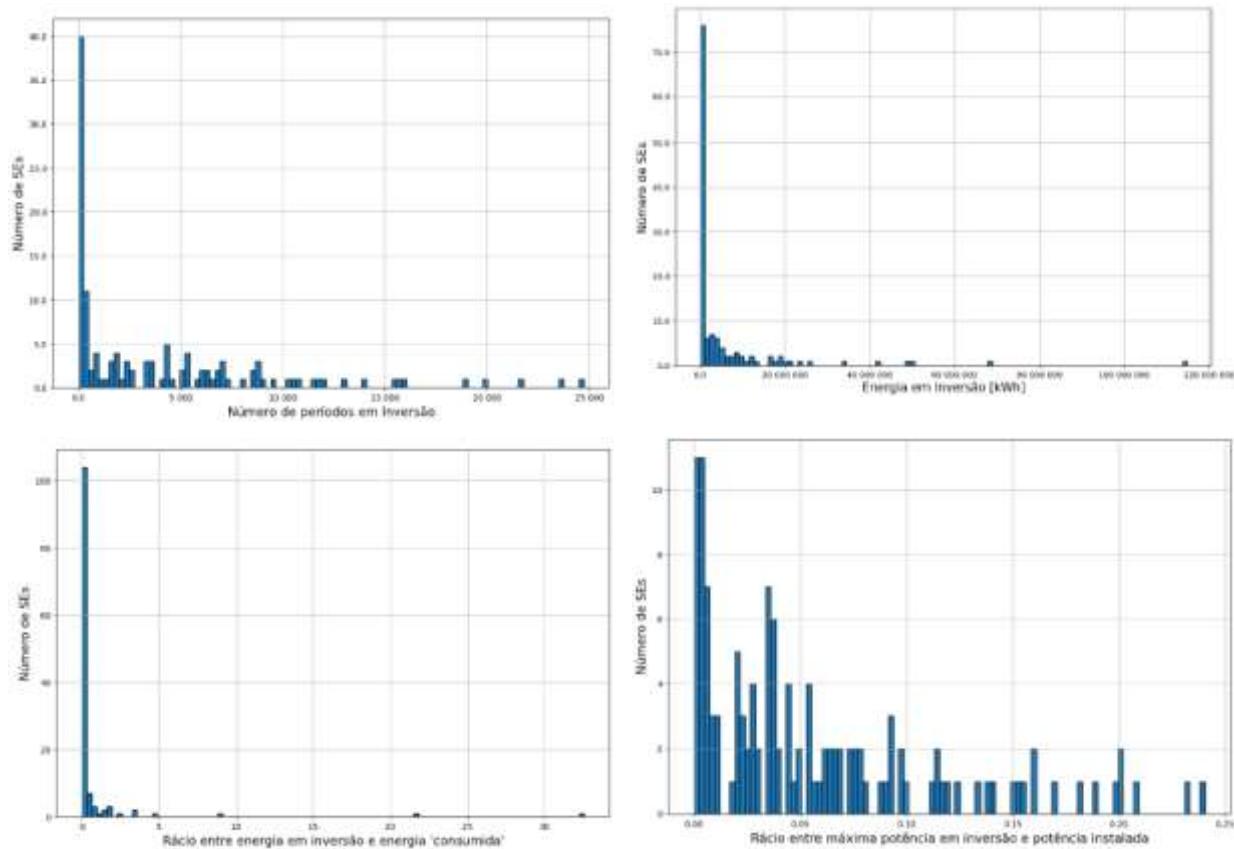


Fonte: E-Redes

À semelhança do ano anterior, os PTD com maior magnitude e frequência de inversão localizam-se no centro e sul do país, principalmente no distrito de Santarém, Portalegre, Évora e Beja. No sentido inverso, os valores mais reduzidos foram registados nos distritos do interior norte do país.

A Figura 3-1 apresenta os histogramas dos indicadores para as subestações, em 2024.

**Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para as subestações, 2024**



Fonte: E-Redes.

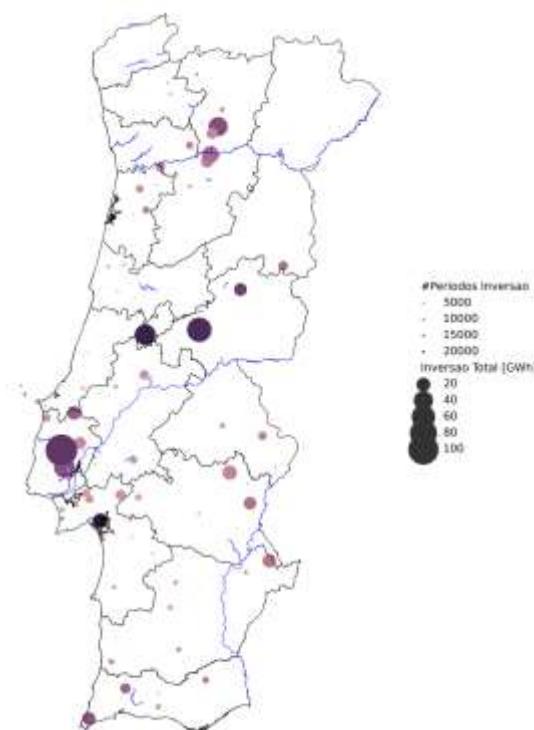
Quanto às subestações, metade daquelas em que se verificou inversão registaram uma relação entre energia em inversão e «consumida» não superior a 1,4%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não excedeu 4,0% para metade das subestações onde ocorreu inversão. Para o percentil 75%, estes rácios foram 18,3% e 8,1%, respetivamente. O Quadro 3-36 apresenta estes resultados e a Figura 3-4 ilustra a distribuição geográfica das subestações, de acordo com o número de períodos em inversão e a energia em inversão.

**Quadro 3-36 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as subestações, 2024**

Indicador	Média	Q1 - 25%	Q2 - 50% (Mediana)	Q3 - 75%	Máximo
Número de períodos em Inversão	4 107	167	1 891	6 307	24 724
Energia em inversão [kWh]	5 929 003	14 151	724 178	4 677 502	114 832 963
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0,8	0,00030	0,01400	0,18330	32,58920
Rácio entre máxima potência em inversão e instalada	0,06	0,009	0,037	0,081	0,241

Fonte: E-Redes

**Figura 3-4 - Distribuição geográfica das subestações com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2024**



Fonte: E-Redes

Tanto o total em inversão, como os períodos em inversão, apresentam uma tendência de crescimento generalizado quando comparado com os valores obtidos nos anos anteriores. Lisboa destaca-se como o distrito com maior volume de energia em inversão, sendo também o que apresenta uma média de energia em inversão por subestação com inversão mais elevada.

Em conclusão, o estudo de caracterização enviado pela E-Redes permite observar que há pontos de fronteira em que os fluxos de jusante para montante, em períodos de 15 minutos, têm significado, em particular nas subestações. O estudo refere que se verifica um aumento geral tanto do número de períodos, como do total de energia em inversão, em PTD, e que, em subestações, os valores totais em inversão e os períodos em inversão apresentam uma tendência crescente, tanto na sua ordem de grandeza como na sua distribuição. Apesar deste acréscimo, e tal como nos anos anteriores, a ERSE entende que a informação sugere que a nível nacional as situações de inversão de fluxo ainda não atingiram um patamar que justifique a reflexão desse efeito em termos tarifários. O acompanhamento dos projetos de autoconsumo que venham a ser desenvolvidos, a par com a evolução da informação recolhida e respetiva análise, serão determinantes para suportar a tomada de decisão da ERSE.

#### FATOR RELATIVO À OCORRÊNCIA DE SITUAÇÕES DE INVERSÃO DO FLUXO DE ENERGIA NA RESP

No primeiro trimestre de 2025, existiam 402 projetos de autoconsumo, envolvendo 1859 instalações<sup>44</sup>. 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 redes, relativa a 2024, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2026 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, a aplicar à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante, assume, portanto, o valor de 1.

Com o desenvolvimento de projetos de autoconsumo através da RESP, a ERSE espera recolher informação suficiente para poder aferir a consideração das situações de inversão no cálculo destas tarifas (ou seja, assumir um fator inferior a 1), incluindo os impactes nos custos das redes. Estes impactes, e seu reflexo nos preços, devem ainda ser ponderados face a uma maior complexificação das tarifas e atratividade para potenciais autoconsumidores, conforme salientou o CT no seu parecer à consulta pública n.º 101.

---

<sup>44</sup> Informação recebida da E-Redes ao abrigo do [Regulamento do Autoconsumo](#) [art.º 38.º, na redação vigente].

### 3.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APPLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO COM O ESTATUTO DE CLIENTE ELETROINTENSIVO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, 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].

O Decreto-Lei n.º 99/2024<sup>45</sup>, de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, veio proceder a alterações ao estatuto, as quais estão consideradas na descrição abaixo.

Nos termos do Decreto-Lei nº 15/2022, na redação em vigor, 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 à componente de 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<sup>46</sup>, 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 EUR/MWh;
- no que se refere à componente de autoconsumo (proveniente de 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<sup>47</sup>, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

<sup>45</sup> Decreto Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro, que altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis.

<sup>46</sup> 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.

<sup>47</sup> 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.

No que respeita aos limiares mínimos do consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, já referidos, é ainda aplicável o previsto na Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, na redação da Portaria n.º 203-A/2025/1, de 24 de abril, a qual estabelece que os benefícios da redução parcial dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema nos termos da alínea a) do n.º 2 do artigo 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na componente de consumo de energia elétrica proveniente da RESP, carecem de operacionalização por parte da ERSE<sup>48</sup> e que as medidas de redução de encargos apenas produzem efeitos após a notificação de aprovação por parte da Comissão Europeia<sup>49</sup>.

A aprovação pela Comissão Europeia da proposta governamental no âmbito do processo de decisão de auxílios de Estado ocorreu em 24 de abril de 2025<sup>50</sup>. Em sequência, a ERSE aprovou os preços das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda Clientes Finais<sup>51</sup>, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do cliente eletrointensivo, através da Diretiva n.º 8/2025<sup>52</sup>.

Tendo em conta que este estatuto cria um regime de isenção de CIEG a aplicar a instalações de elevado consumo de eletricidade, importa conhecer esse universo. Para tal, apresenta-se de seguida uma caracterização das instalações abrangidas, a partir das listagens das instalações de consumo beneficiárias da isenção de CIEG, enviadas pela Direção-Geral de Energia e Geologia, a 8 de setembro de 2025, ao abrigo do estabelecido na Portaria n.º 112/2022, na redação vigente [art.º 9.º, n.º 3]. De salientar que as alterações ao regime jurídico do Estatuto de Cliente Eletrointensivo alteraram o universo de instalações abrangidas face ao universo apresentado nos anos anteriores.

A DGEG enviou três listagens, «ECE - Listagem pedidos novos», «ECE - Listagem pedidos conversão» e «ECE – Listagem pedidos condicionados». A listagem de pedidos condicionados apresenta duas instalações futuras, não consideradas para a análise. As listagens «ECE - Listagem pedidos novos» e «ECE - Listagem pedidos conversão» incluem 66 instalações, a grande maioria com ligação à RESP em AT (49 instalações). As instalações com Estatuto de Cliente Eletrointensivo representaram 7 011 GWh de consumo anual em

---

<sup>48</sup> Nos termos do art.º 9.º, n.º 1.

<sup>49</sup> Nos termos do art.º 19.º, n.º 2.

<sup>50</sup> «[State Aid SA.111450 – Portugal Electricity levy reduction for energy-intensive users in Portugal](#)», Comissão Europeia, 24 de abril de 2025, disponível em <https://competition-cases.ec.europa.eu/search?search=SA.111450>.

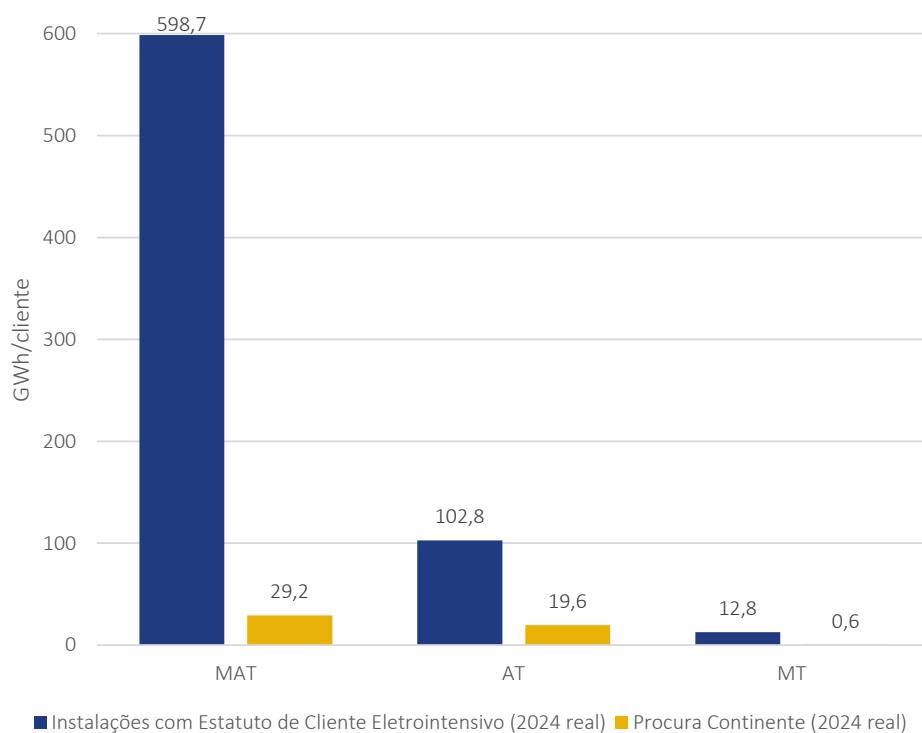
<sup>51</sup> No caso das tarifas de Venda a Clientes Finais, estas referem-se às situações de fornecimento supletivo.

<sup>52</sup> [Diretiva n.º 8/2025](#), de 30 de julho, que procede à primeira alteração à Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro, que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025.

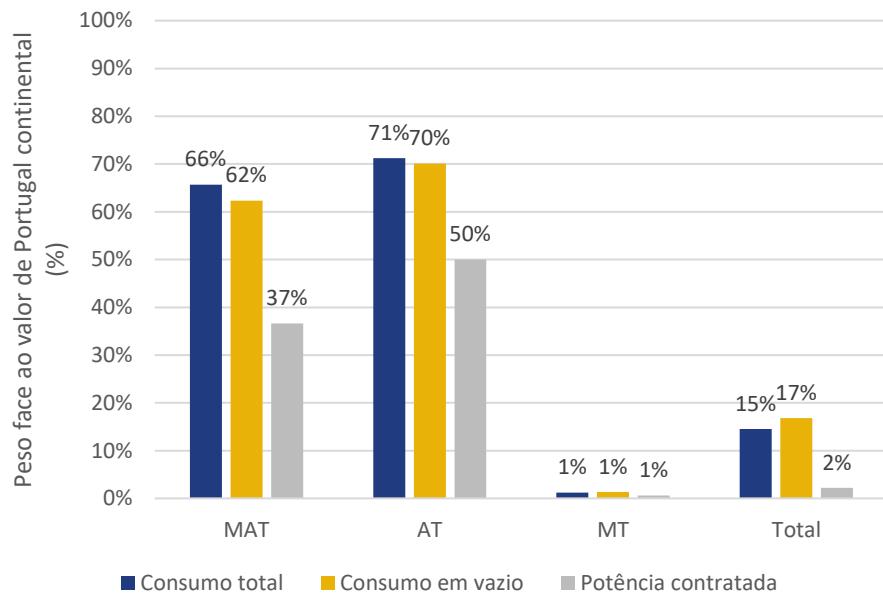
2024, com 47% desse consumo a ocorrer em horas de vazio. A potência instalada total corresponde a 1 964 MVA, a que corresponde uma potência contratada (valores estimados) total de 59% desse valor.

A Figura 3-5 permite observar que estas instalações têm, de facto, um consumo médio bastante superior ao da totalidade das instalações ligadas no correspondente nível de tensão (entre 5 a 23 vezes).

**Figura 3-5 - Consumo anual de 2024 das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo real de 2024 da procura em Portugal continental**



**Figura 3-6 – Peso do consumo e da potência contratada, de 2024, das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2026, em tarifas 2026)**



Nota: as colunas «Total» correspondem ao peso de todas instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (MAT, AT e MT) na procura em Portugal continental (MAT, AT, MT e BT).

De salientar que para a previsão do número de clientes eletrointensivos e dos respetivos consumos para 2026, foi utilizada a informação real de 2024, enviada pela DGEG, de 7 011 GWh de consumo anual, com uma estrutura por variável de faturação de acordo com a estrutura da procura do respetivo nível de tensão em Portugal continental.

### 3.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APlicáveis à MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica foi recentemente revisto, através da publicação do Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto (RJME)<sup>53</sup>, com vista à adequação do modelo de mobilidade português ao quadro normativo da União Europeia. Este diploma elimina a gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica em Portugal, até agora operada pela Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME), mas estabelece um regime transitório, até 31 de dezembro de 2026, para salvaguardar uma transição sem disruptões entre regimes jurídicos.

<sup>53</sup> Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto que estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica, aplicável à organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica.

Nos termos do artigo 44.º do RJME, durante o período transitório, a utilização da plataforma da EGME está sujeita ao pagamento de uma tarifa, fixada anualmente pela ERSE. A referida tarifa tem correspondência nas tarifas da EGME, do âmbito estrito do setor da mobilidade elétrica, que se mantêm no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) e são alvo de processo autónomo<sup>54</sup>.

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos e as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM, constam do RT e são aplicáveis durante o regime transitório e apenas aos fornecimentos dos CEME em pontos de carregamento que se mantenham integrados na rede da ME.

Nos termos do RJME cabe à ERSE a aprovação das alterações necessárias ao RME em vigor para acomodar o novo regime<sup>55</sup>, a qual já se encontra em fase de preparação.

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à Mobilidade Elétrica que vigorarão em 2026 correspondem exclusivamente às tarifas aplicáveis às entregas aos utilizadores de veículos elétricos realizadas em pontos de carregamento que se mantenham integrados na plataforma de gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica durante o regime transitório.

#### **SETOR DA MOBILIDADE ELÉTRICA (REGIME TRANSITÓRIO) E SETOR ELÉTRICO**

No âmbito do regime transitório da mobilidade elétrica, previsto no artigo 44.º do RJME, no caso de pontos de carregamento que se mantenham integrados na plataforma de gestão centralizada da rede de mobilidade elétrica, estão estabelecidos relacionamentos contratuais entre as várias entidades, conforme se esquematiza na figura seguinte, nomeadamente:

- os utilizadores de veículo elétrico (UVE) estabelecem contratos com os CEME para o serviço de carregamento, realizado em pontos de carregamento de Operadores de ponto de carregamento (OPC);
- a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) garante os fluxos de dados necessários à faturação desses contratos;

---

<sup>54</sup> Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erne.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

<sup>55</sup> Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro e n.º 785/2021, de 23 de agosto.

- a EGME e os ORD trocam informação para imputação dos consumos na rede de mobilidade elétrica a carteiras de comercialização de CSE.

Além destas entidades, o regime legal prevê a existência de pontos de carregamento de acesso privativo integrados na rede de mobilidade elétrica, para uso exclusivo ou partilhado, designados de DPC (detentores de pontos de carregamento).

Assim, o montante total faturado pelo CEME com o qual o UVE estabeleceu um contrato para o serviço de carregamento, reflete diversos custos, tanto do setor da mobilidade elétrica, como do setor elétrico, conforme se indica:

- A **componente CEME**, que consta do contrato negociado entre o CEME e o UVE, respeita à eletricidade fornecida para carregamento do veículo elétrico, que inclui: o valor da eletricidade e sua comercialização<sup>56</sup>, as redes de energia elétrica, bem como a tarifa da EGME aplicável aos CEME<sup>57</sup>,
- A **componente OPC**<sup>58</sup>, que inclui: a utilização dos pontos de carregamento, assim como a tarifa EGME aplicável aos OPC,
- A **componente de taxas e impostos**, definidos pelo Estado português, designadamente: o imposto especial sobre o consumo de energia elétrica (IEC) e o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), se aplicável.

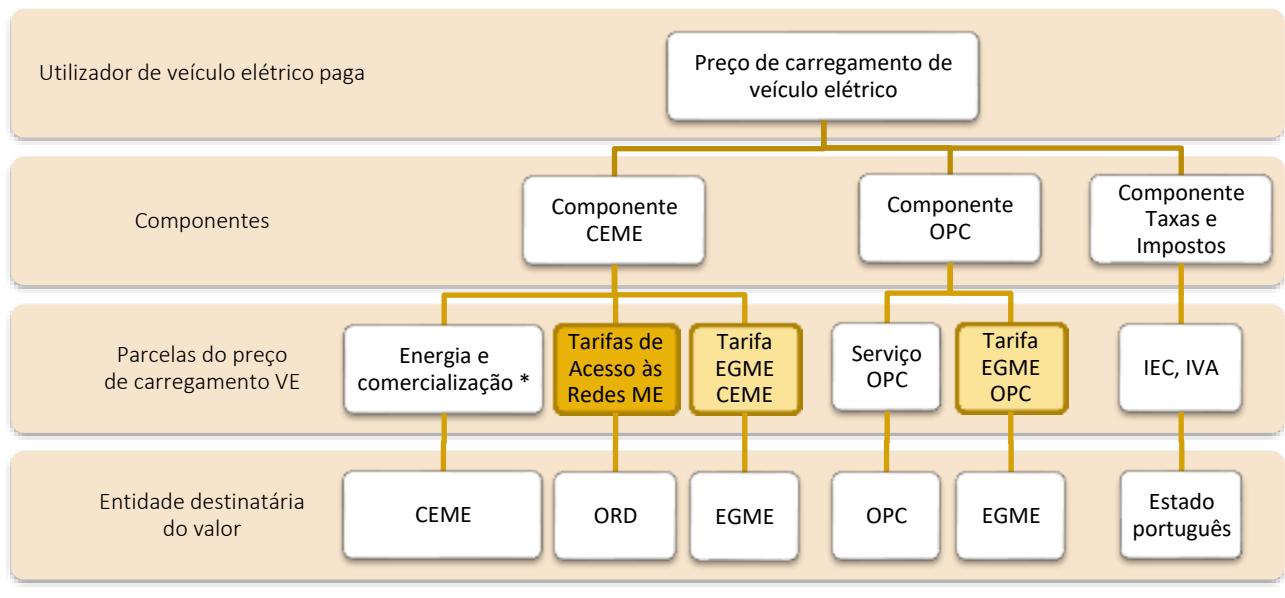
A Figura 3-7 resume a **estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos** na Rede de Mobilidade Elétrica. Assim, o preço final pago pelos utilizadores de veículos elétricos incorpora tarifas reguladas, definidas pela ERSE, quer sejam as tarifas da EGME, como as correspondentes às tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica, às quais este documento reporta.

---

<sup>56</sup> No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

<sup>57</sup> As tarifas da EGME estão definidas no [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#).

<sup>58</sup> Embora seja cobrada pelo CEME, esta parcela será transferida para os OPC onde o UVE carregou o seu veículo.

**Figura 3-7 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica**

Legenda:

Tarifas de Acesso às Redes ME

Tarifas EGME

Parcelas de preço não reguladas

(\*) No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

## TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

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, que estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 57.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 RESP à rede da mobilidade elétrica em BT.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT.

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT.

As duas últimas tarifas aplicam-se a partir de 2024, conforme a reformulação do RT desse ano<sup>59</sup>.

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas aos UVE [RT, art.º 57.º, n.º 1] e são faturadas pelos ORD aos 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 57.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.

---

<sup>59</sup> [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVÉ, 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 das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, em MT e em AT são convertidos para preços de energia por período horário, diferenciados em função da utilização das redes [RT, art.º 58.º, números 1, 3 e 4].

A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que permite garantir a inexistência de subsídiação 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 58.º, n.º 5].

#### **CONVERSÃO DO PREÇO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA PREÇOS DE ENERGIA**

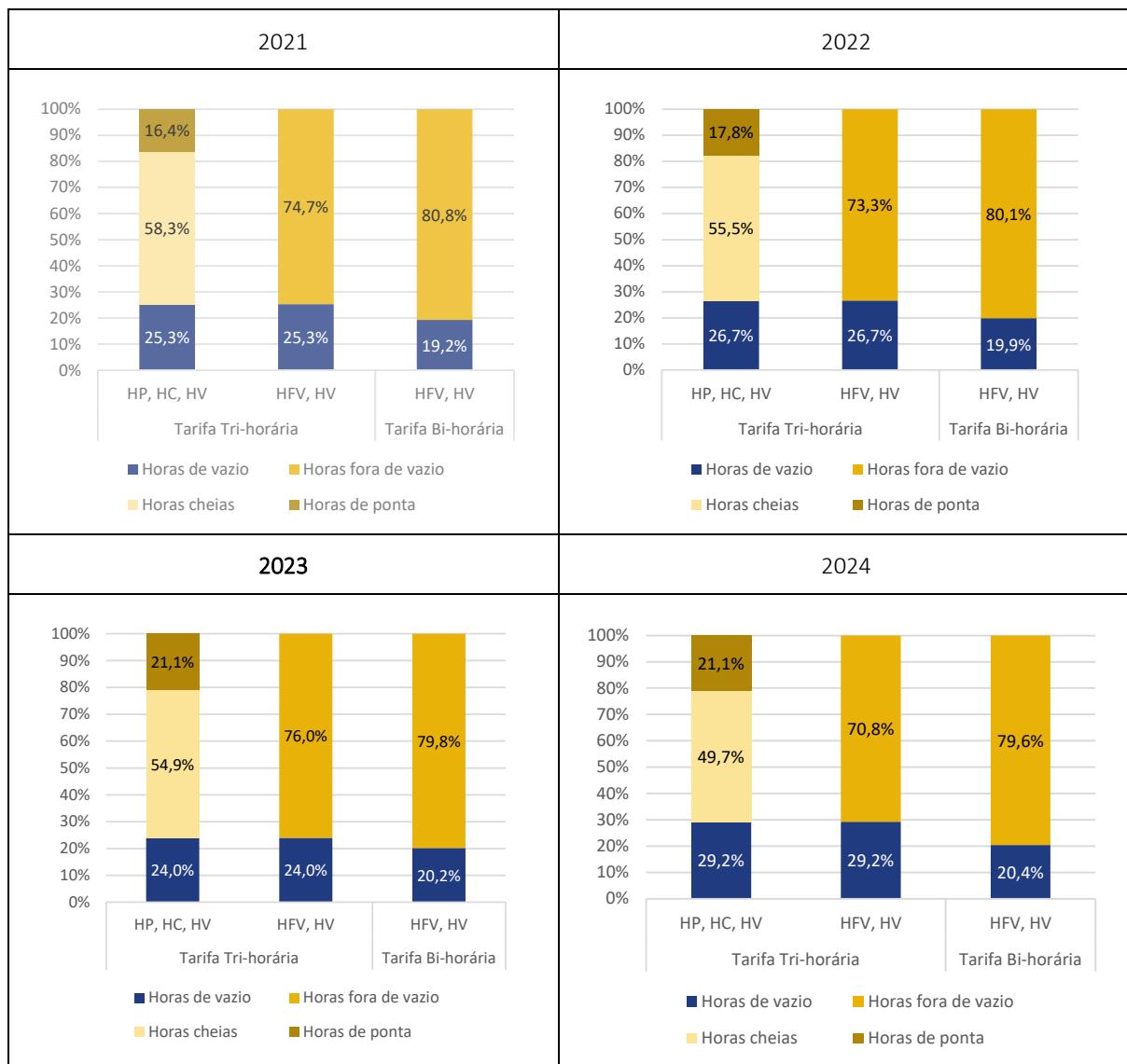
A estrutura das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica é constituída unicamente por preços de energia ativa e, por isso, sem preços de potência contratada. Tal resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia ativa. Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia ativa destas tarifas são superiores aos preços de energia ativa das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada.

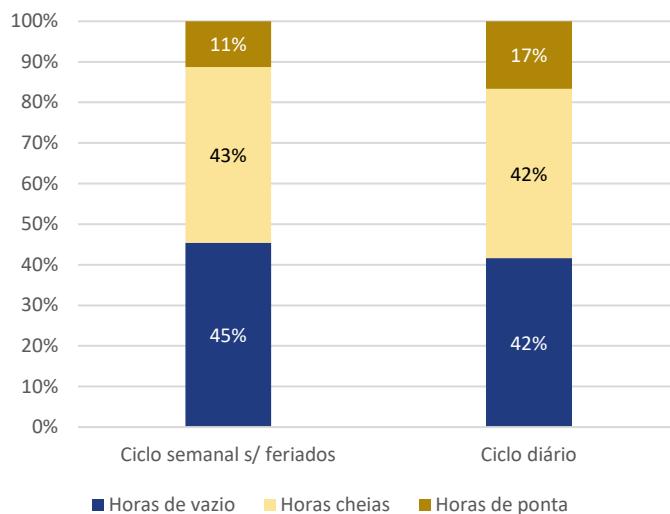
Até 2022, os preços de potência contratada eram convertidos para um preço único, sem discriminação por período horário. A partir das tarifas de 2022, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa passou a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário.

Para determinar essa diferenciação, é utilizada a proporção de consumo na rede de mobilidade elétrica por período horário. A figura seguinte apresenta essa informação relativa a 2021, 2022, 2023 e 2024. Comparando com a distribuição de horas por período horário, em 2024 (Figura 3-9), conclui-se que há uma

maior utilização da rede no período fora de vazio. Essa utilização, que diminuiu entre 2021 e 2022, aumentou em 2023 para voltar a diminuir em 2024, com exceção da bi-horária.

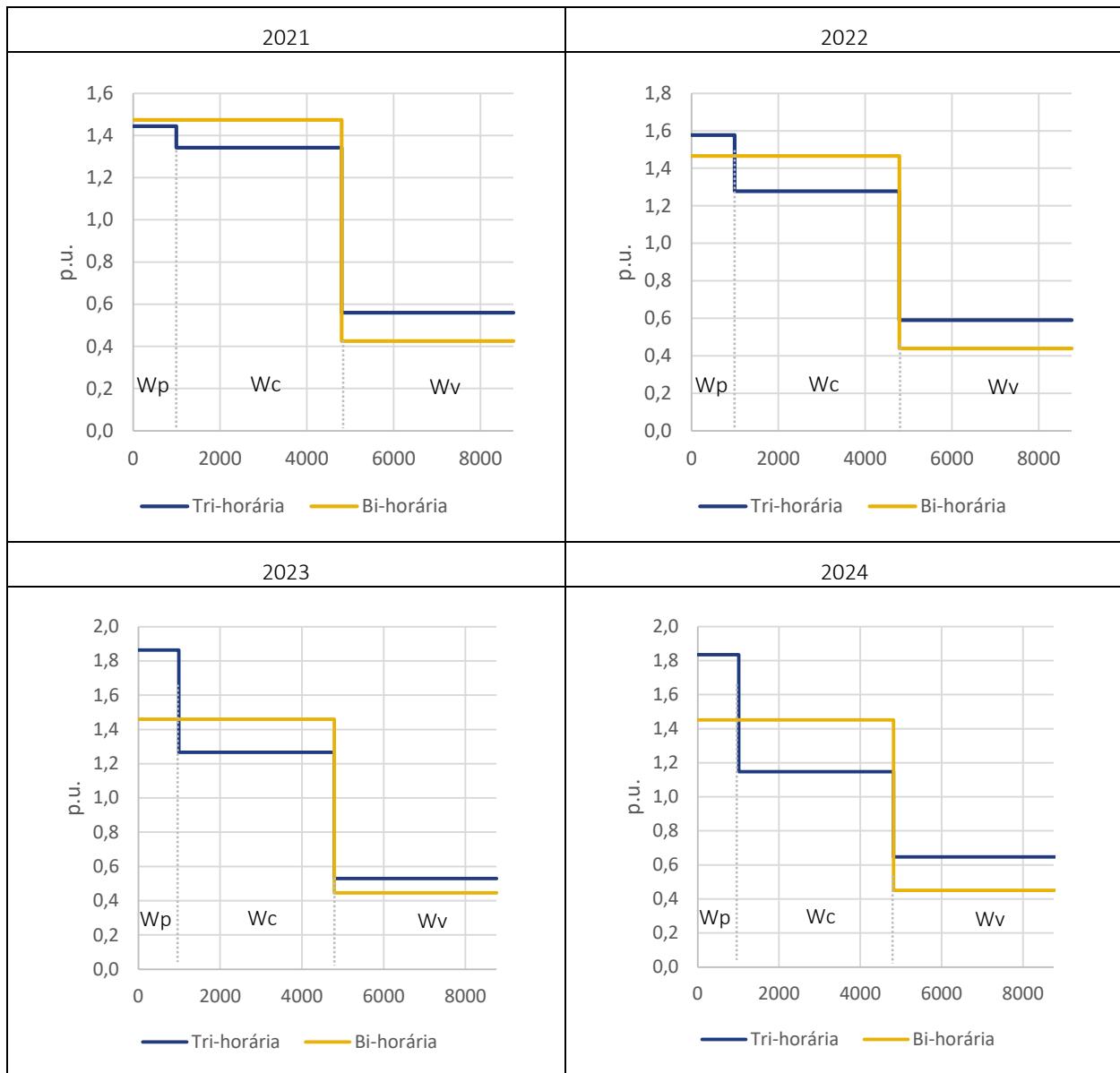
**Figura 3-8 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021, 2022, 2023 e 2024**



**Figura 3-9 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2024**

Na Figura 3-10 apresenta-se o diagrama de carga anual dos dados acima, retangularizado, em p.u. (por unidade, valores normalizados pela potência média anual), discriminado pelos três períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio). Em comparação com os diagramas apresentados no documento de caracterização da procura, constata-se uma maior amplitude entre as horas de ponta e as horas de vazio. O diagrama agregado das opções bi-horária e tri-horária é semelhante ao da bi-horária, dado o reduzido consumo na opção tri-horária (0,2% do total).

**Figura 3-10 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021, 2022, 2023 e 2024**



A partir do diagrama de carga é possível estabelecer a relação entre períodos horários. Para isso, são utilizados os valores normalizados pela potência média anual, os quais se apresentam no quadro seguinte.

**Quadro 3-37 - Valores normalizados pela potência média anual determinados a partir do diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica em 2024**

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,45	0,45

Com base em valores fornecidos pela E-Redes, o fator de utilização da potência contratada, estimado a partir das quantidades das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica, foi de 230 horas/ano em 2022.

Nos exercícios tarifários de 2022 a 2025, a ERSE optou por utilizar um fator de utilização superior ao calculados a partir das quantidades reportadas pela E-Redes, desse modo atenuando a diferença entre os valores do fator de utilização utilizados em anos anteriores e o valor obtido a partir das quantidades específicas para a mobilidade elétrica. Este entendimento permite também responder às preocupações manifestadas na [Consulta Pública n.º 101](#), relativamente ao impacto de uma conversão diferenciada da potência contratada nos preços finais suportados pelos UVE.

À semelhança das opções tomadas no exercício tarifário de 2025, a ERSE considera um fator de utilização da potência contratada de 743 horas/ano, determinado a partir das quantidades da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT em 2024, mas excluindo as quantidades relativas à iluminação pública (IP). Do mesmo modo, é adotada a diferenciação por período horário, conforme Quadro 3-38. Esta decisão permite assegurar a hierarquia de preços entre horas de ponta, cheias e de vazio, e, ao mesmo tempo, limita o impacto que uma conversão diferenciada possa ter nos preços em horas de ponta e, consequentemente, nos preços finais suportados pelos utilizadores de veículos elétricos <sup>60</sup>.

<sup>60</sup> Conforme as preocupações levantadas aquando da consulta de reformulação do RT de 2021, no seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

**Quadro 3-38 - Valores normalizados pela potência média anual utilizados na conversão do preço de potência contratada em preços de energia por período horário nas tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica**

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,45	0,45

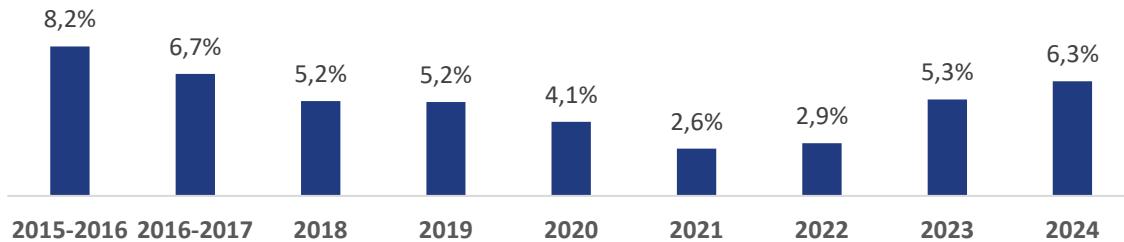
### 3.5 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia aplicada no anterior período de regulação (anos de 2022 a 2025) resultou de um estudo apresentado no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)», e foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário português nos anos de 2018 a 2020.

O início de um novo período de regulação (2026-2029), o contínuo e aprofundado processo de integração de mercados e a influência de tecnologias de produção marginais caracterizadas por custos variáveis de produção semelhantes no espaço ibérico, como consequência dos objetivos de descarbonização do setor da energia, justificam uma reavaliação da estrutura dos preços de energia elétrica.

A Figura 3-11 apresenta a percentagem de horas com diferença de preços na fronteira Espanha-Portugal, no período 2015-2024, evidenciando uma melhoria no acoplamento dos dois mercados até 2021, seguida de uma tendência de menor acoplamento até 2024<sup>61</sup>.

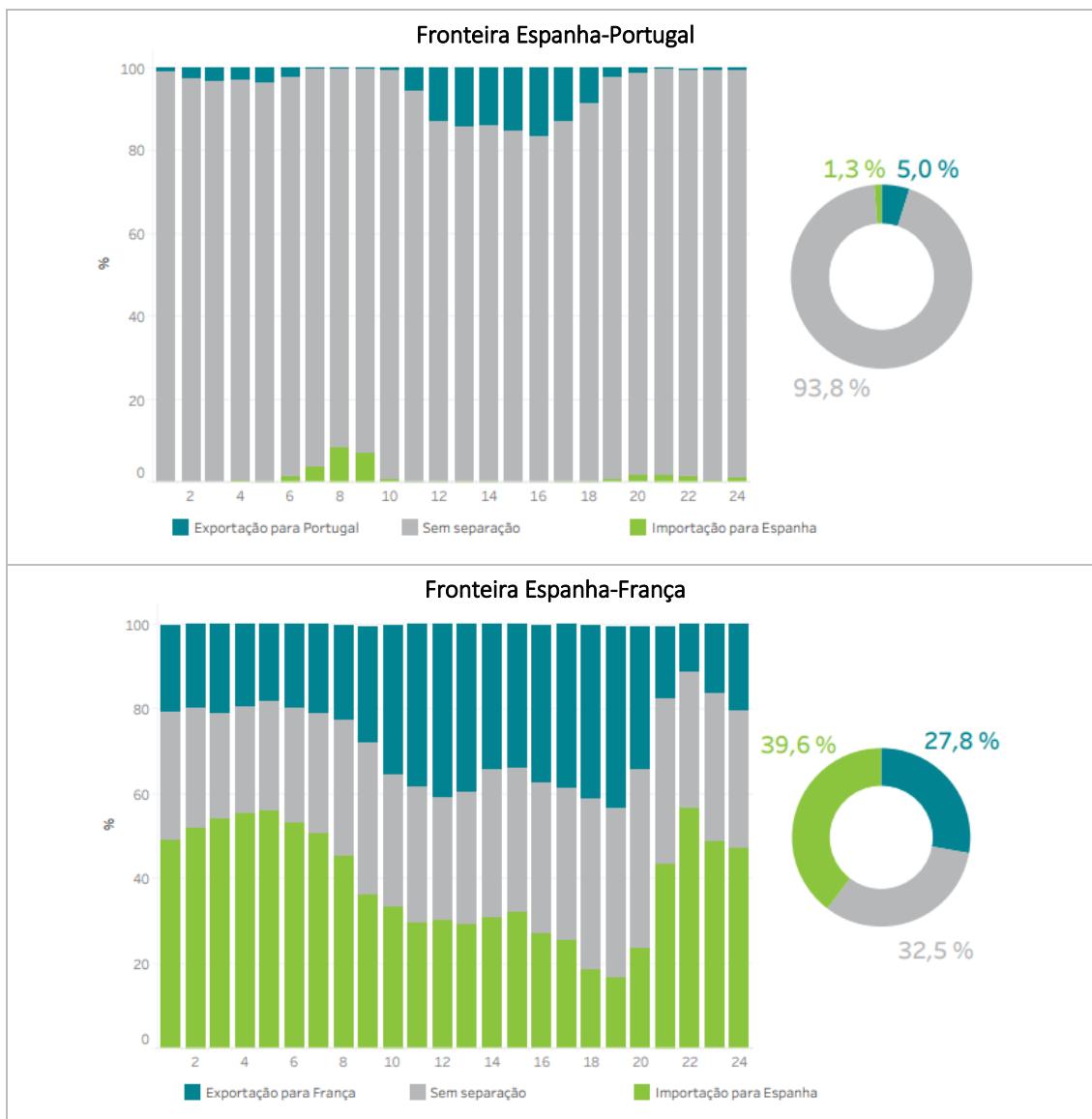
<sup>61</sup> Os primeiros dois valores referem-se aos biénios 2015-2016 e 2016-2017, respetivamente.

**Figura 3-11 - Acoplamento de mercados na fronteira Espanha-Portugal, anos 2015-2024**

Fonte: Relatório Anual e Relatório de Preços (vários anos), disponíveis na página do [OMIE](#). O gráfico indica a percentagem de horas, sobre o total de horas, do acoplamento de mercados.

Conclui-se que o nível de acoplamento entre Portugal e Espanha é francamente superior ao registado na fronteira entre Espanha e França, como se observa na Figura 3-12, com dados relativos a 2024.

Figura 3-12 - Acoplamento de mercados nas fronteiras Espanha/Portugal e Espanha/França, ano 2024



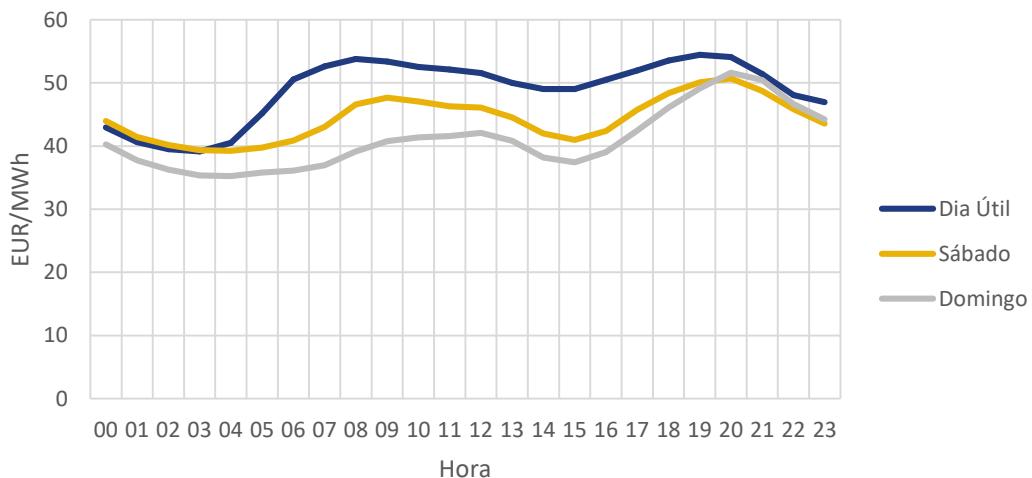
Fonte: [Relatório Anual 2024](#), OMIE. O gráfico circular indica a percentagem de horas, sobre o total de horas, do acoplamento de mercados e, no caso de não existir acoplamento, do fluxo da interligação. O gráfico de barras discrimina, por hora, estes dados.

Nos anos mais recentes, verifica-se maior volatilidade e um novo perfil horário do preço grossista, conforme se detalha de seguida.

As duas figuras seguintes caracterizam as curvas de preços horários do mercado diário, para a área de Portugal, nos anos 2015 a 2025 (este último até 9 de setembro). A Figura 3-13 apresenta os preços horários

médios<sup>62</sup> por tipo de dia, evidenciando que existe um comportamento de ciclo semanal, em que os preços mais altos se registam nos dias úteis.

**Figura 3-13 - Preços horários por tipo de dia, anos 2015-2025**

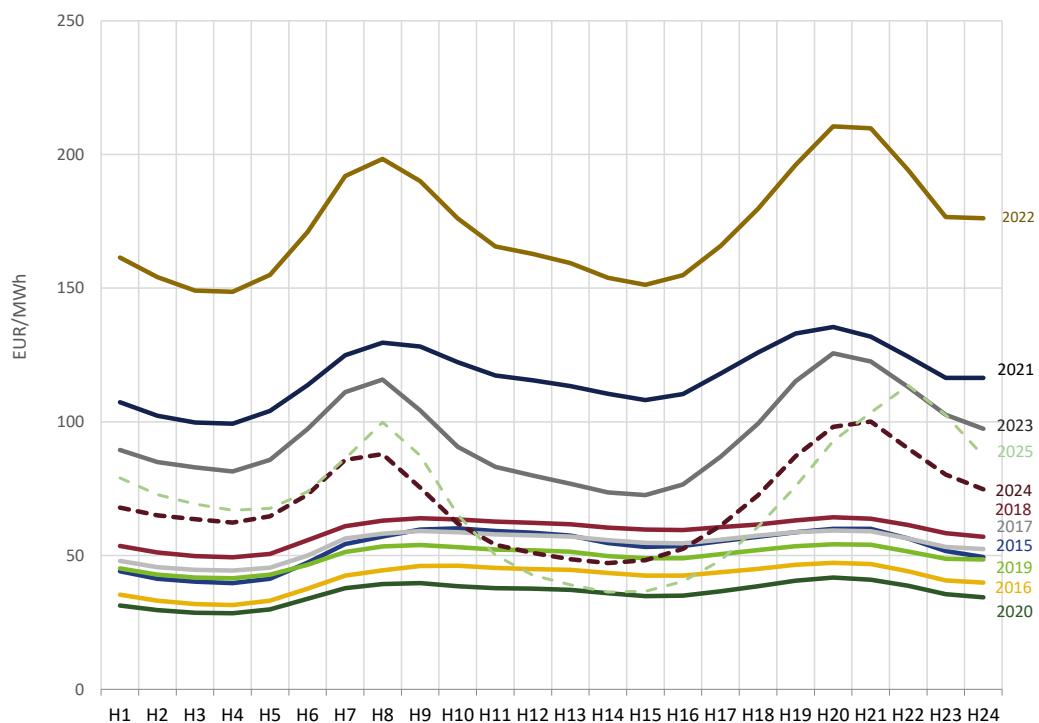


Fonte: Preços do mercado diário [OMIE](#). A informação de preços do ano 2025 corresponde ao período de 1 de janeiro a 9 de setembro.

A Figura 3-14 apresenta os preços horários apenas para os dias úteis, mas com discriminação por ano, permitindo concluir que a estrutura de preços tende a ser semelhante nos vários anos, não obstante existirem diferenças nos níveis de preços entre anos. Uma tendência mais recente, é a existência de horas de menor preço, já não no período noturno, mas no período da tarde, fruto da entrada de produção de fontes de energia renováveis (especialmente, solar) como tecnologia marginal nessas horas.

<sup>62</sup> Média aritmética simples dos valores de preço horário, para uma determinada hora, para o período temporal em análise.

Figura 3-14 - Preços horários nos dias úteis, por ano

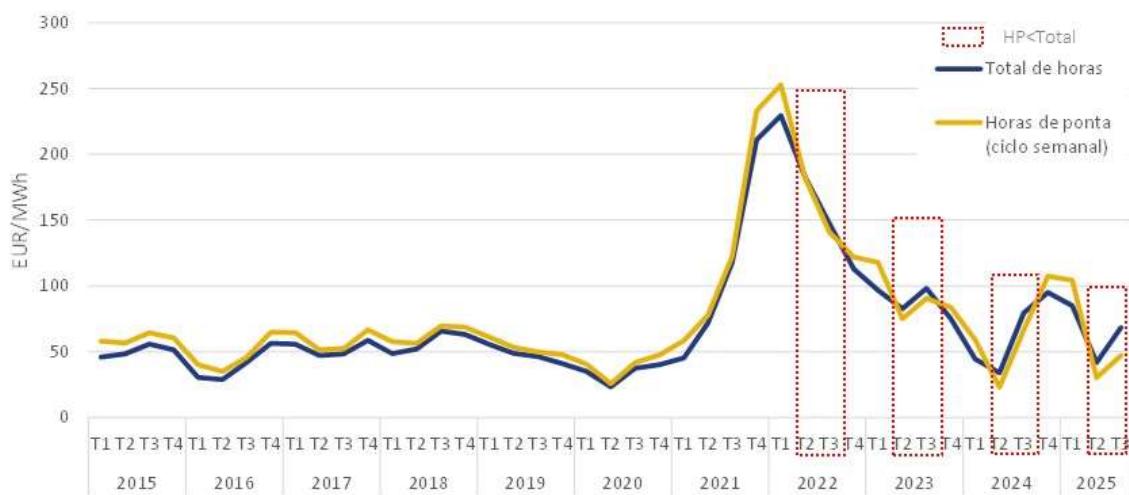


Fonte: Preços do mercado diário [OMIE](#). A informação de preços do ano 2025 corresponde ao período de 1 de janeiro a 9 de setembro.

As duas figuras seguintes analisam o comportamento trimestral dos preços do mercado diário, no total das horas e nas horas de ponta<sup>63</sup>. A Figura 3-15 apresenta a evolução trimestral dos preços, o que aponta para alguma volatilidade entre trimestres e entre anos. Fica evidente o pico de preço no período pós-pandémico, e coincidente com a invasão da Ucrânia pela Rússia, e posterior descida gradual.

<sup>63</sup> As horas de ponta apresentadas correspondem às horas de ponta do ciclo semanal em Portugal continental.

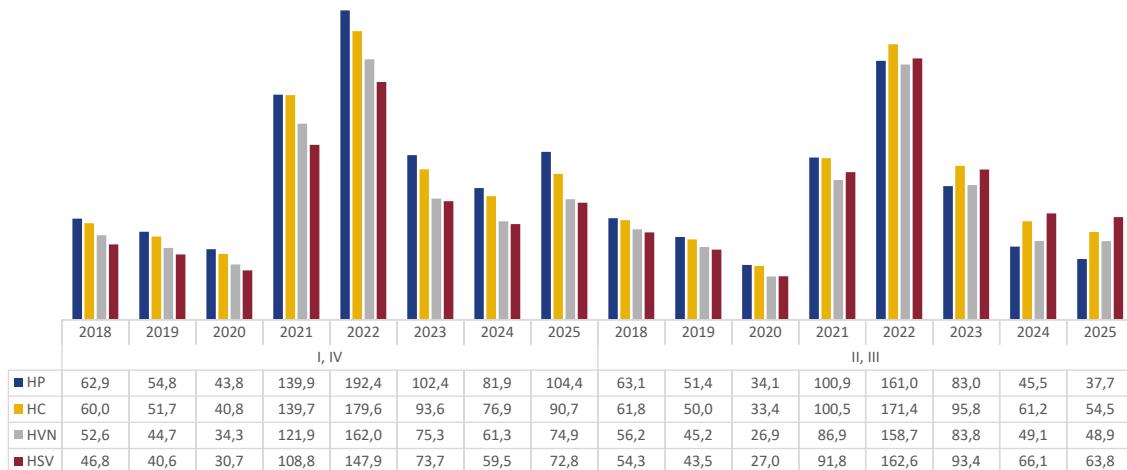
Figura 3-15 - Preços no total de horas e nas horas de ponta, por trimestre



Fonte: Preços do mercado diário [OMIE](#).

A Figura 3-16 apresenta a evolução de preços do mercado diário entre 2018 e 2025, no referencial dos períodos horários e dos períodos trimestrais (I - IV) em Portugal continental. Observa-se que em 2020 e 2021 se registam os comportamentos sazonais esperados para todos os períodos horários, com preços mais altos no período húmido (I, IV) do que no período seco (II, III), tendo ocorrido o oposto em 2018. No período húmido observa-se sempre o comportamento horário esperado, com preços decrescentes com os períodos horários (HP>HC>HVN>HSV). Por outro lado, o período seco apresenta, a partir de 2020, um comportamento desalinhado com a ordem esperada de preços por período horário, com as horas de ponta a deixarem de apresentar o preço mais elevado desde 2022.

Figura 3-16 - Evolução de preço entre 2018 e 2025, por período horário e por trimestres



Fonte: Preços em EUR/MWh do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

A alteração à ordem esperada dos preços, registada principalmente em anos recentes, sugere uma reanálise da estrutura da tarifa de Energia.

#### CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS

Com os preços horários do mercado diário de 2023 e 2024<sup>64</sup>, são calculados preços médios para os períodos horários da tarifa de Energia, os quais correspondem aos custos marginais da tarifa de Energia em referencial de mercado. Com base nessa estrutura de preços é aplicada a metodologia de cálculo da tarifa de Energia, a qual precisa de ter em consideração a procura prevista para o ano de 2026, bem como os proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso previstos para o ano de 2026. Deste exercício é possível determinar a estrutura de receitas que resulta dos custos marginais.

O Quadro 3-40 apresenta a estrutura de receitas por trimestre e por período horário. Para além de mostrar a estrutura de receitas que resultaria dos custos marginais que estiveram em vigor nos três períodos de regulação anteriores (2015-2017, 2018-2021 e 2022-2025), são apresentadas duas possibilidades de determinação de preços para a tarifa de energia do ano de 2026, a partir dos preços registados em 2023 e

<sup>64</sup> Opta-se pelos anos de 2023 e 2024 porque os anteriores são afetados por eventos extraordinários que enviesam a análise.

2024: (i) utilizando os preços da área de Espanha (versão ES) ou (ii) utilizando os da área de Portugal (versão PT).

Conforme se observa no Quadro 3-39, em ambas as versões, e para o período seco (trimestres II e III), assume-se um mesmo preço para horas de ponta e horas cheias, assim como um mesmo preço em horas de super vazio e em horas de vazio normal, de modo a limitar o impacto da inversão da hierarquia de preços assinalada anteriormente.

**Quadro 3-39 – Preços marginais**

<b>Preços marginais</b>		<b>Mercado ES</b> EUR/kWh	<b>Mercado PT</b> EUR/kWh
<b>Referencial de mercado</b>			
Períodos I, IV	Ponta	0,0921	0,0921
	Cheias	0,0853	0,0852
	Vazio Normal	0,0681	0,0683
	Super Vazio	0,0665	0,0666
Períodos II, III	Ponta	0,0748	0,0762
	Cheias	0,0748	0,0762
	Vazio Normal	0,0697	0,0713
	Super Vazio	0,0697	0,0713

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

Acresce a esta alteração da estrutura dos preços, em particular no período seco, uma alteração significativa de nível de preços nos anos recentes, que irá afetar também a estrutura de preços das tarifas de uso das redes. Os custos marginais da tarifa de Energia servem, também, para determinar os preços das variáveis de faturação de energia ativa das atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica. No caso presente, a utilizarem-se os preços marginais diretamente como descrito acima, a recuperação de receitas das atividades de uso das redes pelas variáveis de potência seria afetada, contrariando a tendência de recuperação por esses preços<sup>65</sup>.

Assim, por se verificarem os efeitos de segunda ordem que afetam a evolução dos preços de potência resultantes dos novos custos incrementais das redes (secções 3.1.2 e 3.1.3), opta-se por uma adoção gradual dos preços marginais determinados anteriormente. Deste modo, apenas se recupera 25% do

<sup>65</sup> Isto sucede porque os custos marginais da tarifa de Energia, multiplicados pelos fatores de ajustamento para perdas de cada nível de tensão, determinam diretamente os preços de energia ativa por tarifa de Uso da Rede. Face à proposta original de aumento (significativo) do nível dos custos marginais da TE, isso reduziria o escalamento multiplicativo nos termos de potência, originando até diminuições nesses preços das tarifas de Uso das Redes.

aumento dos custos marginais entre 2025 e 2026, por forma a suavizar o impacto nos preços de energia da tarifa de Acesso às Redes.

**Quadro 3-40 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais**

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022-2025	2026 Versão ES	2026 Versão PT
<b>Por trimestres</b>					
Trimestres I,IV	55,2%	55,4%	54,9%	55,3%	55,2%
Trimestres II,III	44,8%	44,6%	45,1%	44,7%	44,8%
<b>Por período horário</b>					
Horas de ponta	16,6%	16,2%	15,5%	15,6%	15,5%
Horas cheias	48,6%	48,2%	47,2%	47,1%	47,1%
Horas de vazio normal	25,8%	25,7%	26,9%	26,7%	26,7%
Horas de super vazio	9,0%	9,9%	10,5%	10,6%	10,7%

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

Destaque-se, em primeiro lugar, que se verifica que a estrutura de receitas com os custos marginais para 2026 é similar para a versão ES e versão PT, refletindo o elevado grau de acoplamento dos dois mercados, apesar de em anos mais recentes ter vindo a diminuir. Por esse motivo, adota-se a versão PT.

Em segundo lugar, os custos marginais para 2026 apresentam uma sazonalidade trimestral em linha com os três períodos de regulação anteriores, com um ligeiro afastamento da proporção de receitas a recuperar entre os trimestres I, IV e II, III. Por fim, e face aos três períodos de regulação anteriores, observa-se um aumento da proporção de receitas a recuperar nas horas de vazio.

Numa análise semelhante, o Quadro 3-41 apresenta o rácio de preços implícito entre trimestres e entre períodos horários. É de assinalar que, entre trimestres, os rácios são ligeiramente superiores ao do período de regulação anterior, mas, ainda assim, em linha com os anteriores a esse. Observa-se uma redução dos vários rácios de preços, denotando uma menor diferenciação de preços entre períodos horários.

**Quadro 3-41 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais**

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022-2025	2026 Versão ES	2026 Versão PT
<b>Por trimestres</b>					
Trimestres I,IV / Trimestres II,III	1,05	1,06	1,04	1,06	1,05
<b>Por período horário</b>					
Horas de ponta / Horas cheias	1,10	1,08	1,06	1,06	1,06
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,62	1,43	1,30	1,29	1,28
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	1,20	1,08	1,07	1,05	1,05

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

## ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AO CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS

Um pressuposto relevante na determinação dos custos marginais da tarifa de Energia é o intervalo de dados históricos a utilizar no cálculo. A análise acima utiliza os anos de 2023 e 2024, cuja escolha decorreu da análise de sensibilidade que agora se apresenta.

Na análise de sensibilidade recorreu-se a outras janelas temporais para definir a estrutura dos custos marginais, nomeadamente uma janela temporal de três anos (2022 a 2024), seis anos (2019 a 2024) ou apenas de um ano (2023, ano com um Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) de 0,99). As várias opções analisadas, bem como a opção adotada (anos 2023 e 2024), podem ser consultadas nos dois quadros seguintes<sup>66</sup>.

**Quadro 3-42 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais – análise de sensibilidade**

Ano dos custos marginais	2026 (versão PT)	2026 (versão PT)	2026 (versão PT)	2026 (versão PT)
Anos	2022 a 2024	2023 a 2024	2019 a 2024	2023
<b>Por trimestres</b>				
Trimestres I,IV	55,3%	55,2%	56,8%	52,8%
Trimestres II,III	44,7%	44,8%	43,2%	47,2%
<b>Por período horário</b>				
Horas de ponta	15,0%	15,5%	15,4%	15,5%
Horas cheias	47,0%	47,1%	46,7%	46,9%
Horas de vazio normal	26,7%	26,7%	27,0%	26,6%
Horas de super vazio	11,4%	10,7%	10,8%	11,0%

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

Verifica-se no Quadro 3-42 que a utilização de um histórico de dois anos resulta numa estrutura intermédia face aos quatro cenários alternativos em análise, não se afastando demasiado da estrutura do período de regulação anterior (ver Quadro 3-40). Tendo em conta a volatilidade de preços observada anteriormente (ver Figura 3-15), não se considera adequado optar por um histórico que inclua os anos excepcionais (2021 e 2022). Por outro lado, não se considera prudente utilizar um histórico de apenas um ano, embora respeite a um ano neutro em termos hidrológicos.

Na análise ao rácio de preços nos três cenários também se conclui que a adoção de um histórico de dois anos (2023-2024) resulta em alterações menos impactantes face aos custos marginais de 2022-2025 (Quadro 3-41).

<sup>66</sup> Os cenários apresentados utilizam os preços da área de Portugal.

**Quadro 3-43 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais – análise de sensibilidade**

Ano dos custos marginais	2026 (versão PT)	2026 (versão PT)	2026 (versão PT)	2026 (versão PT)
	2022 a 2024	2023 a 2024	2019 a 2024	2023
<b>Por trimestres</b>				
Trimestres I,IV / Trimestres II,III	1,06	1,05	1,13	0,96
<b>Por período horário</b>				
Horas de ponta / Horas cheias	1,03	1,06	1,06	1,06
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,16	1,28	1,25	1,24
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	0,98	1,05	1,05	1,01

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

#### CUSTOS MARGINAIS APRESENTADOS PELO CUR

Ao abrigo do Regulamento Tarifário (n.º 14 do artigo 212.º), o CUR apresentou os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia elétrica. O quadro seguinte apresenta os custos marginais de energia calculados pela empresa, por trimestre e por período horário com base nos preços horários do OMEL entre os anos de 2019 e 2024. É considerado o ciclo semanal.

**Quadro 3-44 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2026, propostos pelo CUR**

Custos marginais da tarifa de Energia, Ano 2026		
Referencial de mercado		
	EUR/kWh	
Períodos I, IV	Ponta	0,1065
	Cheias	0,0785
	Vazio Normal	0,0524
	Super Vazio	0,0241
Períodos II, III	Ponta	0,0932
	Cheias	0,0693
	Vazio Normal	0,0481
	Super Vazio	0,0565

Fonte: Preços do mercado diário OMEL; cálculos CUR

O Quadro 3-45 apresenta a estrutura de receitas por trimestre e por período horário que resultaria dos custos marginais calculados pelo CUR, bem como a estrutura de receitas que resultaria dos custos marginais que estiveram em vigor nos três períodos de regulação anteriores (2015-2017, 2018-2021 e 2022-2025). Verifica-se que, na comparação com os três períodos de regulação anteriores, os custos marginais propostos pelo CUR apresentam um aumento do peso de receitas a recuperar nas horas de ponta e nas horas cheias e uma diminuição do peso de receitas a recuperar nos períodos de horas de vazio normal e nas horas de super vazio.

**Quadro 3-45 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais apresentados pelo CUR**

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022-2025	2026 SU ELE
<b>Por trimestres</b>				
Trimestres I,IV	55,2%	55,4%	54,9%	56,0%
Trimestres II,III	44,8%	44,6%	45,1%	44,0%
<b>Por período horário</b>				
Horas de ponta	16,6%	16,2%	15,5%	21,2%
Horas cheias	48,6%	48,2%	47,2%	49,5%
Horas de vazio normal	25,8%	25,7%	26,9%	22,0%
Horas de super vazio	9,0%	9,9%	10,5%	7,3%

Fonte: Preços da SU Eletricidade; cálculos ERSE.

O Quadro 3-46 apresenta o rácio de preços implícito entre trimestres e entre períodos horários. As conclusões são equivalentes às do quadro anterior, na medida que se observa uma maior sazonalidade entre trimestres e uma maior diferenciação de preços entre períodos horários.

**Quadro 3-46 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais apresentados pelo CUR**

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022-2025	2026 SU ELE
<b>Por trimestres</b>				
Trimestres I,IV / Trimestres II,III	1,05	1,06	1,04	1,09
<b>Por período horário</b>				
Horas de ponta / Horas cheias	1,10	1,08	1,06	1,38
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,62	1,43	1,30	2,57
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	1,20	1,08	1,07	1,27

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

#### CUSTOS MARGINAIS PARA AS TARIFAS DO ANO DE 2026

Os custos marginais da tarifa de Energia para o ano de 2026, obtidos através da análise anteriormente referida, encontram-se no Quadro 3-47. Os valores são apresentados em dois referenciais distintos, nomeadamente no referencial de mercado e no referencial de saída da RNT em AT. O último distingue-se do primeiro pela adição das perdas ao longo da rede de transporte: o referencial de saída da RNT em AT é o referencial no qual se publicam os preços da tarifa de Energia.

**Quadro 3-47 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2026**

		Referencial de mercado EUR/kWh	Referencial de saída da RNT AT EUR/kWh
Períodos I, IV	Ponta	0,0634	0,0647
	Cheias	0,0594	0,0606
	Vazio Normal	0,0500	0,0511
	Super Vazio	0,0462	0,0471
Períodos II, III	Ponta	0,0562	0,0574
	Cheias	0,0553	0,0565
	Vazio Normal	0,0499	0,0510
	Super Vazio	0,0490	0,0500

Os preços da tarifa de Energia obtêm-se pela aplicação de um fator multiplicativo aos custos marginais por forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso, tendo em conta a procura prevista para o ano de 2026. Nas tarifas para o ano de 2026 o fator multiplicativo é de 1,46.

A adoção de novos custos marginais de energia deverá também considerar a adequação dos períodos horários em Portugal continental. Para isso, contribuirá o estudo publicado pela ERSE sobre esse tema, com a [consulta pública n.º 137](#), a decorrer, dedicada à discussão e reflexão sobre a atualização dos períodos horários em Portugal continental, de forma a definir sinais de preço eficientes e o mais estáveis possíveis no tempo.

### 3.6 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de comercialização de energia elétrica, desempenhada pelo comercializador de último recurso, recuperando os custos da estrutura comercial afeta à venda de energia elétrica aos seus clientes, nomeadamente os custos de leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico. Devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, parte dos proveitos permitidos da atividade de comercialização podem ser recuperados na tarifa de uso global do sistema<sup>67</sup>, conforme estabelecido no RT.

<sup>67</sup> Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em AT/MT, BTE e BTN.

Conforme decorre do RT, a tarifa de Comercialização é composta pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em euros por dia.
- Preço de energia ativa, definido em euros por kWh.

Na atividade de comercialização, a estrutura dos preços da tarifa é aderente à estrutura de custos médios de referência. O preço da tarifa é calculado aplicando aos custos médios de referência um fator multiplicativo que permita que o seu produto pelo número de clientes ou pela energia proporcione o montante de proveitos a recuperar.

O documento «Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2009», publicado em dezembro de 2008, detalha como foram calculados os custos médios de referência e justifica as opções metodológicas assumidas, nomeadamente a repartição dos custos associados aos processos da atividade de comercialização entre o termo fixo (cobranças e faturação), o termo variável de energia (necessidades de capital circulante) e ambos os termos (reclamações e atendimento). Existem outros custos que apresentam natureza fixa e que não se relacionam de forma particular, nem com o número de clientes, nem com a energia fornecida, como por exemplo os custos com sistemas informáticos ou os custos com as funções de «*back-office*».

Dada a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso e, consequentemente das tarifas de comercialização reguladas, e o reduzido peso das tarifas de comercialização na fatura final dos clientes, a ERSE tem optado por manter os custos médios de referência.

Os custos médios de referência devem ser multiplicados para que o seu produto pelas variáveis de faturação proporcione os proveitos permitidos.

Para o ano 2026 são publicadas três tarifas de comercialização distintas<sup>68</sup>, a saber:

- Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.
- Tarifa de Comercialização em BTE, a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo.
- Tarifa de Comercialização em BTN, a aplicar pelo CUR no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

---

<sup>68</sup> Tendo em conta a extinção da tarifa transitória em MAT, AT, MT e BTE em Portugal continental e a necessidade de continuar a determinar uma tarifa de comercialização para estes níveis, designadamente para aplicação aos fornecimentos em MT e BTE das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e para aplicação no âmbito do fornecimento supletivo, a tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT assume uma estrutura de custos médios de referência igual à estrutura da tarifa de Comercialização em BTE.

Nas três tarifas de comercialização o fator multiplicativo incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

No Quadro 3-48 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização em MAT/AT/MT, BTE e BTN.

**Quadro 3-48 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência das tarifas de comercialização**

Fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência da Comercialização	
Tarifa de comercialização em MAT, AT e MT	9,39
Tarifa de comercialização em BTE	13,87
Tarifa de comercialização em BTN	2,23

## 4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No capítulo 3 analisa-se a determinação das tarifas reguladas para cada atividade regulada. No presente capítulo explica-se a determinação das tarifas de Venda a Clientes Finais, aplicáveis aos clientes do mercado regulado, como soma das tarifas por atividade regulada.

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. O Quadro 4-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais<sup>69</sup>. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes dos mercados liberalizado e regulado.

**Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais**

Tarifa de Venda a Clientes Finais	=	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Acesso às Redes
		Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	
		Tarifa de Uso Global do Sistema	
		Tarifa de Energia	
		Tarifa de Comercialização	

Para evitar a subsídiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade<sup>70</sup>. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva<sup>71</sup>. Sempre que estes mecanismos limitam as variações dos preços, a tarifa de Venda a Clientes Finais não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

<sup>69</sup> A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

<sup>70</sup> Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

<sup>71</sup> Artigos 189.º (Portugal continental), 192.º (RAA) e 195.º (RAM) do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação vigente.

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

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN incluem como variáveis de faturação um termo de potência e um ou mais termos de energia<sup>72</sup>. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

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

Para as tarifas de Venda a Clientes Finais do ano 2026 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em 2025, indicadas no Quadro 4-2. Para os fornecimentos em BTN em Portugal continental, definiu-se uma variação máxima de 1,9% nos preços de energia, enquanto, no termo de potência contratada, a variação máxima é dada pela variação de preço que resulta da tarifa de Acesso às Redes. A variação máxima nos preços de energia corresponde ao valor necessário para a aditividade tarifária não se deteriorar em Portugal continental face ao ano anterior.

Nas Regiões Autónomas, para os fornecimentos em BTN, definiu-se, também, a variação máxima de 1,9% nos preços de energia, enquanto, no termo de potência contratada, a variação máxima é igualmente dada

---

<sup>72</sup> Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa com quatro períodos horários e a energia reativa.

pela variação de preço que resulta da tarifa de Acesso às Redes. A variação máxima nos preços de energia<sup>73</sup> permite uma melhoria na aditividade tarifária nas duas regiões face ao ano anterior. No caso dos fornecimentos em BTE e MT também foram aplicadas variações máximas superiores às variações tarifárias médias nas duas Regiões Autónomas, sendo, neste caso, uma restrição ativa no termo tarifário fixo<sup>74</sup>.

O critério adotado para a variação nos termos de potência contratada em BTN, para os quais se estabeleceu como variação máxima a variação de preço que resulta da tarifa de Acesso às Redes<sup>75</sup>, resulta, no geral, em variações relativas acima das variações máximas estipuladas para os termos de energia. Este tratamento diferenciado para a potência contratada teve em conta, por um lado, a necessidade de não deteriorar o processo de convergência para as tarifas aditivas e, por outro lado, o objetivo de alinhar melhor o impacte tarifário nos preços de potência contratada entre os mercados regulado e liberalizado aquando da atualização das ofertas comerciais em janeiro de 2026.

**Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência**

Região	Nível	Variação tarifária média Jan 2026 / Dez 2025	Variação máxima por preço Jan 2026 / Dez 2025
Portugal continental	BTN	1,0%	15,2%
Região Autónoma dos Açores	MT	0,1%	30,0%
	BTE	-0,8%	30,0%
	BTN	0,9%	8,0%
Região Autónoma da Madeira	MT	-0,2%	30,0%
	BTE	-0,6%	30,0%
	BTN	0,8%	8,8%

Nota: Os valores de variação máxima por preço em BTN, em Portugal continental, na RAA e na RAM (15,2%, 8,0% e 8,8%, respetivamente), resultam do critério adotado, supramencionado, para a variação nos termos de potência contratada, observando-se aumentos percentuais mais elevados na TTVCF Sazonal em Portugal continental. Isto acontece porque, para o mesmo aumento unitário nos preços de potência contratada, como os preços de potência na TTVCF Sazonal são mais reduzidos, resulta uma variação relativa mais alta. Enquanto na TTVCF, em BTN< o maior aumento é de 8,0%, o maior aumento na TTVCF Sazonal em BTN< é de 15,2%. Como pode ser verificado no Quadro 4-4.

<sup>73</sup> O valor de 1,9% equivale à variação prevista do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), em 2026, pelo Banco de Portugal, no «[Boletim Económico - Outubro 2025](#)».

<sup>74</sup> O critério adotado nos fornecimentos em BTE e MT mantém os limitadores próximo dos aplicados em tarifas de 2025, que permitem uma aproximação gradual a tarifas aditivas nestes níveis de fornecimento. As variações máximas para MT e BTE afetam diretamente os preços do termo tarifário fixo, mas terão um impacto reduzido nos clientes finais, uma vez que, em média, e já considerando o aumento pelas variações máximas, se estima que o termo tarifário fixo represente cerca de 0,01% da faturação da TVCF em MT (menos de 0,5 EUR/mês) e cerca de 1% da faturação em BTE (menos de 15 EUR/mês). Assim, a escolha das variações máximas em MT e BTE permite reduzir a falta de aditividade neste preço, sem produzir impactes tarifários relevantes nos clientes finais.

<sup>75</sup> É de notar que um critério de convergência equivalente foi já adotado nas Tarifas de 2021.

As secções<sup>76</sup> seguintes analisam a aplicação dos mecanismos de convergência, designadamente para Portugal continental (secção 4.1), para a Região Autónoma dos Açores (secção 4.2) e para a Região Autónoma da Madeira (secção 4.3).

## 4.1 PORTUGAL CONTINENTAL

No caso de Portugal continental as tarifas de Venda a Clientes Finais designam-se por tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (doravante: **tarifas transitórias**), uma vez que a liberalização do mercado prevê a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, assumindo por isso um caráter “transitório”.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade das tarifas transitórias em BTN, identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.1.1 analisa a variação tarifária das tarifas transitórias de BTN de forma agregada, em comparação com a variação tarifária da tarifa aditiva. A secção 4.1.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas transitórias e das tarifas aditivas.

### 4.1.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, em termos agregados e por opção tarifária.

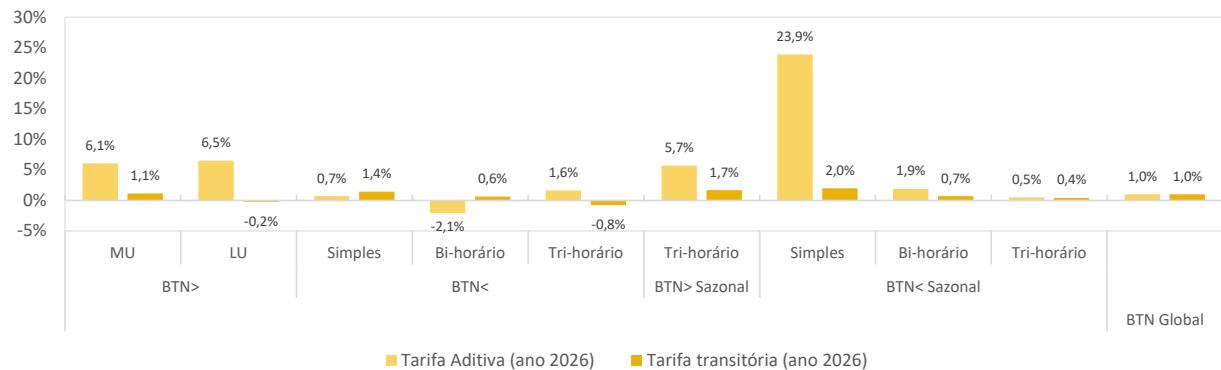
A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias<sup>77</sup> das tarifas transitórias e das tarifas aditivas. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos (1,0%), existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do mecanismo de convergência<sup>78</sup>. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

---

<sup>76</sup> As siglas utilizadas neste capítulo encontram-se definidas no Anexo.

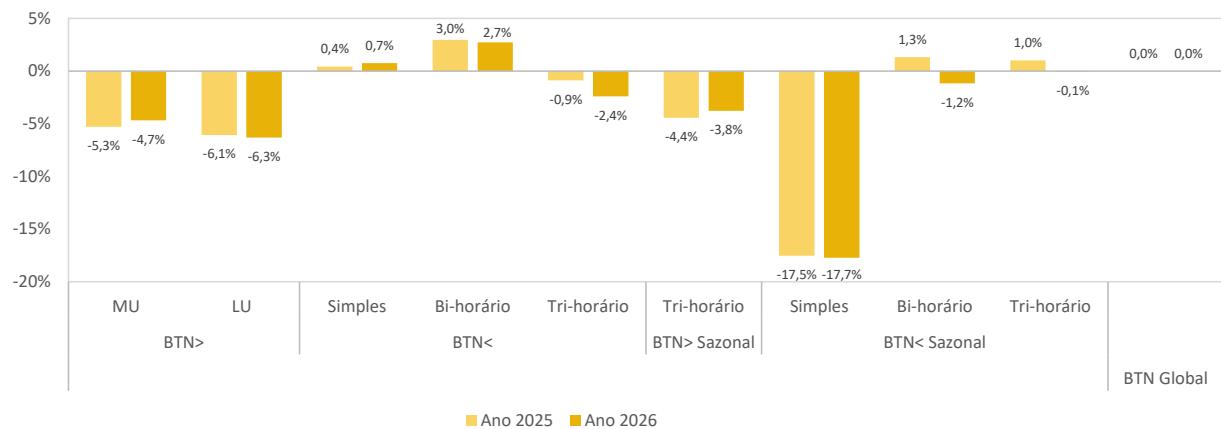
<sup>77</sup> O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

<sup>78</sup> Previsto no artigo 189.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro.

**Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN**

Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2025.

A Figura 4-2 apresenta a distância relativa da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por opção tarifária. No total de BTN regista-se que a distância é nula, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a BTN. Por opção tarifária registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas transitórias acima e abaixo da tarifa aditiva em termos médios, respetivamente.

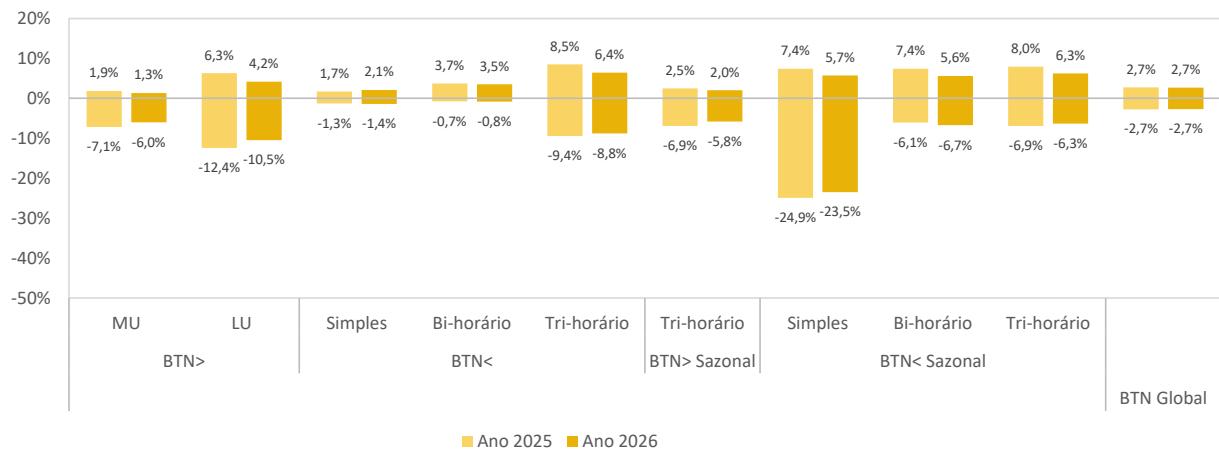
**Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN**

Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da tarifa transitória e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva do mesmo ano.

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva entre preços da tarifa transitória que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da tarifa transitória que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale

necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-2<sup>79</sup>. Assim, a Figura 4-3 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.

**Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva**



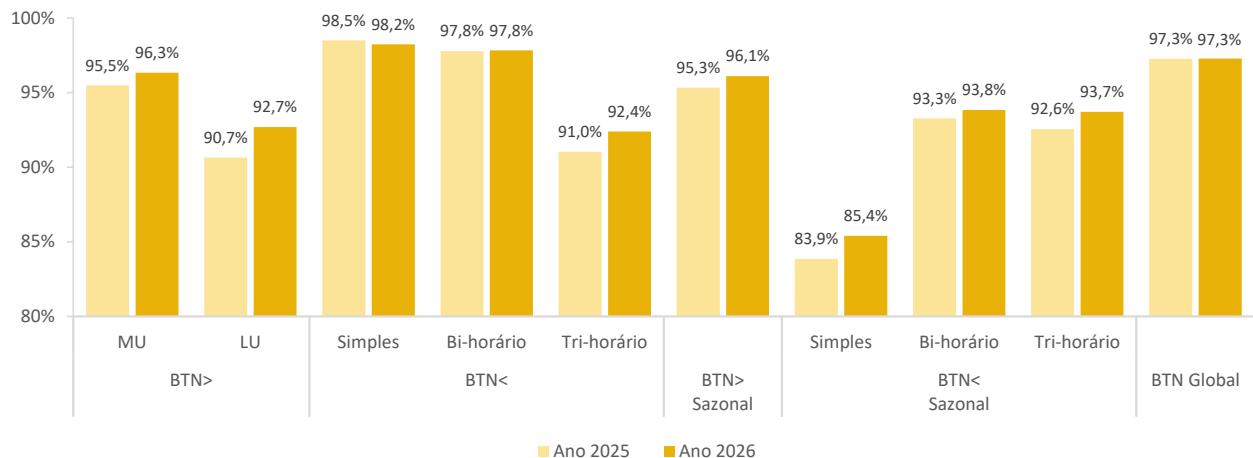
Nota: Figura análoga à Figura 4-2, diferenciando em (i) casos com preços da tarifa transitória acima da tarifa aditiva, no eixo positivo, e em (ii) casos com preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, no eixo negativo.

A figura permite concluir que no ano 2026 a existência de preços na tarifa transitória acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 2,7% dos proveitos a recuperar em BTN como um todo. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário com outros preços da tarifa transitória abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade da tarifa transitória em termos médios para BTN em Portugal continental.

A Figura 4-4 apresenta o indicador da aditividade da tarifa transitória<sup>80</sup>. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano 2026, a aditividade para o total de BTN situa-se em 97,3%, mantendo o mesmo valor do ano anterior.

<sup>79</sup> A título de exemplo: se na Figura 4-3 os valores positivos e negativos forem iguais a +5% e -3%, respetivamente, a Figura 4-2 apresentará um valor líquido de +2%.

<sup>80</sup> Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-3, ambos em valor absoluto. O indicador atingirá o valor de 100% quando os preços da tarifa transitória forem iguais aos preços da tarifa aditiva. Para exemplificar o indicador, considere-se o seguinte exemplo: os preços A e B da tarifa aditiva geram receitas de 40 EUR e 60 EUR, respetivamente; os preços A e B da tarifa transitória geram receitas de 35 EUR e 75 EUR, respetivamente. Isto significa que a tarifa transitória apresenta, em termos absolutos, desvios de 5 EUR e 15 EUR, face a um total de receita de 100 EUR com a tarifa aditiva. Logo, o grau de convergência tarifária neste exemplo seria de 10% = (5 EUR + 15 EUR) x 0,5 / 100 EUR.

**Figura 4-4 - Aditividade da tarifa transitória em BTN**

Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-3, ambos em valor absoluto.

Caso as tarifas para o ano de 2027 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível progredir mais no processo de convergência.

#### 4.1.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

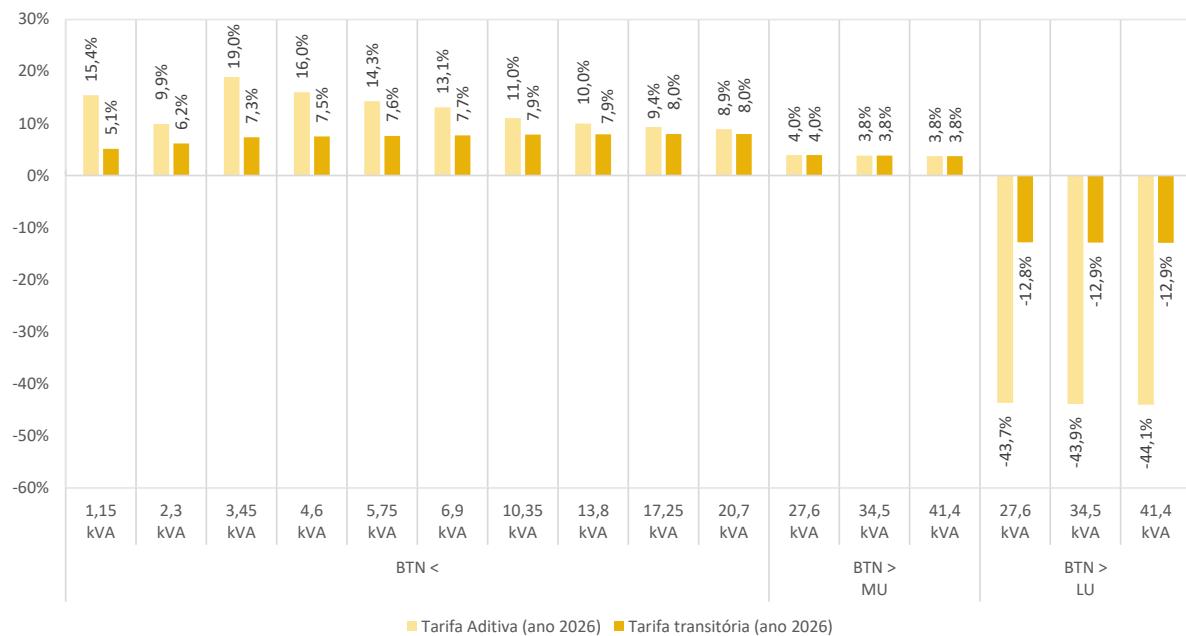
Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário. As figuras que se seguem apresentam as variações dos preços em BTN, comparando a tarifa transitória com a tarifa aditiva:

- A Figura 4-5 compara, para o termo de potência contratada, a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no ano anterior.
- A Figura 4-6 apresenta, para o termo de potência contratada, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva no ano 2026.
- A Figura 4-7 compara, para o termo de energia, a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no ano anterior.
- A Figura 4-8 apresenta, para o termo de energia, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva no ano 2026.

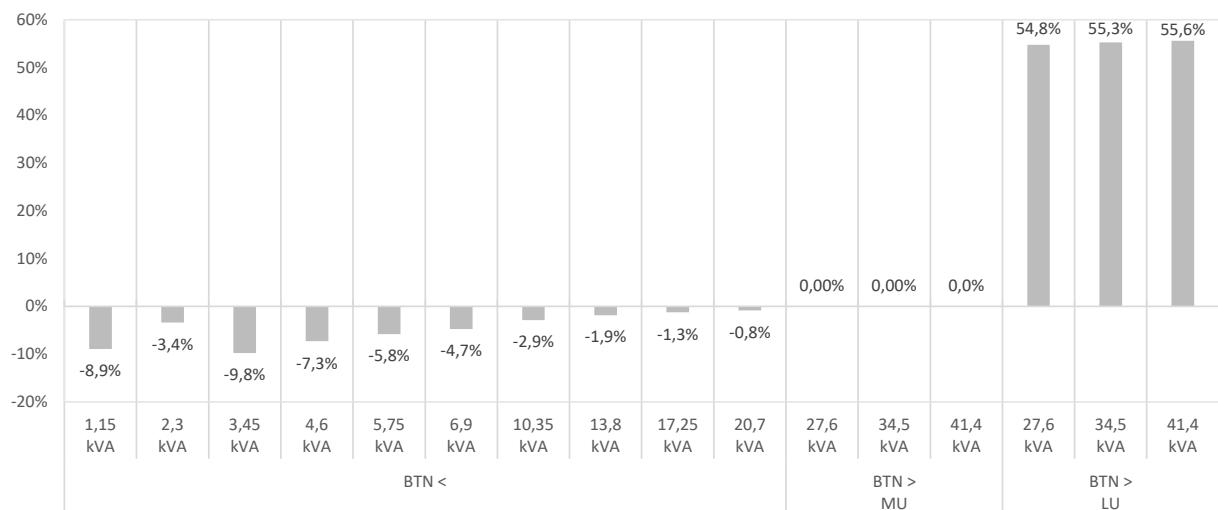
Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental<sup>81</sup> considera uma variação máxima no termo de energia de +1,9%, enquanto que no termo de potência contratada a variação máxima é dada pela variação que resulta nos termos de potência contratada da tarifa de Acesso às Redes de BTN, do respetivo escalão de potência contratada.

---

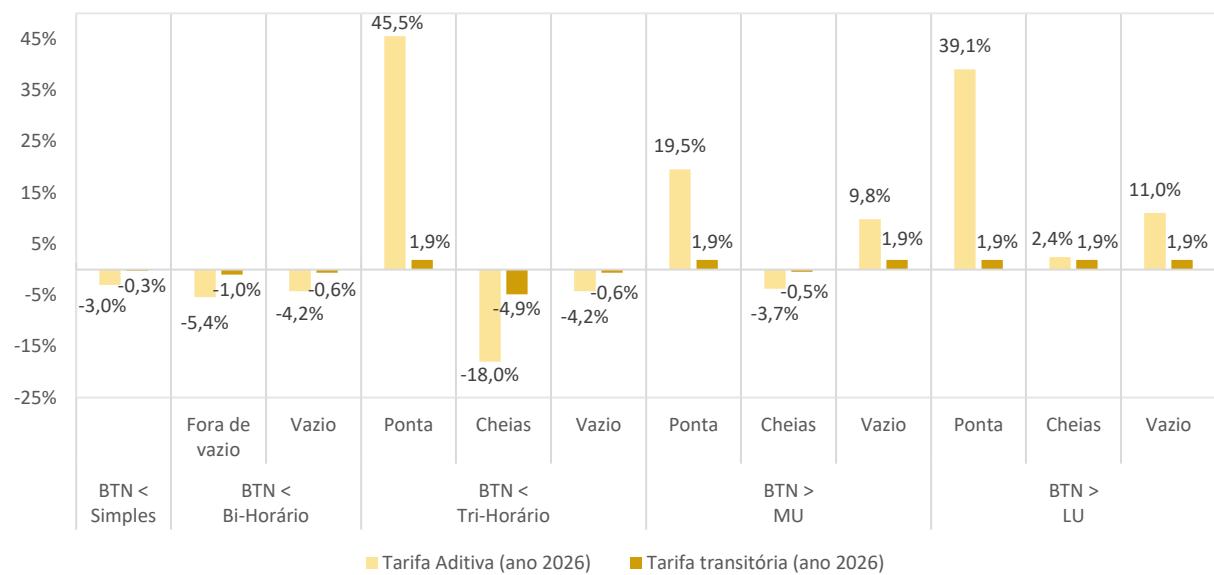
<sup>81</sup> Designado por «Mecanismo de convergência para tarifas aditivas». Mecanismo previsto no Artigo 189.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação vigente.

**Figura 4-5 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por escalão de potência contratada**

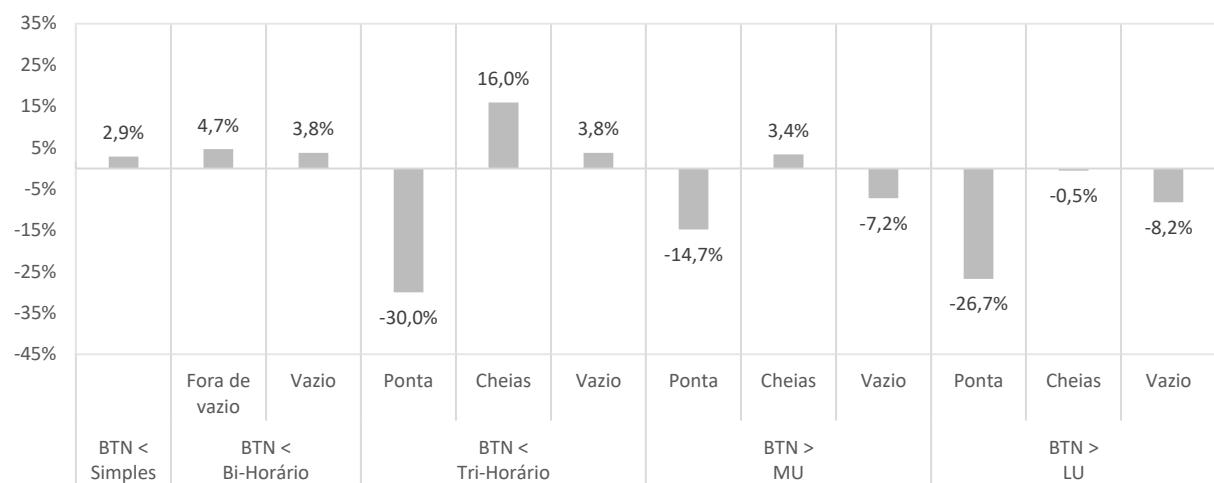
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2025.

**Figura 4-6 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por escalão de potência contratada**

Nota: O valor apresentado determina para o ano 2026 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

**Figura 4-7 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN, por termo de energia**

Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2025; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

**Figura 4-8 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia**

Nota: O valor apresentado determina para o ano 2026 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de todas as opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN, entre 2025 e 2026.

**Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN >**

Variação por termo tarifário						
Energia ativa (por período horário)			Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)			
Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	
BTN > MU	1,9%	-0,5%	1,9%	4,0%	3,8%	3,8%
BTN > LU	1,9%	1,9%	1,9%	-12,8%	-12,9%	-12,9%
BTN Sazonal >	1,9%	-1,4%	1,9%	9,6%	9,6%	9,6%

**Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <**

Variação por termo tarifário													
Energia ativa (por período horário)			Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)										
Fora de vazio		Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	
Ponta	Cheias	Vazio											
BTN< Simples ( $\leq 2,3$ kVA)	0,7%		5,1%	6,2%									
BTN< Simples ( $> 2,3$ kVA)	-0,3%				7,3%	7,5%	7,6%	7,7%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%	
BTN< Bi-horária	-1,0%	-0,6%	5,1%	6,2%	7,3%	7,5%	7,6%	7,7%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%	
BTN< Tri-horária	1,9%	-4,9%	-0,6%	5,1%	6,2%	7,3%	7,5%	7,6%	7,7%	7,9%	8,0%	8,0%	
BTN Sazonal< Simples	-3,7%				15,2%	14,5%	14,1%	13,9%	13,8%	13,7%	13,7%	13,6%	
BTN Sazonal< Bi-horária	-2,8%		-1,8%			7,5%	7,8%	8,1%	8,2%	9,2%	10,0%	10,6%	10,9%
BTN Sazonal < Tri-horária	1,9%	-5,6%	-1,8%			7,5%	7,8%	8,1%	8,2%	9,2%	10,0%	10,6%	10,9%

## 4.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspetivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada<sup>82</sup>, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores (TVCFA), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada em comparação com a variação tarifária da tarifa aditiva. A secção 4.2.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas aditivas.

### 4.2.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

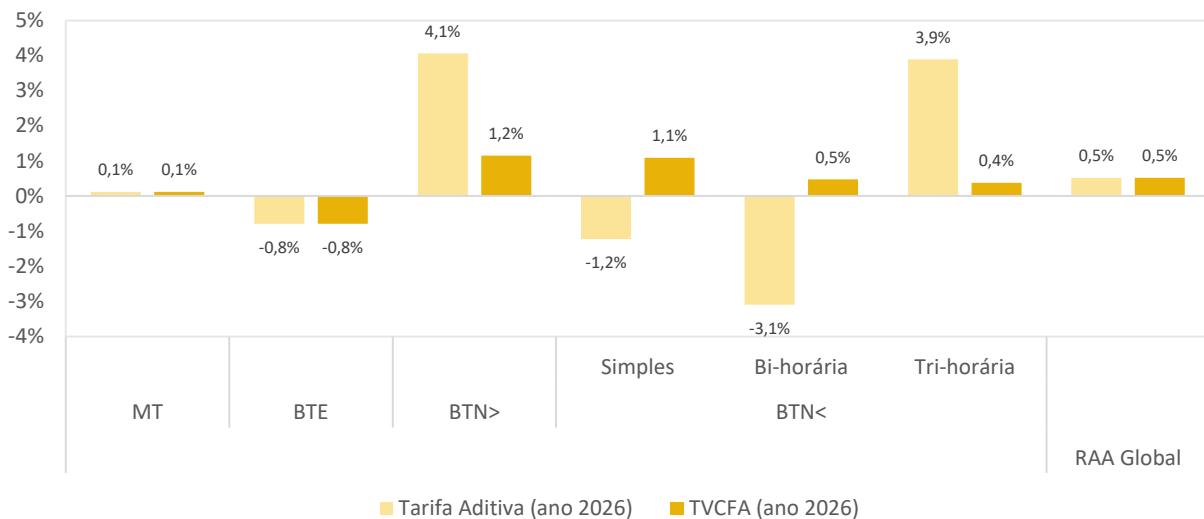
A Figura 4-9 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA<sup>83</sup>. Enquanto que para a globalidade da RAA, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças decorrem da limitação das variações máximas na TVCFA através do mecanismo de convergência, resultando, em regra, em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFA.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFA entre 2025 e 2026 é de 0,9%.

---

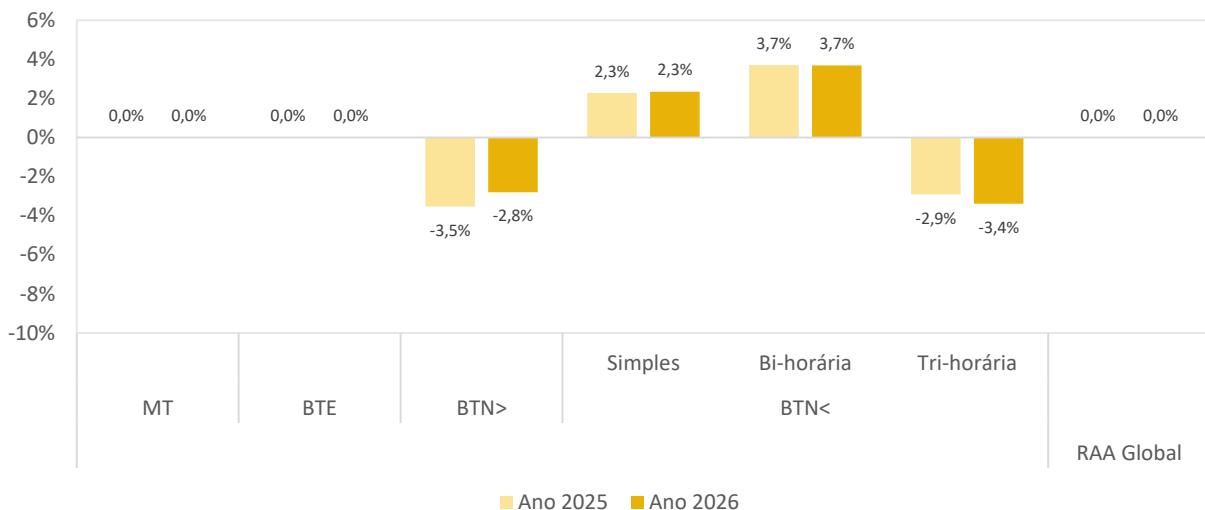
<sup>82</sup> Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (UE).

<sup>83</sup> O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

**Figura 4-9 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA**

Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no ano 2025.

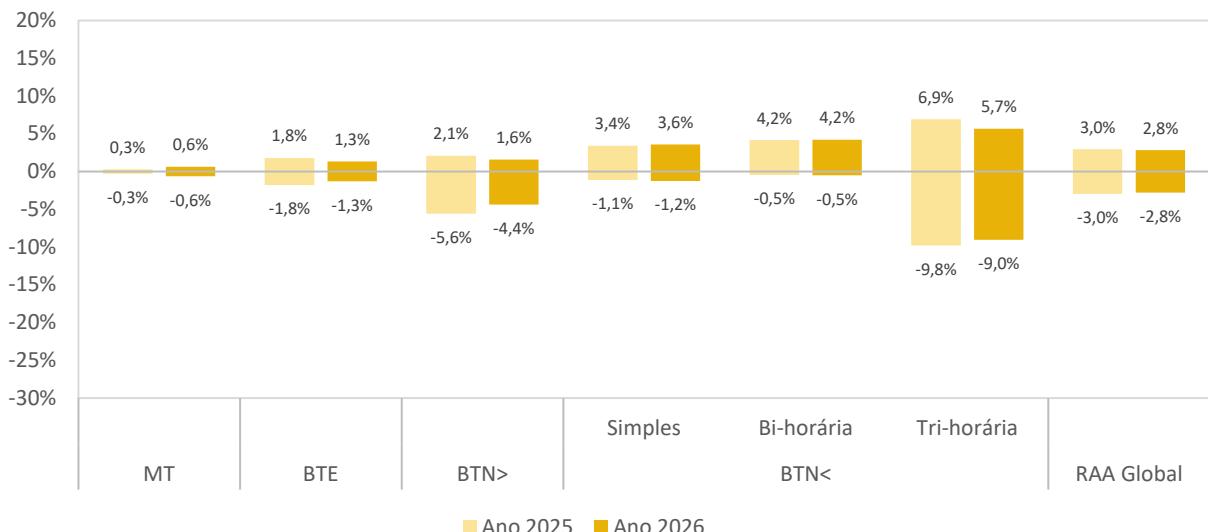
A Figura 4-10 apresenta a distância relativa da TVCFA face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAA, em MT e em BTE registam-se distâncias nulas, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAA e para MT e BTE. Por opção tarifária de BTN registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

**Figura 4-10 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA**

Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

A Figura 4-11 apresenta a decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva entre preços da TVCFA que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da TVCFA que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-10. Assim, a Figura 4-11 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e abaixo da tarifa aditiva.

**Figura 4-11 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva**

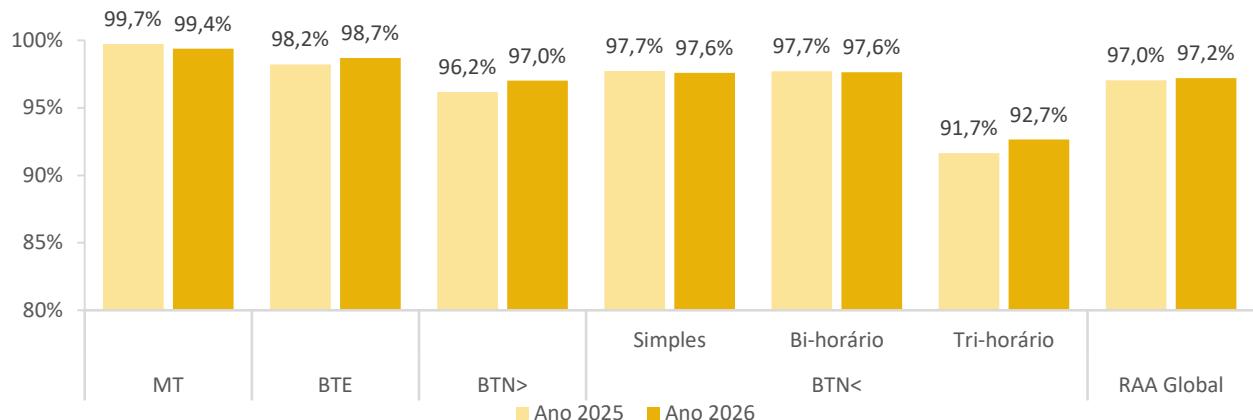


Nota: Igual à figura anterior, mas separando em (1) casos com preços da TVCFA acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e em (2) casos com preços da TVCFA abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Logo, para cada opção tarifária a Figura 4-10 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2026 a existência de preços na TVCFA acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 2,8% dos proveitos a recuperar na RAA. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFA abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFA em termos médios para a RAA. Em 2025 esta percentagem assumia um valor ligeiramente superior.

A Figura 4-12 apresenta o indicador da aditividade da TVCFA<sup>84</sup>. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano 2026, a aditividade para o total da RAA situa-se em 97,2%, o que representa um ligeiro aumento face ao ano anterior.

<sup>84</sup> Para uma explicação sobre o indicador, ver a nota de rodapé 80.

**Figura 4-12 - Aditividade da TVCFA na RAA**

Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-11, ambos em valor absoluto.

#### 4.2.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

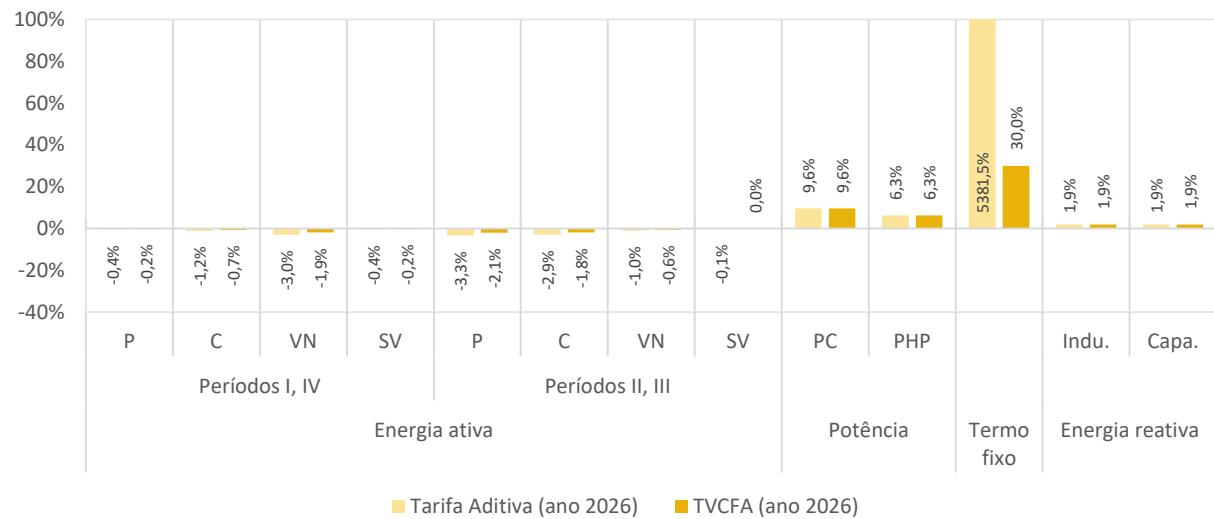
Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFA e da tarifa aditiva no ano 2026, quando comparadas com a TVCFA em 2025. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva.

O mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA<sup>85</sup> considera uma variação máxima por termo tarifário de +30,0%, em MT e BTE<sup>86</sup>. No caso de BTN, é considerado uma variação máxima de +1,9% apenas no termo de energia, com os preços de potência contratada a observarem variações dadas pela variação do preço na tarifa de Acesso às Redes entre 2025 e 2026, do respetivo escalão de potência contratada.

<sup>85</sup> Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA». Mecanismo previsto no Artigo 192.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação vigente.

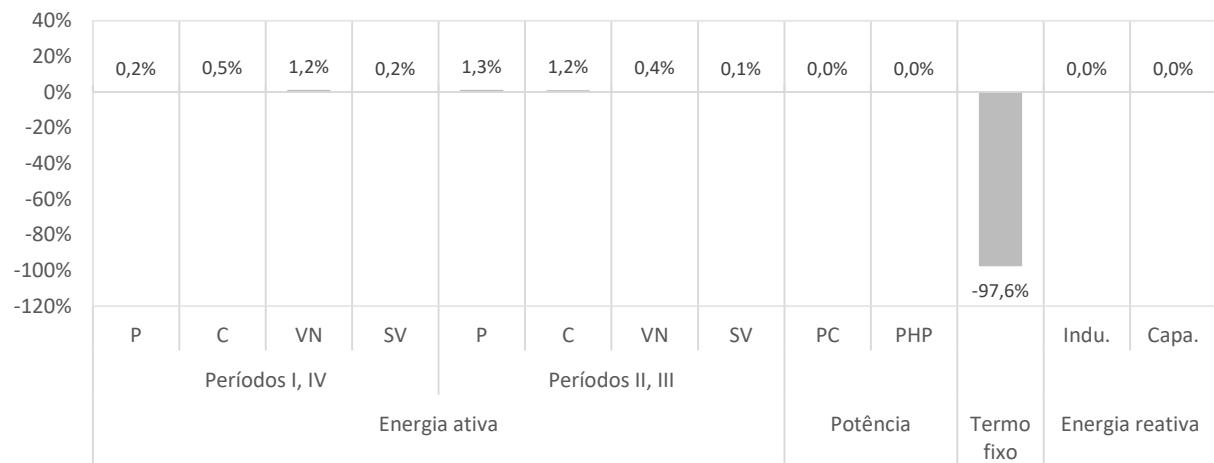
<sup>86</sup> Ver nota de rodapé 74.

Figura 4-13 - Variações dos preços da TVCFA em MT



Nota: Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

Figura 4-14 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário

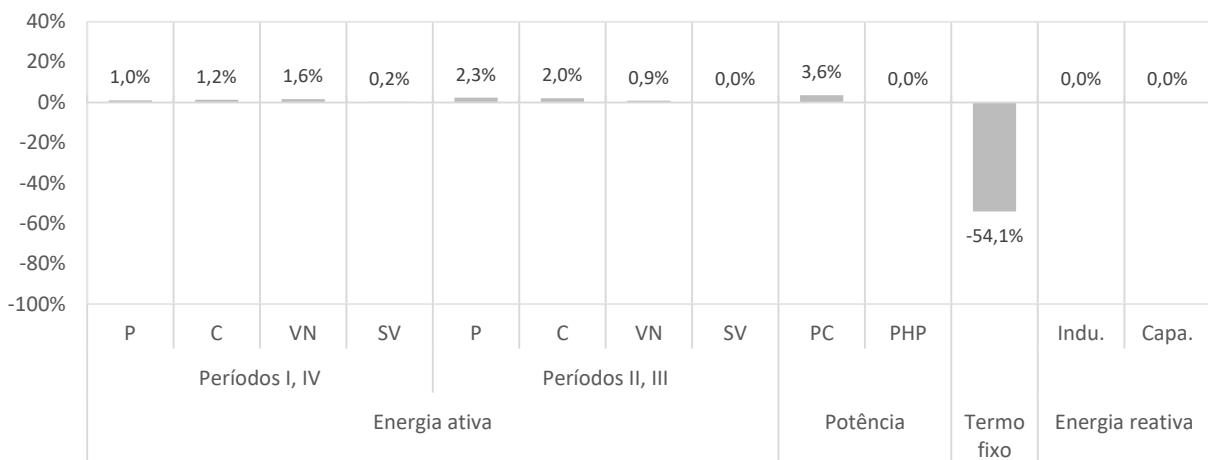


Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

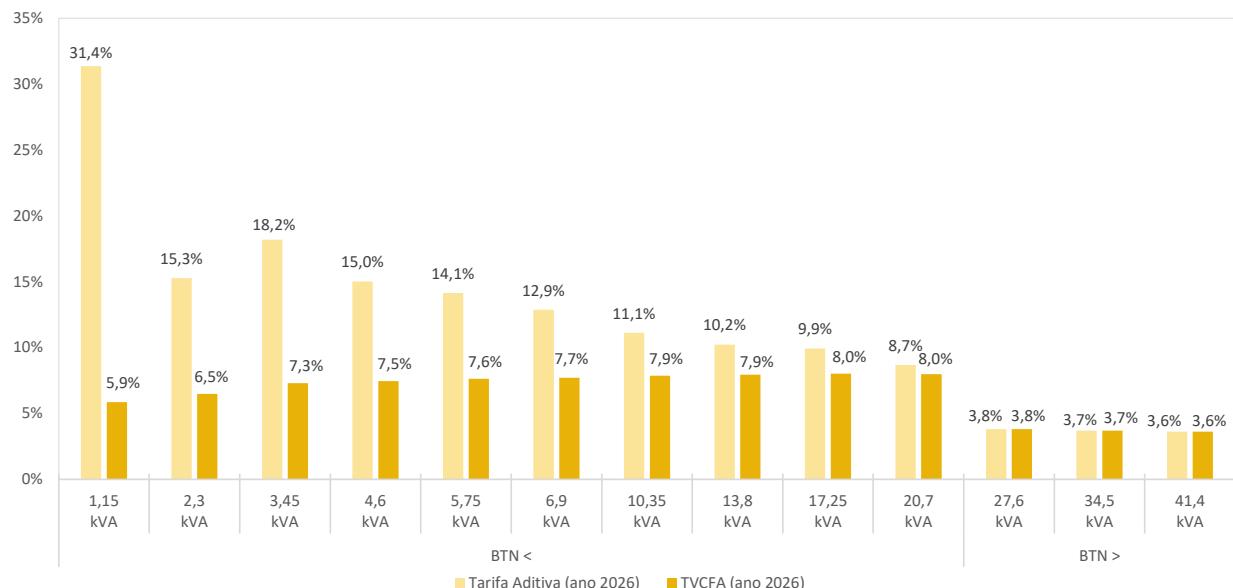
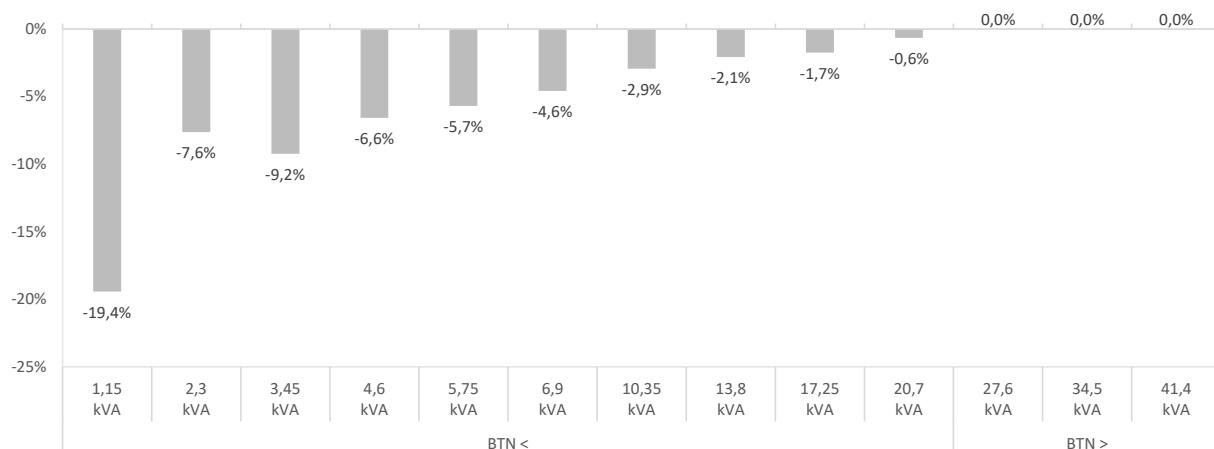
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em BTE



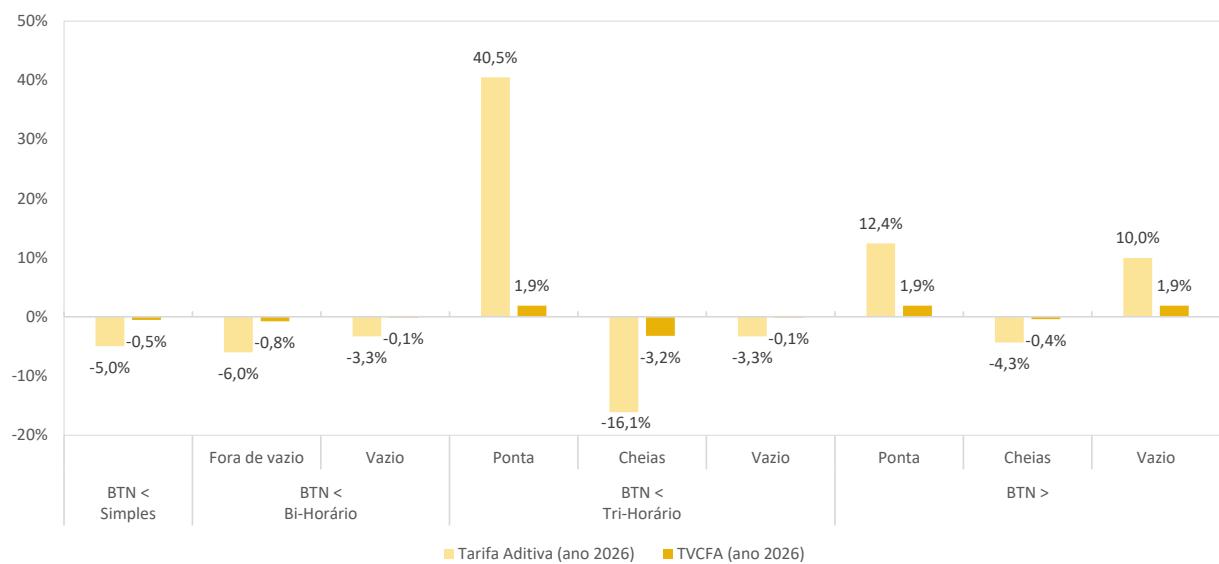
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



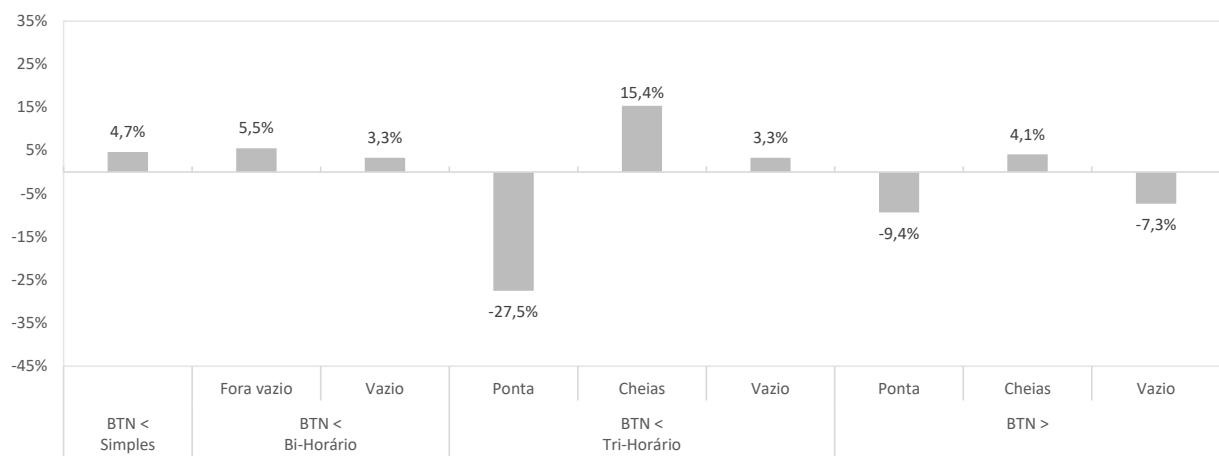
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

**Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por escalão de potência contratada****Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN, por termo de potência**

Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

**Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN, por termo de energia**

Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

**Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia**

Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, entre 2025 e 2026.

**Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA**

Variação por termo tarifário												
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa	
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitativa
Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	-0,2%	-0,7%	-1,9%	-0,2%	-2,1%	-1,8%	-0,6%	0,0%	9,6%	6,3%	30,0%	1,9%
BTE	-2,2%	-2,4%	-2,9%	-1,0%	-3,8%	-3,4%	-2,0%	-0,8%	-5,4%	10,6%	30,0%	0,1%
												0,1%

**Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA**

Variação por termo tarifário															
Energia ativa (por período horário)			Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)												
Fora de vazio		Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4
Ponta	Cheias	Vazio													
BTN< Simples ( $\leq$ 2,3 kVA)	0,0%		5,9%	6,5%											
BTN< Simples ( $>$ 2,3 kVA)	-0,5%				7,3%	7,5%	7,6%	7,7%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%			
BTN< Bi-horária	-0,8%		-0,1%	5,9%	6,5%	7,3%	7,5%	7,6%	7,7%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%		
BTN< Tri-horária	1,9%	-3,2%	-0,1%	5,9%	6,5%	7,3%	7,5%	7,6%	7,7%	7,9%	7,9%	8,0%	8,0%		
BTN>	1,9%	-0,4%	1,9%									3,8%	3,7%	3,6%	

### 4.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No caso da Região Autónoma da Madeira (RAM) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspetivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada<sup>87</sup>, nas Regiões Autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

Nas seguintes secções avalia-se a aditividade da tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira (TVCFM), identificando assim o efeito do mecanismo de convergência. A secção 4.2.1 analisa a variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais de forma agregada. A secção 4.2.2 apresenta as variações de cada preço e a respetiva distância entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas aditivas.

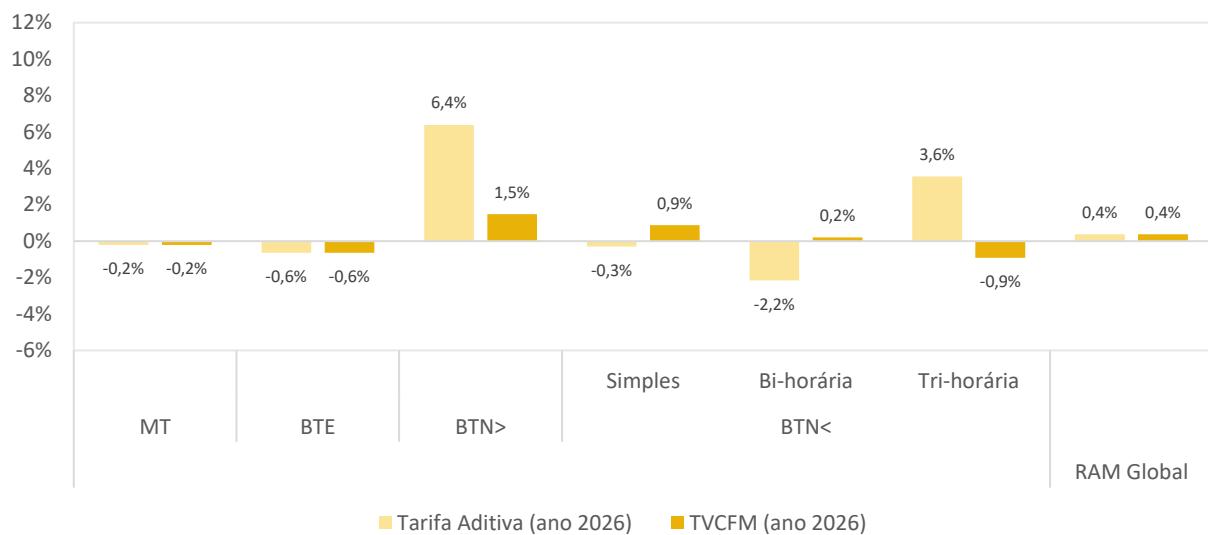
<sup>87</sup> Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (UE).

#### 4.3.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

A Figura 4-21 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM<sup>88</sup>. Enquanto que para a globalidade da RAM, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFM através do mecanismo de convergência, resultando em regra em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFM.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFM entre 2025 e 2026 é de 0,8%.

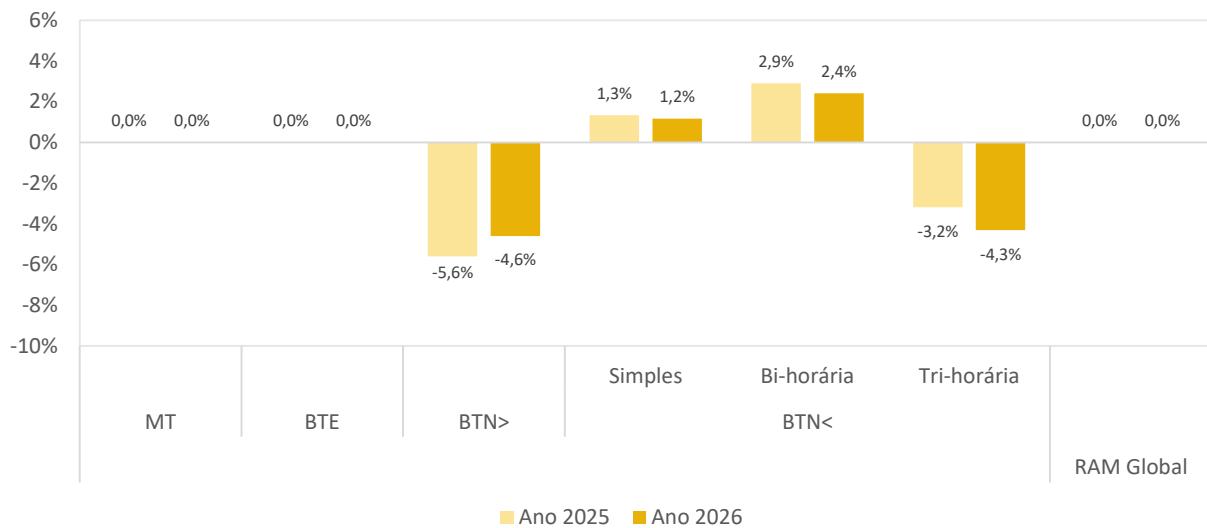
**Figura 4-21 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM**



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no ano 2025.

A Figura 4-22 apresenta a distância relativa da TVCFM face à tarifa aditiva, por nível de tensão e opção tarifária. No total da RAM, em MT e em BTE registam-se distâncias nulas, uma vez que a aditividade tarifária se encontra assegurada em termos médios para a RAM e para MT e BTE. Por opção tarifária de BTN registam-se distâncias positivas e negativas, o que corresponde a tarifas de Venda a Clientes Finais acima e abaixo da tarifa aditiva em termos de preço médio, respetivamente.

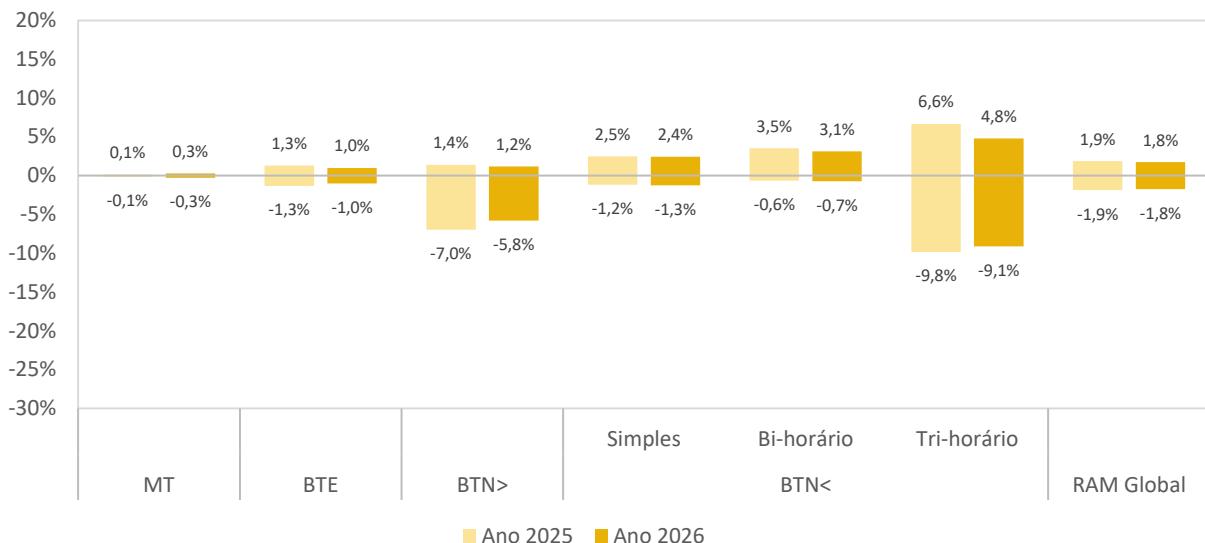
<sup>88</sup> O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

**Figura 4-22 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM**

Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFM e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva entre preços da TVCFM que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da TVCFM que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-22. Assim, a Figura 4-23 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e abaixo da tarifa aditiva.

**Figura 4-23 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva**

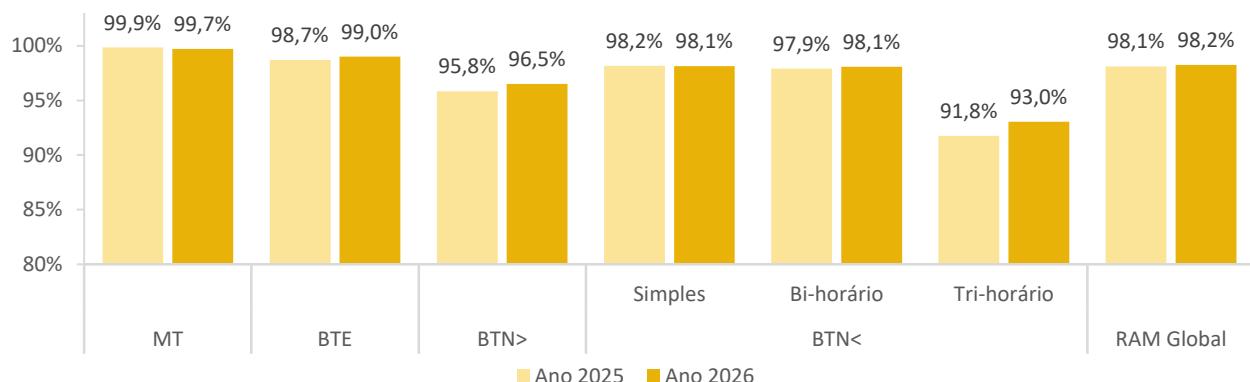


Nota: Igual à figura anterior, mas separando em (1) casos com preços da TVCFM acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e em (2) casos com preços da TVCFM abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Logo, para cada opção tarifária a Figura 4-22 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2025 a existência de preços na TVCFM acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 1,8% dos proveitos a recuperar na RAM. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFM abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFM em termos médios para a RAM. Em 2025 esta percentagem assumia um valor ligeiramente superior.

A Figura 4-24 apresenta o indicador da aditividade da TVCFM<sup>89</sup>. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência para a tarifa aditiva, numa perspetiva preço-a-preço. No ano 2026, a aditividade para o total da RAM situa-se em 98,2%, o que representa um ligeiro aumento face ao ano anterior.

<sup>89</sup> Para uma explicação sobre o indicador, ver a nota de rodapé 80.

**Figura 4-24 - Aditividade da TVCFM na RAM**

Nota: Este indicador equivale a 100%, deduzido da média dos dois desvios indicados na Figura 4-23, ambos em valor absoluto.

#### 4.3.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

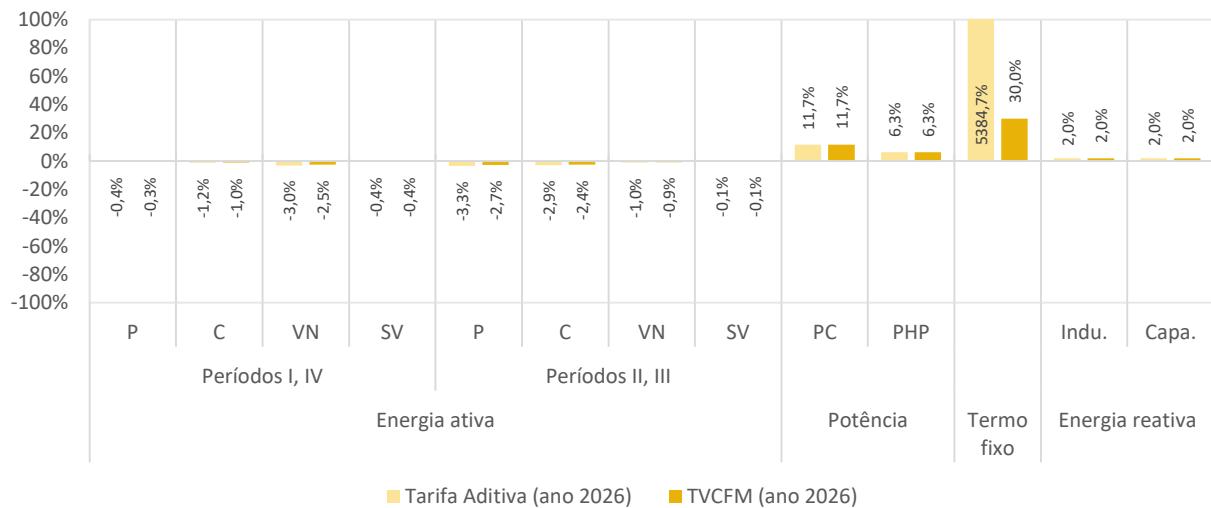
Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFM e da tarifa aditiva no ano 2026, quando comparadas com a TVCFM em 2025. A segunda figura apresenta, para cada variável de faturação, a distância entre as duas tarifas, medindo a diferença dos dois preços em percentagem do preço da tarifa aditiva.

O mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAM<sup>90</sup> considera uma variação máxima por termo tarifário de +30,0% em MT e BTE<sup>91</sup>. No caso de BTN, é considerado uma variação máxima de +1,9% apenas no termo de energia, com os preços de potência contratada a observarem variações dadas pela variação do preço na tarifa de Acesso às Redes entre 2025 e 2026, do respetivo escalão de potência contratada.

<sup>90</sup> Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM». Mecanismo previsto no Artigo 195.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, na redação vigente.

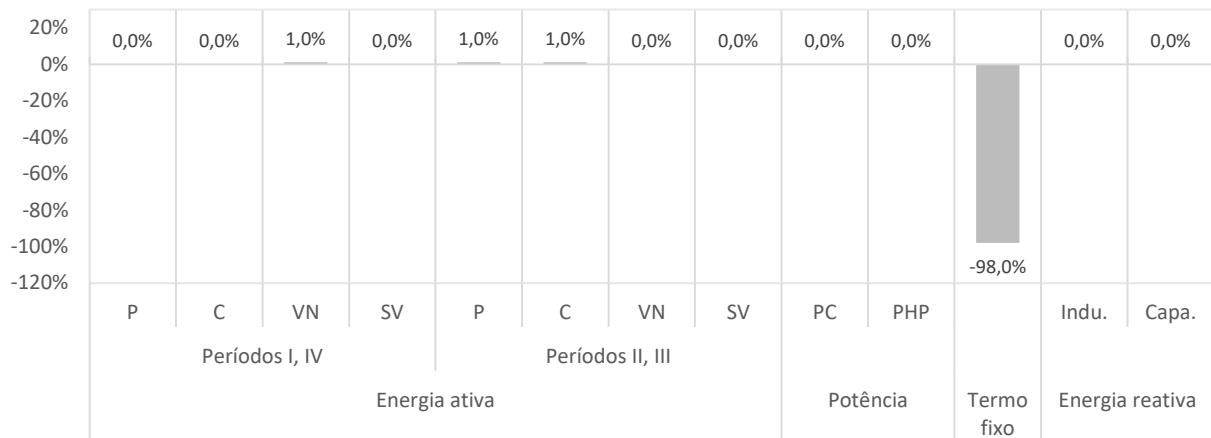
<sup>91</sup> Ver nota de rodapé 74.

Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFM em MT



Nota: Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

Figura 4-26 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



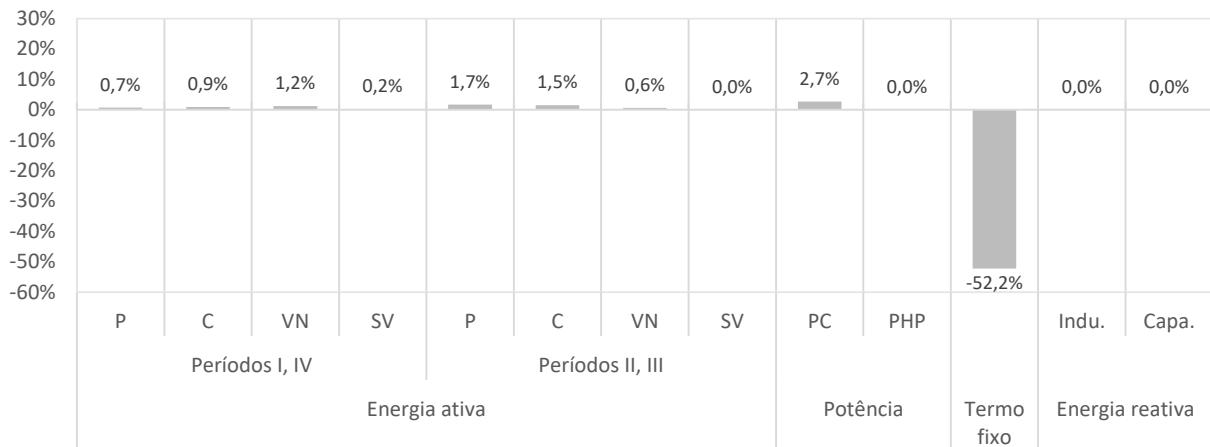
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-27 - Variações dos preços da TVCFM em BTE



Nota: Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 100% na parte positiva.

Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-29 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por escalão de potência contratada

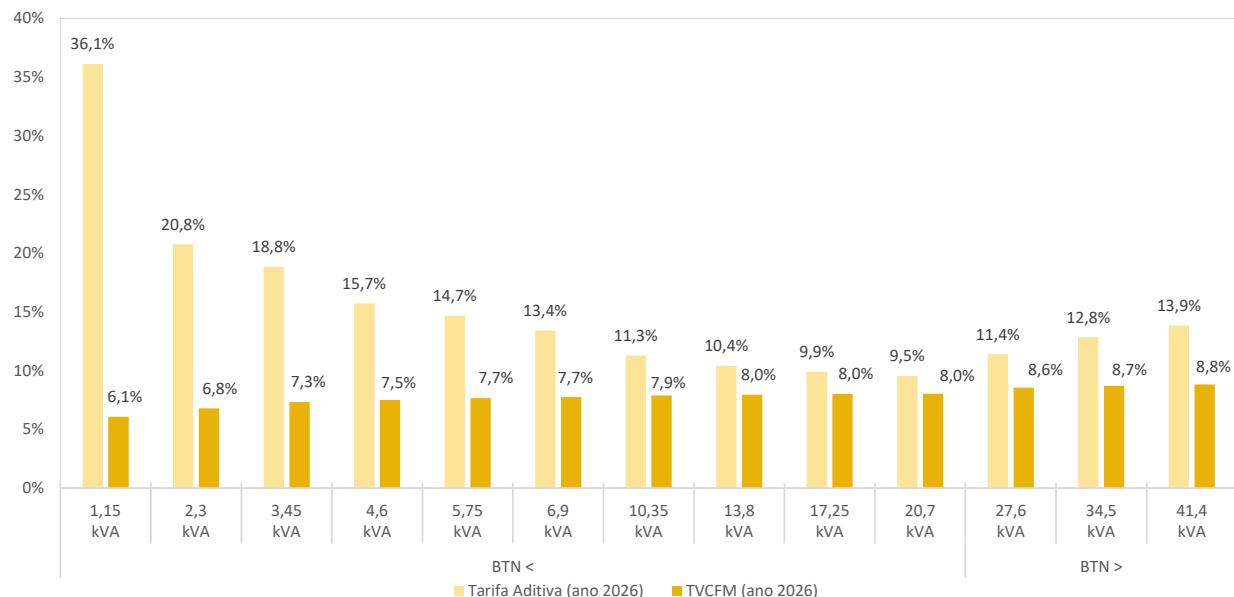
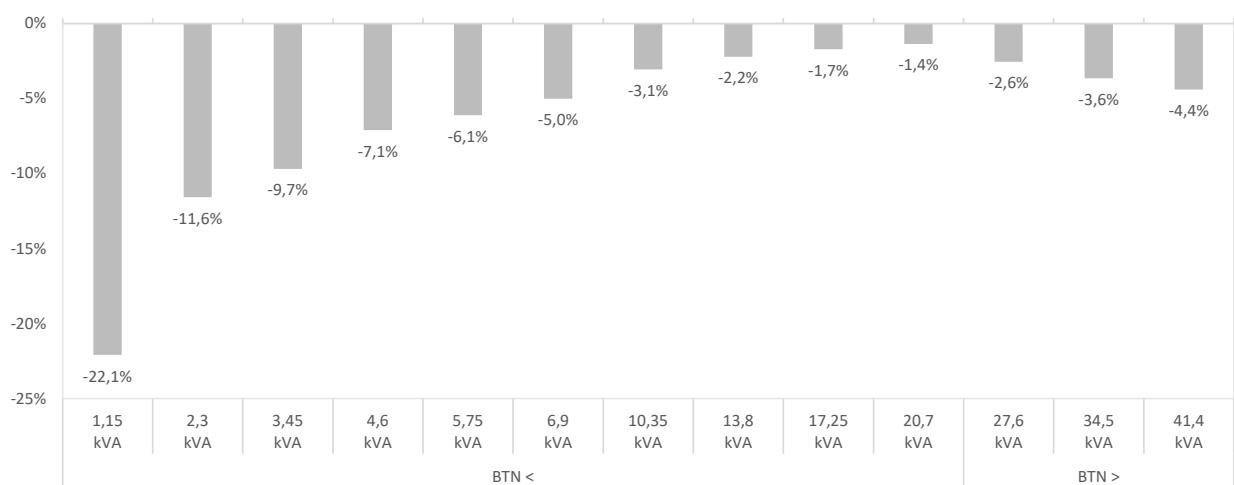
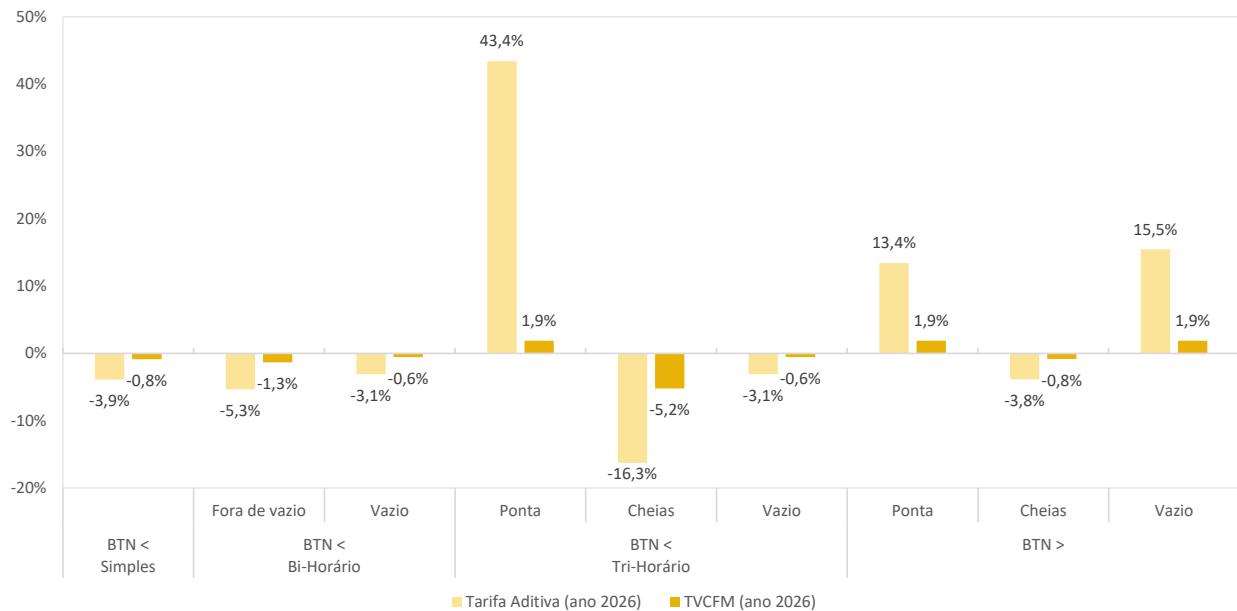


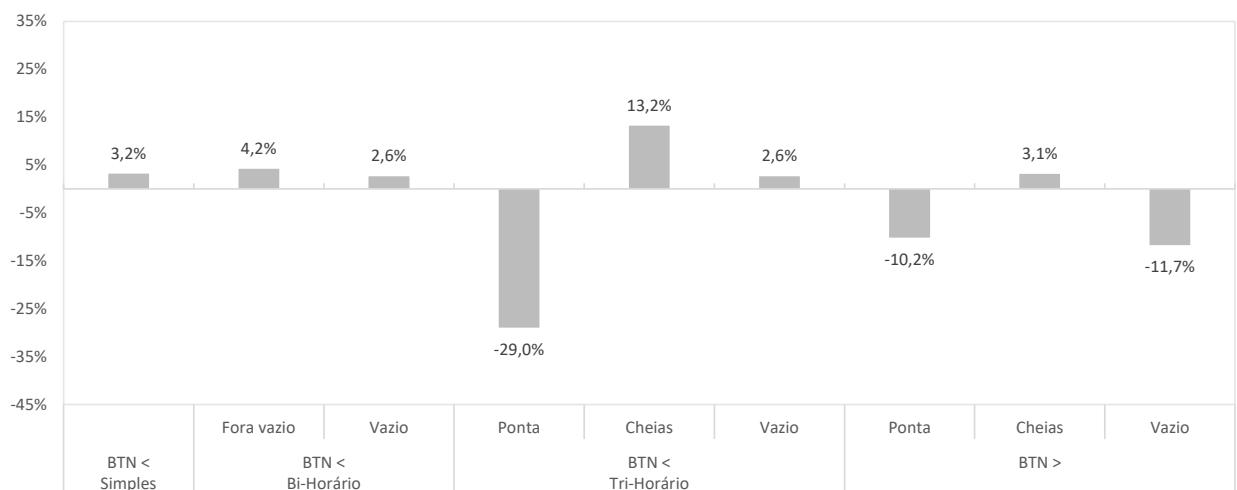
Figura 4-30 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por escalão de potência contratada



Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

**Figura 4-31 - Variações dos preços da TVCFM em BTN, por termo de energia**

Nota: Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

**Figura 4-32 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN, por termo de energia**

Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, entre 2025 e 2026.

**Quadro 4-7- Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM**

Variação por termo tarifário														
Energia ativa								Potência		Termo fixo	Energia reativa			
Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva		
Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio							
MT	-0,3%	-1,0%	-2,5%	-0,4%	-2,7%	-2,4%	-0,9%	-0,1%	11,7%	6,3%	30,0%	2,0%	2,0%	
BTE	-1,9%	-2,2%	-2,8%	-0,9%	-3,7%	-3,3%	-1,7%	-0,7%	-5,3%	11,2%	30,0%	0,7%	0,7%	

**Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM**

Variação por termo tarifário													
Energia ativa (por período horário)				Potência contratada (por escalão de potência contratada em kVA)									
Fora de vazio		Vazio		1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
Ponta	Cheias	Vazio											
BTN< Simples ( $\leq$ 2,3 kVA)	-0,3%		6,1%	6,8%									
BTN< Simples ( $>$ 2,3 kVA)	-0,8%				7,3%	7,5%	7,7%	7,7%	7,9%	8,0%	8,0%	8,0%	
BTN< Bi-horária	-1,3%		-0,6%	6,1%	6,8%	7,3%	7,5%	7,7%	7,7%	7,9%	8,0%	8,0%	
BTN< Tri-horária	1,9%	-5,2%	-0,6%	6,1%	6,8%	7,3%	7,5%	7,7%	7,7%	7,9%	8,0%	8,0%	
BTN>	1,9%	-0,8%	1,9%										8,6% 8,7% 8,8%

## 5 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no Regulamento Tarifário são diferenciados por tipo de ciclo de contagem, em função do nível de tensão. Em 2018 a ERSE introduziu adicionalmente um ciclo de contagem semanal nas Regiões Autónomas para os consumidores em BTN<sup>92</sup>.

O conjunto de ciclos de contagem disponíveis em Portugal encontra-se no Quadro 5-1.

**Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários**

Portugal continental	Região Autónoma dos Açores	Região Autónoma da Madeira
<b>Consumidores em MAT, AT e MT:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Semanal opcional</li> </ul> <b>Consumidores em BTE e BTN:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>	<b>Consumidores em MT e BTE:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> <li>• Ciclo Diário opcional</li> </ul> <b>Consumidores em BTN:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>	<b>Consumidores em AT, MT e BTE:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> <li>• Ciclo Diário opcional</li> </ul> <b>Consumidores em BTN:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>

MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão; BTE – Baixa Tensão Especial e BTN – Baixa Tensão Normal.

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, i.e., não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. Neste ciclo, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de Hora Legal<sup>93</sup> (Verão e Inverno).

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: (i) os dias úteis, (ii) os sábados e os (iii) domingos. Inclui ainda a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno) para Portugal continental. Tendo em conta as especificidades das Regiões Autónomas os ciclos semanais em BTN das Regiões Autónomas diferenciam o período de junho a outubro do período de novembro a maio.

<sup>92</sup> Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a decisão de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

<sup>93</sup> A Hora Legal para Portugal continental é definida pelo Decreto-Lei n.º 17/96, de 8 de março. Para a região autónoma da Madeira define o Decreto-Legislativo Regional n.º 6/96/M, de 25 de junho e para a região autónoma dos Açores o Decreto-Legislativo Regional n.º 16/96/A, de 1 de agosto.

Os consumidores de energia elétrica em MAT, AT e MT em Portugal continental podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Os consumidores de energia elétrica em MT nas Regiões Autónomas podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional.

No ciclo semanal os feriados nacionais são considerados como períodos de vazio nas opções tetra-horárias de MAT, AT e MT (ciclo semanal com feriados).

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e de cheias.

Para Portugal continental o Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário (Quadro 5-2) e o ciclo semanal (Quadro 5-3).

**Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental**

Ciclo diário em Portugal continental			
Hora legal de Inverno		Hora legal de Verão	
Ponta	4h/dia	Ponta	4h/dia
Cheias	10h/dia	Cheias	10h/dia
Vazio Normal	6h/dia	Vazio Normal	6h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia

**Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental**

Ciclo semanal em Portugal continental			
Hora legal de Inverno		Hora legal de Verão	
Segunda a Sexta-feira		Segunda a Sexta-feira	
Ponta	5h/dia	Ponta	3h/dia
Cheias	12h/dia	Cheias	14h/dia
Vazio Normal	3h/dia	Vazio Normal	3h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia
Sábados		Sábados	
Cheias	7h/dia	Cheias	7h/dia
Vazio Normal	13h/dia	Vazio Normal	13h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia
Domingos		Domingos	
Vazio Normal	20h/dia	Vazio Normal	20h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia

Relativamente às Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), o Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário (Quadro 5-4), caracterizado de forma análoga ao seu equivalente de Portugal continental.

**Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM**

Ciclo diário na RAA e RAM			
Hora legal de Inverno		Hora legal de Verão	
Ponta	4h/dia	Ponta	4h/dia
Cheias	10h/dia	Cheias	10h/dia
Vazio Normal	6h/dia	Vazio Normal	6h/dia
Super Vazio	4h/dia	Super Vazio	4h/dia

Em função da introdução em 2018 de um ciclo de contagem semanal em BTN nas Regiões Autónomas, cujas durações diárias não se encontram ainda previstas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, a ERSE mantém em 2026 a utilização das durações apresentadas no Quadro 5-5.

**Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM**

Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
Segunda a Sexta-feira		Segunda a Sexta-feira	
Ponta	5h/dia	Ponta	3h/dia
Cheias	12h/dia	Cheias	14h/dia
Vazio	7h/dia	Vazio	7h/dia
Sábados		Sábados	
Cheias	7h/dia	Cheias	7h/dia
Vazio	17h/dia	Vazio	17h/dia
Domingos		Domingos	
Vazio	24h/dia	Vazio	24h/dia

A localização horária dos períodos tarifários foi determinada de modo a maximizar-se a eficiência dos sinais preço, quer das tarifas de acesso às redes, quer das tarifas de energia. Os estudos sobre a localização dos períodos tarifários determinaram a aprovação de diversas tipologias de ciclos de contagem, quer com estrutura semanal, quer com estrutura diária para os diversos níveis de tensão. Em algumas situações oferecem-se períodos horários alternativos na medida em que ambas as soluções permitem assegurar a transmissão de sinais económicos eficientes. Considera-se que qualquer modificação dos períodos horários em vigor deverá ser precedida de estudos que demonstrem a sua valia económica.

Adicionalmente, em 2024 iniciou-se a aplicação da nova opção tarifária na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, conforme a revisão regulamentar aprovada no contexto da Consulta Pública da ERSE n.º 101. Os mapas horários passam a apresentar uma estrutura com um ciclo de contagem semanal, diferenciando as durações por tipo de dia e por época. Esta estrutura segue o estabelecido pela ERSE na Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, para o projeto-piloto. Adotaram-se os termos de Época Alta, Época Média e Época Baixa para designar os três intervalos no qual foi dividido cada ano.

Quadro 5-6 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

		Época Alta	Época Média	Época Baixa
Dias úteis	Horas de ponta	5 horas/dia	5 horas/dia	3 horas/dia
Sábados, domingos, e Feriados	Horas de ponta	-	-	-
	Horas cheias	12 horas/dia	12 horas/dia	14 horas/dia
	Horas de vazio normal	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia
Sábados, domingos, e Feriados	Horas cheias	3 horas/dia	3 horas/dia	3 horas/dia
Sábados, domingos, e Feriados	Horas de vazio normal	17 horas/dia	17 horas/dia	17 horas/dia
Sábados, domingos, e Feriados	Horas de super vazio	4 horas/dia	4 horas/dia	4 horas/dia

Os períodos horários concretos destes diferentes casos encontram-se resumidos nas seções seguintes.

## 5.1 PORTUGAL CONTINENTAL

Apesar de ter sido lançada em 14 de novembro de 2025 a [Consulta Pública n.º 137](#), relativa à atualização dos períodos horários em Portugal continental, a eventual atualização dos períodos horários nunca entrará em vigor antes de 1 de janeiro de 2027. Assim, no ano de 2026 continuar-se-ão a aplicar os períodos horários em vigor no ano 2025.

Para as tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário.

Os períodos horários destes ciclos de contagem estão reunidos do Quadro 5-7 ao Quadro 5-9.

No caso da opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT os períodos horários encontram-se no Quadro 5-10.

**Quadro 5-7 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2026**

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

**Quadro 5-8 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2026**

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

**Quadro 5-9 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2026**

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Quadro 5-10 - Ciclo semanal da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

Área de rede A											
	0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00
Dia útil	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
Fim-de-semana	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V

Área de rede B											
	0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00
Dia útil	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
Fim-de-semana	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V

Área de rede C											
	0:00	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00
Dia útil	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
Fim-de-semana	Época alta	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época média	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V
	Época baixa	V	V	S	S	S	S	S	V	V	V

Legenda: P – ponta, C – cheias, V – vazio normal, S – super vazio.

A distribuição de épocas para a nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT encontra-se no quadro seguinte.

Quadro 5-11 – Distribuição de épocas para a nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT

	Área de rede A	Área de rede B	Área de rede C
Janeiro	Alta	Alta	Média
Fevereiro	Alta	Alta	Média
Março	Média	Média	Baixa
Abril	Baixa	Baixa	Baixa
Maio	Baixa	Baixa	Baixa
Junho	Baixa	Baixa	Baixa
Julho	Baixa	Baixa	Alta
Agosto	Baixa	Baixa	Alta
Setembro	Baixa	Baixa	Alta
Outubro	Baixa	Baixa	Baixa
Novembro	Média	Média	Baixa
Dezembro	Alta	Alta	Baixa

O âmbito geográfico de cada uma das três áreas de rede da nova opção tarifária da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT encontra-se no anexo IV, que permite a correspondência com a listagem de

concelhos pelas seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes, as quais coincidem com as utilizadas no projeto-piloto, e que constam da proposta de manual, referido no art.º 35.º do RT, enviado à ERSE.

## 5.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Aos clientes em MT e BTE na Região Autónoma dos Açores aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o ciclo semanal.

Os períodos horários destes ciclos de contagem estão reunidos do Quadro 5-12 ao Quadro 5-14.

**Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2026**

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

**Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2026**

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

**Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2026**

Ciclo semanal para BTN na RAA	
Aplicável de junho a outubro, inclusive	Aplicável de novembro a maio, inclusive
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira
Ponta: 10.30/15.30 h	Ponta: 18.30/21.30 h
Cheias: 07.00/10.30 h 15.30/24.00 h	Cheias: 07.00/18.30 h 21.30/24.00 h
Vazio: 00.00/07.00 h	Vazio: 00.00/07.00 h
Sábado	
Cheias: 11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Cheias: 11.30/13.30 h 18.00/23.00 h
Vazio: 00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio: 00.00/11.30 h 13.30/18.00 h 23.00/24.00 h
Domingo	
Vazio: 00.00/24.00 h	Vazio: 00.00/24.00 h

### 5.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Aos clientes em AT, MT e BTE na Região Autónoma da Madeira aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o ciclo semanal.

**Quadro 5-15 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2026**

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM	
Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
Ponta: 10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias: 09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias: 09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal: 06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal: 06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio: 02.00/06.00 h	Super Vazio: 02.00/06.00 h

**Quadro 5-16 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2026**

Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	18.00/22.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/18.00 h 22.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

**Quadro 5-17 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2026**

Ciclo semanal para BTN na RAM			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	11.00/14.00 h 20.00/22.00 h	Ponta:	19.00/22.00 h
Cheias:	07.00/11.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	07.00/19.00 h 22.00/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Cheias:	11.30/14.00 h 18.00/22.30 h
Vazio:	00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/11.30 h 14.00/18.00 h 22.30/24.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h



## 6 ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE

### 6.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados em Portugal continental que resultam da informação enviada pelos comercializadores que atuam no mercado retalhista de eletricidade (nos termos do [Despacho n.º 18637/2011](#), de 24 de fevereiro, até ao 3.º trimestre de 2024, e nos termos da [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, a partir do 4.º trimestre de 2024), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2020 e o 2.º trimestre de 2025.

Tratando-se de informação sobre preços faturados, esta integra todas as ofertas comerciais da carteira de cada comercializador, ou seja, incorpora informação de preços, quer dos contratos históricos, quer dos novos contratos de cada comercializador.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, praticados pela totalidade dos comercializadores a atuar no mercado retalhista de eletricidade, incluindo o comercializador de último recurso retalhista<sup>94</sup>.

#### 6.1.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

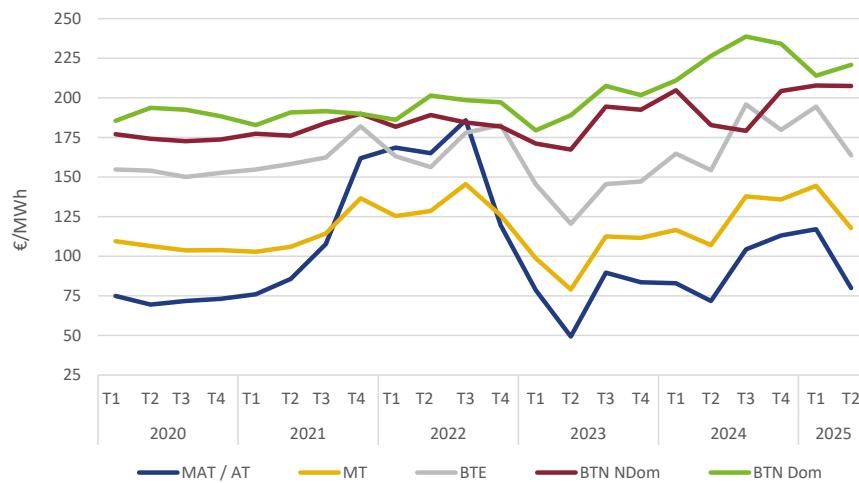
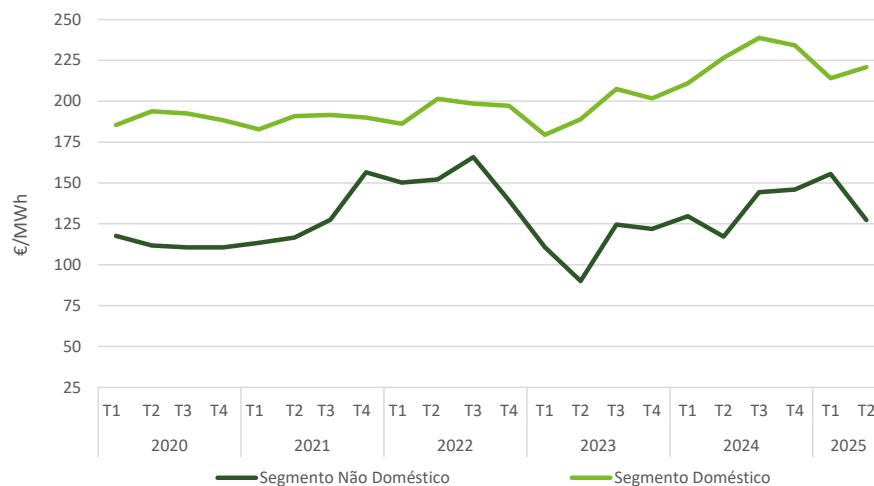
Na Figura 6-1 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão<sup>95</sup>.

Na Figura 6-2 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom).

---

<sup>94</sup> Por comercializador de último recurso (CUR) entende-se a SU Eletricidade. Não integra informação dos CUR a atuar exclusivamente em BT.

<sup>95</sup> Na informação enviada pelos comercializadores de mercado, os preços para os níveis de tensão MAT e AT vêm agregados até ao 3.º trimestre de 2024, pelo que toda a análise considera estes dois níveis de tensão agregados.

**Figura 6-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão****Figura 6-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo**

Os preços médios faturados apresentam, de uma forma genérica, valores relativamente estáveis até meados de 2021, altura em que se inicia uma subida dos preços faturados, particularmente acentuada para os clientes do segmento não doméstico.

Os clientes MAT/AT, MT e BTE mantiveram níveis de preços historicamente elevados até ao 3.º trimestre de 2022, data após a qual registam uma descida significativa que os levaram para valores iguais ou inferiores aos da primeira metade de 2021, situação que se manteve até ao 2.º trimestre de 2024. Os três

trimestres seguintes registam níveis de preço significativamente mais elevados, voltando a registar no último trimestre em análise uma nova descida de preços.

No caso dos clientes BTN, dos segmentos doméstico e não doméstico, a tendência é de uma maior estabilidade nos preços, com oscilações no sentido de subida ou no sentido de descida ao longo dos trimestres. Dado situarem-se em níveis de tensão inferiores, estes clientes são também os que apresentam os preços mais elevados.

Os clientes BTN atingem níveis de preços elevados ao longo de 2022, sentindo-se algum alívio no início de 2023, mas que é de curta duração, ao registarem-se novas subidas a partir da segunda metade desse ano, atingindo, para os clientes BTN do segmento doméstico, o máximo histórico no período em análise, no 3.º trimestre de 2024.

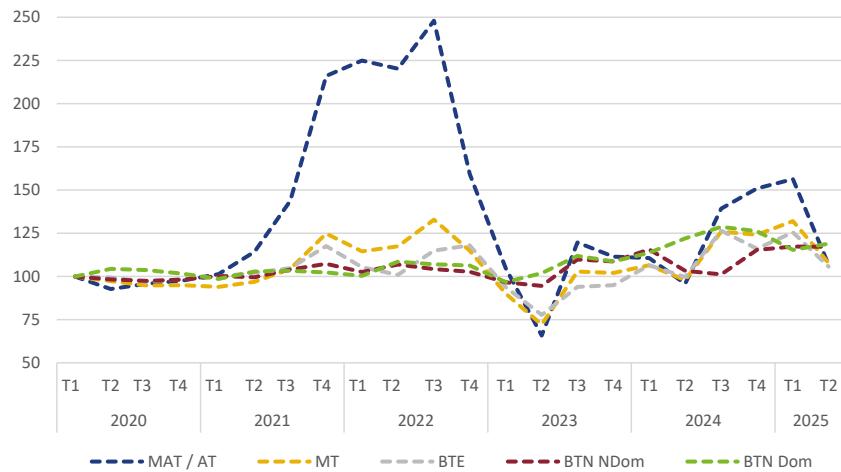
A partir dessa data, os clientes BTN registam trajetórias distintas, com os clientes do segmento doméstico a apresentar descidas de preço até ao 1.º trimestre de 2025, seguido de uma subida no 2.º trimestre de 2025, verificando-se exatamente o oposto nos clientes BTN do segmento não doméstico.

Na Figura 6-3 e na Figura 6-4 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2020 (Base = 100).

Da análise, verifica-se que são os clientes MAT/AT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, com um nível de preços no 3.º trimestre de 2022 superior ao dobro dos preços faturados no 1.º trimestre de 2020. Nos restantes níveis de tensão, a variação de preços não é tão acentuada, apresentando valores mais estáveis para os clientes BTN.

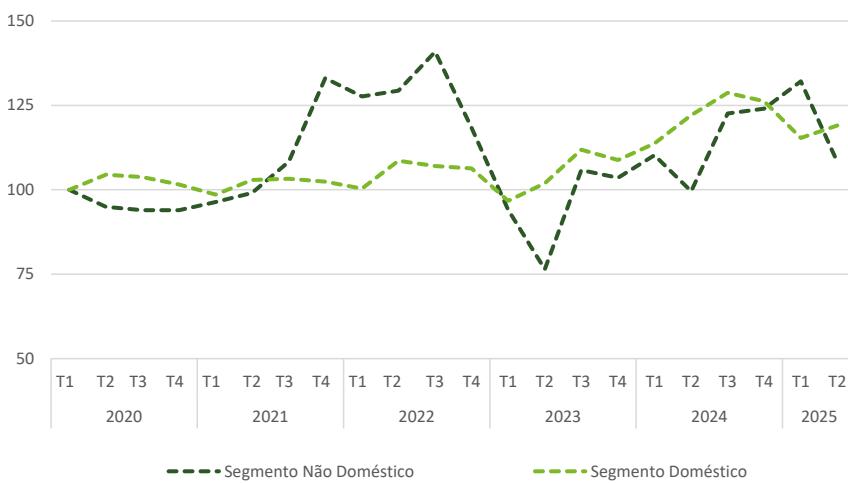
No 2.º trimestre de 2025, verifica-se que o nível de preços médios faturados apresenta valores superiores aos preços verificados no 1.º trimestre de 2020, com valores de 8% acima e 20% acima, para o segmento não doméstico e segmento doméstico, respetivamente.

**Figura 6-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão**



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2020 (base = 100).

**Figura 6-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo**



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2020 (base = 100).

### 6.1.2 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NO MERCADO REGULADO E NO MERCADO LIVRE

À semelhança da análise efetuada no capítulo 6.1.1, na Figura 6-5 apresenta-se a evolução dos preços médios finais faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os

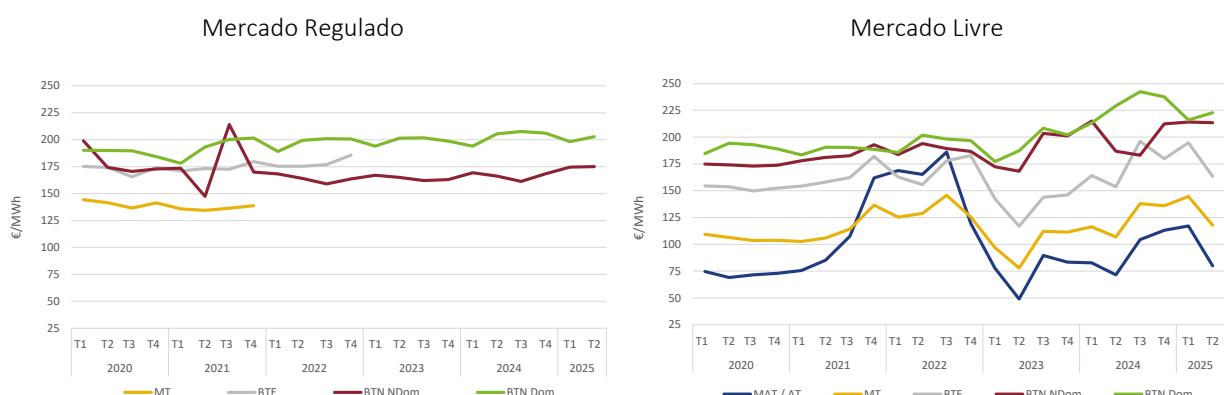
diferentes níveis de tensão, com uma separação entre os preços dos clientes no Mercado Regulado e dos clientes no Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de tensão para os quais a tarifa transitória se encontra extinta. Para todo o período em análise, por questões de sensibilidade da informação em resultado do reduzido número de clientes existentes, não se apresentam os preços para MAT/AT.

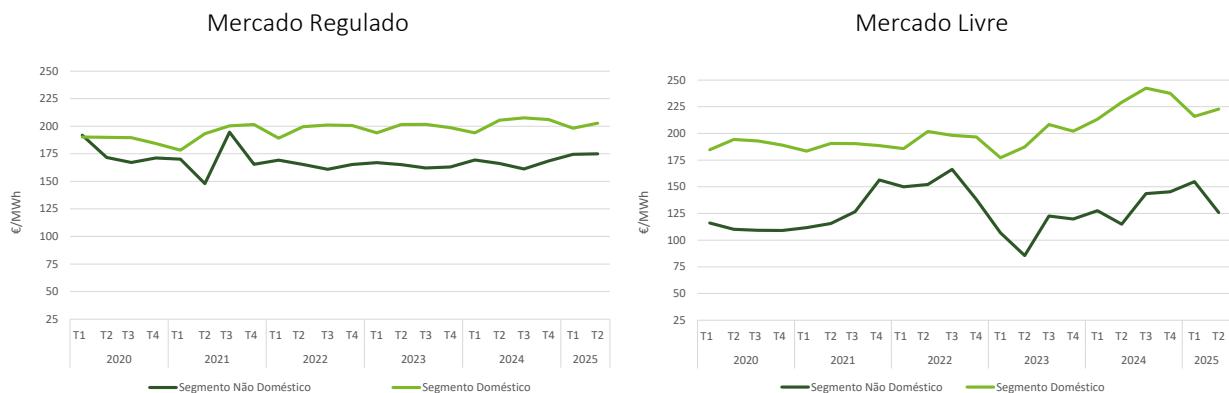
Na Figura 6-6 faz-se uma agregação de preços por segmento de consumo, com uma análise dos preços médios faturados para o segmento doméstico (BTN Dom) e para o segmento não doméstico (MAT, AT, MT, BTE e BTN NDom), com uma análise separada entre Mercado Regulado e Mercado Livre.

Os valores de preços médios ilustrados nas figuras seguintes não são diretamente comparáveis, devido às diferenças existentes ao nível da estrutura de clientes e de consumos no Mercado Livre e no Mercado Regulado. Este último caracteriza-se por um reduzido número de clientes, em particular no segmento não doméstico, e por clientes com consumos médios mais baixos do que no Mercado Livre.

**Figura 6-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão**



**Figura 6-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo**



Para os clientes do Mercado Regulado verifica-se uma tendência de redução dos preços médios faturados até ao 1.º trimestre de 2021. Depois de uma tendência de subida de preços, durante o ano de 2021, verifica-se uma estabilização dos preços faturados, para ambos os segmentos de clientes. No final do 1.º semestre de 2025, assiste-se a uma estabilização dos preços faturados no segmento não doméstico e um acréscimo nos preços faturados no segmento Doméstico.

Salienta-se que a movimentação de clientes tem implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, onde o número de clientes é bastante reduzido. Adicionalmente, a pandemia de COVID-19 também poderá ter contribuído para acentuar as referidas alterações de estrutura, como se verifica nas oscilações de preços na BTN NDom nesse período.

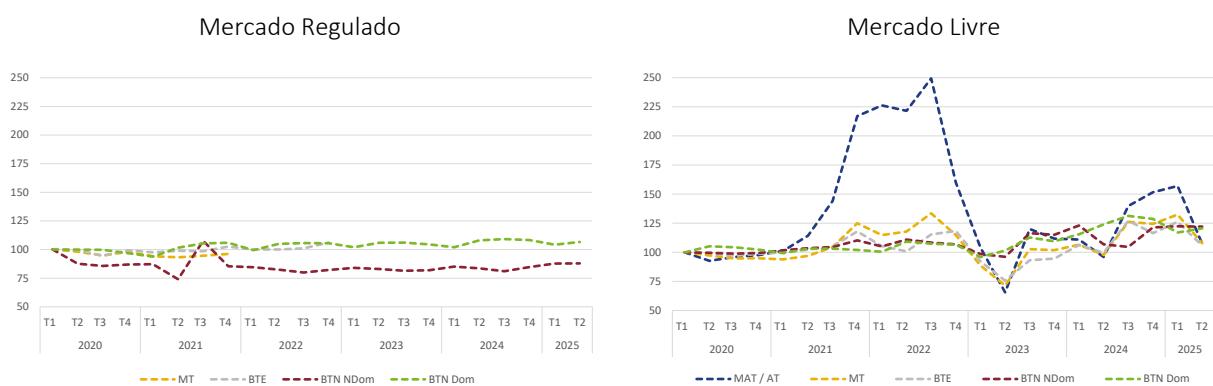
No Mercado Livre existe uma maior estabilidade de preços até final do ano 2020, sendo que a partir de meados de 2021 se verifica um acréscimo dos preços no segmento não doméstico, mais acentuado nos clientes de maior consumo de eletricidade (MAT/AT).

Tendo em consideração a trajetória ascendente do custo de aprovisionamento de eletricidade nos mercados Spot e de Futuros, desde meados de 2021, podemos verificar que a repercussão deste aumento se faz notar de uma forma mais rápida no Mercado Livre e no segmento não doméstico, onde prevalecem os contratos com uma maior componente de indexação de preços dos clientes aos custos de eletricidade nos mercados grossistas.

A partir de meados de 2023, assiste-se a uma tendência generalizada de subida dos preços faturados. No segmento não doméstico essa tendência inverte-se no 2.º trimestre de 2025, com uma descida dos preços, enquanto que no segmento doméstico se assiste a uma descida dos preços a partir do 3.º trimestre de 2024 e até ao 1.º trimestre de 2025, seguida de uma nova subida de preços no 2.º trimestre de 2025.

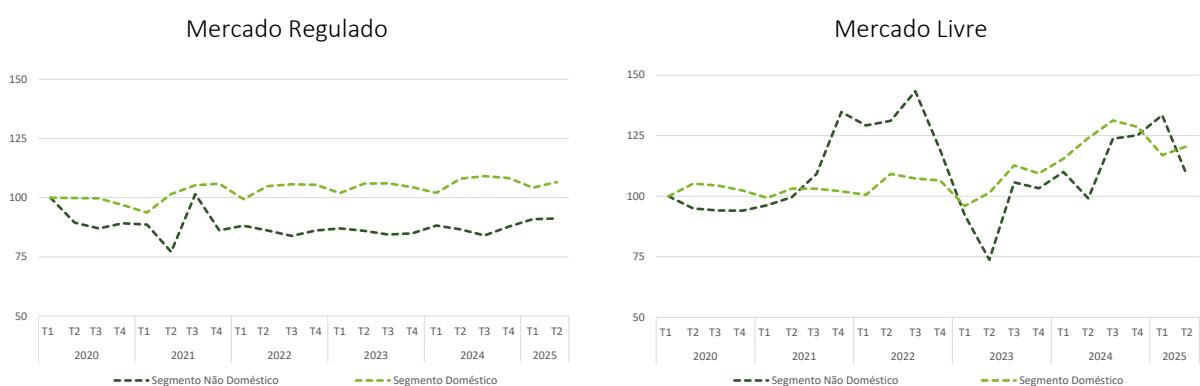
Na Figura 6-7 e na Figura 6-8 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do 1.º trimestre de 2020 (Base = 100).

**Figura 6-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão**



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2020 (base = 100).

**Figura 6-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento**



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2020 (base = 100).

Da análise das figuras evidencia-se a trajetória descendente de preços médios faturados nos clientes do Mercado Regulado até ao início de 2021. A partir do 2.º trimestre de 2021, verifica-se uma subida do nível

de preços do segmento doméstico, face aos valores registados no 1.º trimestre de 2020. A partir do 2.º trimestre de 2022, assiste-se a algumas subidas e descidas dos preços, face ao 1.º trimestre de 2020, mas que são de expressão reduzida nos vários trimestres.

Importa uma vez mais reforçar que a movimentação de clientes tem implicações na estrutura dos consumos, podendo ter um impacto muito significativo nos preços médios faturados do Mercado Regulado, onde o número de clientes é bastante reduzido.

No Mercado Livre, verifica-se uma variação praticamente nula dos preços médios faturados até ao final de 2022, para o segmento doméstico. A partir do 2.º trimestre de 2023 verifica-se um aumento do nível de preços, face aos preços do 1.º trimestre de 2020, com um diferencial de cerca de 20% acima no 2.º trimestre de 2025.

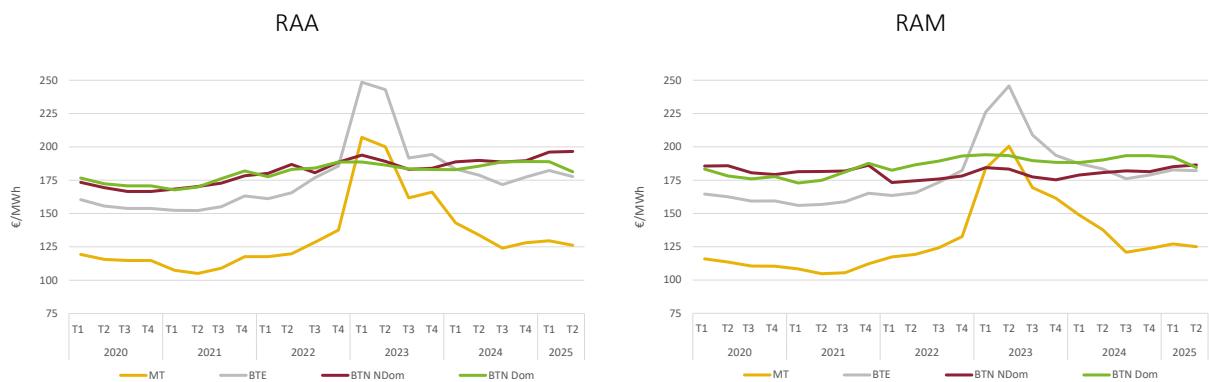
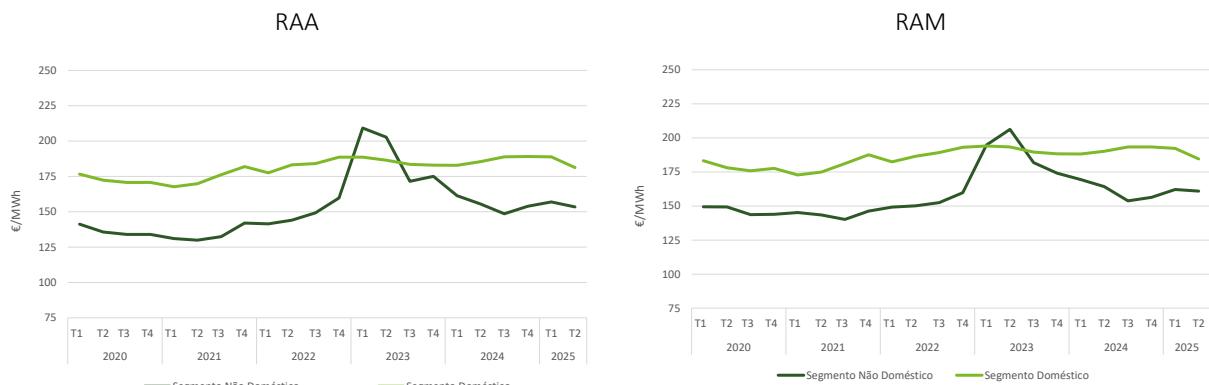
No segmento não doméstico a trajetória ascendente de preços, traduz-se no 3.º trimestre de 2022 num nível de preços correspondente a cerca de 140% dos preços médios faturados no 1.º trimestre de 2020. No 2.º trimestre de 2025, o nível de preços faturados no segmento não doméstico está cerca de 8% acima dos preços médios faturados no 1.º trimestre de 2020.

## 6.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Neste capítulo são analisados os preços médios faturados nas Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), que resultam da informação enviada pelos comercializadores de último recurso que atuam nestas regiões (nos termos do [Despacho n.º 18637/2011](#), de 24 de fevereiro, até ao 3.º trimestre de 2024, e nos termos da [Diretiva n.º 16/2024](#), de 20 de junho, a partir do 4.º trimestre de 2024), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2020 e o 2.º trimestre de 2025.

É considerada a informação relativa a preços, sem impostos (IVA) e sem taxas, faturados pelos comercializadores de último recurso a atuar em cada uma das regiões autónomas.

Na Figura 6-9 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os diferentes níveis de tensão, na RAA e na RAM. Na Figura 6-10 apresenta-se a evolução dos preços médios faturados no mercado retalhista de eletricidade, ao longo do período em análise, para os segmentos de clientes doméstico e não doméstico, na RAA e na RAM.

**Figura 6-9 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão****Figura 6-10 - Evolução dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo**

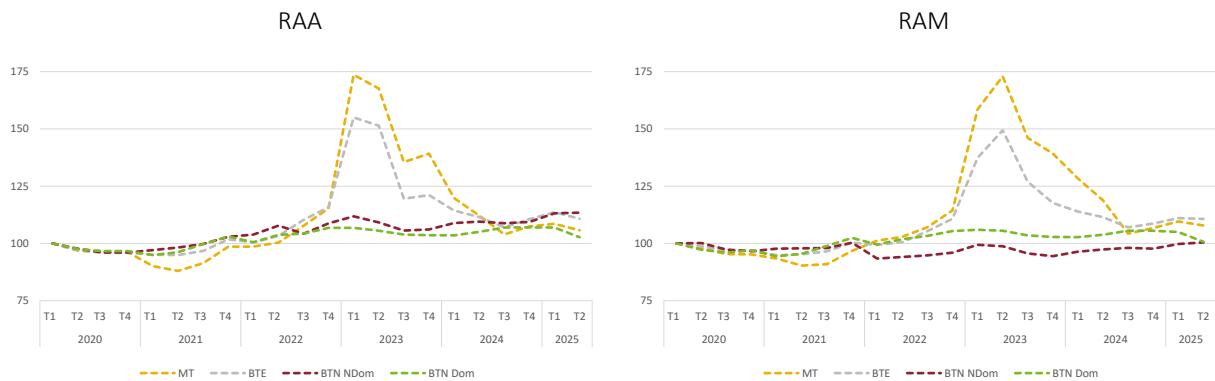
Os preços médios faturados dos vários níveis de tensão apresentam uma tendência de decréscimo até meados do ano de 2021, em ambas as regiões autónomas. A partir do 3.º trimestre de 2021, os preços faturados aos clientes apresentam um aumento generalizado, sendo este aumento mais significativo nos clientes do segmento não doméstico, em MT e BTE.

A partir de 2023, verifica-se em ambas as Regiões Autónomas uma tendência de descida dos preços faturados no segmento não doméstico (com exceção dos clientes BTN não domésticos) e uma estabilização dos preços no segmento doméstico. Esta situação, resulta de uma atualização da tarifa de Energia e da tarifa de Acesso às Redes que se traduziu numa descida da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM para todos os níveis de tensão, em julho de 2023, e uma descida da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM em janeiro de 2024, para os níveis de tensão MT e BTE.

No 2.º trimestre de 2025, verifica-se uma ligeira tendência de decréscimo dos preços faturados na RAA e na RAM, em praticamente todos os níveis de tensão, sendo a exceção a BTN segmento não doméstico.

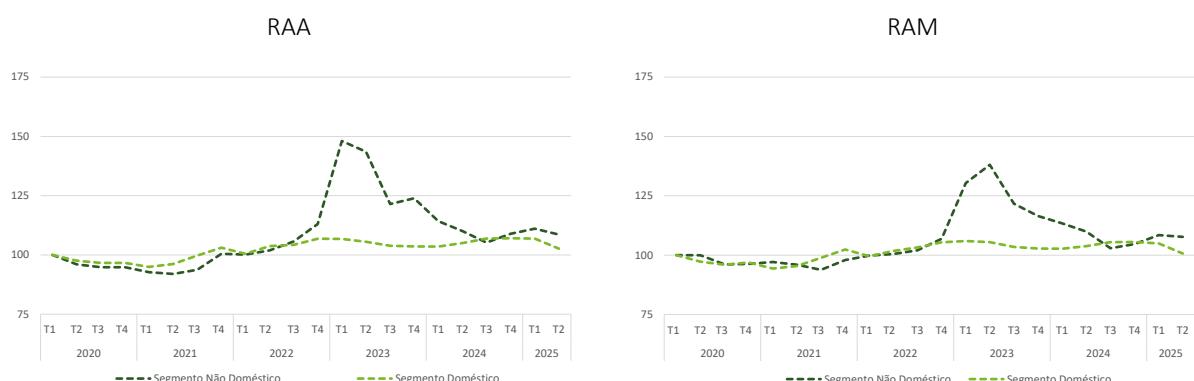
Na Figura 6-11 e na Figura 6-12 é efetuada uma análise à variação relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base o 1.º trimestre de 2020 (Base = 100).

**Figura 6-11 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por nível de tensão**



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2020 (base = 100).

**Figura 6-12 - Variação relativa dos preços faturados na RAA e na RAM, por segmento de consumo**



Nota: Valores relativos face aos preços do 1.º trimestre de 2020 (base = 100).

Da análise, verifica-se que no segmento não doméstico são os clientes de MT que apresentam uma maior variabilidade nos preços médios faturados, em ambas as regiões autónomas, com um nível de preços no 1.º semestre de 2023, 70% superior ao verificado no 1.º trimestre de 2020.

A partir do 3.º trimestre de 2023, os preços médios faturados do segmento não doméstico apresentam uma tendência decrescente (nos clientes BTN não doméstico os preços praticamente estabilizam), o que está em linha com a descida das tarifas de Venda a Clientes Finais em ambas as Regiões Autónomas, tendo sido essa descida mais acentuada nos níveis de tensão MT e BTE.

Os preços faturados no segmento doméstico, em ambas as Regiões Autónomas, apresentam uma ligeira tendência de decréscimo em 2020 e uma ligeira tendência de crescimento em 2021 e 2022, o que está em linha com a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM, ao longo do período analisado. Ao longo dos anos de 2023 e 2024 assiste-se a uma certa estabilização dos preços, registando-se, todavia, no último trimestre em análise, 2.º trimestre de 2025, uma tendência de decréscimo destes preços.

### 6.3 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN

De seguida caraterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia<sup>96</sup>, disponíveis para novas adesões, de acordo com a informação do 4.º trimestre de 2025<sup>97</sup>. A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis<sup>98</sup>.

Na análise são consideradas as ofertas de eletricidade (apenas eletricidade) e as ofertas duais (eletricidade e gás natural), não sendo consideradas as ofertas que incluem serviços adicionais obrigatórios (por exemplo, serviços de assistência técnica e diagnósticos energéticos).

A análise é feita para três consumidores tipo no fornecimento de eletricidade e de gás natural, representativos do segmento residencial:

---

<sup>96</sup> O simulador de preços de energia da ERSE compara as ofertas comerciais para os consumidores de eletricidade em Baixa Tensão Normal (potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA) e de gás natural em Baixa Pressão (consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>) em Portugal continental.

<sup>97</sup> Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a terceira semana de novembro de 2025.

<sup>98</sup> Contribuição para o Audiovisual (CAV), Imposto Especial de Consumo de eletricidade (IEC) e Imposto sobre o valor acrescentado (IVA), para a eletricidade, e Imposto Especial de Consumo de gás natural combustível e IVA, para o gás natural.



### 6.3.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE NO 4.º TRIMESTRE DE 2025

A análise efetuada inclui a totalidade das ofertas comerciais, ou seja, para além das ofertas padrão (sem qualquer tipo de restrição), inclui as ofertas condicionadas (com condições contratuais que condicionam a subscrição ao público em geral, como por exemplo, as ofertas que obrigam ao estabelecimento de parcerias com outras instituições ou as ofertas que obrigam ao cumprimento de outras condições). Abrange ainda ofertas com fidelização (obrigam à permanência durante um período previamente estabelecido, com a existência de penalizações no caso de saída antecipada), ofertas indexadas (ofertas com mecanismos de indexação de preços aos mercados de energia grossistas) e ofertas para novos clientes (ofertas cujas condições de preço e condições comerciais apenas se aplicam a clientes que são contratados pela primeira vez pelo comercializador).

Não são consideradas nesta análise as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios, nem as ofertas a preços dinâmicos<sup>99</sup>.

Os preços das ofertas indexadas, ao estarem dependentes dos preços observados nos mercados Spot (OMIE/MIBGAS), podem apresentar grande oscilação de preços nas faturas dos consumidores de um mês para o outro. Para estas ofertas e para efeitos da estimativa da fatura anual de eletricidade, o preço de energia é determinado através do preço médio dos produtos futuros (OMIP) para os próximos 12 meses.

<sup>99</sup> As ofertas a preços dinâmicos são um caso particular de ofertas indexadas em que os preços podem variar a cada hora. Habitualmente, as ofertas a preços indexados têm preços que variam a cada mês.

### 6.3.1.1 OFERTAS DE ELETRICIDADE<sup>100</sup>

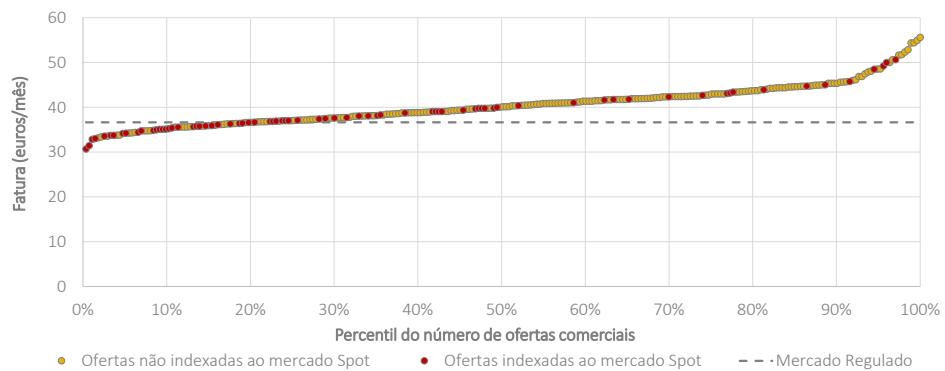
Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 15 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Eletricidade Indexada DD + FE Oferta 100€) com um valor de 30,71 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 16% e uma poupança mensal de 5,93 EUR em relação à Tarifa Regulada.

**Quadro 6-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1**

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	30,71 € (-16%)	Eletricidade Indexada DD + FE Oferta 100€	Bi-horária	Novos clientes, Indexada
2	Coopérnico CRL	32,85 € (-10%)	Coopérnico BASE 2.0	Bi-horária	Condicionada, Indexada
3	GoldEnergy	33,17 € (-9%)	Monoeletroco ACP 10/25 Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
4	LuziGás	33,73 € (-8%)	LUZIGAS ENERGY 8.8	Bi-horária	Indexada
5	Iberdrola	33,75 € (-8%)	Mais Casa Amigo (Oferta 100€ + 40€) - FE e DDC	Simples	Padrão
6	Ibelectra	34,22 € (-7%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
7	Endesa	34,37 € (-6%)	Tarifa Simples + Plano Amigo	Simples	Condicionada
8	OENEQ	34,72 € (-5%)	FLEX	Bi-horária	Indexada
9	LuzBoa	35,07 € (-4%)	ROCKWATT	Bi-horária	Indexada
10	EZU Energia	35,12 € (-4%)	Tarifa EZU Indexada	Bi-horária	Indexada
11	Eni Plenitude	35,22 € (-4%)	TARIFA TENDENCIA	Simples	Indexada
12	Nabalia Energia	35,58 € (-3%)	FIXO	Bi-horária	Fidelização
13	Muon	35,90 € (-2%)	Muon Indexado Casa Verde	Bi-horária	Indexada
14	G9 Energy	36,11 € (-1%)	Smart Index	Bi-horária	Indexada
15	GALP	36,40 € (-1%)	Plano Flexível Eletricidade Verde	Bi-horária	Indexada
16	Mercado Regulado	36,64 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
17	YES ENERGY	36,67 € (0%)	SmartIndex	Bi-horária	Indexada
18	MEO Energia	37,32 € (2%)	MEO Energia FIXA DD FE + MEO M4e / M5e	Bi-horária	Condicionada
19	JAFPLUS	39,79 € (9%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
20	Audax Renovables	41,34 € (13%)	TOP T4 - Fixo de 12 meses	Bi-horária	Fidelização
21	Repsol	41,36 € (13%)	LEVE DIGITAL DD+FE	Bi-horária	Padrão
22	Portugogas	41,81 € (14%)	Plano Ajustado GO 30	Bi-horária	Indexada
23	Usenergy	42,41 € (16%)	Online 2024	Simples	Padrão
24	LOGICA Energy	43,19 € (18%)	Base IndexS	Bi-horária	Indexada
25	Nossa Energia	43,42 € (19%)	Tarifa Base	Bi-horária	Padrão
26	Alfa Energia	45,02 € (23%)	Tarifa ALFA POWER INDEX BTN	Bi-horária	Indexada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 271 ofertas comerciais disponíveis, 54 ofertas (20%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

<sup>100</sup> Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

**Figura 6-13 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1**

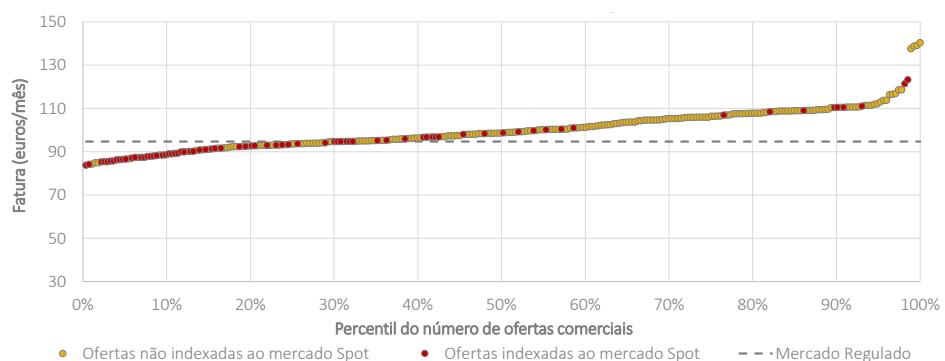
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 18 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da Coopérnico CRL (Coopérnico BASE 2.0) com um valor de 83,77 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 10,98 EUR em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 6-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Coopérnico CRL	83,77 € (-12%)	Coopérnico BASE 2.0	Bi-horária	Condicionada, Indexada
2	GoldEnergy	84,28 € (-11%)	Monoeletroco ACP 10/25 Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	EDP Comercial	84,95 € (-10%)	Eletricidade DD+FE - Digital 2025	Simples	Padrão
4	Eni Plenitude	85,34 € (-10%)	TARIFA TENDENCIA	Simples	Indexada
5	LuzBoa	85,40 € (-10%)	ROCKWATT	Bi-horária	Indexada
6	Ibelectra	85,67 € (-10%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
7	OENEQ	86,33 € (-9%)	FLEX	Bi-horária	Indexada
8	LuziGás	87,10 € (-8%)	SUPER LIG	Bi-horária	Indexada
9	EZU Energia	87,39 € (-8%)	Tarifa EZU Indexada	Bi-horária	Indexada
10	G9 Energy	89,00 € (-6%)	Smart Index	Bi-horária	Indexada
11	YES ENERGY	90,24 € (-5%)	SmartIndex	Bi-horária	Indexada
12	Iberdrola	90,57 € (-4%)	Mais Digital Amigo (Oferta 40€)	Simples	Padrão
13	Endesa	90,90 € (-4%)	Tarifa Simples + Plano Amigo	Simples	Condicionada
14	Muon	91,67 € (-3%)	Muon Indexado Casa Verde	Bi-horária	Indexada
15	Audax Renovables	92,71 € (-2%)	TOP INDEXADO 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Indexada
16	GALP	92,99 € (-2%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicionada
17	Nabalia Energia	93,03 € (-2%)	FIXO	Bi-horária	Fidelização
18	Repsol	93,34 € (-1%)	LEVE SEM MAIS	Bi-horária	Indexada
19	Mercado Regulado	94,75 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
20	MEO Energia	94,81 € (0%)	MEO Energia FIXA DD FE + MEO M4e / M5e	Bi-horária	Condicionada
21	JAFPLUS	99,97 € (6%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
22	Usenergy	103,73 € (9%)	Online 2024	Simples	Padrão
23	Portugologos	106,97 € (13%)	Plano Ajustado GO 30	Bi-horária	Indexada
24	Nossa Energia	107,80 € (14%)	Tarifa Base	Bi-horária	Padrão
25	Alfa Energia	108,47 € (14%)	Tarifa ALFA POWER INDEX BTN	Bi-horária	Indexada
26	LOGICA Energy	109,04 € (15%)	Base IndexS	Bi-horária	Indexada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 271 ofertas comerciais disponíveis, 84 ofertas (31%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-14 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2

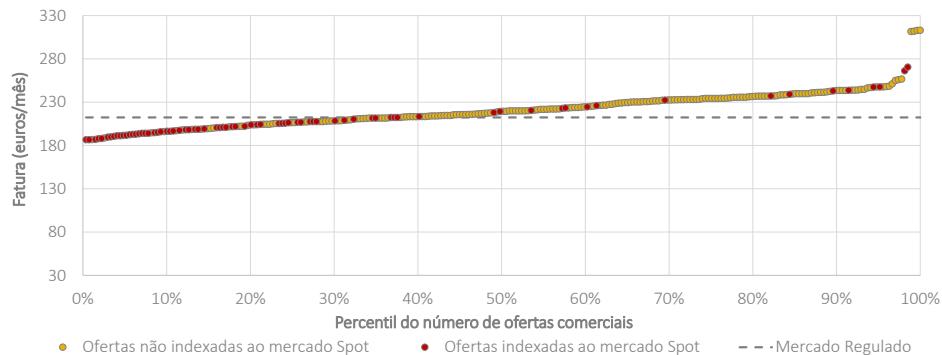


Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, 19 comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da LuzBoa (ROCKWATT) com um valor de 186,58 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 25,79 EUR em relação à Tarifa Regulada.

**Quadro 6-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3**

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	LuzBoa	186,58 € (-12%)	ROCKWATT	Bi-horária	Indexada
2	EDP Comercial	186,82 € (-12%)	Eletricidade DD+FE - Digital 2025	Simples	Padrão
3	Coopérnico CRL	186,96 € (-12%)	Coopérnico BASE 2.0	Bi-horária	Condicionada, Indexada
4	Ibelectra	189,60 € (-11%)	Solução Família	Bi-horária	Indexada
5	Eni Plenitude	189,94 € (-11%)	TARIFA TENDENCIA	Simples	Indexada
6	OENEKO	190,56 € (-10%)	FLEX	Bi-horária	Indexada
7	EZU Energia	191,58 € (-10%)	Tarifa EZU Indexada	Bi-horária	Indexada
8	LuziGás	194,08 € (-9%)	SUPER LIG	Bi-horária	Indexada
9	YES ENERGY	194,14 € (-9%)	SmartIndex	Bi-horária	Indexada
10	GoldEnergy	194,63 € (-8%)	Monoeletroco ACP 10/25 Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
11	G9 Energy	195,88 € (-8%)	Smart Index	Bi-horária	Indexada
12	Audax Renovables	197,44 € (-7%)	TOP INDEXADO 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Indexada
13	Endesa	198,88 € (-6%)	Tarifa Digital luz + Plano Amigo	Simples	Condicionada
14	MEO Energia	199,31 € (-6%)	MEO Energia FIXA DD FE + MEO M4e / M5e	Bi-horária	Condicionada
15	Repsol	201,60 € (-5%)	LEVE SEM MAIS	Bi-horária	Indexada
16	Muon	203,75 € (-4%)	Muon Indexado Casa Verde	Bi-horária	Indexada
17	Iberdrola	203,83 € (-4%)	Mais Digital Amigo (Oferta 40€)	Simples	Padrão
18	GALP	205,58 € (-3%)	Plano Flexível Eletricidade Verde	Bi-horária	Indexada
19	Nabalia Energia	209,30 € (-1%)	FIXO	Bi-horária	Fidelização
20	Mercado Regulado	212,37 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
21	JAFPLUS	219,90 € (4%)	Mais Energia	Bi-horária	Padrão
22	Usenergy	225,51 € (6%)	Online 2024	Simples	Padrão
23	Alfa Energia	232,33 € (9%)	Tarifa ALFA POWER INDEX BTN	Bi-horária	Indexada
24	Nossa Energia	238,34 € (12%)	Tarifa Base	Bi-horária	Padrão
25	Portugogos	239,14 € (13%)	Plano Ajustado GO 30	Bi-horária	Indexada
26	LOGICA Energy	242,91 € (14%)	Base IndexS	Bi-horária	Indexada

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais de eletricidade disponibilizadas pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 267 ofertas comerciais disponíveis, 101 ofertas (38%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

**Figura 6-15 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3**

### 6.3.1.2 OFERTAS DUAIS<sup>101</sup>

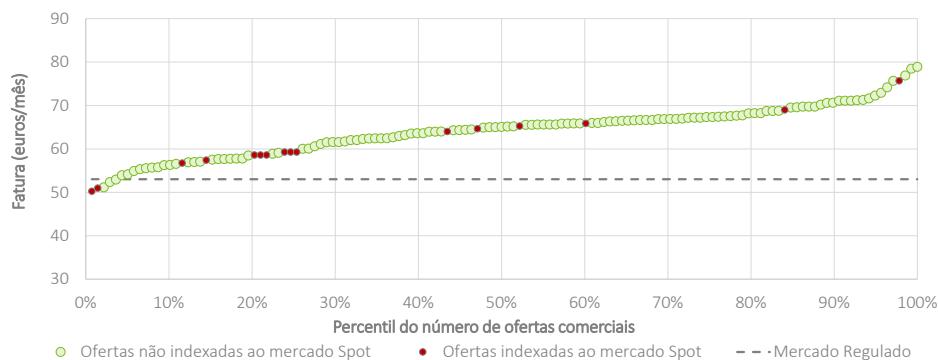
Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que dois comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás e Eletricidade (Indexado) DD + FE Oferta 100€) com um valor de 50,25 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 5,2% e uma poupança mensal de 2,77 EUR em relação à Tarifa Regulada.

**Quadro 6-4 – Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1**

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	50,25 € (-5,2%)	Gás e Eletricidade (Indexado) DD + FE Oferta 100€	Bi-horária	Novos clientes, Indexada
2	Endesa	51,15 € (-3,5%)	Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo	Simples	Condicionada
3	Mercado Regulado	53,02 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
4	Eni Plenitude	54,91 € (3,6%)	TARIFA FÁCIL LUZ Y GAS + CASHBACK	Simples	Novos clientes
5	GoldEnergy	55,56 € (4,8%)	Dual ACP 10/25 com desconto Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
6	Iberdrola	56,27 € (6,1%)	Mais Casa e Mais Casa Gás (Oferta 120€) - FE e DDC	Simples	Padrão
7	Repsol	56,72 € (7%)	VIVA SEM MAIS	Bi-horária	Indexada
8	G9 Energy	60,06 € (13,3%)	NET PROMO OUTONO	Simples	Padrão
9	GALP	61,12 € (15,3%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (DD)	Simples	Condicionada
10	YES ENERGY	64,46 € (21,6%)	Smartdual	Bi-horária	Padrão
11	Portugogás	65,99 € (24,5%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 138 ofertas comerciais, cinco ofertas (4%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

<sup>101</sup> Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

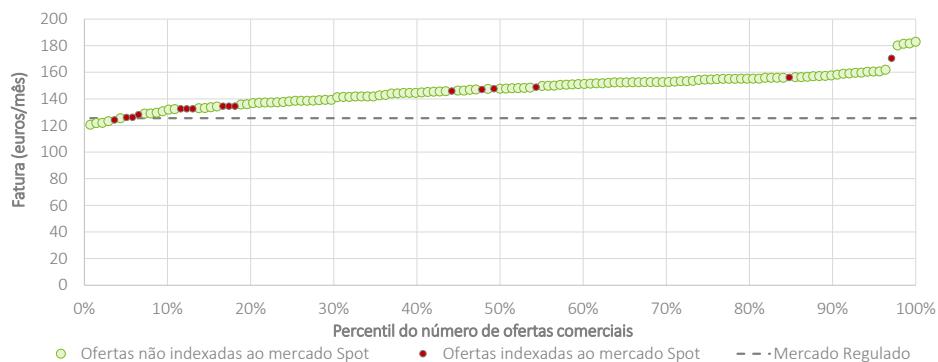
**Figura 6-16 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1**

Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que dois comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta dual com menor fatura mensal é da Endesa (Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo) com um valor de 120,60 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 3,9% e uma poupança mensal de 4,88 EUR em relação à Tarifa Regulada.

**Quadro 6-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2**

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Endesa	120,60 € (-3,9%)	Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo	Bi-horária	Condicionada
2	EDP Comercial	124,16 € (-1,1%)	Gás Indexado + Eletricidade Indexada DD + FE Oferta 100€	Bi-horária	Novos clientes, Indexada
3	Mercado Regulado	125,48 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
4	Repsol	126,08 € (0,5%)	VIVA SEM MAIS	Bi-horária	Indexada
5	GoldEnergy	129,02 € (2,8%)	Dual ACP 10/25 com desconto Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
6	Eni Plenitude	130,64 € (4,1%)	TARIFA FÁCIL LUZ Y GAS + CASHBACK	Simples	Novos clientes
7	Iberdrola	135,83 € (8,2%)	Mais Casa e Mais Casa Gás (Oferta 120€) - FE e DDC	Simples	Padrão
8	G9 Energy	137,10 € (9,3%)	NET PROMO OUTONO	Simples	Padrão
9	GALP	141,83 € (13%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (DD)	Bi-horária	Condicionada
10	YES ENERGY	147,56 € (17,6%)	Smartdual	Bi-horária	Padrão
11	Portugogás	156,60 € (24,8%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 138 ofertas comerciais, seis ofertas (4%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

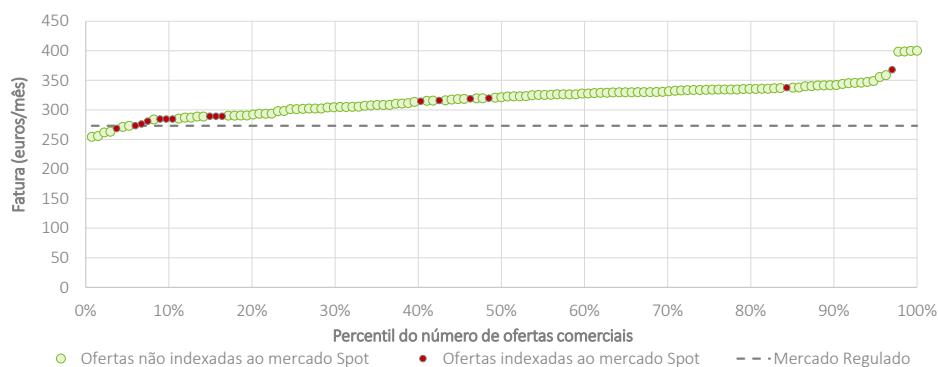
**Figura 6-17 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2**

Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas comerciais duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta dual com menor fatura mensal é da Endesa (Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo) com um valor de 254,60 EUR/mês, que corresponde a um desconto de 6,8%, ou seja, uma poupança mensal de 18,45 EUR em relação à Tarifa Regulada.

**Quadro 6-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3**

Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Endesa	254,60 € (-6,8%)	Tarifa Digital luz&gás + Plano amigo	Simples	Condicionada
2	Repsol	268,72 € (-1,6%)	VIVA SEM MAIS	Bi-horária	Indexada
3	EDP Comercial	271,13 € (-0,7%)	Gás + Eletricidade DD+FE - Digital 2025	Simples	Padrão
4	Mercado Regulado	273,05 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
5	Eni Plenitude	283,85 € (4%)	TARIFA FÁCIL LUZ Y GAS + CASHBACK	Simples	Novos clientes
6	GoldEnergy	285,42 € (4,5%)	Dual ACP 10/25 com desconto Campanha Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
7	G9 Energy	290,16 € (6,3%)	NET PROMO OUTONO	Simples	Padrão
8	Iberdrola	297,76 € (9%)	Mais Casa e Mais Casa Gás (Oferta 120€) - FE e DDC	Simples	Padrão
9	YES ENERGY	315,45 € (15,5%)	Smartdual	Bi-horária	Padrão
10	GALP	322,98 € (18,3%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (DD)	Bi-horária	Condicionada
11	Portugolos	341,68 € (25,1%)	Faro Fixo GO 30	Bi-horária	Fidelização

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 134 ofertas comerciais, seis ofertas (4%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

**Figura 6-18 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3**

### 6.3.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE

#### 6.3.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DE ELETRICIDADE

Verifica-se que, ao longo do período em análise, a oferta padrão de eletricidade de menor valor é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado.

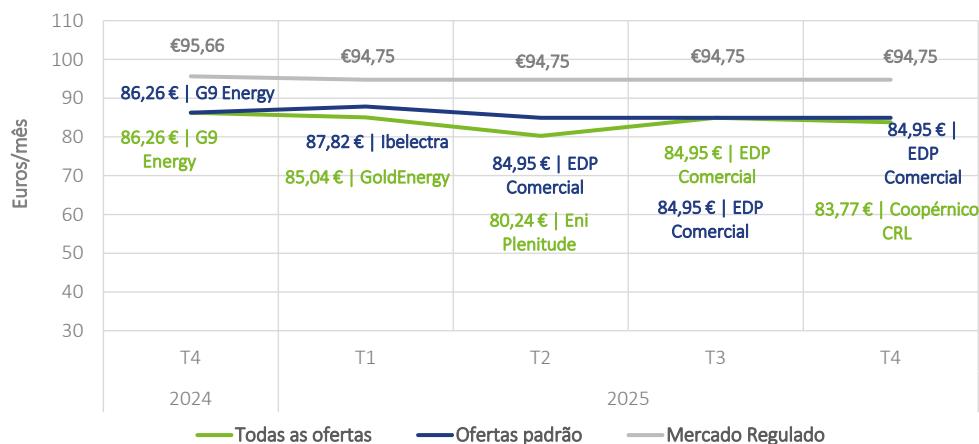
Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, observa-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada aumentou no 4.º trimestre de 2025, para o consumidor tipo 1, e manteve-se para os consumidores tipo 2 e 3. Tendo como base as ofertas padrão, verifica-se, no 4.º trimestre de 2025, uma estabilização do diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada, para todos os consumidores tipo.

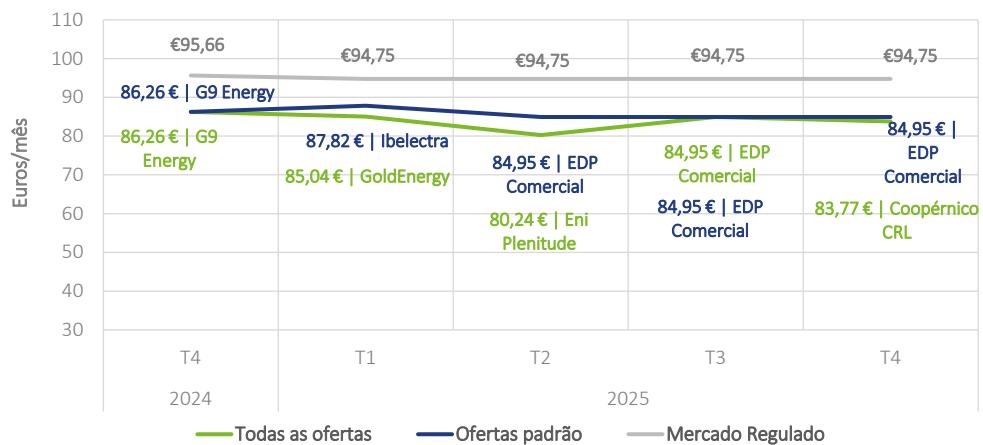
No 4.º trimestre de 2025, a diferença entre a melhor oferta, de entre a totalidade das ofertas comerciais, e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 5,93 EUR/mês, 10,98 EUR/mês e 25,79 EUR/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente.

Figura 6-19 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1



Figura 6-20 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2



**Figura 6-21 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3**

### 6.3.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DUAIS

No 4.º trimestre de 2025, a oferta padrão regista um valor inferior à Tarifa Regulada, para todos os consumidores tipo, sendo este diferencial maior para os consumidores tipo 2 e 3.

Tendo como base a totalidade das ofertas, uma vez mais se regista um valor inferior face à Tarifa Regulada, para todos os consumidores tipo, registando-se um aumento deste diferencial face ao 3.º trimestre de 2025.

No 4.º trimestre de 2025, a diferença entre a melhor oferta dual, de entre a totalidade das ofertas comerciais, e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 2,77 EUR/mês, 4,88 EUR/mês e 18,45 EUR/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente.

Figura 6-22 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

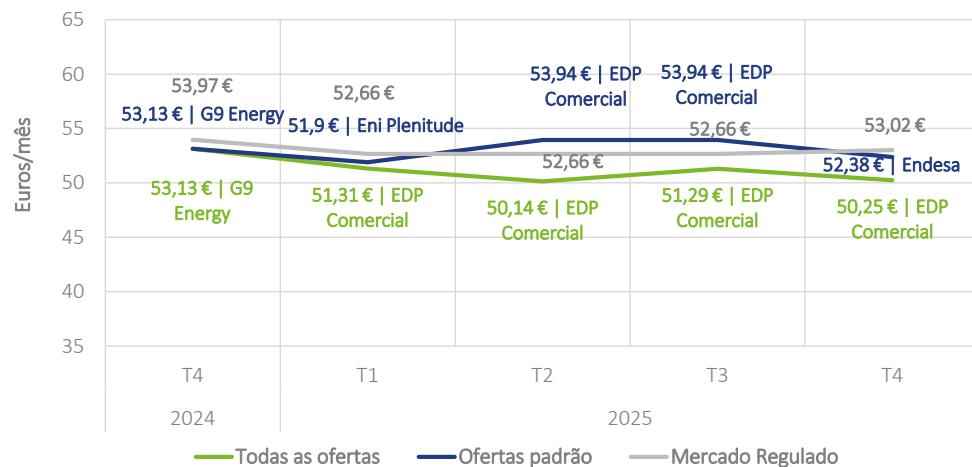


Figura 6-23 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2

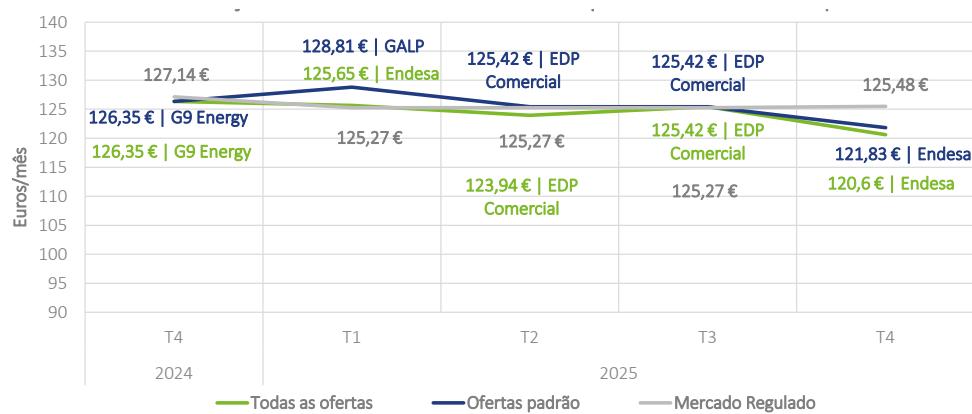
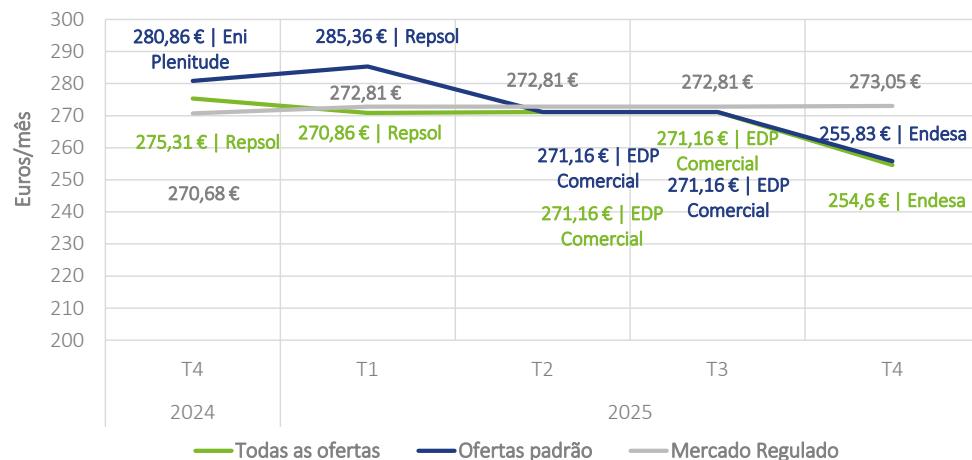


Figura 6-24 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



**ANEXO I**  
**SIGLAS**



AT - Alta Tensão

BT - Baixa Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN - Baixa Tensão Normal

BTN Dom - Segmento doméstico dos fornecimentos em BTN

BTN NDom - Segmento não doméstico dos fornecimentos em BTN

CAE - Contratos de aquisição de energia

CAPEX - Custos de investimento

CAV - Contribuição para o Audiovisual

CIEG - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral

CMEC - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

CUR - Comercializador de último recurso

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

IEC - Imposto Especial de Consumo de Eletricidade

IHPC - Índice Harmonizado de Preços no Consumidor

IVA - Imposto sobre o Valor Acrescentado

MAT - Muito Alta Tensão

MT - Média Tensão

MIBEL - Mercado ibérico de eletricidade

OMEL - Operador del mercado ibérico de energía, polo español, S.A.

OPEX - Custos de operação e manutenção

p.u. - Por unidade

PPEC - Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia

PRE - Produção em regime especial

PREAC - Produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo

PRG - Produção com remuneração garantida

RA - Regiões Autónomas

RAA - Região Autónoma dos Açores

RAM - Região Autónoma da Madeira

RESP - Rede Elétrica de Serviço Público

RT - Regulamento Tarifário do Setor Elétrico

SEN - Sistema Elétrico Nacional

TVCFA - Tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores

TVCFM - Tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira

UGS2 - Parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

## OUTRAS SIGLAS ESPECÍFICAS NO CAPÍTULO 4

Sigla	Designação
BTN >	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)
MU	Médias Utilizações
LU	Longas Utilizações
BTN <	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA)
BTN Sazonal	Baixa Tensão Normal Sazonal
RAA Global	Globalidade da RAA, incluindo MT, BTE, BTN > e BTN <
RAM Global	Globalidade da RAM, incluindo MT, BTE, BTN > e BTN <
Períodos I, IV	Período compreendido entre 1 de outubro e 31 de março (1.º e 4.º trimestres)
Períodos II, III	Período compreendido entre 1 de abril e 30 de setembro (2.º e 3.º trimestres)
P	Horas de ponta
C	Horas cheias
VN	Horas de vazio normal
SV	Horas de super vazio
PC	Potência contratada
PHP	Potência em horas de ponta
Indu.	Indutiva
Capa.	Capacitiva



**ANEXO II**

**DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE**



ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

## Anexo II - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Quadro II - 1 - Custo incremental de potência em horas de ponta em MAT

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

## Anexo II - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Quadro II - 2 - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT

Nota: Os consumidores em MAT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em MAT, enquanto os consumidores em AT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em AT. Assim, é necessário que o custo incremental de AT inclua o custo incremental de MAT, para considerar todos os investimentos na rede de transporte.

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

## Anexo II - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

Quadro II - 3 - Custo incremental de potência contratada em MAT

## ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Anexo II - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de transporte

**Quadro II - 4 - Custo incremental de potência contratada em AT**

Investimento (mil EUR)	CAPEX	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029									
2004	3 592	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239									
2005	3 005		200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200									
2006	14 119		941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941								
2007	10 120		674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674								
2008	11 622		774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774								
2009	9 792		652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652								
2010	2 293		153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153								
2011	14 197		946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946								
2012	7 503		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500								
2013	9 262		617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617								
2014	3 931		262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262								
2015	3 213		214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214								
2016	1 146		76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76							
2017	4 550		303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303								
2018	8 400		229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229								
2019	2 580		172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172								
2020	108		7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7							
2021	3 621		241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241								
2022	304		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20							
2023	2 072		138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138								
2024	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
2025	196		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13						
2026	2 801		187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187							
2027	96		197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197							
2028	2 957		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24						
2029	360																																			
OPEX		72	132	414	617	849	1 045	1 091	1 375	1 525	1 710	1 789	1 853	1 876	1 967	2 036	2 087	2 162	2 168	2 209	2 209	2 213	2 269	2 271	2 330	2 338										
CAPEX+OPEX		311	571	1 795	2 671	3 678	4 526	4 725	5 955	6 604	7 407	7 747	8 026	8 125	8 519	8 817	9 040	9 050	9 363	9 390	9 569	9 586	9 829	9 837	10 093	10 124										
fator de atualização		2,91	2,76	2,63	2,50	2,37	2,25	2,14	2,04	1,94	1,84	1,75	1,66	1,58	1,50	1,43	1,36	1,29	1,23	1,16	1,11	1,05	1,00	0,95	0,86	0,82	0,78									
<b>Valor atualizado</b>	<b>904</b>	<b>1 578</b>	<b>4 711</b>	<b>6 665</b>	<b>8 722</b>	<b>10 202</b>	<b>10 122</b>	<b>12 125</b>	<b>12 783</b>	<b>13 626</b>	<b>13 546</b>	<b>13 338</b>	<b>12 834</b>	<b>12 790</b>	<b>12 262</b>	<b>11 667</b>	<b>11 473</b>	<b>10 995</b>	<b>10 592</b>	<b>10 068</b>	<b>9 586</b>	<b>9 342</b>	<b>8 887</b>	<b>8 667</b>	<b>8 263</b>											
Potência contratada AT (kW)		7 521 756	7 971 092	8 214 385	8 214 385	8 214 385	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 928 884	9 628 884	9 628 884	9 781 350	9 799 190	9 799 190	10 094 195	10 501 870	10 598 704	10 811 722	11 050 711									
Δ anual de potência em horas de ponta		449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336							
2005		449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336						
2006		243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293					
2007		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2008		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2009		326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813					
2010		99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921			
2011		230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094					
2012		0	0	0	0																															

**ANEXO IIII**

**DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**



## ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Anexo III - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

**Quadro III - 1 - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT**

<b>Investimento (mil EUR)</b>	<b>CAPEX</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
1998	15 941	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	1 190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1999	13 220	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	987	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	15 600	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	0	0	0	0	0	0	0	0	
2001	20 306	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515	1 515		
2002	21 317	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591		
2003	27 321	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039	2 039		
2004	30 090	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246	2 246		
2005	27 744	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062	2 062		
2006	31 453	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601	1 601		
2007	18 575	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386	1 386		
2008	14 856	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109	1 109			
2009	8 252	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616	616			
2010	7 445	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556			
2011	4 827	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360			
2012	5 463	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408	408			
2013	5 294	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395	395		
2014	5 499	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410		
2015	8 055	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658	658		
2016	4 108	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313		
2017	4 400	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328		
2018	6 235	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	
2019	1 791	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134		
2020	2 586	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193		
2021	3 821	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285	285		
2022	2 591	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193		
2023	5 904	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	441	
2024	8 157	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	588	
2025	5 653	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	
2026	5 468	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	
2027	5 809	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	
2028	5 853	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	415	
2029	6 028	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
<b>OPEX</b>		526	962	1 477	2 147	2 851	3 698	5 022	6 522	7 113	7 931	8 644	9 015	9 335	9 475	9 655	9 851	9 994	10 073	10 152	10 226	11 162	11 230	12 130	13 001	13 317	13 574	13 852	14 121				
<b>CAPEX+OPEX</b>		1 716	3 139	4 818	7 003	9 297	12 183	15 753	18 919	21 507	23 710	25 532	26 519	27 395	27 895	28 483	29 074	29 627	30 664	31 166	31 710	32 556	32 794	33 144	33 652	33 885	33 995	34 293	34 997	34 665	35 358	36 054	
<b>fator de atualização</b>		4,26	4,03	3,82	3,62	3,43	3,25	3,08	2,92	2,77	2,63	2,49	2,36	2,24	2,12	2,01	1,90	1,80	1,71	1,62	1,54	1,											

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Anexo III - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Quadro III - 2 - Custo incremental de potência em horas de ponta em MT

## ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Anexo III - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Quadro III - 3 - Custo incremental de potência em horas de ponta em BT

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Anexo III - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Quadro III - 4 - Custo incremental de potência contratada em AT

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

### Anexo III - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Quadro III - 5 - Custo incremental de potência contratada em MT

## ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026

Anexo III - Detalhe do cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição

Quadro III - 6 - Custo incremental de potência contratada em BT

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Anexo IV- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

---

**ANEXO IV**

**ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM  
MAT, AT, MT**



**ÁREAS DE REDE A, B E C DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS EM MAT, AT, MT**

**Quadro IV - 5 - Correspondência entre as três áreas de rede da opção tarifária por épocas e as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes**

Área de rede da opção tarifária por épocas, nos termos do RT	Área de rede	Área de rede considerada como base para o piloto de 2018
A	Norte	Norte (DRCN), Porto (DRCP)
B	Centro	Lisboa (DRCL), Mondego (DRCM), Tejo (DRCT)
C	Sul	Sul (DRCS)

**Quadro IV - 6 - Classificação dos concelhos de acordo com as seis áreas de rede apresentadas pela E-Redes**

Concelho	Área de rede	Área considerada como base para piloto de 2018 (DRC)
ABRANTES	Centro	DRCT
AGUEDA	Norte	DRCP
AGUIAR DA BEIRA	Centro	DRCM
ALANDROAL	Sul	DRCS
ALBERGARIA-A-VELHA	Norte	DRCP
ALBUFEIRA	Sul	DRCS
ALCACER DO SAL	Sul	DRCS
ALCANENA	Centro	DRCT
ALCOBACA	Centro	DRCT
ALCOCHETE	Centro	DRCL
ALCOUTIM	Sul	DRCS
ALENQUER	Centro	DRCT
ALFANDEGA DA FE	Norte	DRCN
ALIJO	Norte	DRCN
ALJEZUR	Sul	DRCS
ALJUSTREL	Sul	DRCS
ALMADA	Centro	DRCL
ALMEIDA	Centro	DRCM
ALMEIRIM	Centro	DRCT
ALMODOVAR	Sul	DRCS
ALPIARCA	Centro	DRCT
ALTER DO CHAO	Centro	DRCT
ALVAIAZERE	Centro	DRCT

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Anexo IV- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

ALVITO	Sul	DRCS	CANTANHEDE	Centro	DRCM
AMADORA	Centro	DRCL	CARRAZEDA DE ANSIAES	Norte	DRCN
AMARANTE	Norte	DRCN	CARREGAL DO SAL	Centro	DRCM
AMARES	Norte	DRCN	CARTAXO	Centro	DRCT
ANADIA	Norte	DRCP	CASCAIS	Centro	DRCL
ANSIAO	Centro	DRCT	CASTANHEIRA DE PERA	Centro	DRCT
ARCOS DE VALDEVEZ	Norte	DRCN	CASTELO BRANCO	Centro	DRCM
ARGANIL	Centro	DRCM	CASTELO DE PAIVA	Norte	DRCN
ARMAMAR	Norte	DRCN	CASTELO DE VIDE	Centro	DRCT
AROUCA	Norte	DRCP	CASTRO DAIRE	Centro	DRCM
ARRAIOLOS	Sul	DRCS	CASTRO MARIM	Sul	DRCS
ARRONCHES	Centro	DRCT	CASTRO VERDE	Sul	DRCS
ARRUDA DOS VINHOS	Centro	DRCT	CELORICO DA BEIRA	Centro	DRCM
AVEIRO	Norte	DRCP	CELORICO DE BASTO	Norte	DRCN
AVIS	Centro	DRCT	CHAMUSCA	Centro	DRCT
AZAMBUJA	Centro	DRCT	CHAVES	Norte	DRCN
BAIAO	Norte	DRCN	CINFAES	Norte	DRCN
BARCELOS	Norte	DRCN	COIMBRA	Centro	DRCM
BARRANCOS	Sul	DRCS	CONDEIXA-A-NOVA	Centro	DRCM
BARREIRO	Centro	DRCL	CONSTANCIA	Centro	DRCT
BATALHA	Centro	DRCT	CORUCHE	Centro	DRCT
BEJA	Sul	DRCS	COVILHA	Centro	DRCM
BELMONTE	Centro	DRCM	CRATO	Centro	DRCT
BENAVENTE	Centro	DRCT	CUBA	Sul	DRCS
BOMBARRAL	Centro	DRCT	ELVAS	Centro	DRCT
BORBA	Sul	DRCS	ENTRONCAMENTO	Centro	DRCT
BOTICAS	Norte	DRCN	ESPINHO	Norte	DRCP
BRAGA	Norte	DRCN	ESPOSENDE	Norte	DRCN
BRAGANCA	Norte	DRCN	ESTARREJA	Norte	DRCP
CABECEIRAS DE BASTO	Norte	DRCN	ESTREMOZ	Sul	DRCS
CADAVAL	Centro	DRCT	EVORA	Sul	DRCS
CALDAS DA RAINHA	Centro	DRCT	FAFE	Norte	DRCN
CAMINHA	Norte	DRCN	FARO	Sul	DRCS
CAMPO MAIOR	Centro	DRCT	FELgueiras	Norte	DRCN

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Anexo IV- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

FERREIRA DO ALENTEJO	Sul	DRCS	MANTEIGAS	Centro	DRCM
FERREIRA DO ZEZERE	Centro	DRCT	MARCO DE CANAVESES	Norte	DRCN
FIGUEIRA DA FOZ	Centro	DRCM	MARINHA GRANDE	Centro	DRCT
FIGUEIRA DE CASTELO RODRIGO	Centro	DRCM	MARVAO	Centro	DRCT
FIGUEIRO DOS VINHOS	Centro	DRCT	MATOSINHOS	Norte	DRCP
FORNS DE ALGODRES	Centro	DRCM	MEALHADA	Centro	DRCM
FREIXO DE ESPADA A CINTA	Norte	DRCN	MEDA	Centro	DRCM
FRONTEIRA	Centro	DRCT	MELGACO	Norte	DRCN
FUNDAO	Centro	DRCM	MERTOLA	Sul	DRCS
GAVIAO	Centro	DRCT	MESAO FRIO	Norte	DRCN
GOIS	Centro	DRCM	MIRA	Centro	DRCM
GOLEGA	Centro	DRCT	MIRANDA DO CORVO	Centro	DRCM
GONDOMAR	Norte	DRCP	MIRANDA DO DOURO	Norte	DRCN
GOUVEIA	Centro	DRCM	MIRANDELA	Norte	DRCN
GRANDOLA	Sul	DRCS	MOGADOURO	Norte	DRCN
GUARDA	Centro	DRCM	MOIMENTA DA BEIRA	Norte	DRCN
GUIMARAES	Norte	DRCN	MOITA	Centro	DRCL
IDANHA-A-NOVA	Centro	DRCM	MONCAO	Norte	DRCN
ILHAVO	Norte	DRCP	MONCHIQUE	Sul	DRCS
LAGOA	Sul	DRCS	MONDIM DE BASTO	Norte	DRCN
LAGOS	Sul	DRCS	MONFORTE	Centro	DRCT
LAMEGO	Norte	DRCN	MONTALEGRE	Norte	DRCN
LEIRIA	Centro	DRCT	MONTEMOR-O-NOVO	Sul	DRCS
LISBOA	Centro	DRCL	MONTEMOR-O-VELHO	Centro	DRCM
LOULE	Sul	DRCS	MONTIJO	Centro	DRCL
LOURES	Centro	DRCL	MORA	Sul	DRCS
LOURINHA	Centro	DRCT	MORTAGUA	Centro	DRCM
LOUSA	Centro	DRCM	MOURA	Sul	DRCS
LOUSADA	Norte	DRCN	MOURAO	Sul	DRCS
MACAO	Centro	DRCT	MURCA	Norte	DRCN
MACEDO DE CAVALEIROS	Norte	DRCN	MURTOSA	Norte	DRCP
MAFRA	Centro	DRCL	NAZARE	Centro	DRCT
MAIA	Norte	DRCP	NELAS	Centro	DRCM
MANGUALDE	Centro	DRCM	NISA	Centro	DRCT

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Anexo IV- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

---

OBIDOS	Centro	DRCT	PORTIMAO	Sul	DRCS
ODEMIRA	Sul	DRCS	PORTO	Norte	DRCP
ODIVELAS	Centro	DRCL	PORTO DE MOS	Centro	DRCT
OEIRAS	Centro	DRCL	POVOA DE LANHOSO	Norte	DRCN
OLEIROS	Centro	DRCM	POVOA DE VARZIM	Norte	DRCP
OLHAO	Sul	DRCS	PROENCA-A-NOVA	Centro	DRCM
OLIVEIRA DE AZEMEIS	Norte	DRCP	REDONDO	Sul	DRCS
OLIVEIRA DE FRADES	Centro	DRCM	REGUENGOS DE MONSARAZ	Sul	DRCS
OLIVEIRA DO BAIRRO	Norte	DRCP	RESENDE	Norte	DRCN
OLIVEIRA DO HOSPITAL	Centro	DRCM	RIBEIRA DE PENA	Norte	DRCN
OUREM	Centro	DRCT	RIO MAIOR	Centro	DRCT
OURIQUE	Sul	DRCS	SABROSA	Norte	DRCN
OVAR	Norte	DRCP	SABUGAL	Centro	DRCM
PACOS DE FERREIRA	Norte	DRCN	SALVATERRA DE MAGOS	Centro	DRCT
PALMELA	Centro	DRCL	SANTA COMBA DAO	Centro	DRCM
PAMPILHOSA DA SERRA	Centro	DRCM	SANTA MARIA DA FEIRA	Norte	DRCP
PAREDES	Norte	DRCP	SANTA MARTA DE PENAGUIAO	Norte	DRCN
PAREDES DE COURA	Norte	DRCN	SANTAREM	Centro	DRCT
PEDROGAO GRANDE	Centro	DRCT	SANTIAGO DO CACEM	Sul	DRCS
PENACOVA	Centro	DRCM	SANTO TIRSO	Norte	DRCP
PENAFIEL	Norte	DRCN	SAO BRAS DE ALPORTEL	Sul	DRCS
PENALVA DO CASTELO	Centro	DRCM	SAO JOAO DA MADEIRA	Norte	DRCP
PENAMACOR	Centro	DRCM	SAO JOAO DA PESQUEIRA	Norte	DRCN
PENEDONO	Norte	DRCN	SAO PEDRO DO SUL	Centro	DRCM
PENELA	Centro	DRCM	SARDOAL	Centro	DRCT
PENICHE	Centro	DRCT	SATAO	Centro	DRCM
PESO DA REGUA	Norte	DRCN	SEIA	Centro	DRCM
PINHEL	Centro	DRCM	SEIXAL	Centro	DRCL
POMBAL	Centro	DRCT	SERNANCELHE	Norte	DRCN
PONTE DA BARCA	Norte	DRCN	SERPA	Sul	DRCS
PONTE DE LIMA	Norte	DRCN	SERTA	Centro	DRCT
PONTE DE SOR	Centro	DRCT	SESIMBRA	Centro	DRCL
PORCALEGRE	Centro	DRCT	SETUBAL	Centro	DRCL
PORTEL	Sul	DRCS	SEVER DO VOUGA	Norte	DRCP

*ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2026*

Anexo IV- Áreas de redes A, B e C da opção tarifária por épocas das Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT

SILVES	Sul	DRCS			
SINES	Sul	DRCS			
SINTRA	Centro	DRCL			
SOBRAL DE MONTE AGRACO	Centro	DRCT			
SOURE	Centro	DRCM			
SOUSEL	Centro	DRCT			
TABUA	Centro	DRCM			
TABUACO	Norte	DRCN			
TAROUCA	Norte	DRCN			
TAVIRA	Sul	DRCS			
TERRAS DE BOURO	Norte	DRCN			
TOMAR	Centro	DRCT			
TONDELA	Centro	DRCM			
TORRE DE MONCORVO	Norte	DRCN			
TORRES NOVAS	Centro	DRCT			
TORRES VEDRAS	Centro	DRCT			
TRANCOSO	Centro	DRCM			
TROFA	Norte	DRCP			
VAGOS	Norte	DRCP			
VALE DE CAMBRA	Norte	DRCP			
VALENCA	Norte	DRCN			
VALONGO	Norte	DRCP			
VALPACOS	Norte	DRCN			
VENDAS NOVAS	Sul	DRCS			
VIANA DO ALENTEJO	Sul	DRCS			
VIANA DO CASTELO	Norte	DRCN			
VIDIGUEIRA	Sul	DRCS			
VIEIRA DO MINHO	Norte	DRCN			
VILA DE REI	Centro	DRCT			
VILA DO BISPO	Sul	DRCS			
VILA DO CONDE	Norte	DRCP			
VILA FLOR	Norte	DRCN			
VILA FRANCA DE XIRA	Centro	DRCL			
VILA NOVA DA BARQUINHA	Centro	DRCT			
			VILA NOVA DE CERVEIRA	Norte	DRCN
			VILA NOVA DE FAMALICAO	Norte	DRCN
			VILA NOVA DE FOZ COA	Norte	DRCN
			VILA NOVA DE GAIA	Norte	DRCP
			VILA NOVA DE PAIVA	Centro	DRCM
			VILA NOVA DE POIARES	Centro	DRCM
			VILA POUCA DE AGUIAR	Norte	DRCN
			VILA REAL	Norte	DRCN
			VILA REAL DE SANTO ANTONIO	Sul	DRCS
			VILA VELHA DE RODAO	Centro	DRCM
			VILA VERDE	Norte	DRCN
			VILA VICOSA	Sul	DRCS
			VIMIOSO	Norte	DRCN
			VINHAIS	Norte	DRCN
			VISEU	Centro	DRCM
			VIZELA	Norte	DRCN
			VOUZELA	Centro	DRCM