

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2023**

Dezembro 2022

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO	3
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	17
3	TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA	19
3.1	Tarifa de Acesso às Redes.....	19
3.1.1	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	19
3.1.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	20
3.1.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	30
3.1.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	32
3.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	35
3.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica	44
3.4	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo com o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	52
3.5	Tarifa de Energia.....	55
3.6	Tarifa de Comercialização.....	56
4	TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS	59
4.1	Portugal continental.....	61
4.1.1	Variação tarifária	62
4.1.2	Variação por termo tarifário.....	65
4.2	Região Autónoma dos Açores.....	71
4.2.1	Variação tarifária	71
4.2.2	Variação por termo tarifário.....	73
4.3	Região Autónoma da Madeira.....	82
4.3.1	Variação tarifária	82
4.3.2	Variação por termo tarifário.....	84
5	PERÍODOS HORÁRIOS	95
5.1	Portugal continental.....	98
5.2	Região Autónoma dos Açores.....	101
5.3	Região Autónoma da Madeira.....	102

6	ANÁLISE DE PREÇOS NO MERCADO RETALHISTA DE ELETRICIDADE	105
6.1	Análise dos preços médios faturados	105
6.1.1	Evolução dos preços médios faturados	105
6.1.2	Evolução dos preços médios faturados no mercado regulado e no mercado livre	108
6.2	Análise das ofertas comerciais do mercado em BTN	111
6.2.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade no 4.º Trimestre de 2022.....	112
6.2.1.1	Ofertas de eletricidade	112
6.2.1.2	Ofertas duais	116
6.2.2	Evolução das Ofertas Comerciais de Eletricidade	119
6.2.2.1	Evolução da fatura mensal nas ofertas de eletricidade.....	119
6.2.2.2	Evolução da fatura mensal nas ofertas duais.....	121
ANEXO:	SIGLAS.....	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Peso do mercado liberalizado e do mercado regulado no total do consumo	4
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.....	7
Figura 2-5 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental.....	8
Figura 2-6 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores	9
Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	9
Figura 2-8 - Evolução trimestral do número de famílias beneficiárias da tarifa social.....	10
Figura 3-1 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2021	40
Figura 3-2 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2021	41
Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para as SE, 2021.....	42
Figura 3-4 - Distribuição geográfica das SE com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2021	43
Figura 3-5 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica	46
Figura 3-6 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica	47
Figura 3-7 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021 ...	50
Figura 3-8 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2021	50
Figura 3-9 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021	51
Figura 3-10 - Consumo médio anual (2019 a 2021) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio (2021) da procura em Portugal continental.....	54
Figura 3-11 -Peso do consumo (média 2019 a 2021) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2022, em tarifas 2022).....	54
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN	63
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	63
Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.....	64
Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >.....	66
Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário.....	66
Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples).....	67

Figura 4-7 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	67
Figura 4-8 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária).....	68
Figura 4-9 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	68
Figura 4-10 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horário)	69
Figura 4-11 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horário), por termo tarifário	69
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA	72
Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA	72
Figura 4-14 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	73
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em MT.....	75
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário.....	75
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTE	76
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário	76
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >	77
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	77
Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)	78
Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	78
Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária).....	79
Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	79
Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária).....	80
Figura 4-26 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	80
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM	83
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM	83
Figura 4-29 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva	84
Figura 4-30 - Variações dos preços da TVCFM em MT.....	86
Figura 4-31 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário	86
Figura 4-32 - Variações dos preços da TVCFM em BTE	87
Figura 4-33 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário.....	87
Figura 4-34 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >	88
Figura 4-35 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário	88
Figura 4-36 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples).....	89
Figura 4-37 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário	89

Figura 4-38 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária).....	90
Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário	90
Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária).....	91
Figura 4-41 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	91
Figura 6-1 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	106
Figura 6-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	106
Figura 6-3 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	107
Figura 6-4 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	108
Figura 6-5 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	109
Figura 6-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo	109
Figura 6-7 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por nível de tensão	110
Figura 6-8 - Variação relativa dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento.....	110
Figura 6-9 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1.....	113
Figura 6-10 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2.....	114
Figura 6-11 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3.....	116
Figura 6-12 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1	117
Figura 6-13 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2	118
Figura 6-14 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3	119
Figura 6-15 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1	120
Figura 6-16 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2	120
Figura 6-17 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3	121
Figura 6-18 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1	122
Figura 6-19 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2	122
Figura 6-20 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3	123

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação aplicadas aos vários níveis de tensão	12
Quadro 3-1 - Preços de potência contratada da tarifa de OLMC em 2023	20
Quadro 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	21
Quadro 3-3 - Custos a recuperar na tarifa UGS a aplicar às entregas a clientes finais	24
Quadro 3-4 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável	25
Quadro 3-6 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo sobrecustos com os CAE	26
Quadro 3-7 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário	26
Quadro 3-8 - Parâmetros α	27
Quadro 3-9 - Repartição dos CIEG, enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, por níveis de tensão ou tipos de fornecimento	27
Quadro 3-10 - Preços CIEG, enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema	29
Quadro 3-11 - Custos incrementais da rede de transporte em 2023	32
Quadro 3-12 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2023	34
Quadro 3-13 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição	35
Quadro 3-14 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2021	41
Quadro 3-15 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as SE, 2021	43
Quadro 3-16 - Valores normalizados pela potência média anual	51
Quadro 3-17 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2023	55
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais	59
Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência	61
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN >.....	70
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em BTN <.....	70
Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA.....	81
Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA	81
Quadro 4-7- Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM	92
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM	92
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	95
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental	96
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental	97

Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM	97
Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM	98
Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2023	99
Quadro 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2023	100
Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2023	100
Quadro 5-9 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2023.....	101
Quadro 5-10 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2023.....	101
Quadro 5-11 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2023.....	102
Quadro 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2023	102
Quadro 5-13 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2023.....	103
Quadro 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2023	103
Quadro 6-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	113
Quadro 6-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	114
Quadro 6-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	115
Quadro 6-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1	116
Quadro 6-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2	117
Quadro 6-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3	118

1 INTRODUÇÃO

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos clientes finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes. No Regulamento Tarifário, nos princípios que orientam a metodologia de cálculo tarifário, estabelece-se que a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.

As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. 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 3.º trimestre de 2022 e as ofertas comerciais disponíveis no mercado em BTN no 4.º trimestre de 2022.
- Por fim, o Anexo inclui as siglas utilizadas no documento.

2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

2.1 LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

O início da regulação independente no setor elétrico em Portugal data de fevereiro de 1997, com a publicação dos estatutos da ERSE. A regulação surgiu com o início da reprivatização das empresas de eletricidade e com a liberalização do mercado de eletricidade, assumindo o regulador um papel neutro e independente face aos agentes e operadores do setor e ao próprio Estado.

O processo de liberalização do mercado de eletricidade tem sido um processo gradual. No mercado retalhista, o ano 2006 marca o direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores. No mercado grossista assistiu-se em 2007 à criação do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) no qual concorrem todos os produtores de eletricidade do mercado ibérico para vender a energia elétrica aos comercializadores e aos grandes consumidores.

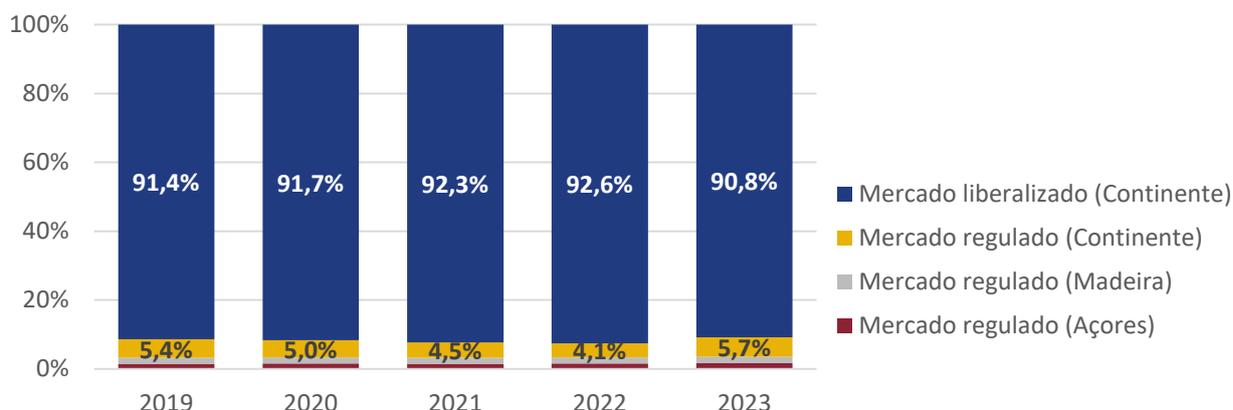
O processo de liberalização dos setores elétricos da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada 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 extinto¹ até 31 de dezembro de 2025.

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 2019.

¹ Nos termos da [Portaria n.º 83/2020](#), de 1 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 2025. Para consumidores finais em BTE a data de fim é 31 de dezembro de 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.

2.2 TARIFAS NO MERCADO LIBERALIZADO E REGULADO

O quadro regulamentar 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 são as seguintes:

- Gestão global do sistema;
- Transporte de energia elétrica;
- Distribuição de energia elétrica;
- Operação Logística de Mudança de Comercializador;
- 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 subsídias cruzadas entre atividades e entre clientes, adequando as tarifas aos custos provocados na utilização do sistema e adotando o princípio da aditividade tarifária*».

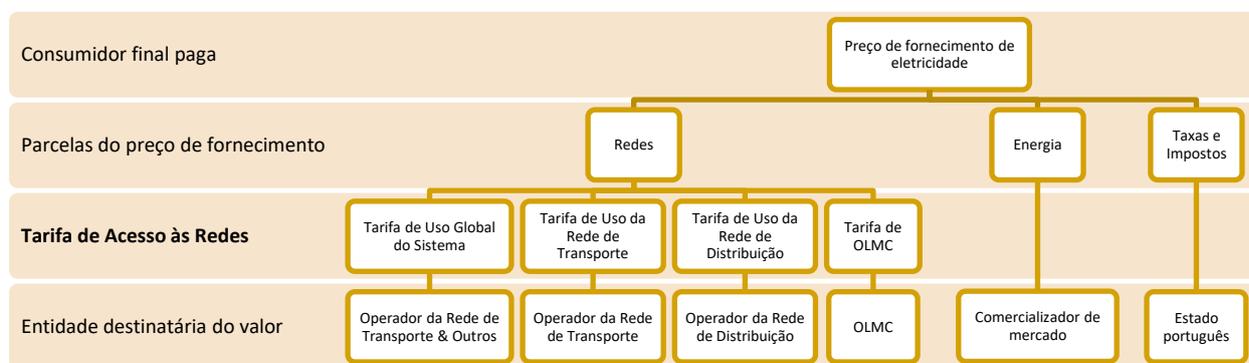
O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes, quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada

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 ².

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, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa de OLMC). A soma destas quatro 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



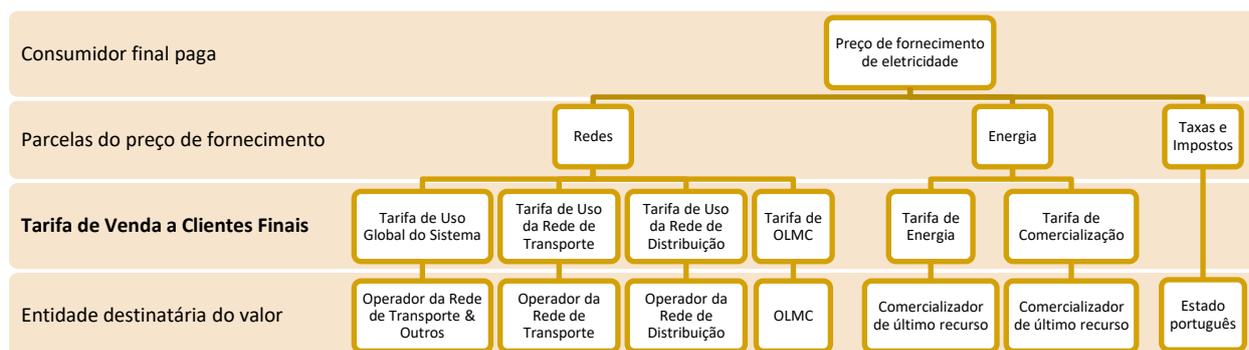
Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Em comparação, um consumidor do mercado regulado paga tarifas reguladas tanto pela parcela das redes como também pela parcela da energia. Para além de pagar as mesmas tarifas pelas redes que um

² No caso português, as taxas e impostos incluem a taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a Contribuição Audiovisual, o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA). Para mais informações sobre o novo regime de IVA no setor elétrico, aplicável a partir de 1 de outubro de 2022, consulte o folheto ERSExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (novembro 2022).

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 ilustrada na Figura 2-3.

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

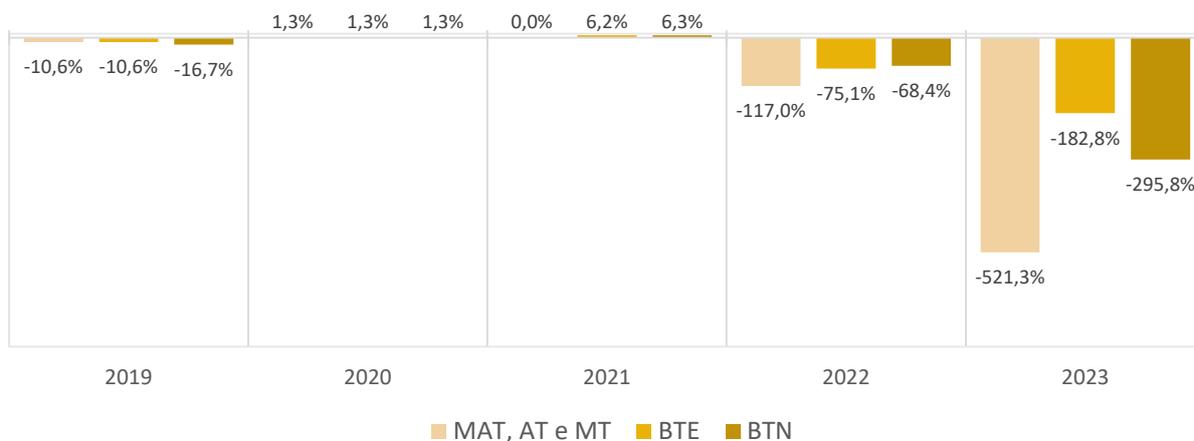


Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

O processo de aprovação das tarifas pela ERSE tem impacto em todos os consumidores do setor elétrico nacional uma vez que todos são chamados a pagar a tarifa regulada associada às redes elétricas, designada por tarifa de Acesso às Redes. A Figura 2-4 ilustra as variações tarifárias desta tarifa, em Portugal continental, entre os anos 2019 e 2023 para os diferentes níveis de tensão ³.

³ Sublinha-se, novamente, que as tarifas de Acesso às Redes pagas pelos consumidores no liberalizado são idênticas às tarifas de Acesso às Redes incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado.

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



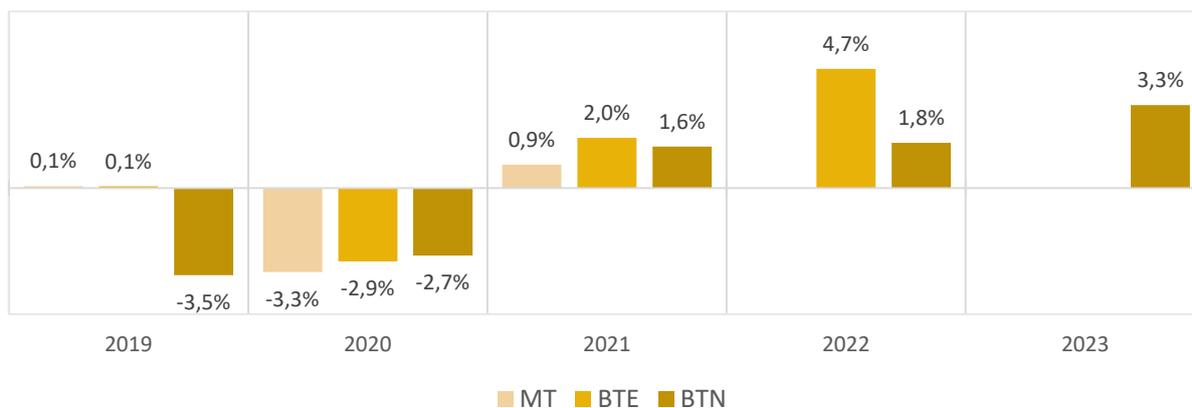
Nota: Inclui o efeito da fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

Importa clarificar que uma determinada variação percentual na tarifa de Acesso às Redes implica uma variação percentual 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 carácter «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 concorrenciais na produção e comercialização de eletricidade nesses dois mercados insulares. A Figura 2-5 apresenta as variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos consumidores do mercado regulado em Portugal continental ⁴ entre os anos 2019 e 2023 para os diferentes níveis de tensão.

⁴ Entende-se por «variação tarifária» do ano «t» a variação percentual do custo médio de energia elétrica (€/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».

Figura 2-5 - Variações tarifárias da tarifa transitória de Venda a Clientes finais em Portugal continental

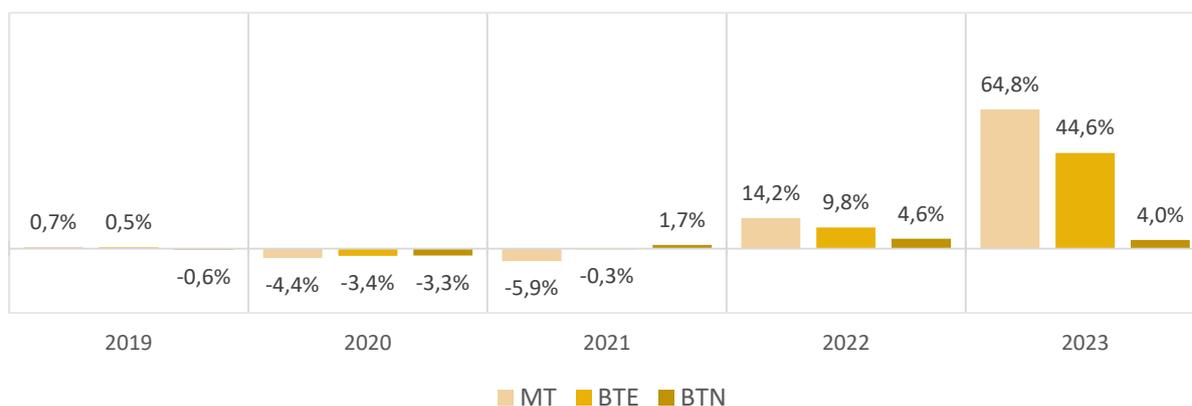


Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2020, bem como o efeito da fixação excepcional de tarifas em julho de 2022. As tarifas transitórias em MT e BTE encontram-se extintas a partir de 2022 e 2023, respetivamente.

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.

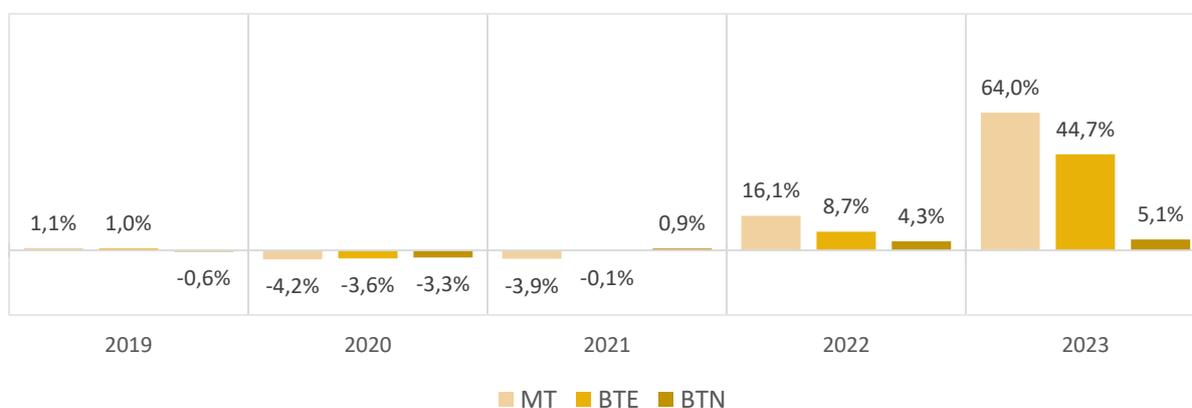
A Figura 2-6 e Figura 2-7 apresentam as variações tarifárias registadas entre 2019 e 2023 nas duas Regiões Autónomas, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Figura 2-6 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores



Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2020, bem como o efeito da fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

Figura 2-7 - Variação tarifária na tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira



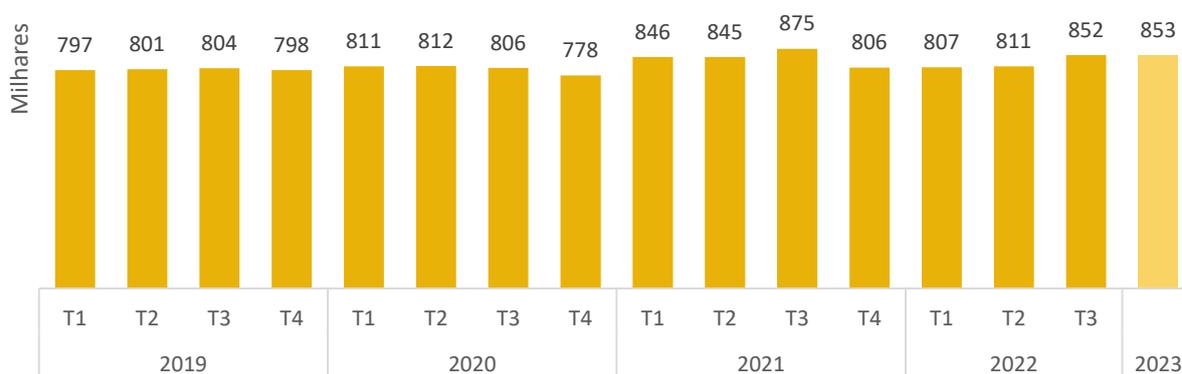
Nota: Inclui o efeito das atualizações trimestrais ocorridas desde 2020, bem como o efeito da fixação excecional de tarifas em julho de 2022.

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 está atualmente definido de forma a traduzir-se num desconto de 33,8% face à tarifa de Venda a Clientes Finais do mercado regulado. A Figura 2-8 ilustra a evolução trimestral do número de famílias que beneficiam da tarifa social.

Figura 2-8 - 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 2023 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. Esta alteração estrutural justifica o aumento observado em 2021 na Figura 2-8.

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.

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 a um conceito de potência máxima registada em qualquer período temporal de 15 minutos dos últimos 12 meses e permite recuperar os custos com os troços periféricos mais próximos dos clientes ⁵. 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 mais afastados dos clientes individuais ⁶.

⁵ Para os consumidores em BTN a potência contratada corresponde ao valor máximo de potência permitida pelo disjuntor do quadro elétrico.

⁶ 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.

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Potência					
Potência contratada	•	•	•	•	•
Potência em horas de ponta	•	•	•	•	
Energia ativa					
Preços diferenciados por trimestre	•	•	•	•	
Estrutura tetra-horária	•	•	•	•	
Estrutura tri-horária					•
Estrutura bi-horária					•
Estrutura simples					•
Energia reativa					
Indutiva	•	•	•	•	
Capacitiva	•	•	•	•	

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 inverno e verão. 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 ⁷.

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

⁷ 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.

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 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), 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 eléctrico 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 eléctrica, de modo a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema eléctrico. 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 eléctrico, 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 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 do sistema eléctrico.

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, 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 subsídio 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 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.

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.

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 são multiplicados pelo mesmo fator ⁸, 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.

⁸ 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.

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 Regulamento Tarifário 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 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:

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

Em que:

- $CI_{r,n}^P$ 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**⁹. A estrutura destas tarifas apresenta apenas termos de energia ativa e opções bi-horária e tri-horária.¹⁰ 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),

Desde 2020 publicam-se também **tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da rede de serviço público** (RESP)¹¹. 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

⁹ Ver secção 3.3.

¹⁰ 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.

¹¹ Ver secção 3.2.

autoconsumo tem na utilização da rede. Complementarmente, as tarifas podem ainda beneficiar de isenções específicas nos custos de interesse económico geral (CIEG), dependendo do quadro legal em vigor no momento.

Desde 2022 publicam-se **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento**. Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).

Com início em 2023 publicam-se, ainda, **tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo**. 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 total ou parcial, com o limite mínimo de 75 %, dos encargos correspondentes aos CIEG.

Por último, importa referir sumariamente os **preços de serviços regulados** cuja publicação está prevista em três 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, 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, os preços suportados pelos produtores em regime especial. Segundo, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, que prevê a fixação anual dos preços de alteração temporária da potência contratada de forma remota, de operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, de interrupção e restabelecimento remotos 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 dos preços de aquisição de equipamentos de medição inteligentes pelos autoconsumidores e, relacionado com o autoconsumo, embora ainda não vertido no regulamento, o preço para a instalação urgente de equipamento de medição no regime de autoconsumo.

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 Operação Logística de Mudança de Comercializador, 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 OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Regulamento Tarifário estabelece a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador logístico de mudança de comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

Considerando as características das atividades relativas à mudança de comercializador, o custo mais relevante está associado à plataforma informática que se encontra dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural). Tendo em conta a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa de OLMC) deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por preços tarifários fixos (euros por mês), dependentes do nível de tensão e tipo de fornecimento. Esta estrutura seria a mais aderente aos custos e, por isso, permitiria a alocação mais eficiente dos custos pelos vários utilizadores.

Todavia, esta opção teria como inconveniente a criação de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo), a incluir na tarifa de acesso às redes para MAT, AT, MT e BTE. Esta opção seria impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação dos operadores de redes, pelo que dada a reduzida materialidade de um eventual termo fixo considerou-se que seria mais adequado repercutir os custos do OLMC através da potência contratada.

Assim, quer a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT**, quer a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de distribuição às entregas a**

clientes nos mercados liberalizado e regulado são compostas por preços de potência contratada. Estas tarifas diferem uma da outra apenas devido aos ajustamentos entre o operador logístico de mudança de comercializador e o operador da rede de distribuição.

Os preços de potência contratada são diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, de forma a garantir uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos. Para tal, os proveitos permitidos da atividade de OLMC são repartidos por nível de tensão de acordo com o número de clientes de cada nível de tensão. No Quadro 3-1 apresenta-se esta repartição para a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de distribuição.

Tendo determinado o nível de proveitos permitidos a recuperar em cada nível de tensão, estes são imputados aos consumidores através da variável potência contratada.

Quadro 3-1 - Preços de potência contratada da tarifa de OLMC em 2023

	Cientes #	Proveitos a recuperar €	Potência contratada MW/mês	Preço Potência contratada EUR/(MW.dia)
MAT	79	13	688	0,0001
AT	340	58	1 505	0,0001
MT	26 067	4 445	6 374	0,0019
BTE	39 458	6 728	2 256	0,0082
BTN	6 396 117	1 090 698	39 194	0,0762

A escolha desta variável de faturação apresenta efeitos mais próximos de um termo fixo e, ao ser contemplada na estrutura tarifária em vigor, permite mitigar os custos gerados pela sua aplicação. Desta forma garante-se a inexistência de subsidiação cruzada entre níveis de tensão.

3.1.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado.

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

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral. Estes custos incluem o diferencial de custo do agente comercial relativo às centrais, da Turbogás e da Tejo Energia, com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos com a garantia de potência e o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA). A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos 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 3-2 - Custos a recuperar na tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

Custo	Critério de repercussão
Parcela I	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário.
Parcela II	
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário.
Diferencial de custo RA	
Garantia de potência e reserva de segurança	
CMEC	Através de transferência mensal entre os dois operadores.

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

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema.

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a 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, que estabelece os critérios de repercussão dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG) com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes CIEG: o diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, o diferencial de custo com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, o diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 2 de agosto, os custos de sustentabilidade ¹², os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC).

Assim, em concreto, a Portaria n.º 332/2012 determina a metodologia de cálculo dos termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a alocação por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, do diferencial

¹² Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

de custo com a PRE não renovável¹³, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC. É também estabelecida a forma de repartição dos diferenciais de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, através da definição explícita de valores percentuais. Esta repartição é realizada através dos parâmetros RA_j e CAE_j , para os diferenciais de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e o diferencial de custo com os CAE, respetivamente, cujos valores para 2023 constam no Quadro 3-5.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflete, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, os CMEC. Adicionalmente, a alteração à Portaria n.º 332/2012, aprovada pela Portaria n.º 359/2015, determina que o diferencial de custo com a PRE renovável, o diferencial de custo com a PRE não renovável, o diferencial de custo com os CAE, os encargos com a garantia de potência, os custos diferidos de anos anteriores a repercutir ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade do sistema, os custos com os terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC, podem ser também distribuídos por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à potência contratada. A distribuição é feita através de parâmetros α , que refletem a proporção atribuída à potência contratada, cujos valores para 2023 estão sistematizados no Quadro 3-7.

Adicionalmente, a referida portaria define que a afetação dos CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelece uma modulação para os preços de energia em horas de ponta e para os preços de energia em horas cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: diferencial de custo com a PRE, diferencial de custo com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC. Essa modulação é realizada através dos parâmetros $Kp_j^{CIEG_i}$ e $Kc_j^{CIEG_i}$ (para as horas de ponta e para as horas cheias, respetivamente), cujos valores para 2023 se encontram no Quadro 3-6.

¹³ O diferencial de custo com a PRE não renovável estabelecidos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro.

O quadro seguinte resume a forma de repercussão dos custos identificados acima nas duas parcelas da tarifa.

Quadro 3-3 - Custos a recuperar na tarifa UGS a aplicar às entregas a clientes finais

Custo	Critério de repercussão
Parcela I	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário.
Parcela II (âmbito da Portaria n.º 332/2012)	
Diferencial de custo PRE (DL 90/2006)	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. A diferenciação por período horário decorre dos fatores apresentados no Quadro 3-6. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelo número de clientes de cada nível, nos termos da Portaria n.º 332/2012.
Diferencial de custo PRE (não DL 90/2006)	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário, e em <u>potência contratada</u> . A divisão do custos entre estas duas variáveis é dada pelo parâmetro do Quadro 3-7.
Diferencial de custo CAE	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário, e em <u>potência contratada</u> . A divisão do custos entre estas duas variáveis é dada pelo parâmetro do Quadro 3-7. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelos coeficientes CAE _j no Quadro 3-5.
Diferencial de custo RA	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário. A diferenciação por período horário decorre dos fatores apresentados no Quadro 3-6. A distribuição entre níveis de tensão e tipo de fornecimento é dada pelos coeficientes RA _j no Quadro 3-5.
CMEC	Em <u>potência contratada</u> , com o mesmo valor unitário para todos os clientes.
Garantia de potência	Em <u>energia ativa</u> , com diferenciação por período horário.
Estabilidade (DL 165/2008)	A diferenciação por período horário decorre dos fatores apresentados no Quadro 3-6.
Terrenos de centrais hídricas	
PPEC	
Ajustamento de aquisição de energia	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário, com o mesmo valor unitário para todos os clientes.
Diferencial extinção TVCF	
Parcela II (fora do âmbito da Portaria n.º 332/2012)	
Outros ¹⁴	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário. Os preços dos vários níveis de tensão são corrigidos para perdas na rede.

O Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro, estabelece a afetação global de 493 493 000 euros ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2023. Esse montante é proveniente da afetação da estimativa da receita a obter em 2022 com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), no valor de 5 053 000 euros, à redução do défice tarifário do SEN; da afetação da estimativa de receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa no ano de 2023, no valor de 363 690 000 euros, a deduzir à tarifa de uso global do SEN; e da afetação do remanescente do produto estimado da CESE no ano de 2022, no valor de 124 750 000 euros, à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN. Estes valores devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>, de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte.

Adicionalmente, o Despacho conjunto do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro, estabelece a afetação de 500 000 000 euros, provenientes do orçamento do Fundo Ambiental, a deduzir à tarifa de Acesso às Redes de 2023. Estes valores, a repercutir na tarifa de UGS, devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN>, com percentagens idênticas às do despacho de outubro, sendo deduzidos ao diferencial de custo com a PRE renovável.

Quadro 3-4 - Imputação das receitas a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>
Deduções PRE Renovável _j	7,81%	23,96%	51,47%	11,17%	5,59%

Na alteração da Portaria n.º 359/2015 à Portaria n.º 332/2012, estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária ¹⁵.

¹⁴ ERSE, Autoridade da Concorrência, custos com a Concessionária Zona Piloto e outros custos (ajustamentos).

¹⁵ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que a repercussão dos CIEG 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].

Neste contexto, nos termos do n.º 4 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 3-5 as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento (j), do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA_j) e do diferencial de custo com os CAE (CAE_j), que asseguram estabilidade tarifária numa perspetiva integrada, incluindo os custos de energia e de acesso às redes. Com esse objetivo, o diferencial de custo das RA é imputado proporcionalmente ao número de clientes, de forma a desonerar os níveis de tensão e tipos de fornecimento que menos beneficiam do diferencial de custo, negativo, com a PRE renovável (MAT, AT, MT, BTE e BTN>). Pelo mesmo motivo, a imputação do benefício para o sistema decorrente do diferencial de custo, negativo, com os CAE foi efetuada proporcionalmente ao consumo dos referidos níveis de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 3-5 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo sobrecustos com os CAE

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA _j	0,001%	0,005%	0,403%	0,611%	1,073%	97,907%
CAE _j	7,823%	23,896%	51,467%	11,199%	5,614%	0,000%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 6 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 3-6 os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade tarifária e consistência dos preços das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia.

Quadro 3-6 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário

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

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, os parâmetros α relativos aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º são os apresentados no Quadro 3-7.

Quadro 3-7 - Parâmetros α

	α
CAE	0,130
PRE (não DL90/2006)	0,130
Outros CIEG	0,000

No Quadro 3-8 apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012. Refira-se que o valor global de CIEG é negativo, devido essencialmente a três fatores: (i) diferenciais de custo com a PRE negativos, que se traduzem num benefício para o sistema elétrico; (ii) diferencial de custo CAE negativo, que se traduz num benefício para o sistema; e (iii) receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e do Fundo Ambiental, que ao abrigo dos despachos acima referidos estão a ser imputadas ao diferencial de custo com a PRE renovável.

Quadro 3-8 - Repartição dos CIEG, enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-77,6	-238,2	-521,3	-126,1	-82,1	-2 421,5	-3 466,7
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-4,2	-12,8	-28,3	-6,4	-3,5	-39,3	-94,5
Diferencial de custo dos CAE	-61,3	-186,0	-407,7	-90,7	-48,4	-83,9	-878,0
CMEC	1,2	2,6	11,1	3,9	4,2	64,0	87,1
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	0,0	0,0	1,0	1,5	2,6	241,7	246,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,6	20,3	43,7	9,5	4,8	49,4	134,3
Ajust. de aquisição de energia	11,0	33,7	72,6	15,8	7,9	82,1	223,2
Diferencial extinção TVCF	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,2	-0,6
Terrenos	0,6	1,8	4,0	0,9	0,4	4,5	12,2
PPEC	0,3	0,8	1,7	0,4	0,2	1,9	5,1
TOTAL	-123,5	-377,7	-823,4	-191,2	-113,8	-2 101,2	-3 730,9

No quadro seguinte apresentam-se os preços, em EUR/MWh e EUR/(kW.dia), dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 3-9 - Preços CIEG, enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio												
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-35,1	-35,1	-35,1	-35,3	-35,3	-35,3	-35,9	-35,9	-35,9	-39,9	-39,9	-39,9	-51,7	-51,7	-51,7	-147,3	-147,3	-147,3
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-1,8
Diferencial de custo dos CAE	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	-27,0	0,0	0,0	0,0
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5	1,7	1,7	1,7	14,7	14,7	14,7
Estabilidade (DL 165/2008)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Ajust. de aquisição de energia	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
PPEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total	-55,6	-55,6	-55,6	-55,8	-55,8	-55,8	-56,3	-56,3	-56,3	-59,9	-59,9	-59,9	-70,6	-70,6	-70,6	-126,0	-126,0	-126,0

Unidades: EUR/(kW.dia)	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477	0,00477
Diferencial de custo dos CAE	-0,00625	-0,00625	-0,00625	-0,00625	-0,00625	-0,00625
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-0,00072	-0,00072	-0,00072	-0,00072	-0,00072	-0,00072
Total	-0,0022	-0,0022	-0,0022	-0,0022	-0,0022	-0,0022

3.1.3 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 ¹⁶.

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 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.
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

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.

¹⁶ 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.

TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT E TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR ÀS ENTREGAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

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. Com o início de um novo período de regulação em 2022, foram realizados estudos aos custos incrementais da rede de transporte, conforme apresentado na secção 3.1.3.1 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)», visando a alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de transporte em vigor até ao anterior período regulatório.

Com o objetivo de assegurar estabilidade na estrutura das tarifas de redes durante o atual período de regulação opta-se pela manutenção dos custos incrementais adotados em 2022, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-10 - Custos incrementais da rede de transporte em 2023

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,160	2,043
AT	0,435	3,270

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 0,89, 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 respectivas 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.

3.1.4 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, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é composta 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. Com o início de um novo período de regulação em 2022, foi revista 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. O estudo efetuado, visando a alteração da estrutura das

tarifas de uso da rede de distribuição em vigor no anterior período regulatório, encontra-se na secção 3.1.4 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)».

CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Com o objetivo de assegurar estabilidade na estrutura das tarifas de redes durante o atual período de regulação opta-se pela manutenção dos custos incrementais adotados em 2022, apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-11 - Custos incrementais da rede de distribuição em 2023

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,103	0,794
MT	0,817	3,949
BT	0,556	5,234

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 3-12 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 3-12 - 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	0,66
Rede de distribuição em BT	1,19

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 participações, designadamente as participações em espécie e parte das participações 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 Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, tendo o Decreto-Lei n.º 162/2019 sido revogado.

O **Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC)** da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo, desde logo aos projetos previstos para 2020, Decreto-Lei n.º 162/2019 [art. 32.º n.º 2]. A primeira versão do RAC foi, entretanto, revogada, estando atualmente em vigor o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal. Com a recente reformulação do RT, as matérias relativos às tarifas de Acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ¹⁷.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC [Unidade de Produção para Autoconsumo] e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 15/2022, art. 3.º, alínea e)]. O autoconsumidor é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art. 3.º, alínea f)].

¹⁷ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

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. 3.º, alínea f)]. No entanto, é possível associar em autoconsumo as instalações que estejam interligadas através da rede elétrica de serviço público (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 sistema elétrico nacional (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.

Com a reformulação do RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1¹⁸, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 61.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º 61.º, n.º 4]. Tendo em conta o momento atual de

¹⁸ 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 locais nas tarifas. Por esse motivo, o fator assume âmbito nacional, sendo aplicável a todas as instalações de utilização ¹⁹.

A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [RAC, art.º 54.º, n.º 3] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND.

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 54.º, n.º 3]:

- 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 28 de junho de 2022, o documento de «Caracterização de situações de inversão de fluxo e proposta de critérios para a sua identificação», relativo ao ano de 2021. Para esta caracterização, a E-Redes considera como ocorrência 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).

¹⁹ Tal como referido na consulta pública, a ERSE monitorizará os projetos de autoconsumo, no sentido de perceber a necessidade da introdução de sinais locais.

O documento estabelece quatro 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.

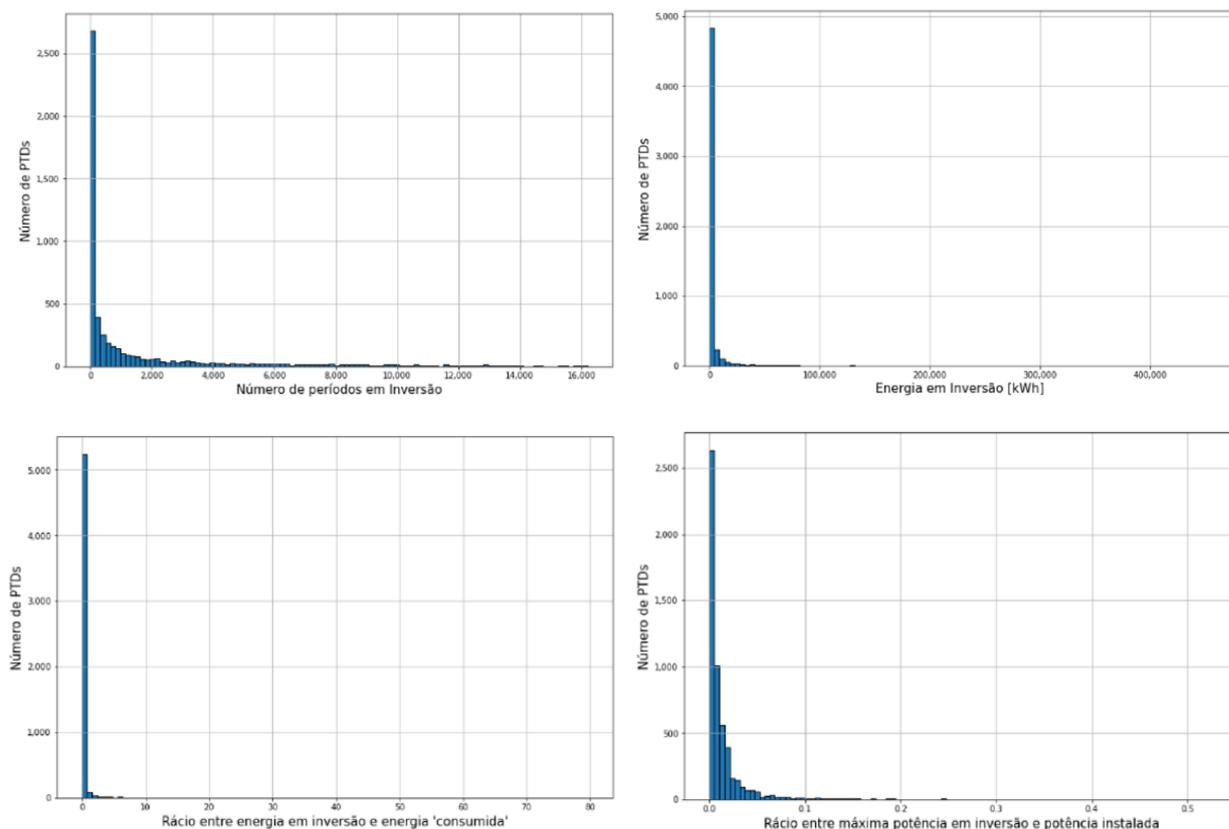
O estudo apresenta uma análise das ocorrências em termos de magnitude e de frequência, para postos de transformação de distribuição (PTD) e para subestações (SE). A análise inclui uma perspetiva não agregada, recorrendo a histogramas das distribuições dos indicadores indicados acima e onde cada instalação 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 2021, a maioria das ocorrências de inversão de fluxo tem uma magnitude e frequência diminuta. Indica que, nesse ano, ocorreu inversão de fluxo em 7,7 % dos PTD e em 23,2% das subestações. Por comparação, os valores relativos a 2020 foram de 8% e 22%, respetivamente ²⁰.

A Figura 3-1 apresenta os histogramas dos indicadores para os postos de transformação, em 2021.

²⁰ Valores obtidos da informação enviada à ERSE em 2021, no âmbito do exercício tarifário de 2022, conforme documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)».

Figura 3-1 - Histogramas dos indicadores para os PTD, 2021



Fonte: E-Redes.

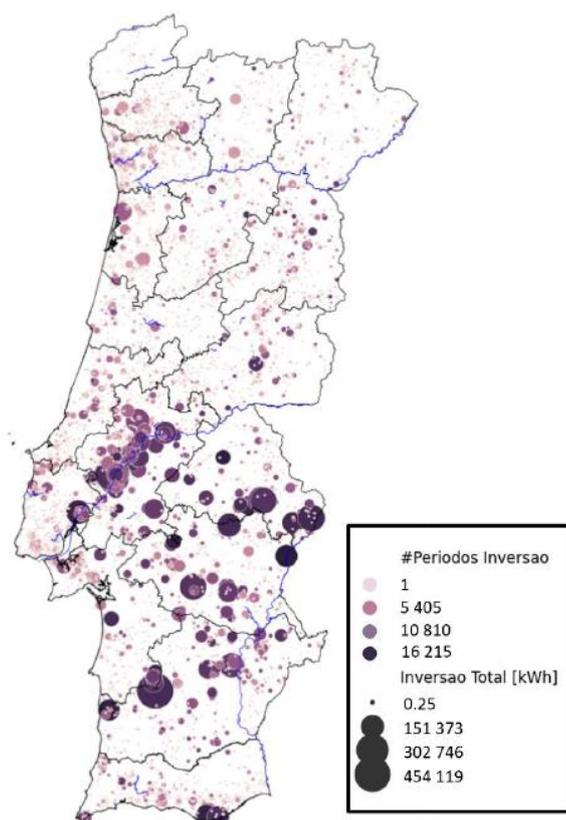
A caracterização revela que metade dos PTD onde ocorreu inversão apresentaram um rácio entre energia em inversão e “consumida” igual ou inferior a 0,1%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 0,6% para metade dos PTD nos quais ocorreu inversão». Para o percentil 75%, estes rácios foram 1,64% e 1,5%, respetivamente. O Quadro 3-13 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 3-13 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para os PTD, 2021

Indicador	Média	Q1 – 25%	Q2 – 50 % (Mediana)	Q3 – 75%	Máximo
Número de períodos em inversão	1 464	12	172	1 446	16 215
Energia em Inversão [kWh]	3 378	4	66	854	454 119
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0.1726	0.0001	0.0010	0.0164	61.0793
Rácio entre máxima potência em inversão e potência instalada	0.014	0.003	0.006	0.015	0.528

Fonte: E-Redes.

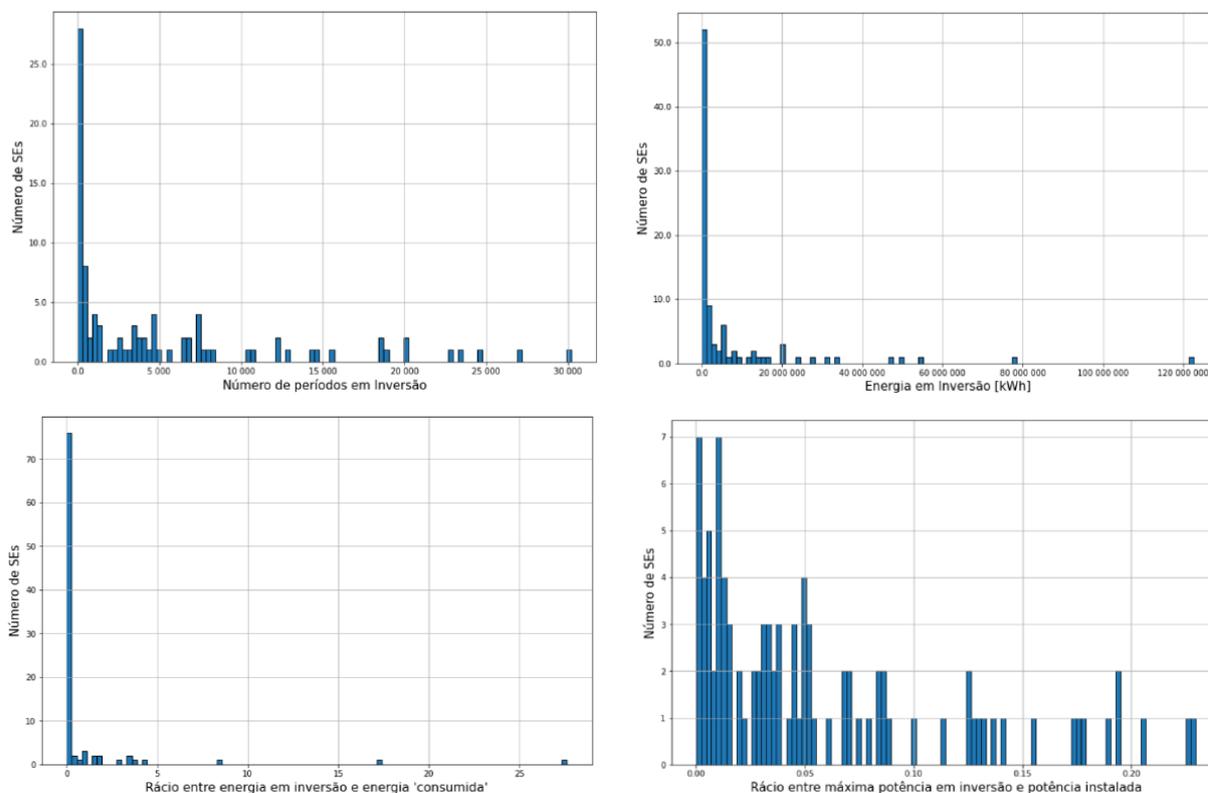
Figura 3-2 - Distribuição geográfica dos PTD com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2021



Fonte: E-Redes.

A Figura 3-1 apresenta os histogramas dos indicadores para as subestações, em 2021.

Figura 3-3 - Histogramas dos indicadores para as SE, 2021



Fonte: E-Redes.

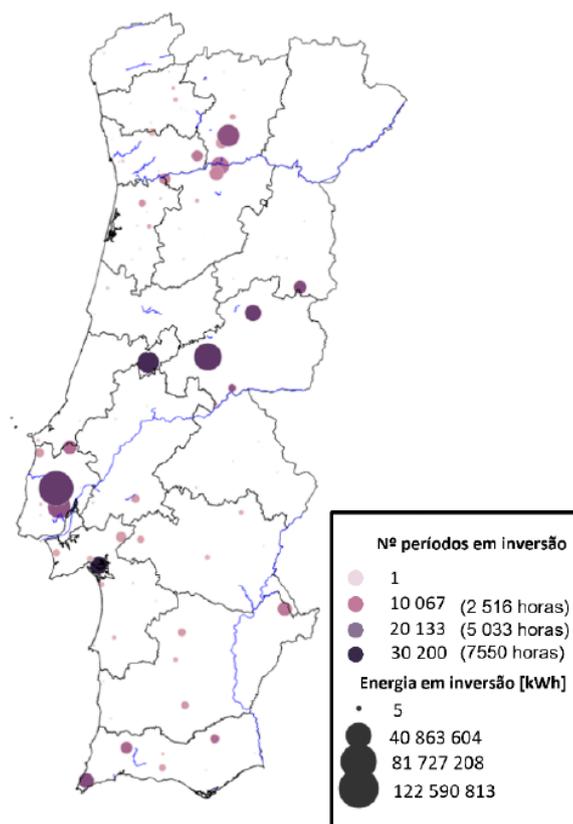
Quanto às subestações, metade daquelas em que se verificou inversão registraram uma relação entre energia em inversão e “consumida” não superior a 1,97%. O rácio entre a potência máxima em inversão e a potência instalada no transformador de potência não ultrapassou 3,7% para metade das SE onde ocorreu inversão. Para o percentil 75%, estes rácios foram 15,8% e 8,2%, respetivamente. O Quadro 3-13 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 3-14 - Caracterização estatística das distribuições dos indicadores de caracterização das situações de inversão de fluxo para as SE, 2021

Indicador	Média	Q1 – 25%	Q2 – 50 % (Mediana)	Q3 – 75%	Máximo
Número de períodos em inversão	5 299	175	2 385	7 356	30 200
Energia em Inversão [kWh]	7 692 550	21 010	699 106	5 990 883	122 590 813
Rácio entre energia em inversão e 'consumida'	0.9071	0.0004	0.0197	0.1584	27.6248
Rácio entre máxima potência em inversão e potência instalada	0.057	0.011	0.037	0.082	0.224

Fonte: E-Redes.

Figura 3-4 - Distribuição geográfica das SE com inversão de fluxo segundo os indicadores «número de períodos em inversão» e «energia em inversão», 2021



Fonte: E-Redes.

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. No entanto, 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

Até ao momento, são conhecidos três projetos de autoconsumo que envolvem a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Adicionalmente, da análise à informação da E-Redes quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes, relativa a 2021, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2023 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 futuro 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 de reformulação do RT.

3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010 [Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho].

Este diploma estabelece, assim, o setor da mobilidade elétrica, distinto do setor elétrico. Ainda assim, estes setores estão interligados pois é o setor elétrico que garante a disponibilização de energia elétrica aos pontos de entrega da RESP onde se encontram ligados os pontos de carregamento de veículos elétricos.

O Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) em vigor (Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro) estabelece as matérias no âmbito da regulação da ERSE.

Com a reformulação do RT, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos passaram a constar do RT, o mesmo sucedendo com as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM ²¹. As tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), do âmbito estrito do setor da mobilidade elétrica, mantêm-se no RME e são alvo de processo autónomo ²².

SETOR DA MOBILIDADE ELÉTRICA E SETOR ELÉTRICO

O regime em vigor estabelece uma série de relacionamentos entre as várias **entidades envolvidas**, conforme se esquematiza na figura seguinte, nomeadamente:

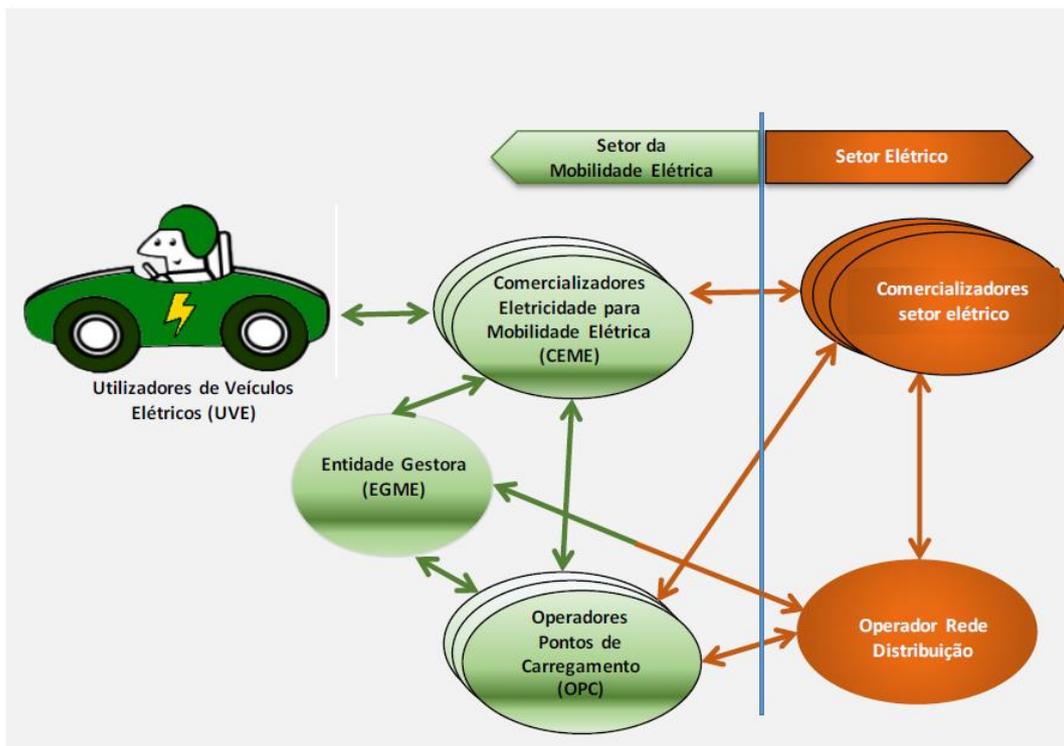
- os utilizadores de veículo elétrico (UVE) estabelecem contratos com os Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para o serviço de carregamento, realizado em pontos de carregamento de Operadores de ponto de carregamento (OPC);
- a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME) garante os fluxos de dados necessários à faturação desses contratos;
- a EGME e os operadores de redes de distribuição de eletricidade (ORD) trocam informação para imputação dos consumos na rede de mobilidade elétrica a carteiras de comercialização de comercializadores do setor elétrico (CSE).

Além destas entidades, o regime legal prevê a possibilidade de integração na rede de mobilidade elétrica de pontos de carregamento de acesso privativo, para uso exclusivo ou partilhado, a pedido dos próprios detentores do local de instalação do ponto de carregamento (detentores de pontos de carregamento, DPC).

²¹ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

²² Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

Figura 3-5 - Relacionamentos na rede de mobilidade elétrica



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 ²³, as redes de energia elétrica, bem como a tarifa da EGME aplicável aos CEME ²⁴,
- A **componente OPC** ²⁵, 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.

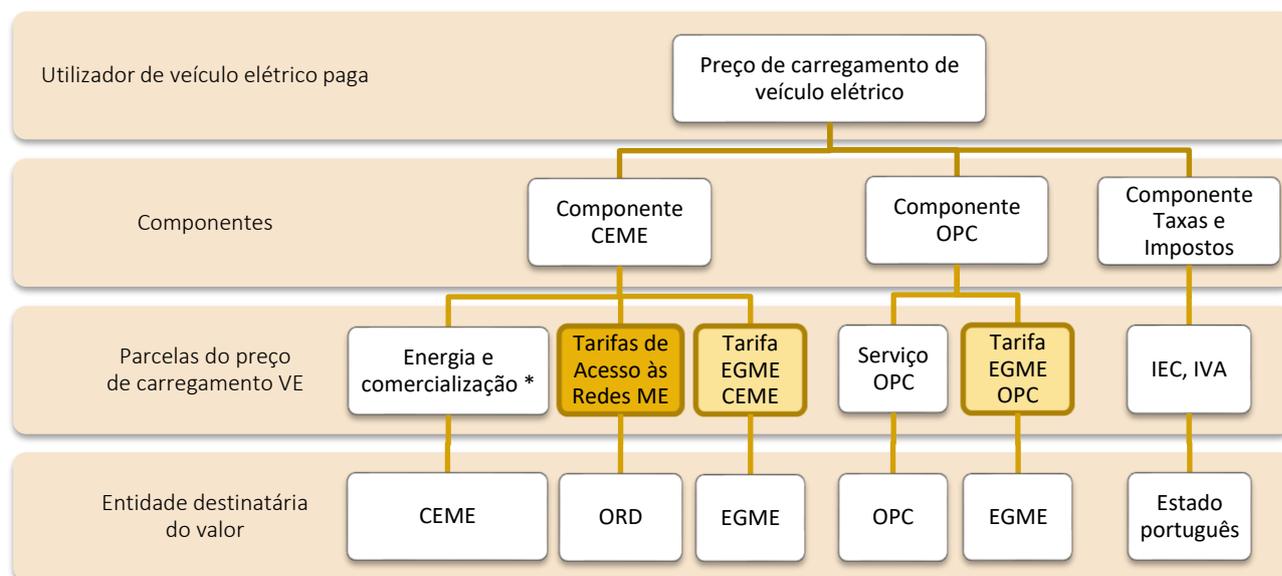
²³ No caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, o preço de energia e comercialização é regulado.

²⁴ As tarifas da EGME estão definidas no [Regulamento da Mobilidade Elétrica](#).

²⁵ Embora seja cobrada pelo CEME, esta parcela será transferida para os OPC onde o UVE carregou o seu veículo.

A Figura 3-6 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.

Figura 3-6 - Estrutura do preço de carregamento de veículos elétricos na Rede de Mobilidade Elétrica



Legenda:



(*) 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

Com a reformulação do RT, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos passaram a constar do RT. O RT estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 56.º]:

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

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

Estas tarifas aplicam-se às entregas aos UVE [RT, art.º 56.º, n.º 1] e são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétrico (CSE) que aprovisionem os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (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 duas tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de carregamento) ser em BT ou em MT. Esta separação permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

O cálculo subjacente a estas tarifas é o seguinte [RT, art.º 56.º, n.º 3 e n.º 4]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.
- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia por período horário [RT, art.º 57.º, n.º 1 e n.º 3].

A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que permite garantir a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

As quantidades de energia ativa para faturação são determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RT, art.º 57.º, n.º 5].

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.

Os preços de potência contratada têm sido convertidos para um preço único, sem discriminação por período horário. Na consulta pública de reformulação do RT ²⁶, a ERSE levou a discussão que esta conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa passasse a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário.

A proporção de consumo na rede de mobilidade elétrica por período horário, em 2021, é apresentada na figura seguinte. Comparando com a distribuição de horas por período horário, no mesmo ano (Figura 3-8), conclui-se que há uma maior utilização da rede no período fora de vazio.

²⁶ [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Figura 3-7 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, em 2021

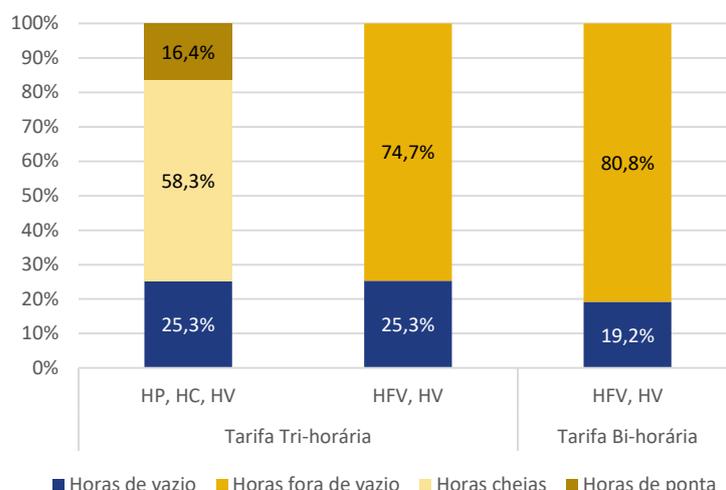
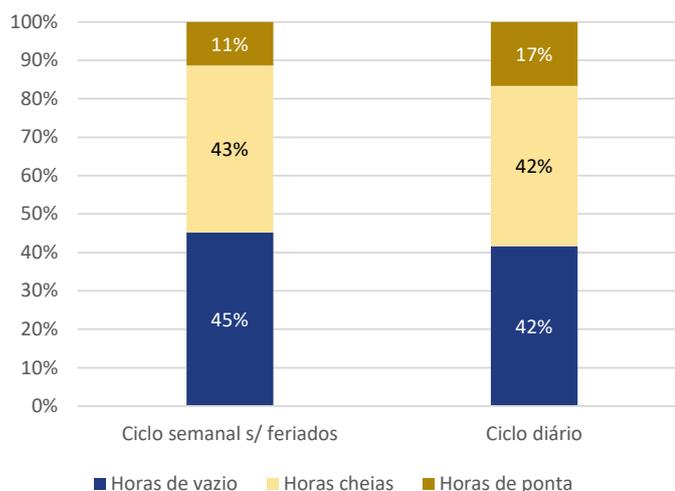
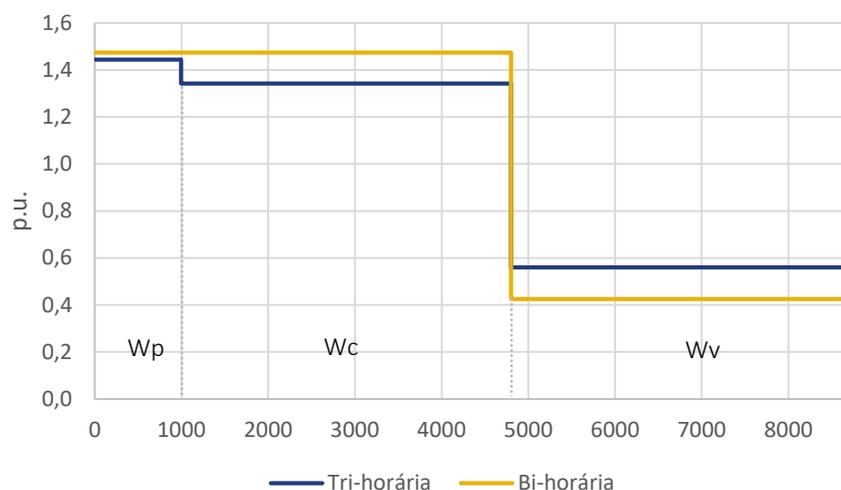


Figura 3-8 - Distribuição do número de horas por período horário nos ciclos de contagem, em 2021



Na Figura 3-9 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 (0,4% do total).

Figura 3-9 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2021



O objetivo da conversão diferenciada do preço de potência contratada por período horário é, portanto, proporcionar sinais mais adequados à utilização das redes, o que pode ser realizado procedendo a uma imputação de acordo com a hierarquia das horas de ponta, horas cheias e horas de vazio, em que essa imputação é maior nas horas de ponta. Tendo em conta a análise apresentada acima, é importante proceder a esta sinalização.

A partir do diagrama de carga é possível, então, estabelecer a relação do preço da potência contratada convertido para preços de energia, de modo a obter valores distintos por período horário. Para isso, são utilizados os valores normalizados pela potência média anual, os quais se apresentam no quadro seguinte. Opta-se por diferenciar em dois períodos horários, uma vez que a opção tri-horária tem pouca expressão e, além disso, permite responder às preocupações levantadas, aquando da consulta de reformulação do RT, relativamente ao impacto que uma conversão diferenciada possa ter nos preços em horas de ponta e, conseqüentemente, nos preços finais suportados pelos utilizadores de veículos elétricos.

Quadro 3-15 - Valores normalizados pela potência média anual

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,47	0,43

Com base em valores fornecidos pela E-Redes, para o ano de 2021, é possível estimar o fator de utilização da potência contratada a partir das quantidades das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica, em 410 horas/ano.

No exercício tarifário de 2022, a ERSE optou por utilizar um fator de utilização determinado pelas quantidades previstas para a energia e a potência contratada da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT, mas excluindo as quantidades relativas à iluminação pública (IP). Essa opção decorreu do facto de a conversão em anos anteriores ter recorrido a um fator de utilização da potência contratada bastante superior²⁷. A utilização de um valor intermédio permitiu atenuar 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 de reformulação do RT, relativamente ao impacto de uma conversão diferenciada da potência contratada nos preços finais suportados pelos UVE.

Assim, e tal como no exercício tarifário de 2022, a ERSE entende ser de manter, neste exercício tarifário, a opção do ano passado. O fator de utilização da potência contratada assim calculado corresponde a 676 horas/ano.

3.4 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL 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 Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos [art.º 192.º, n.º 1].

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da

²⁷ Determinado pelas quantidades da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT, incluindo a IP, que, no exercício tarifário de 2021, correspondeu a 1 968 h/ano.

economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1]. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos.

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

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

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

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE [art.º 9.º, n.º 2];
- para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida.

Tendo em conta que este novo 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 da listagem das instalações de consumo beneficiárias da isenção de CIEG, enviada pela Direção-Geral de Energia e Geologia, a 29 de julho de 2022, ao abrigo do estabelecido na Portaria n.º 112/2022 [art.º 9.º, n.º 3].

A listagem inclui 55 instalações, a grande maioria com ligação à RESP em AT. As instalações com Estatuto de Cliente Eletrointensivo representaram 7,3 GWh de consumo médio anual entre 2019 e 2021, com 49% desse consumo a ocorrer em horas de vazio. A potência instalada total corresponde a 2 062 MVA, a que corresponde uma potência contratada total de 55% desse valor.

A Figura 3-10 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 cinco a 45 vezes).

Figura 3-10 - Consumo médio anual (2019 a 2021) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo e comparação com o consumo médio (2021) da procura em Portugal continental

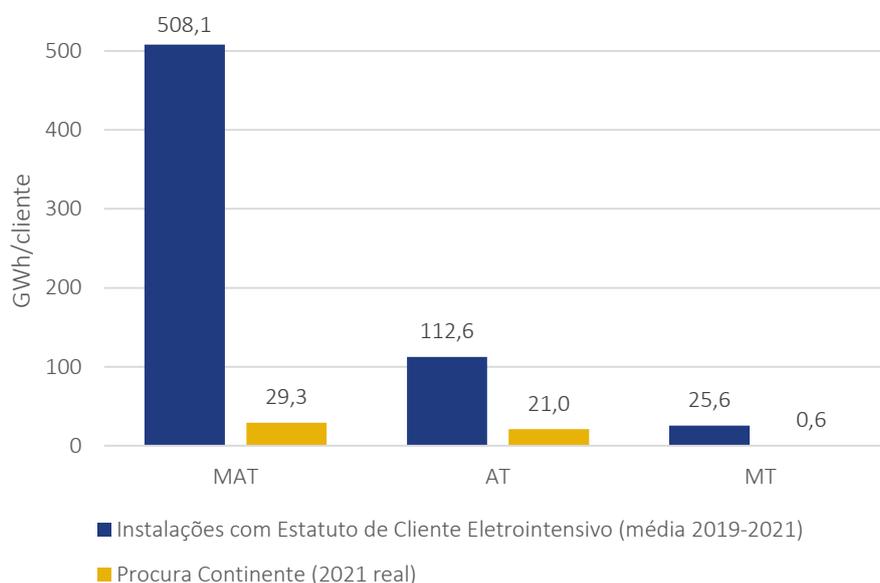
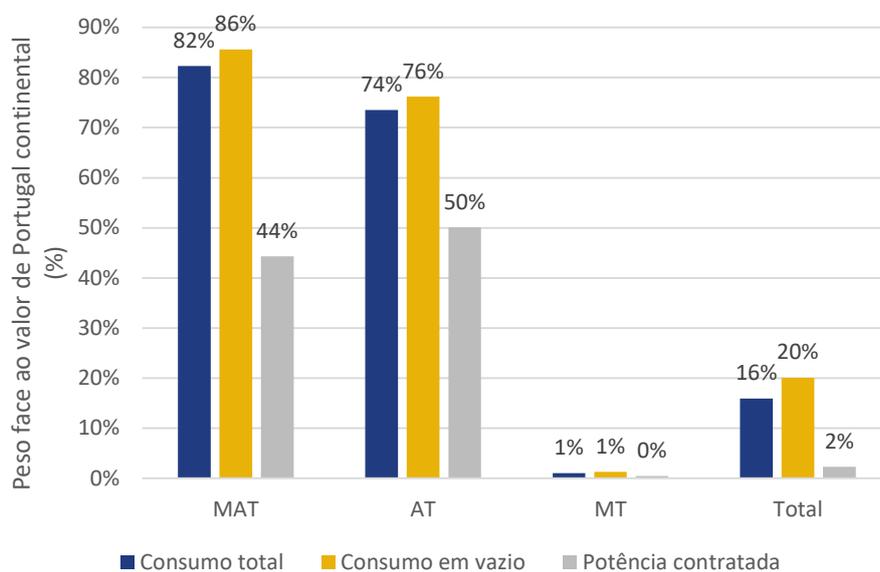


Figura 3-11 - Peso do consumo (média 2019 a 2021) das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo, face ao valor da procura em Portugal continental (previsão 2022, em tarifas 2022)



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).

3.5 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia aplicada no ano de 2022 resultou de um estudo apresentado no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022](#)»²⁸, e que foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário português nos anos de 2018 a 2020.

Para a tarifa de Energia do ano 2023 mantiveram-se os mesmos custos marginais da tarifa de Energia utilizados no ano de 2022, justificados no estudo acima referido, e apresentados no Quadro 3-16. 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 3-16 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2023

		Referencial de mercado	Referencial de saída da RNT AT
		EUR/kWh	EUR/kWh
Períodos I, IV	Ponta	0,0538	0,0547
	Cheias	0,0508	0,0517
	Vazio Normal	0,0439	0,0447
	Super Vazio	0,0394	0,0401
Períodos II, III	Ponta	0,0495	0,0504
	Cheias	0,0484	0,0492
	Vazio Normal	0,0427	0,0435
	Super Vazio	0,0416	0,0423

De relembrar que os preços da tarifa de Energia distinguem-se dos custos marginais da tarifa de Energia pelo facto de os primeiros estarem ajustados, através de um fator multiplicativo, para 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 2023. Nas tarifas para o ano de 2023 o fator multiplicativo é de 4,74.

²⁸ Ver ponto 3.4 do documento.

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 ²⁹, conforme estabelecido no Regulamento Tarifário.

Conforme decorre do Regulamento Tarifário, 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, conseqüentemente 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.

²⁹ 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.

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

Para o ano 2023 são publicadas três tarifas de comercialização distintas³⁰, 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.

Nas três tarifas de comercialização o fator multiplicativo incide de forma igual sobre os dois termos tarifários. Os fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência de cada tarifa, de forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos respetivos, são iguais a 3,83 (MAT, AT e MT), 1,82 (BTE) e 1,60 (BTN).

³⁰ 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.

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 ³¹. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes do mercado liberalizado e regulado.

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 Operação Logística de Mudança do Comercializador	Energia Comercialização
	Tarifa de Energia	
	Tarifa de Comercialização	

Para evitar a subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade ³². 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 ³³. Sempre que

³¹ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

³² 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.

³³ Artigos 174.º (Portugal continental), 177.º (RAA) e 180.º (RAM) do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

estes mecanismos limitam as variações dos preços, a tarifa de Venda a Clientes Finais não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

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

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN incluem como variáveis de faturação um termo de potência e um ou mais termos de energia ³⁴. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

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

Para as tarifas de venda a clientes finais do ano 2023 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em dezembro de 2022, indicadas no Quadro 4-2. Observa-se que para cada caso definiu-se a variação máxima por preço igual à variação tarifária média entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023. Sempre que a variação máxima é igual à variação tarifária média, isso significa que o mecanismo de convergência obriga todos os preços a variarem de forma uniforme.

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

³⁴ Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa e a energia reativa.

CIEG negativos. Por esse motivo, a tarifa aditiva, que integra a tarifa de Acesso às Redes, tem ela própria uma estrutura preço-a-preço muito diferente quando comparada com anos anteriores a 2022 e face à estrutura esperada no médio e longo prazo. Assim, a opção por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários apresentados no Quadro 4-2 dá maiores garantias de estabilidade tarifária face ao passado recente.

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

Região	Nível	Variação tarifária média Jan 2023 / Dez 2022	Variação máxima por preço Jan 2023 / Dez 2022
Portugal continental	BTN	+1,6%	+1,6%
Região Autónoma dos Açores	MT	+52,8%	+52,8%
	BTE	+35,1%	+35,1%
	BTN	+1,3%	+1,3%
Região Autónoma da Madeira	MT	+52,5%	+52,5%
	BTE	+35,6%	+35,6%
	BTN	+2,3%	+2,3%

As secções ³⁵ seguintes analisam a aplicação dos mecanismos de convergência, designadamente para Portugal continental (secção 4.1), para a Região Autónoma do 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 carácter “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

³⁵ As siglas utilizadas neste capítulo encontram-se definidas no Anexo.

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.

Como nota prévia refira-se que a secção 4.1.1 utiliza como tarifa transitória do ano 2022 os valores médios desse ano, tendo em conta as atualizações trimestrais da tarifa de Energia que ocorreram nesse ano, bem como a fixação excecional desse ano. Em contrapartida, nas variações por termo tarifário da secção 4.1.2 a comparação é relativa aos preços em vigor no final do ano de 2022, uma vez que esse é o referencial relevante na ótica do cliente.

4.1.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

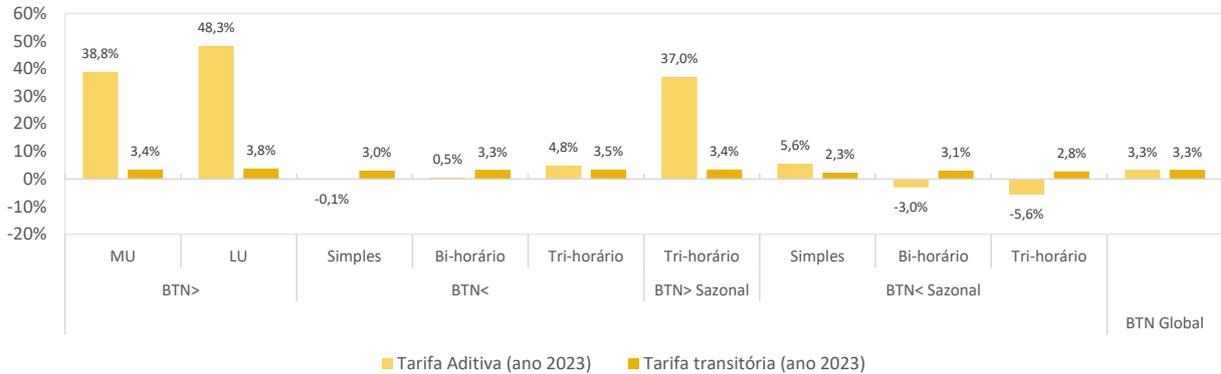
Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, em termos agregados e por opção tarifária. As tarifas para o ano de 2022 incluem o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excecional ocorridas nesse ano.

A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias³⁶ das tarifas transitórias e das tarifas aditivas. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos (3,3%), existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do mecanismo de convergência³⁷. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

³⁶ 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».

³⁷ Previsto no artigo 174.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

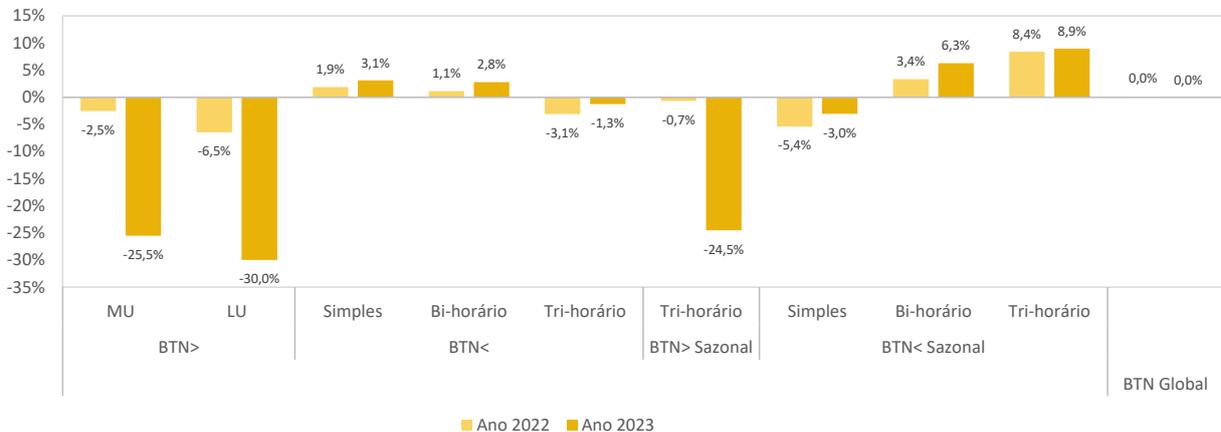
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2022 (valor médio do ano 2022, incluindo o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excepcional).

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 (ano 2022 inclui o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excepcional).

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 4-2³⁸. 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 2023 a existência de preços na tarifa transitória acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 6,8% 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. Regista-se, assim, uma melhoria deste indicador face ao ano anterior.

Caso as tarifas para o ano de 2024 venham a assumir uma estrutura mais regular, estima-se que seja possível voltar a uma situação semelhante ao ano de 2021, retomando-se assim o processo de convergência.

³⁸ A título de exemplo: se na Figura 4-3 os valores positivos e negativos forem igual a +5% e -3%, respetivamente, a Figura 4-2 apresentará um valor líquido de +2%.

4.1.2 VARIACÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário. As tarifas para o ano de 2022 referem-se aos preços em vigor no final do ano 2022 uma vez que são os valores relevantes para a aplicação do mecanismo de limitação de impactes por termo tarifário.

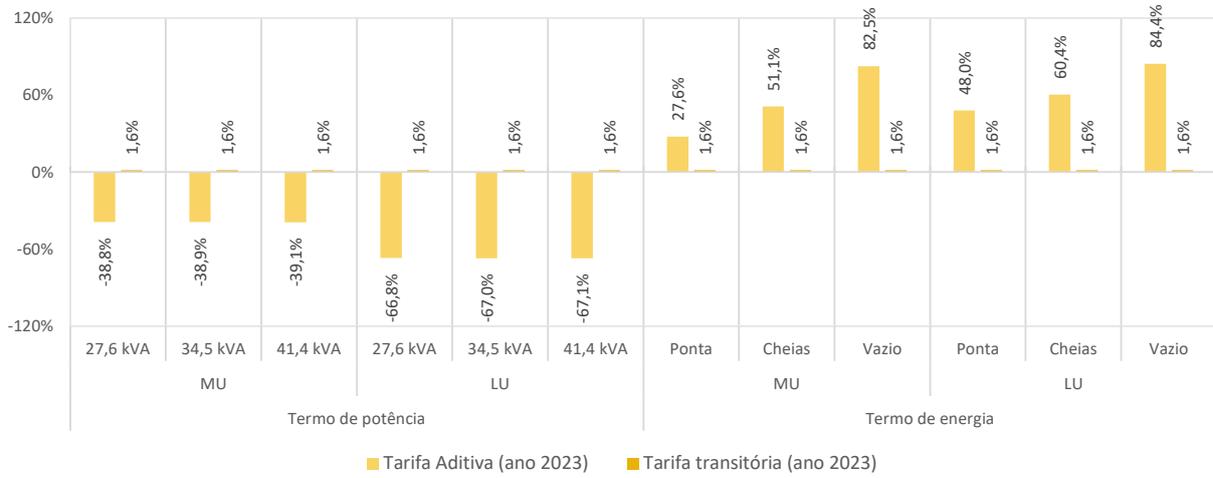
As figuras que se seguem apresentam as variações dos preços em BTN, comparando a tarifa transitória com a tarifa aditiva. Cada página apresenta duas figuras distintas. A primeira figura compara, para cada variável de faturação (termo tarifário), a variação da tarifa transitória com a variação da tarifa aditiva, por comparação com a tarifa transitória em vigor no final do ano anterior. 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 no ano 2023.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental ³⁹ considera uma variação máxima por termo tarifário de +1,6%, igual à variação tarifária média entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023. Isto determina que todos os preços da tarifa transitória em BTN variam nessa mesma percentagem.

Esta situação resulta em distâncias significativas entre a tarifa transitória e a tarifa aditiva, sobretudo quando comparado com os valores equivalentes das tarifas do ano de 2021.

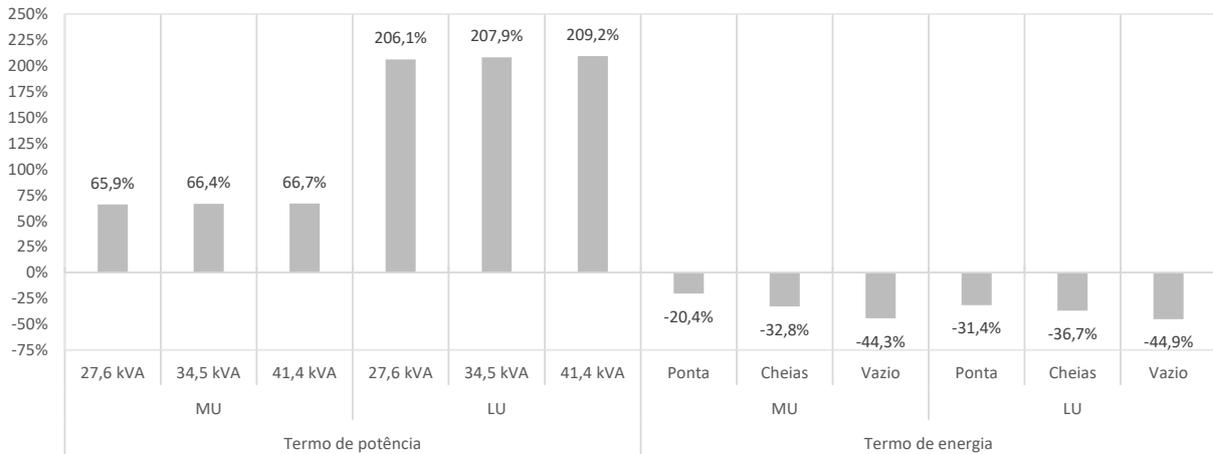
³⁹ Designado por «Mecanismo de convergência para tarifas aditivas». Mecanismo previsto no Artigo 174.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN >



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2022.

Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



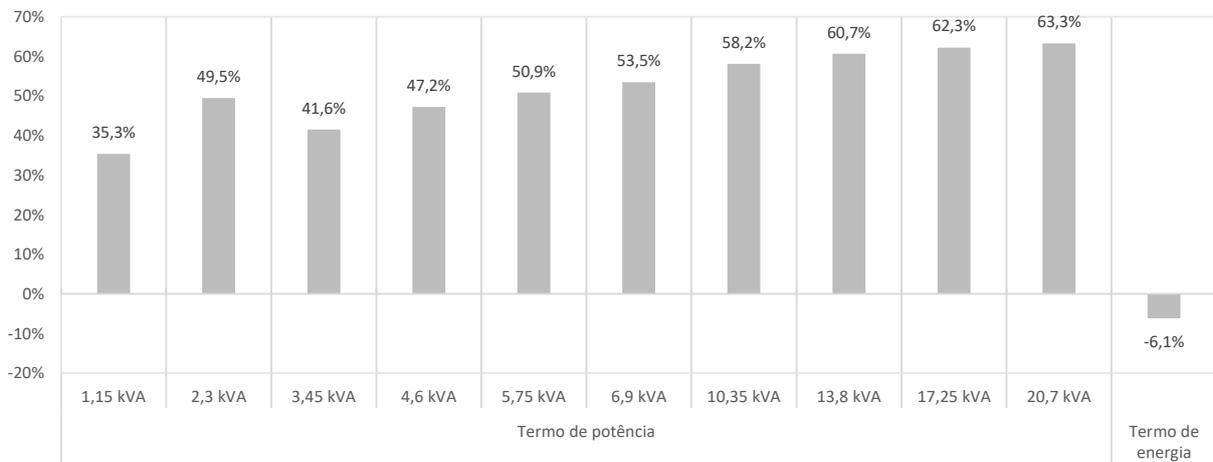
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2023 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples)



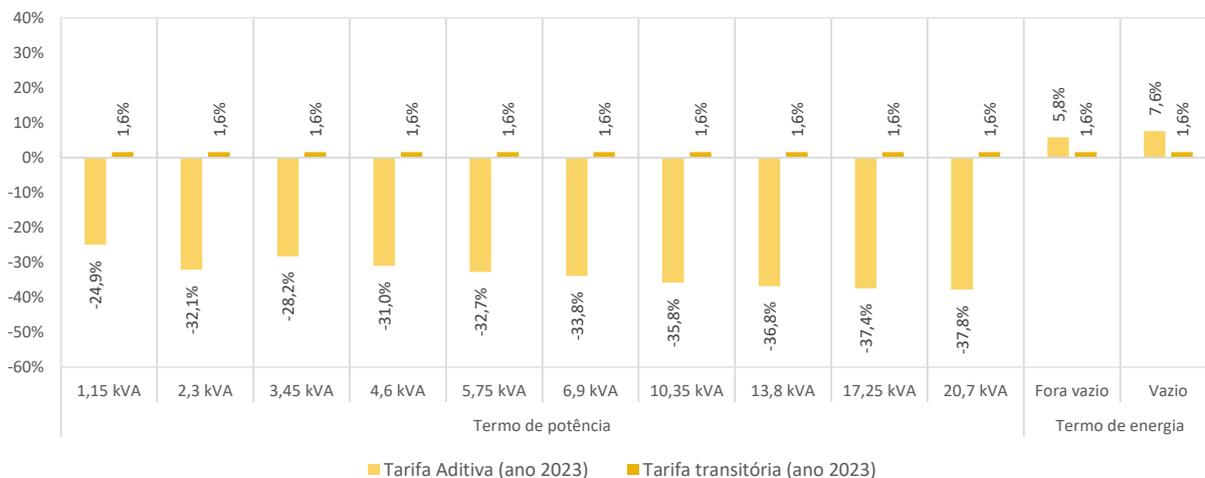
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2022; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-7 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2023 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-8 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária)



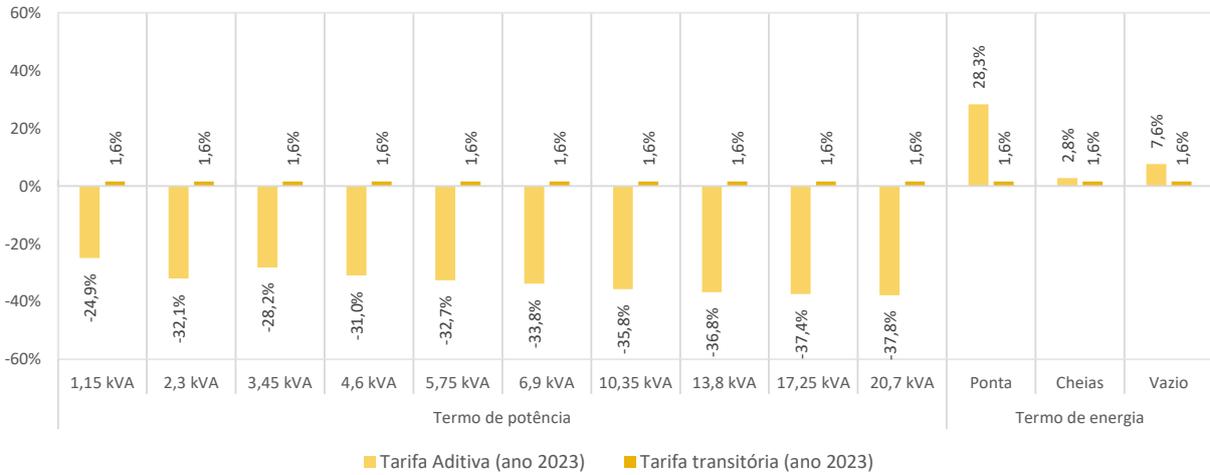
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2022; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-9 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



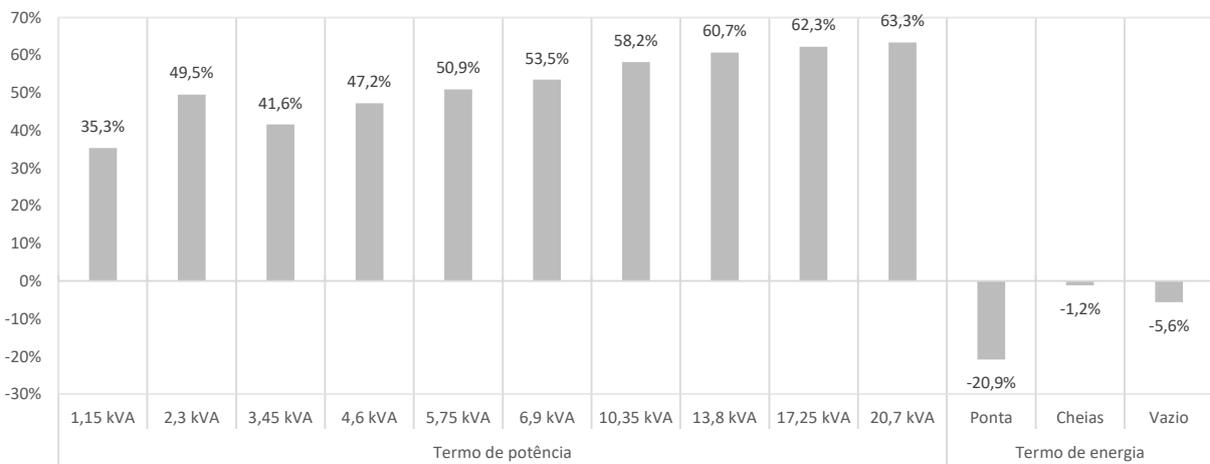
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2023 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-10 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horário)



Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2022; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-11 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horário), por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2023 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 o fim do ano de 2022 e o ano de 2023.

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

Variação por termo tarifário						
	Energia ativa <i>(por período horário)</i>			Potência contratada <i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>		
	Pontas	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
	BTN > MU	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
BTN > LU	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
BTN Sazonal >	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%

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

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

4.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No caso da Região Autónoma do Açores (RAA) é aplicada a tarifa de Venda a Clientes Finais, não estando perspectivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada ⁴⁰, 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 (TVCF), 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 4-12 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCF ⁴¹. 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 TVCF através do mecanismo de convergência, resultando, em regra, em variações tarifárias de menor amplitude na TVCF.

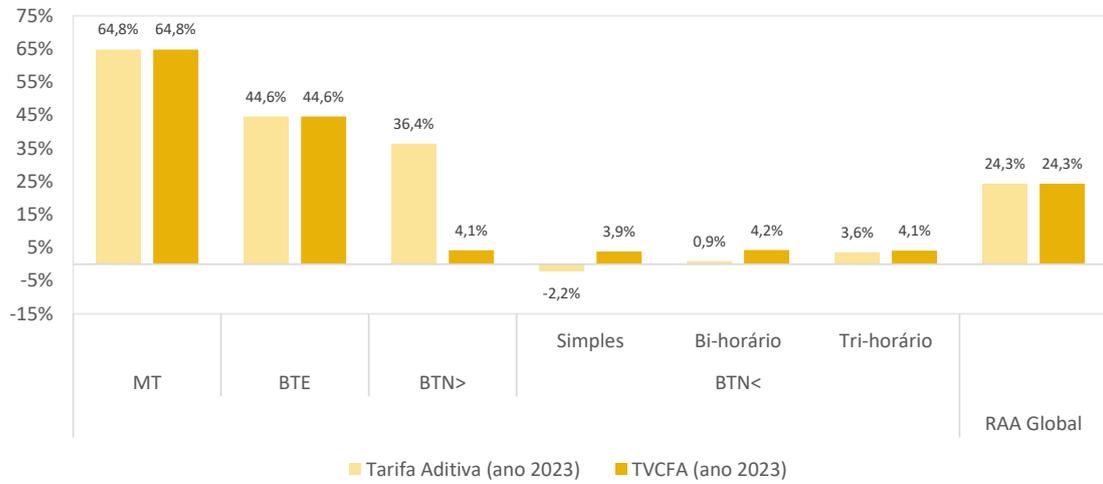
No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCF entre 2022 e 2023 é de +4,0%. Esta variação compara com um valor de +1,3% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023 ⁴².

⁴⁰ Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (EU).

⁴¹ 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».

⁴² A segunda variação é mais baixa uma vez que o valor médio de 2022 é mais baixo do que o valor de dezembro de 2022 devido aos aumentos da tarifa de Energia ao longo de 2022.

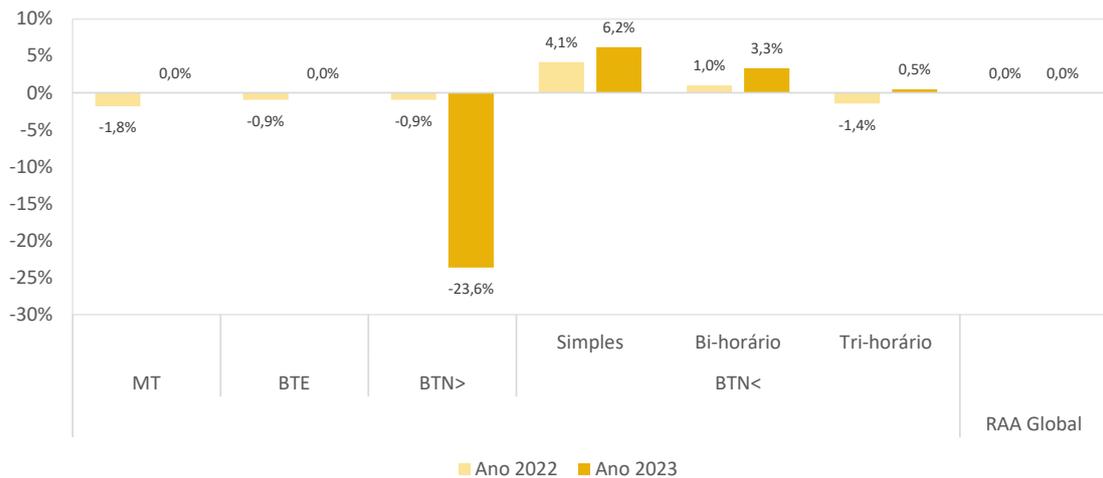
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no ano 2022 (valor médio do ano 2022, incluindo o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excepcional).

A Figura 4-13 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 4-13 - 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 4-14 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 4-13. Assim, a Figura 4-14 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 4-14 - 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 4-13 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2023 a existência de preços na TVCFA acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 7,0% 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 2022 esta percentagem assumia um valor superior.

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 2023, quando

comparadas com a TVCFA em vigor em dezembro do ano anterior. 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.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA ⁴³ considera uma variação máxima por termo tarifário de +52,8%, +35,1% e +1,3%, respetivamente em MT, BTE e BTN. Estes valores equivalem à variação tarifária média entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023 em cada grupo tarifário. Isto determina que os preços da TVCFA variam nessa mesma percentagem.

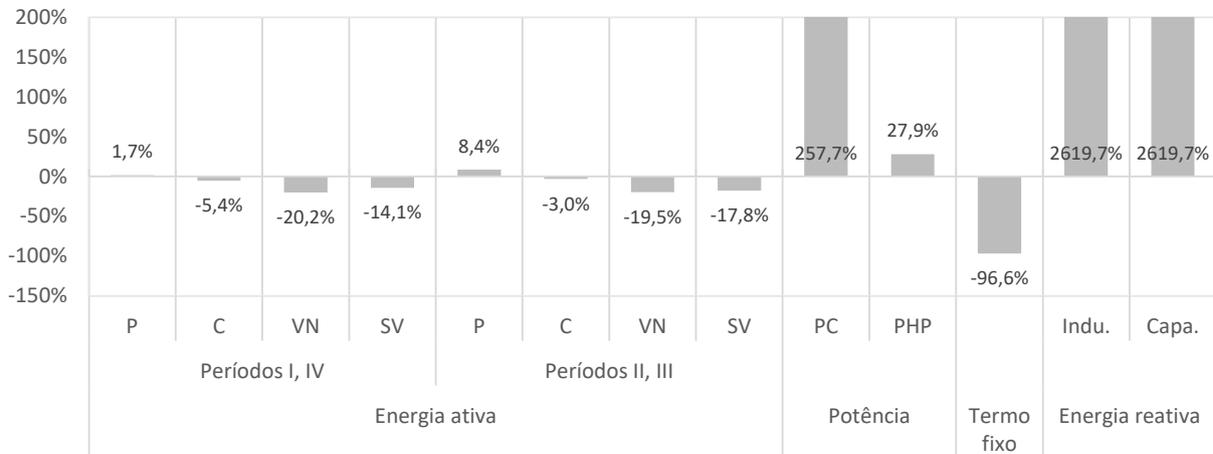
⁴³ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA». Mecanismo previsto no Artigo 177.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

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



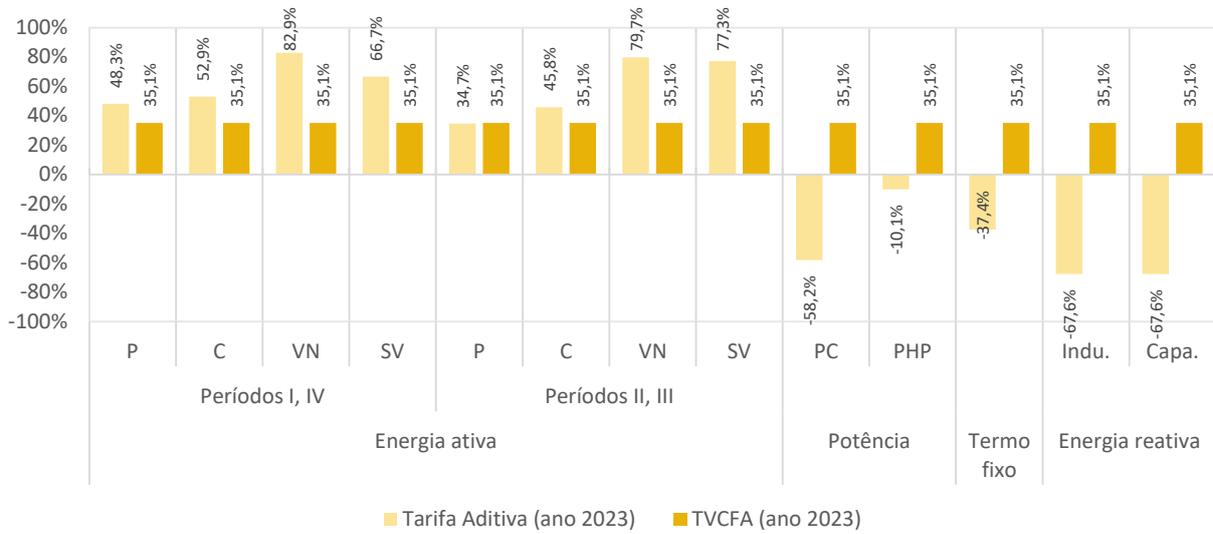
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2022. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 200% na parte positiva.

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



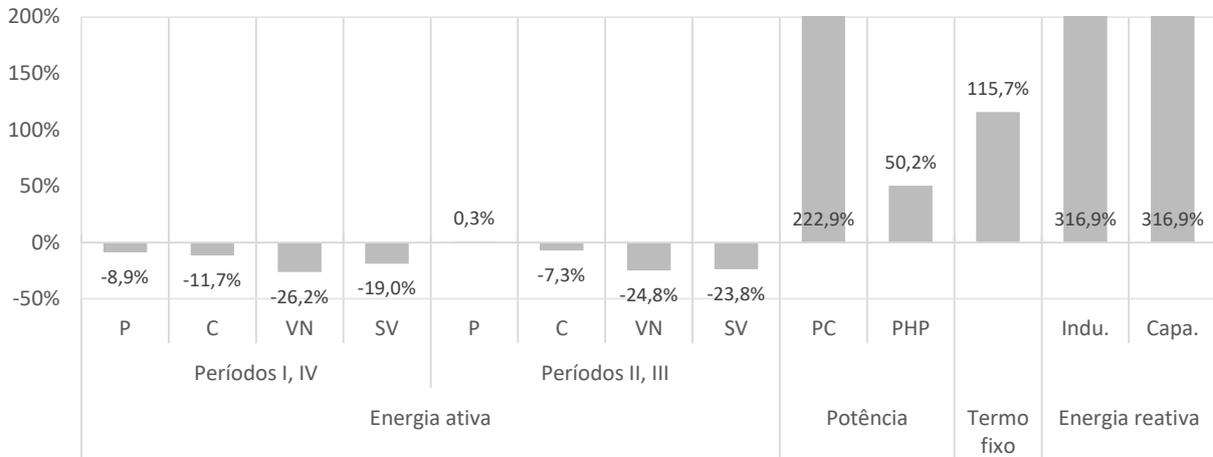
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 200% na parte positiva.

Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTE



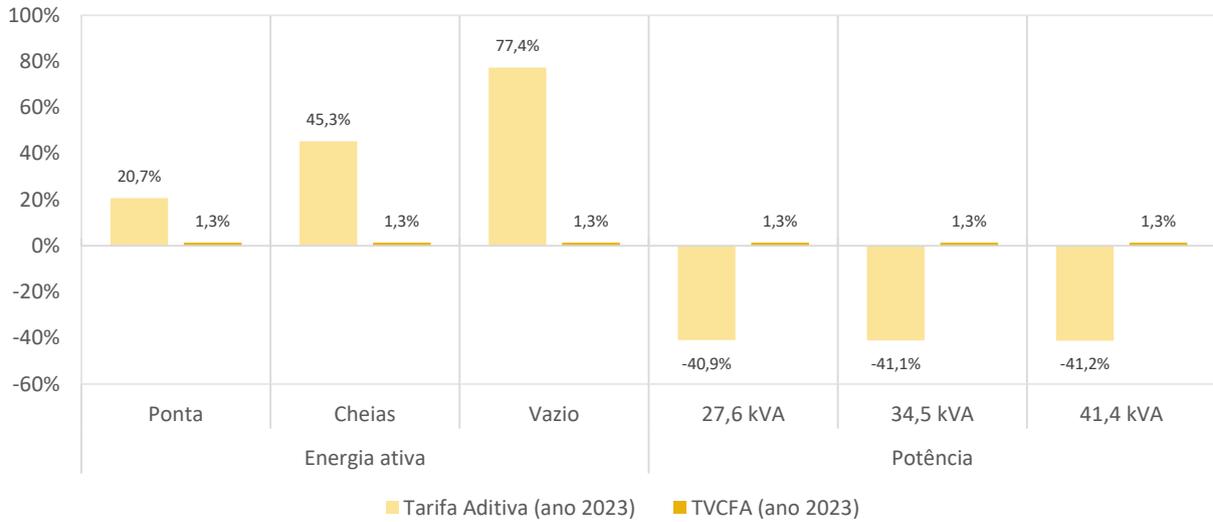
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2022.

Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



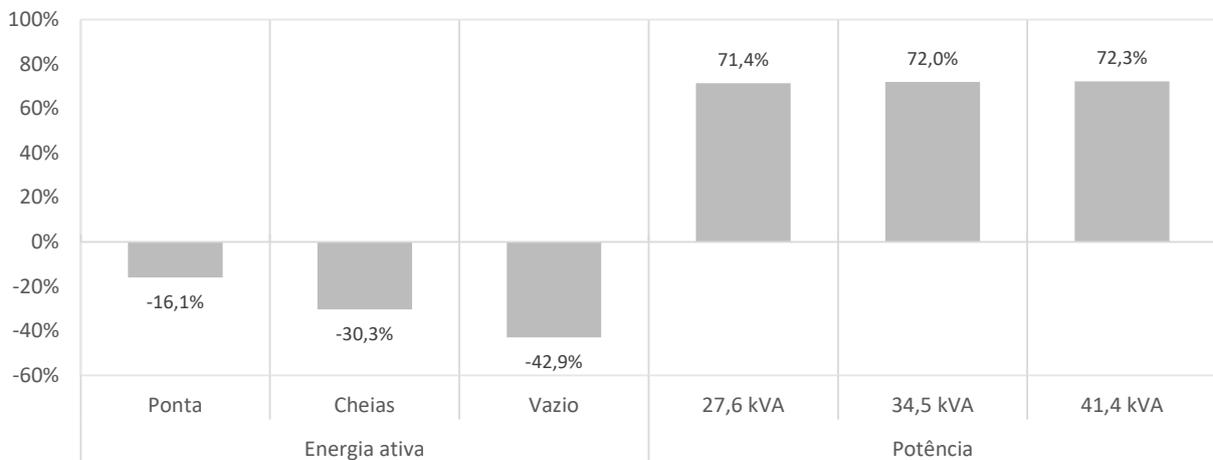
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 200% na parte positiva.

Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN >



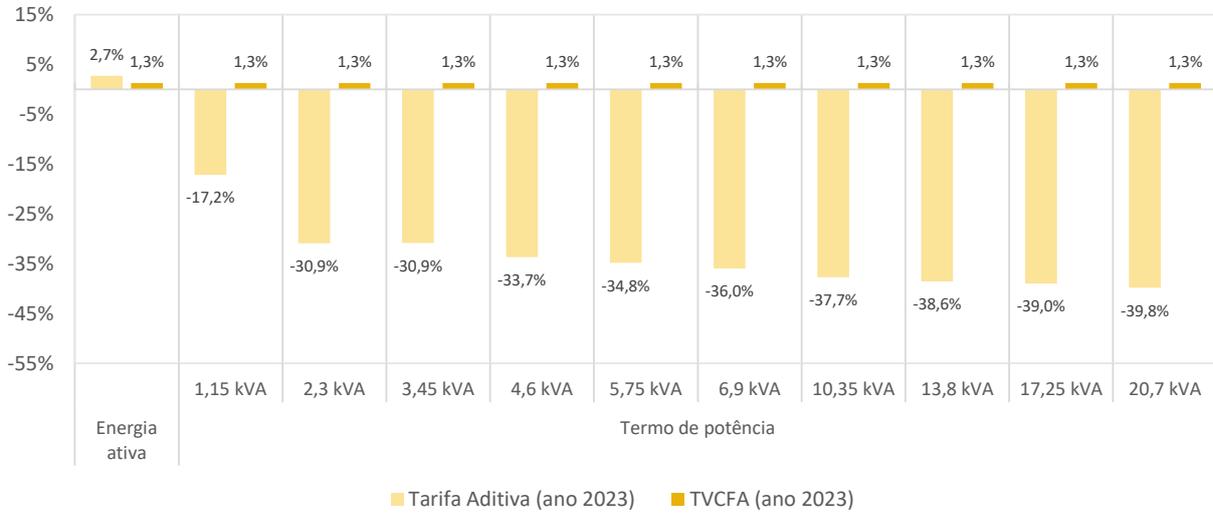
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2022.

Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



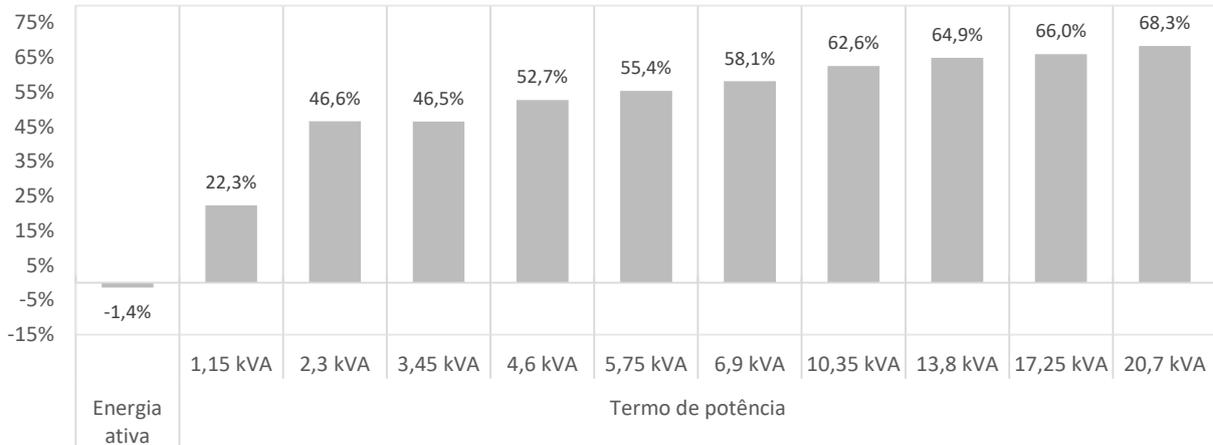
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples)



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2022. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



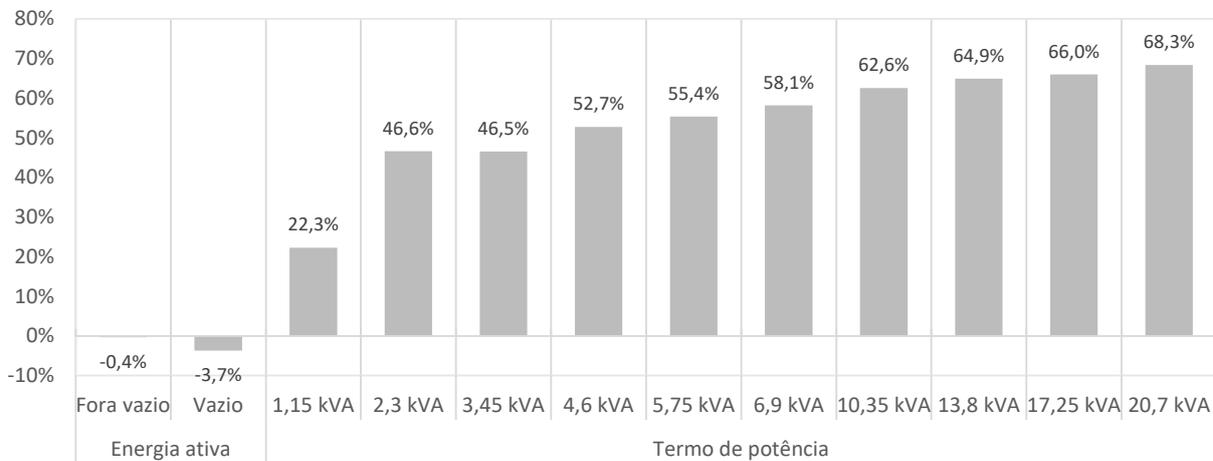
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária)



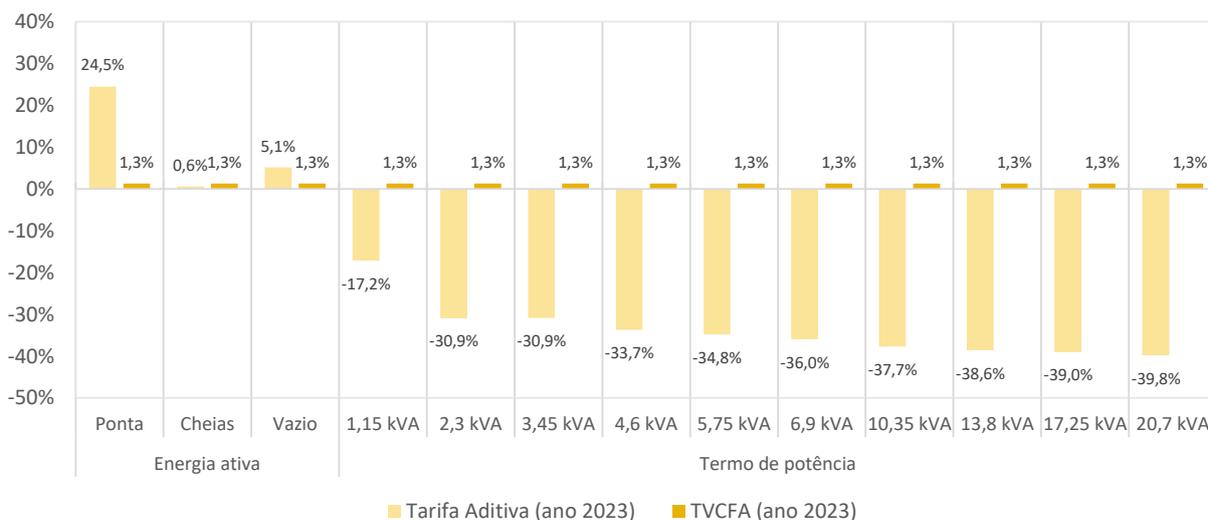
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2022. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



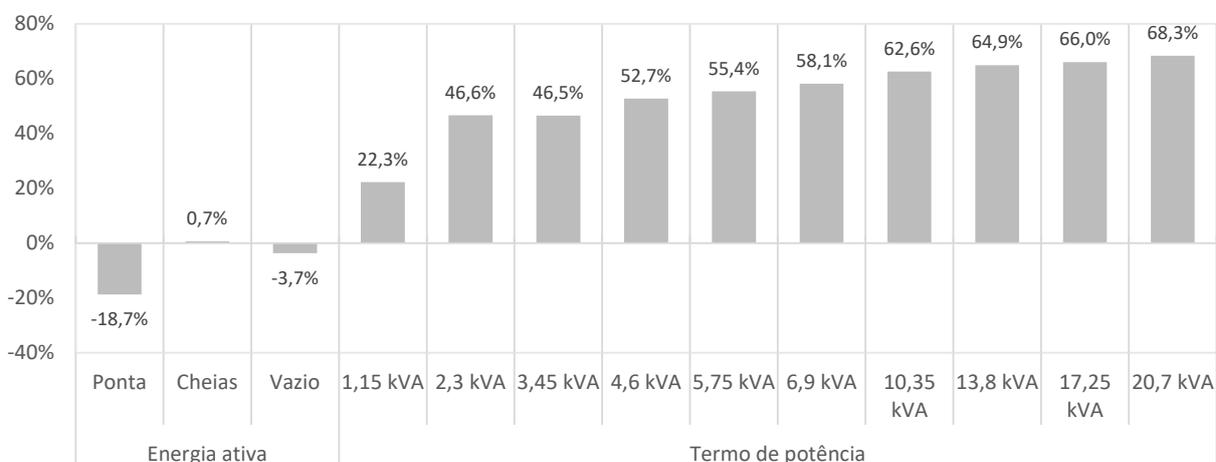
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária)



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2022. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-26 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), 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.

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023.

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	Capacitiva	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%	52,8%
BTE	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%	35,1%

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

Variação por termo tarifário																
Energia ativa <i>(por período horário)</i>				Potência contratada <i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>												
Fora 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
Pontas	Cheias	Vazio														
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	1,3%			1,3%	1,3%											
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	1,3%					1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%		
BTN< Bi-horária	1,3%		1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%			
BTN< Tri-horária	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%			
BTN>	1,3%	1,3%	1,3%											1,3%	1,3%	1,3%

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 perspectivada a liberalização do mercado de eletricidade nessa região. Ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada⁴⁴, 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.

4.3.1 VARIAÇÃO TARIFÁRIA

A Figura 4-27 apresenta as variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM⁴⁵. 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.

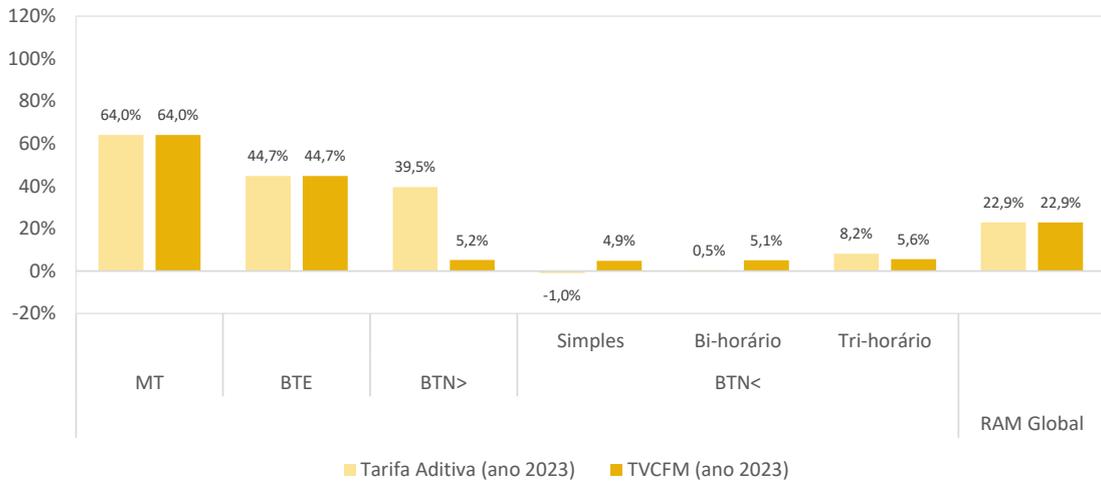
No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFM entre 2022 e 2023 é de +5,1%. Esta variação compara com um valor de +2,3% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023⁴⁶.

⁴⁴ Nos termos e para os efeitos do artigo 66.º da Diretiva n.º 2019/944 (EU).

⁴⁵ 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».

⁴⁶ A segunda variação é mais baixa uma vez que o valor médio de 2022 é mais baixo do que o valor de dezembro de 2022 devido aos aumentos da tarifa de Energia ao longo de 2022.

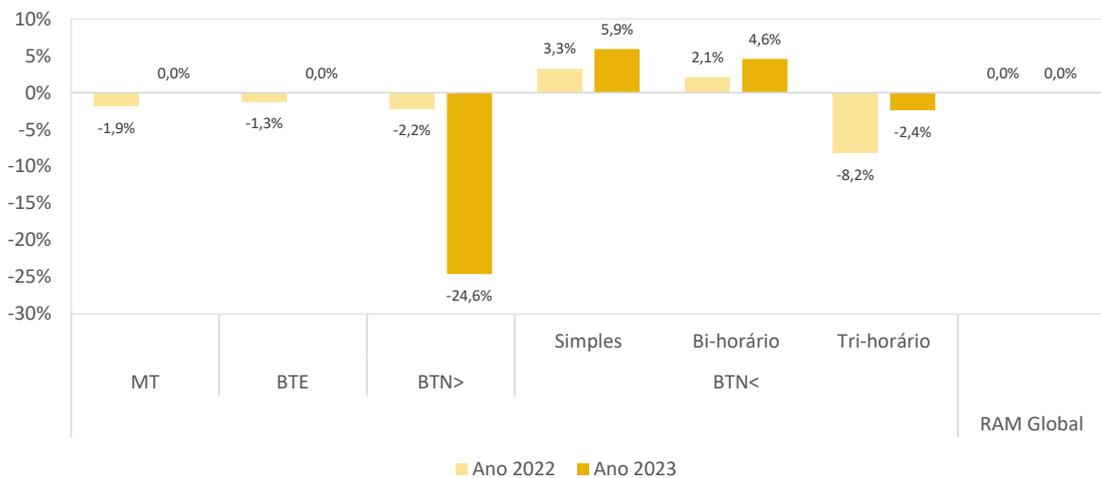
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no ano 2022 (valor médio do ano 2022, incluindo o efeito das atualizações trimestrais e da fixação excepcional).

A Figura 4-28 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.

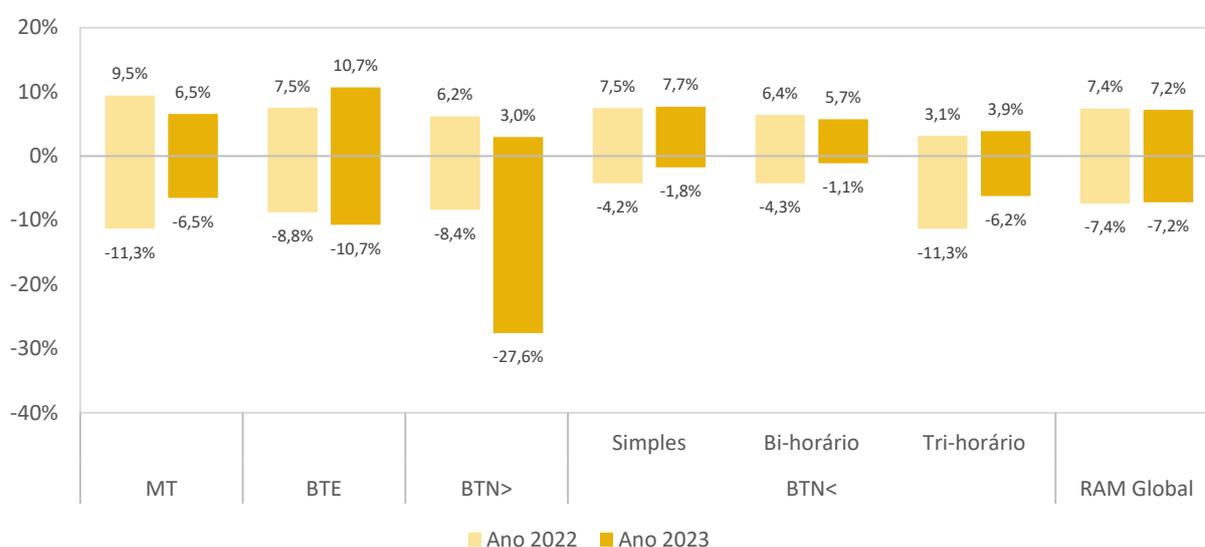
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM



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 4-29 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 4-28. Assim, a Figura 4-29 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 4-29 - 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 4-28 equivale à soma do valor positivo e valor negativo desta figura.

A figura permite concluir que no ano 2022 a existência de preços na TVCFM acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 7,2% 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 2022 esta percentagem assumia um valor superior.

4.3.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

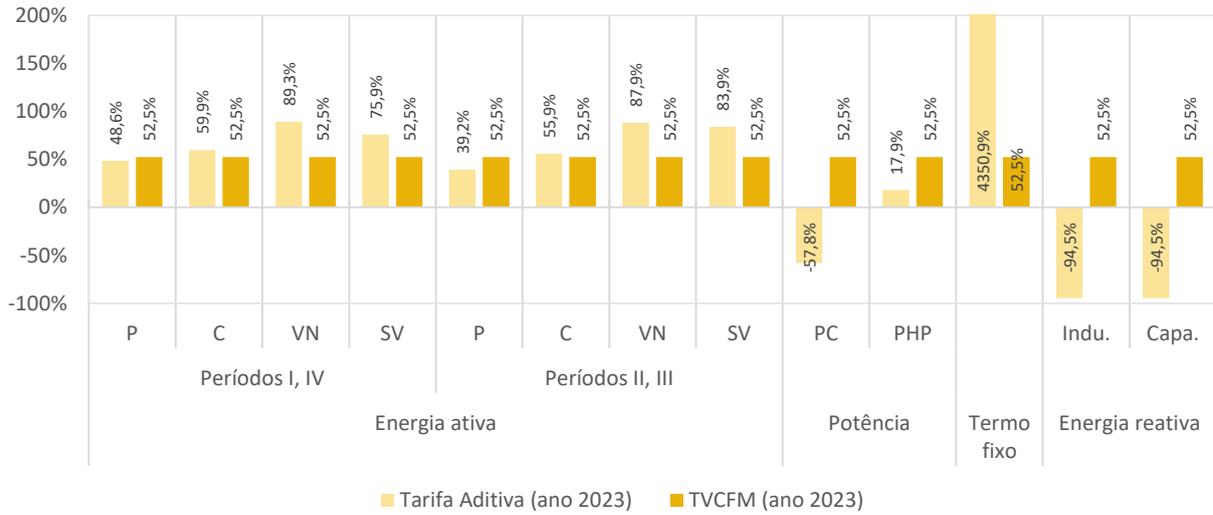
Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFM e da tarifa aditiva no ano 2023, quando

comparadas com a TVCFM em vigor em dezembro do ano anterior. 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.

Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAM ⁴⁷ considera uma variação máxima por termo tarifário de +52,5%, +35,6% e +2,3%, respetivamente em MT, BTE e BTN. Estes valores equivalem à variação tarifária média entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023 em cada grupo tarifário. Isto determina que os preços da TVCFM variam nessa mesma percentagem.

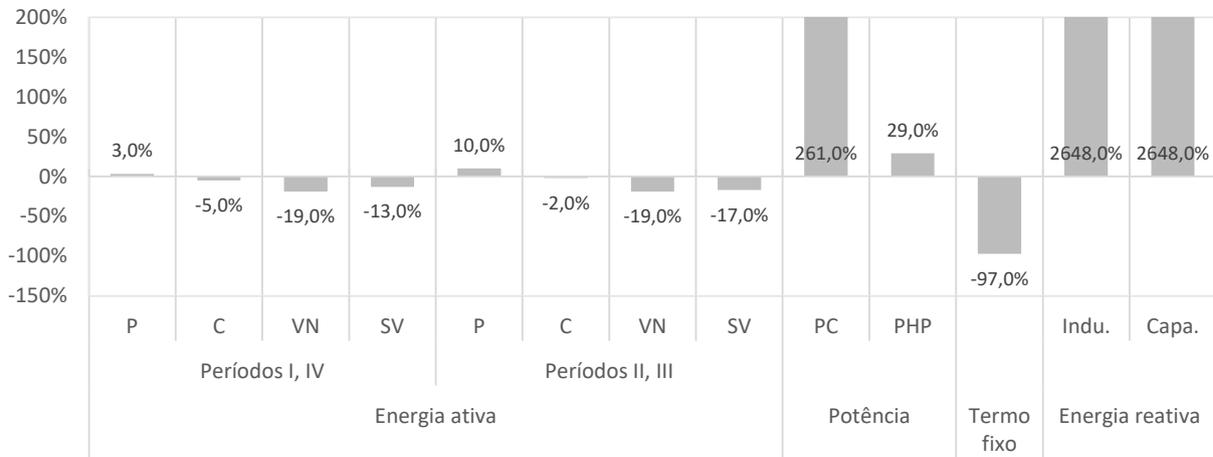
⁴⁷ Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM». Mecanismo previsto no Artigo 180.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Figura 4-30 - Variações dos preços da TVCFM em MT



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2022. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 200% na parte positiva.

Figura 4-31 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário



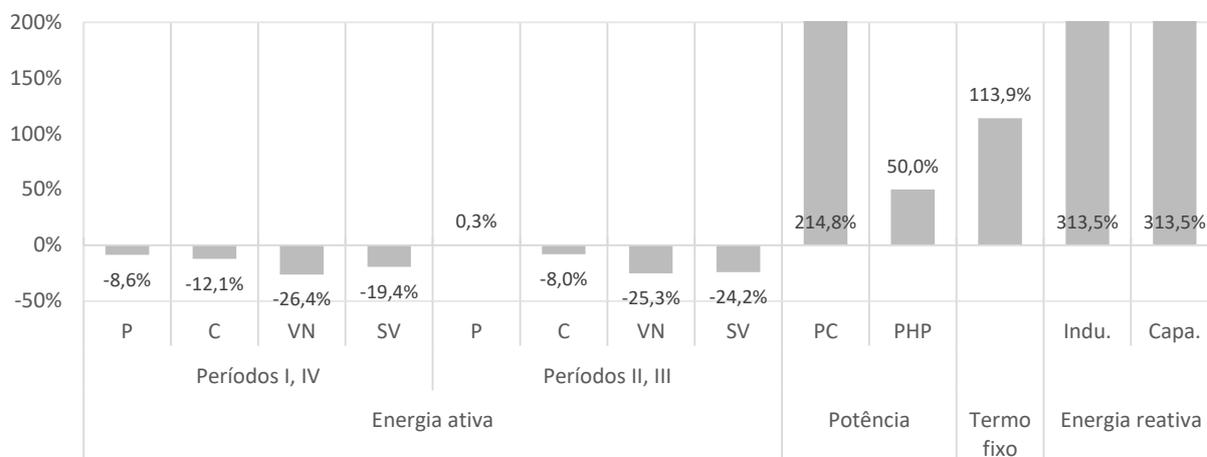
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 200% na parte positiva.

Figura 4-32 - Variações dos preços da TVCFM em BTE



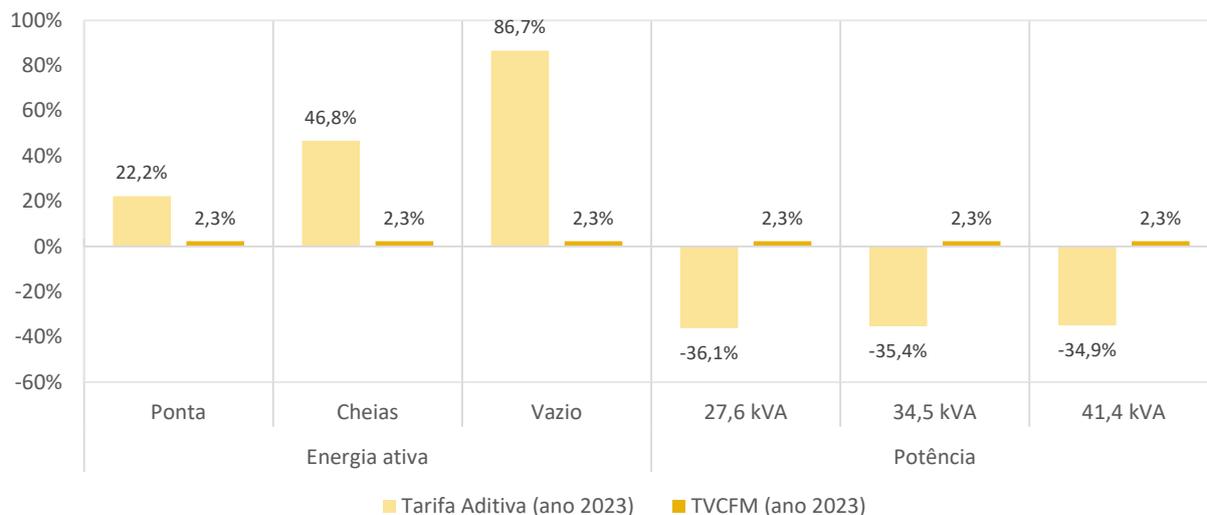
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2022.

Figura 4-33 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário



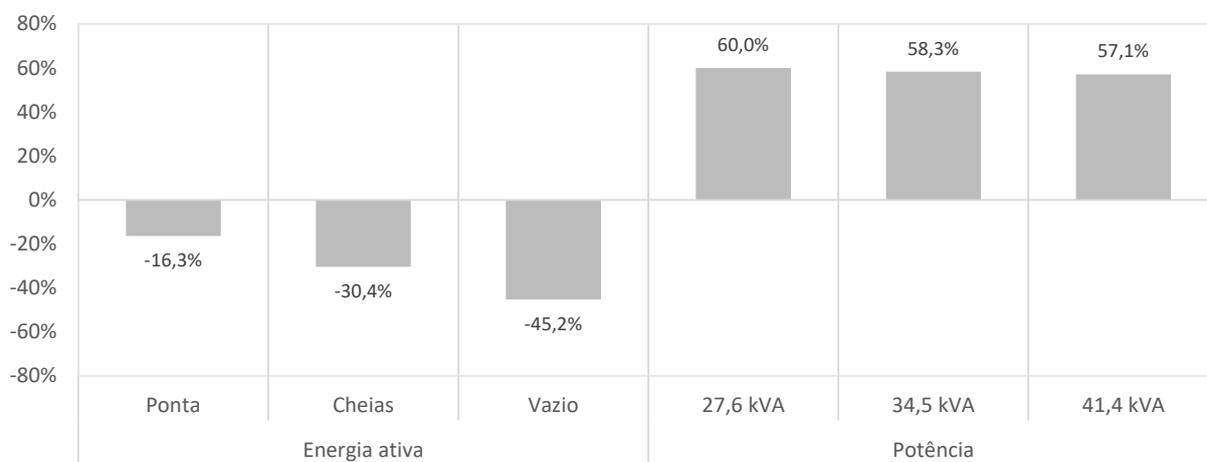
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva. Por questões de legibilidade, o eixo vertical está truncado num valor de 200% na parte positiva.

Figura 4-34 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2022.

Figura 4-35 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



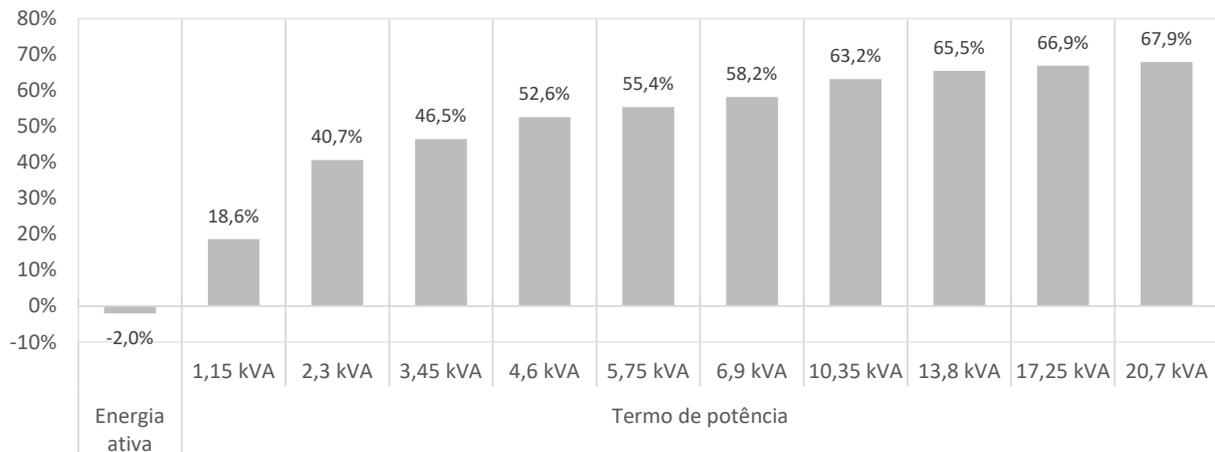
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-36 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples)



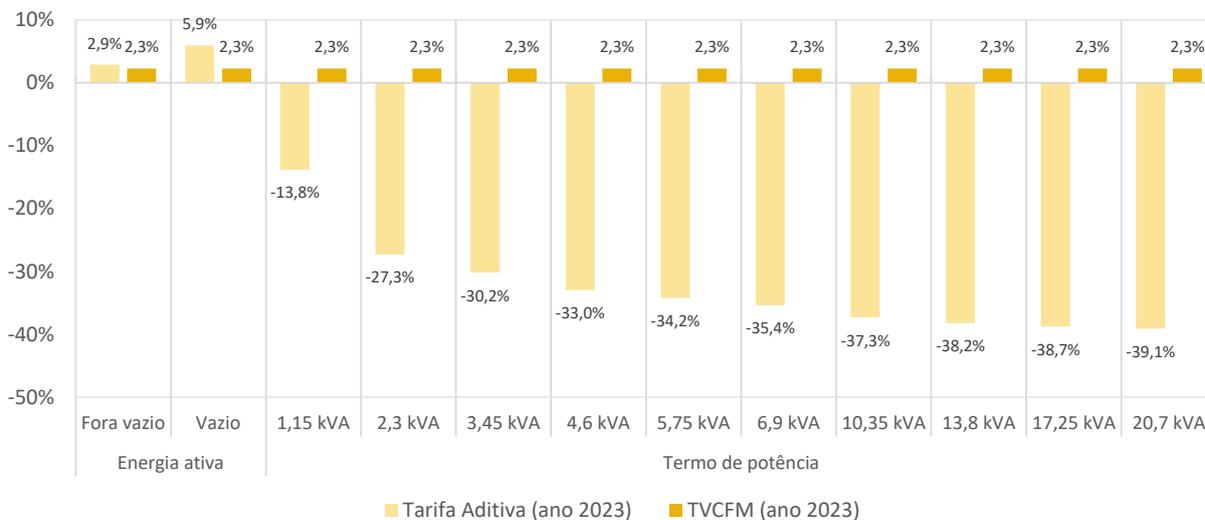
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2022. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-37 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário



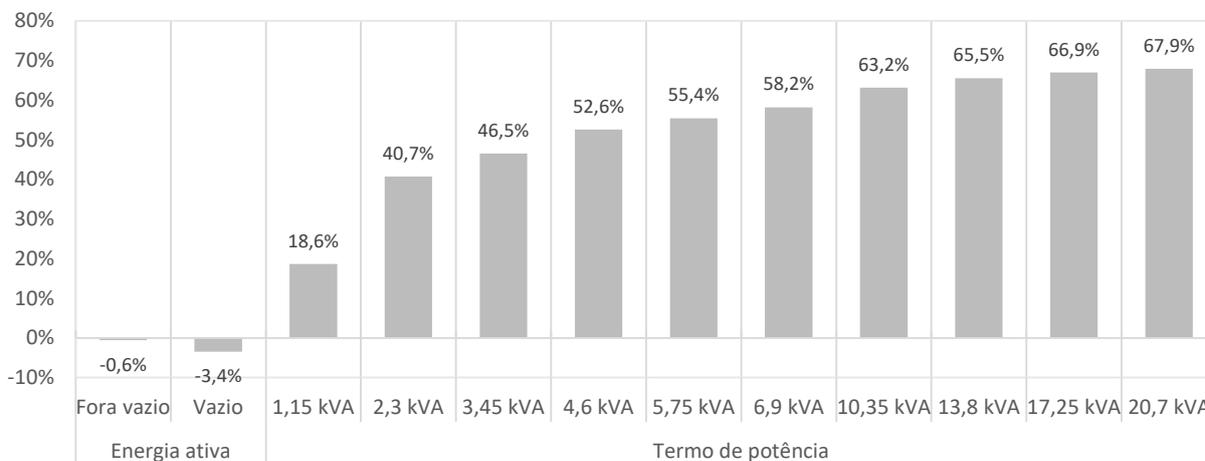
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-38 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária)



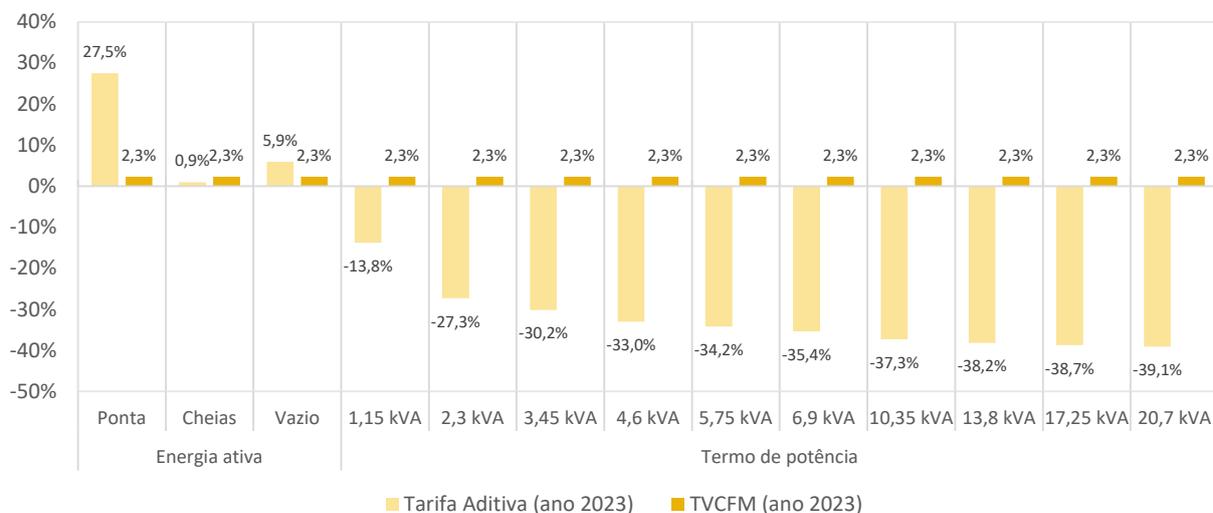
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2022. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



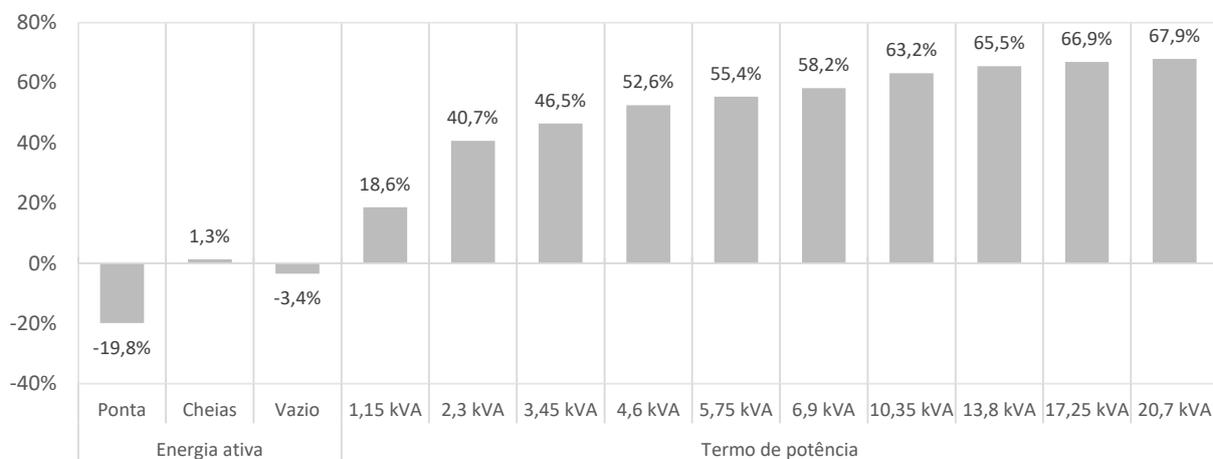
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária)



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2022. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

Figura 4-41 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), 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.

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, entre dezembro de 2022 e janeiro de 2023.

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	
Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Pontas	Cheias	Vazio normal	Super vazio						
MT	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%	52,5%
BTE	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%	35,6%

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

Variação por termo tarifário																
Energia ativa <i>(por período horário)</i>				Potência contratada <i>(por escalão de potência contratada em kVA)</i>												
Fora 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
Pontas	Cheias	Vazio														
BTN< Simples (≤ 2,3 kVA)	2,3%		2,3%													
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	2,3%		2,3%		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%		
BTN< Bi-horária	2,3%		2,3%		2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%		
BTN< Tri-horária	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%		
BTN>	2,3%	2,3%	2,3%											2,3%	2,3%	2,3%

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 ⁴⁸.

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
Consumidores em MAT, AT e MT: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Semanal opcional 	Consumidores em MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário • Ciclo Diário opcional 	Consumidores em AT, MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário • Ciclo Diário opcional
Consumidores em BTE e BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário 	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário 	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário

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 ⁴⁹ (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 foi proposto para os novos ciclos semanais em BTN das Regiões Autónomas que estes diferenciassem o período de junho a outubro do período de novembro a maio.

⁴⁸ Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a decisão de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

⁴⁹ 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 propõe manter em 2023 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.

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

5.1 PORTUGAL CONTINENTAL

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 5-6 ao Quadro 5-8.

Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2023

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 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2023

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 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2023

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

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 5-9 ao Quadro 5-11.

Quadro 5-9 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2023

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 5-10 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2023

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 5-11 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2023

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		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		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 5-12 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2023

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 5-13 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2023

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 5-14 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2023

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

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 18637/2010), no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. A análise de preços abrange o período entre o 1.º trimestre de 2018 e o 3.º trimestre de 2022.

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 retalhista⁵⁰.

6.1.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS FATURADOS

Na Figura 6-1 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 tensão⁵¹.

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

⁵⁰ Por comercializador de último recurso (CUR) entende-se a SU Eletricidade. Não integra informação dos CUR a atuar exclusivamente em BT, nem das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

⁵¹ Na informação enviada pelos comercializadores de mercado os preços para os níveis de tensão MAT e AT vêm agregados.

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

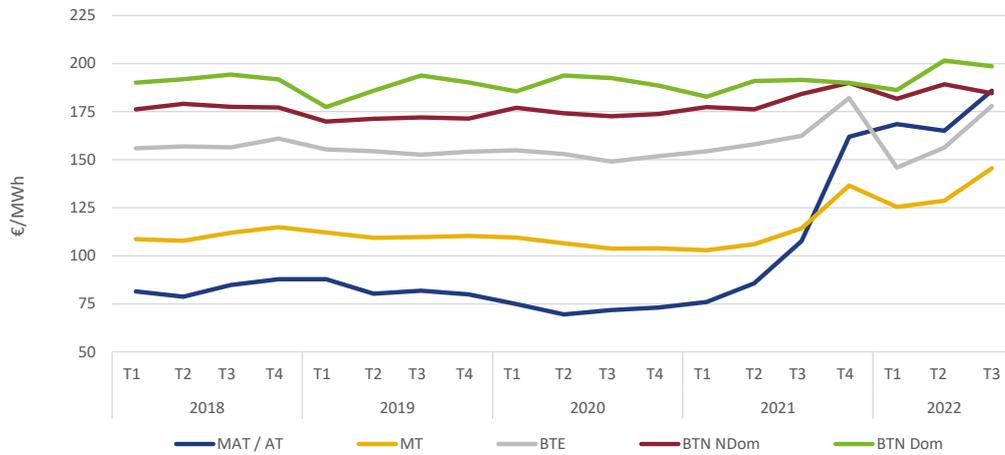
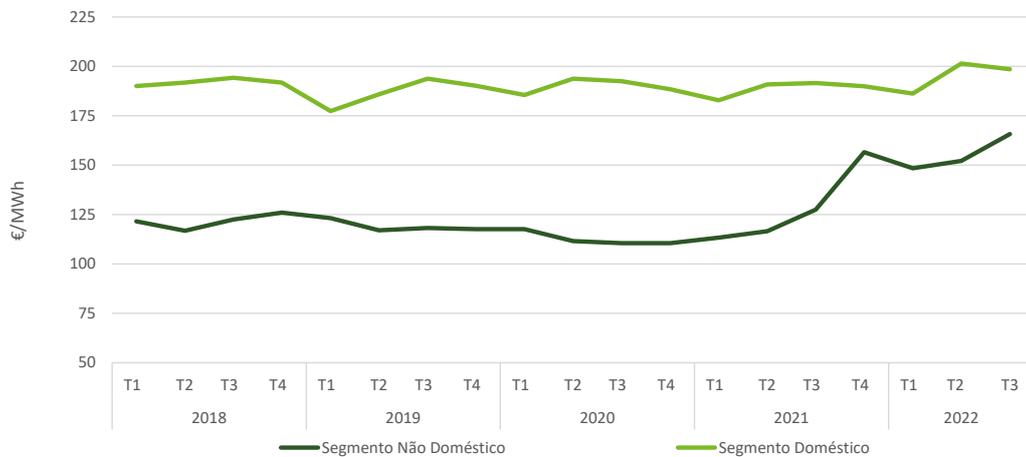


Figura 6-2 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Os preços médios faturados dos vários níveis de tensão apresentam um valor relativamente estável até meados do ano de 2021. No 3.º e 4.º trimestres de 2021 verifica-se um aumento generalizado dos preços para os consumidores não domésticos, sendo este aumento mais significativo nos níveis de tensão MAT/AT, devido a uma maior indexação de preços ao mercado grossista no segmento de consumidores que se encontram nestes níveis de tensão.

No 1.º trimestre de 2022 os preços médios faturados apresentam uma descida, mais acentuada para os clientes não domésticos, devida à redução significativa das tarifas de Acesso às Redes ocorrida em janeiro, com exceção dos clientes MAT/AT onde os preços continuam a sua trajetória ascendente.

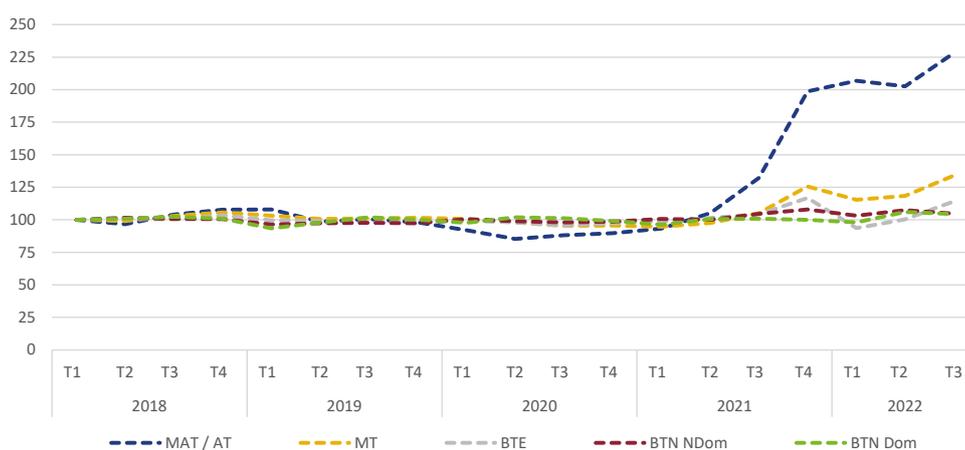
No 2.º trimestre de 2022 assiste-se a um incremento dos preços médios faturados nos clientes do segmento doméstico e do segmento não doméstico, com exceção dos clientes MAT/AT.

Apesar da redução significativa das tarifas de Acesso às Redes em julho, no 3.º trimestre de 2022 continuou a verificar-se um incremento dos preços médios faturados para os clientes em MAT/AT, MT e BTE. Para os clientes em BTN, do segmento doméstico e do segmento não doméstico, verifica-se uma descida dos preços médios faturados.

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 2018 (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 em 2022 superior ao dobro dos preços faturados no 1.º trimestre de 2018. Nos restantes níveis de tensão a variação de preços não é tão acentuada, apresentando valores mais estáveis para os clientes BTN.

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 2018 (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 2018 (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 do Mercado Regulado e do Mercado Livre.

No Mercado Regulado não se apresentam os preços para os níveis de tensão para os quais a tarifa transitória se encontra extinta: MT a partir do T1 2022 e MAT/AT para todo o período em análise, por questões de sensibilidade da informação em resultado do reduzido número de clientes existentes nestes níveis de tensão.

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

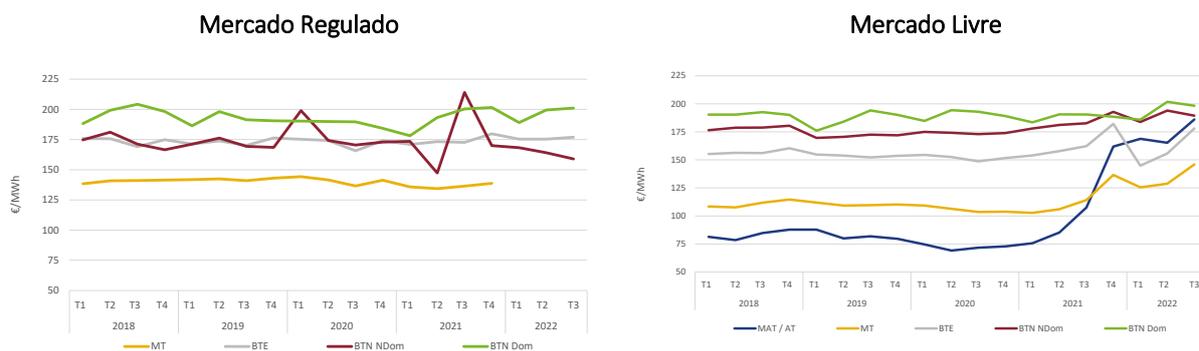
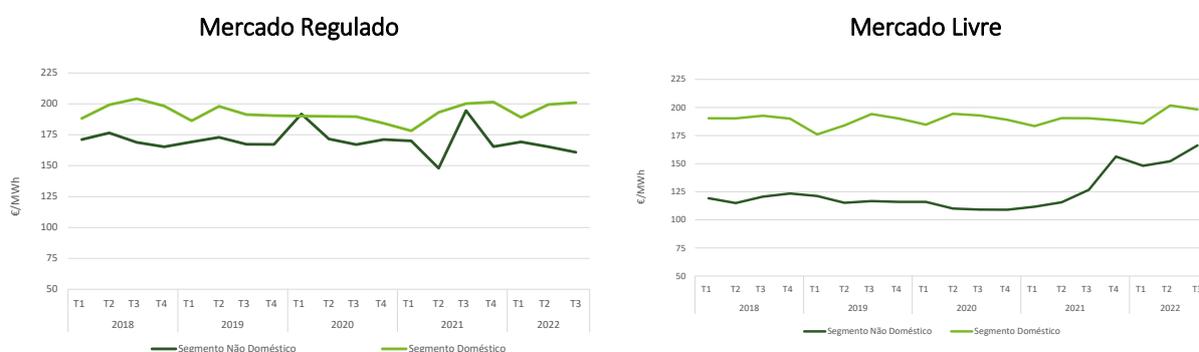


Figura 6-6 - Evolução dos preços faturados no mercado retalhista de eletricidade, por segmento de consumo



Verifica-se uma tendência de redução dos preços médios faturados no Mercado Regulado até ao 1.º trimestre de 2021. A partir do 2.º trimestre de 2021 há uma tendência de subida dos preços médios faturados, para ambos os segmentos, contrariada por um decréscimo no início de 2022.

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.

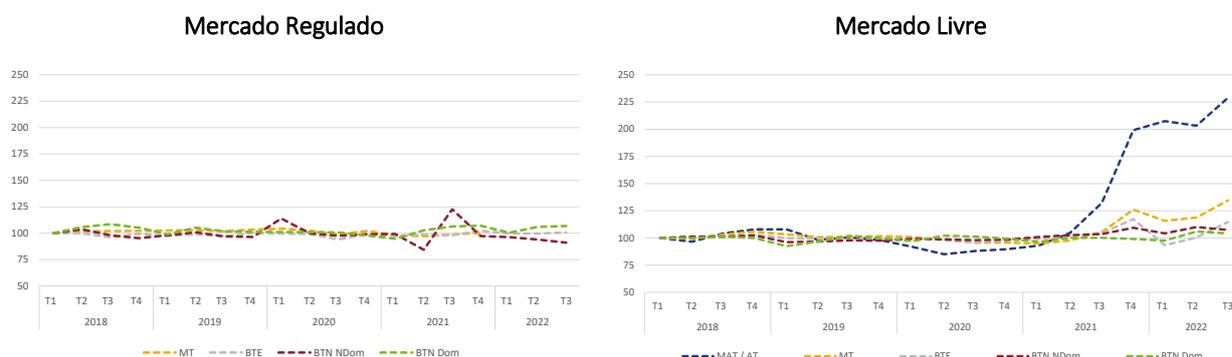
No Mercado Livre existe uma maior estabilidade de preços até final do ano 2020, sendo que a partir de meados de 2021 se verifica um acréscimo dos preços no segmento não doméstico, mais acentuado nos clientes de maior consumo de eletricidade (MAT/AT).

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.

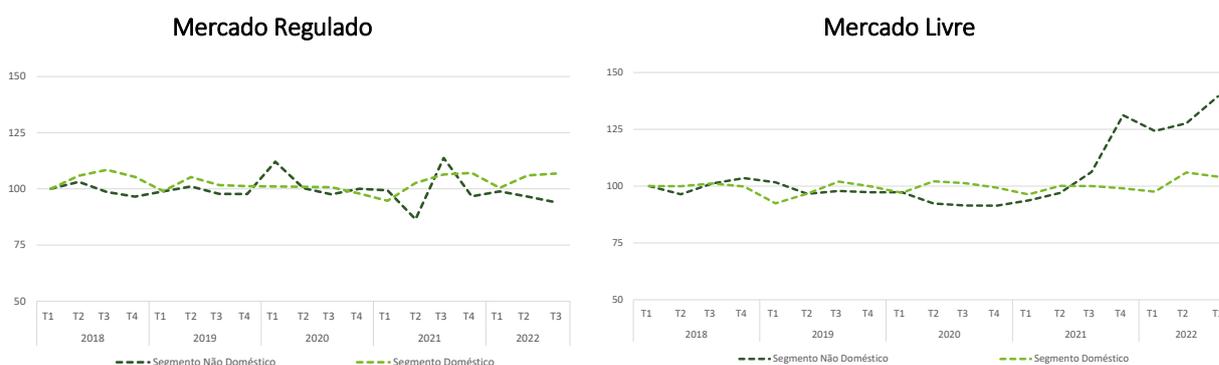
Na Figura 6-7 e na Figura 6-8 apresenta-se a evolução relativa dos preços apresentados anteriormente, tendo como base os preços do 1.º trimestre de 2018 (Base = 100).

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 2018 (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 2018 (base = 100).

Da análise das figuras evidencia-se a trajetória descendente de preços médios faturados no Mercado Regulado até ao início de 2021. A partir do 1.º trimestre de 2021 verifica-se uma subida do nível de preços do segmento doméstico, face aos valores registados no 1.º trimestre de 2018, e o mesmo acontece para o segmento não doméstico, a partir do 2.º trimestre de 2021. Durante o ano de 2022 assiste-se a uma subida

dos preços médios faturados nos clientes do segmento doméstico e uma descida dos preços médios faturados do segmento não doméstico.

No Mercado Livre verifica-se uma variação praticamente nula dos preços médios faturados ao longo do período analisado, para o segmento doméstico. 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 2018. Esta situação resulta das diferenças de estrutura entre o Mercado Livre e o Mercado Regulado, como referido anteriormente.

6.2 ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN

De seguida caracterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia ⁵², de acordo com a informação disponível no 4.º trimestre de 2022 ⁵³.

A comparação das ofertas em termos de fatura anual inclui as taxas e impostos aplicáveis, exceto a taxa DGEG para a eletricidade e a taxa de ocupação do subsolo para o gás natural.

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:

	Consumidor tipo 1	Consumidor tipo 2	Consumidor tipo 3
Eletricidade 	 Casal sem filhos consumo anual: 1 900 kWh, consumo em vazio 40% potência contratada 3,45 kVA	 Casal com dois filhos consumo anual 5 000 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 6,9 kVA	 Casal com quatro filhos consumo anual 10 900 kWh consumo em vazio 40% potência contratada 13,8 kVA
Gás natural 	 Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m ³	 Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m ³	 Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m ³

⁵² 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 m³) em Portugal continental.

⁵³ Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a segunda semana de novembro de 2022.

6.2.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE NO 4.º TRIMESTRE DE 2022

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 as ofertas comerciais com serviços adicionais obrigatórios.

6.2.1.1 OFERTAS DE ELETRICIDADE ⁵⁴

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoeletrico ACP 2022) com um valor de 34,68 euro/mês, que corresponde a um desconto de 7% e uma poupança mensal de 2,42 euros em relação à Tarifa Regulada.

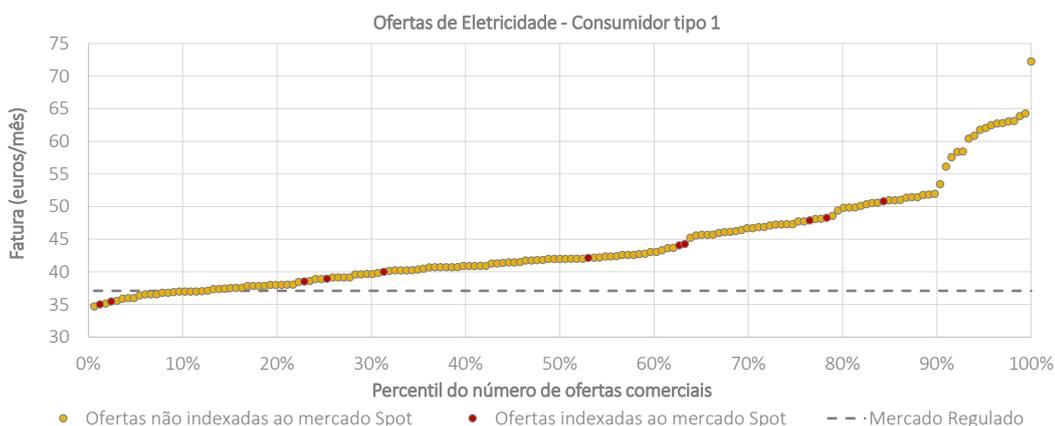
⁵⁴ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Quadro 6-1 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	34,68 € (-7%)	Monoelétrico ACP 2022	Simple	Condicional
2	Coopérnico CRL	35,02 € (-6%)	Coopérnico Tarifa Indexada BTN 2022	Bi-horária	Condicional, Indexada
3	Endesa	35,55 € (-4%)	Quero+ Luz	Simple	Novos clientes
4	Mercado Regulado	37,10 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
5	Eni Plenitude	38,53 € (4%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
6	LuzBoa	40,02 € (8%)	LUZBOA SPOT	Simple	Indexada
7	Iberdrola	40,21 € (8%)	Casa (FE ou DD)	Bi-horária	Padrão
8	MEOEnergia	40,36 € (9%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
9	Alfa Energia	44,06 € (19%)	Tarifa ALFA MAIS INDEX BTN	Bi-horária	Indexada
10	GALP Power	45,57 € (23%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicional
11	Audax	47,88 € (29%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicional, Fidelização, Indexada
12	EZU Energia	48,10 € (30%)	Tarifa + Lar com mecanismo ajuste	Bi-horária	Padrão
13	EDP Comercial	49,40 € (33%)	Eletricidade NOS (DD+FE) - Pack Smart + Caldeira	Simple	Condicional
14	Usenergy	49,85 € (34%)	Online 2022	Bi-horária	Padrão
15	Repsol	50,54 € (36%)	LEVE (FE+DD+Serviço Apoio)	Simple	Padrão
16	Nossa Energia	56,12 € (51%)	Tarifa base	Simple	Padrão
17	JAFPLUS	58,39 € (57%)	Casa Plus	Simple	Padrão
18	YES ENERGY	60,42 € (63%)	YES ENERGY _ #MY FAMILY	Simple	Padrão
19	G9 Energy	62,48 € (68%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão

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 164 ofertas comerciais disponíveis, 20 ofertas (12%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-9 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 1



Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

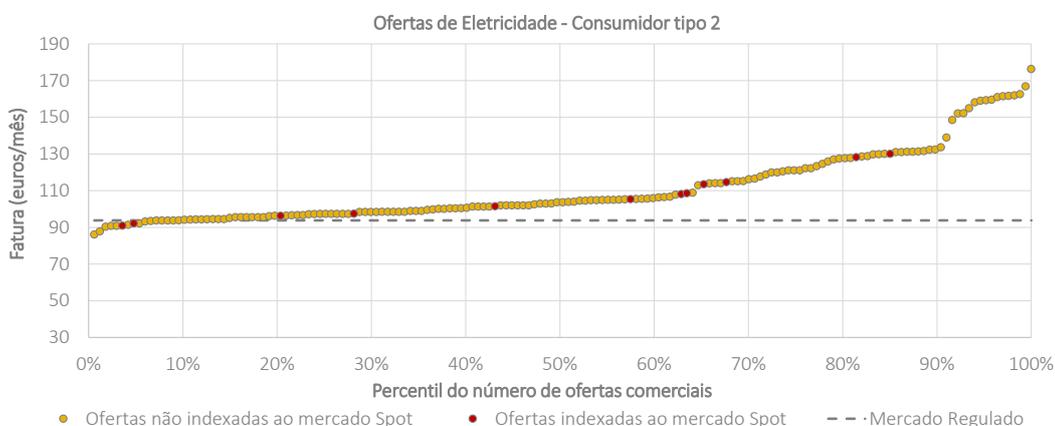
A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoeletrico ACP 2022) com um valor de 86,11 euro/mês, que corresponde a um desconto de 8% e uma poupança mensal de 7,73 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 6-2 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	86,11 € (-8%)	Monoeletrico ACP 2022	Simple	Condicionada
2	Endesa	90,38 € (-4%)	Tarifa e-luz	Simple	Condicionada
3	Coopérnico CRL	90,90 € (-3%)	Coopérnico Tarifa Indexada BTN 2022	Bi-horária	Condicionada, Indexada
4	Mercado Regulado	93,84 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
5	MEOEnergia	96,12 € (2%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
6	Eni Plenitude	96,30 € (3%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
7	Iberdrola	99,82 € (6%)	Outono-Inverno	Simple	Padrão
8	LuzBoa	101,54 € (8%)	LUZBOA SPOT	Simple	Indexada
9	Alfa Energia	108,10 € (15%)	Tarifa ALFA MAIS INDEX BTN	Bi-horária	Indexada
10	Audax	113,56 € (21%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Fidelização, Indexada
11	GALP Power	116,56 € (24%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicionada
12	EZU Energia	125,91 € (34%)	Tarifa + Lar com mecanismo ajuste	Bi-horária	Padrão
13	Usenergy	127,03 € (35%)	Online 2022	Bi-horária	Padrão
14	Repsol	127,50 € (36%)	LEVE (FE+DD+Serviço Apoio)	Simple	Padrão
15	EDP Comercial	127,77 € (36%)	Eletricidade Mobilidade Elétrica Verde VE20 DD	Bi-horária	Condicionada
16	Nossa Energia	131,36 € (40%)	Tarifa base	Simple	Padrão
17	JAFPLUS	152,07 € (62%)	Casa Plus	Simple	Padrão
18	YES ENERGY	154,99 € (65%)	YES ENERGY _ #MY FAMILY	Simple	Padrão
19	G9 Energy	161,00 € (72%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão

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 165 ofertas comerciais disponíveis, 15 ofertas (9%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-10 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 2



Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, três comercializadores apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

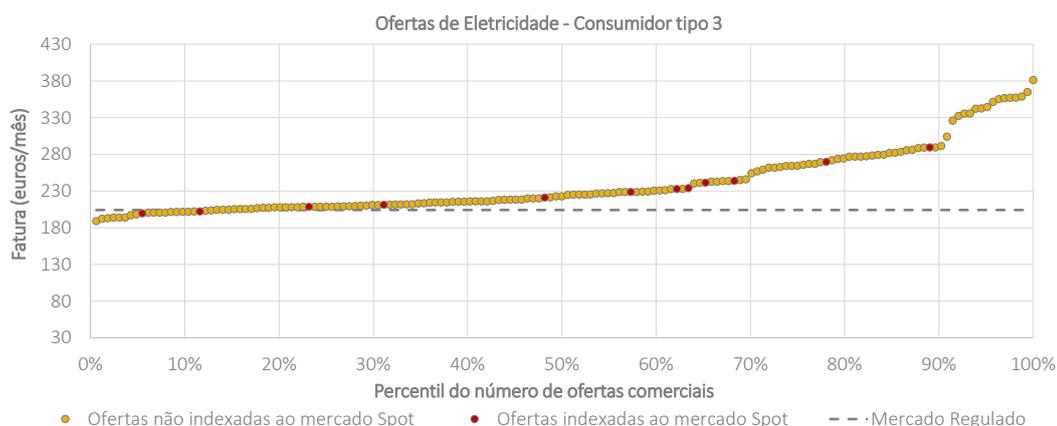
A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da GoldEnergy (Monoelétrico ACP 2022) com um valor de 188,86 euro/mês, que corresponde a um desconto de 8% e uma poupança mensal de 15,36 euros em relação à Tarifa Regulada.

Quadro 6-3 - Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	188,86 € (-8%)	Monoelétrico ACP 2022	Simple	Condicionada
2	Endesa	192,98 € (-6%)	Tarifa e-luz	Simple	Condicionada
3	Coopérnico CRL	199,50 € (-2%)	Coopérnico Tarifa Indexada BTN 2022	Bi-horária	Condicionada, Indexada
4	Mercado Regulado	204,22 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
5	Eni Plenitude	208,60 € (2%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
6	MEOEnergia	214,45 € (5%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
7	Iberdrola	218,05 € (7%)	Outono-Inverno	Simple	Padrão
8	LuzBoa	221,18 € (8%)	LUZBOA SPOT	Simple	Indexada
9	Alfa Energia	232,66 € (14%)	Tarifa ALFA MAIS INDEX BTN	Bi-horária	Indexada
10	Audax	241,33 € (18%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Fidelização, Indexada
11	GALP Power	254,23 € (24%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (DD)	Bi-horária	Condicionada
12	Nossa Energia	265,68 € (30%)	Tarifa base	Simple	Padrão
13	EZU Energia	269,69 € (32%)	Tarifa Indexada ao mercado SPOT	Bi-horária	Indexada
14	Repsol	273,91 € (34%)	LEVE (FE+DD+Serviço Apoio)	Simple	Padrão
15	Usenergy	277,35 € (36%)	Online 2022	Bi-horária	Padrão
16	EDP Comercial	278,21 € (36%)	Eletricidade Mobilidade Elétrica Verde VE20 DD	Bi-horária	Condicionada
17	YES ENERGY	332,16 € (63%)	YES ENERGY _ #MY FAMILY	Simple	Padrão
18	JAFPLUS	335,53 € (64%)	Casa Plus	Simple	Padrão
19	G9 Energy	355,12 € (74%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão

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 162 ofertas comerciais disponíveis, 21 ofertas (13%) apresentam um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-11 - Ofertas de eletricidade – Consumidor tipo 3

6.2.1.2 OFERTAS DUAIS ⁵⁵

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da GoldEnergy (Dual ACP 22) com um valor de 56,76 euro/mês. Esta oferta comercial tem um valor 13% superior ao da Tarifa Regulada.

Quadro 6-4 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 1

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	Mercado Regulado	50,31 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
2	GoldEnergy	56,76 € (13%)	Dual ACP 22	Simple	Condicionada
3	Endesa	61,00 € (21%)	Quero+ Luz e Gás	Simple	Novos clientes
4	Repsol	79,87 € (59%)	VIVA (dual + FE + DD+ Serviço Apoio)	Simple	Padrão
5	GALP Power	83,77 € (67%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (DD)	Simple	Condicionada
6	Eni Plenitude	84,62 € (68%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
7	EDP Comercial	85,43 € (70%)	Gás e Eletricidade Mobilidade Elétrica Verde VE20 DD+FE	Bi-horária	Condicionada
8	G9 Energy	95,00 € (89%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão
9	YES ENERGY	99,57 € (98%)	Dual	Simple	Padrão

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 1. Das 111 ofertas comerciais nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

⁵⁵ Lista completa das ofertas para o [consumidor tipo 1](#), [consumidor tipo 2](#) e [consumidor tipo 3](#).

Figura 6-12 - Ofertas duais – Consumidor tipo 1



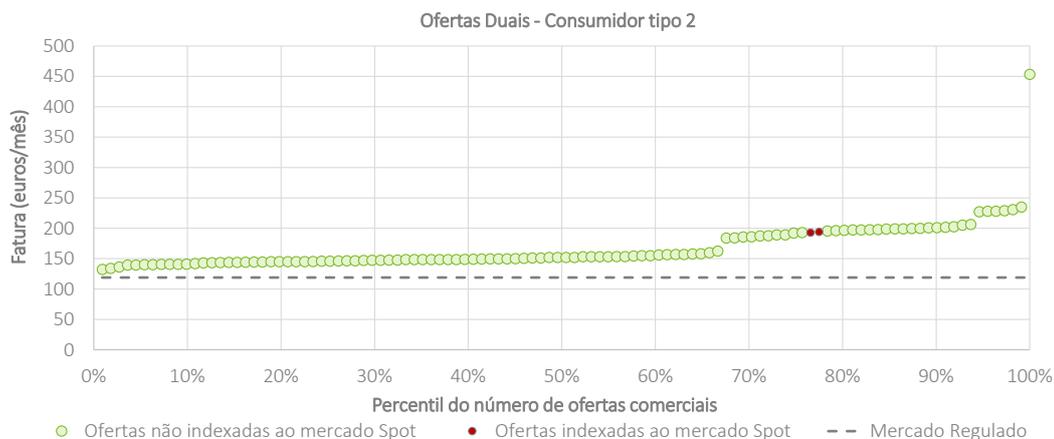
Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da GoldEnergy (Dual ACP 22) com um valor de 132,2 euro/mês. Esta oferta comercial tem um valor 11% superior ao da Tarifa Regulada.

Quadro 6-5 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 2

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2						
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais	
1	Mercado Regulado	118,82 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão	
2	GoldEnergy	132,20 € (11%)	Dual ACP 22	Simples	Condicionada	
3	Endesa	139,42 € (17%)	Tarifa Simples	Simples	Condicionada	
4	Repsol	183,87 € (55%)	VIVA (dual + FE + DD+ Serviço Apoio)	Simples	Padrão	
5	EDP Comercial	191,80 € (61%)	Gás e Eletricidade ME Verde VE20 DD+FE	Bi-horária	Condicionada	
6	GALP Power	192,71 € (62%)	Galp & Continente Eletricidade & Gás (DD)	Simples	Condicionada	
7	Eni Plenitude	192,89 € (62%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada	
8	G9 Energy	227,07 € (91%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão	
9	YES ENERGY	230,39 € (94%)	Dual	Simples	Padrão	

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 2. Das 111 ofertas comerciais nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-13 - Ofertas duais – Consumidor tipo 2



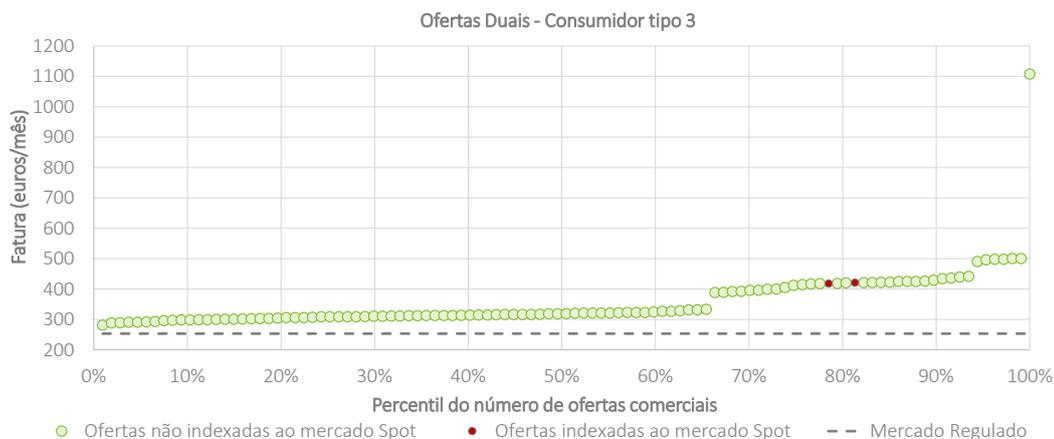
Para o consumidor tipo 3, considerando as ofertas duais mais competitivas de cada um dos comercializadores, verifica-se que nenhum comercializador apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada. A oferta comercial dual com menor fatura mensal para além da Tarifa Regulada, é da GoldEnergy (+ Cliente 22 Dual com DD+FE) com um valor de 280,90 euro/mês. Esta oferta comercial tem um valor 11% superior ao da Tarifa Regulada.

Quadro 6-6 - Ofertas duais mais competitivas por comercializador – Consumidor tipo 3

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3						
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais	
1	Mercado Regulado	253,33 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão	
2	GoldEnergy	280,90 € (11%)	+ Cliente 22 Dual com DD+FE	Simple	Padrão	
3	Endesa	296,01 € (17%)	Tarifa e-luz&gás	Simple	Condicional	
4	Repsol	388,22 € (53%)	VIVA (dual + FE + DD+ Serviço Apoio)	Simple	Padrão	
5	EDP Comercial	405,26 € (60%)	Gás e Eletricidade ME Verde VE20 DD+FE	Bi-horária	Condicional	
6	GALP Power	411,91 € (63%)	Galp & Continente Eletricidade & Gás (DD)	Simple	Condicional	
7	Eni Plenitude	417,85 € (65%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada	
8	YES ENERGY	490,10 € (93%)	Dual	Simple	Padrão	
9	G9 Energy	496,00 € (96%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão	

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição percentual da totalidade das ofertas comerciais duais disponibilizados pelos vários comercializadores para o consumidor tipo 3. Das 107 ofertas comerciais nenhuma apresenta um preço mais competitivo do que a Tarifa Regulada.

Figura 6-14 - Ofertas duais – Consumidor tipo 3



6.2.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE

6.2.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DE ELETRICIDADE

Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta padrão de valor mínimo é mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado, com exceção do 1.º trimestre de 2022 e 3.º trimestre de 2022, onde esta apresenta um preço mais elevado ou praticamente igual à Tarifa Regulada, para os consumidores tipo 1 e 2.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada aumentou no 4.º trimestre de 2022, face ao trimestre anterior, para os três consumidores tipo.

No 4.º trimestre de 2022, a diferença entre a melhor oferta e a oferta do Mercado Regulado corresponde a 2,42 euro/mês, 7,73 euro/mês e 15,36 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Figura 6-15 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 1

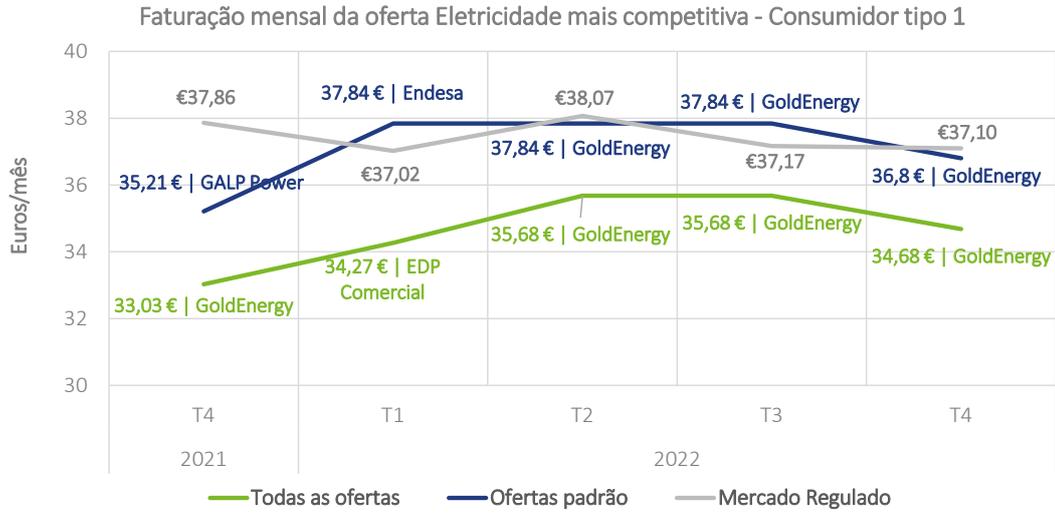


Figura 6-16 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 2

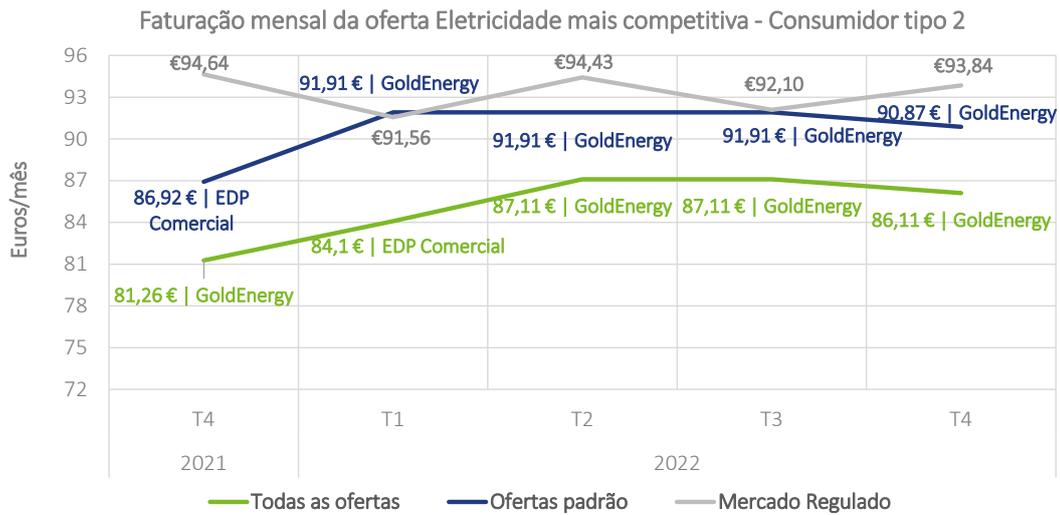
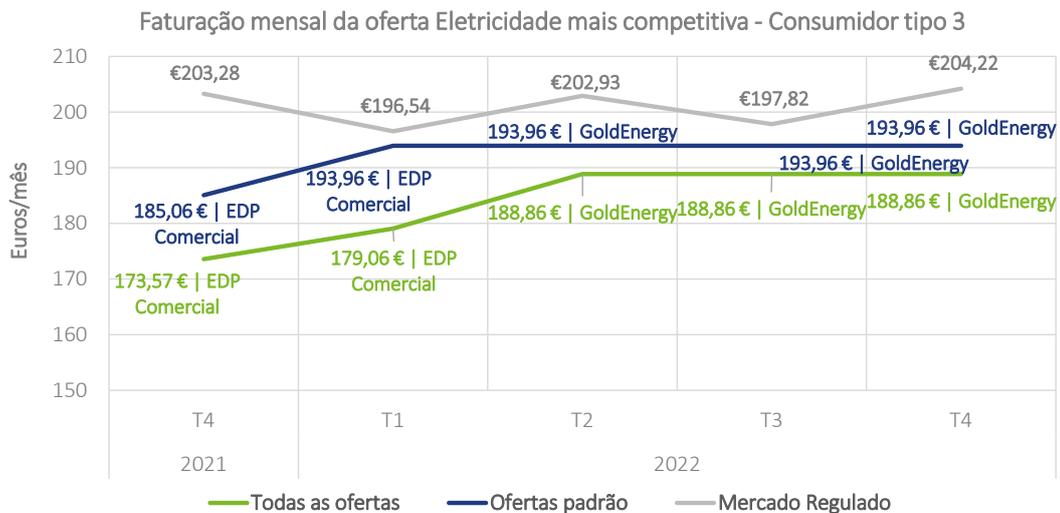


Figura 6-17 - Faturação mensal da oferta de eletricidade mais competitiva – Consumidor tipo 3



6.2.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DUAS

Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta padrão de valor mínimo é mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado apenas no 4.º trimestre de 2021. A partir do 1.º trimestre de 2022 esta oferta padrão apresenta um preço mais elevado do que a Tarifa Regulada.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que o diferencial entre a melhor oferta e a Tarifa Regulada tem vindo a diminuir consideravelmente ao longo do período analisado.

No 4.º trimestre de 2022 verifica-se que não existe qualquer oferta comercial dual mais competitiva do que a Tarifa Regulada, para os três consumidores tipo.

Figura 6-18 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 1

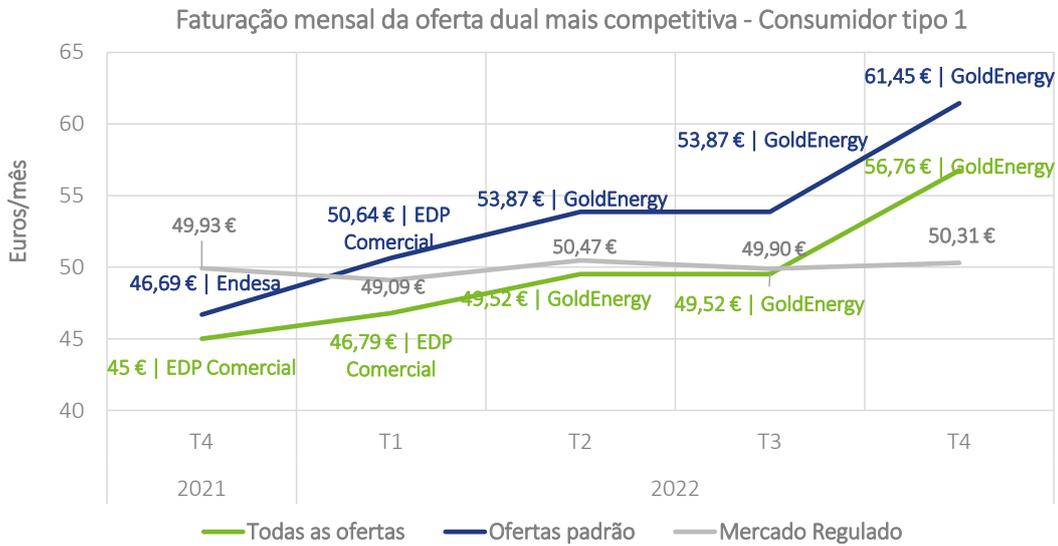
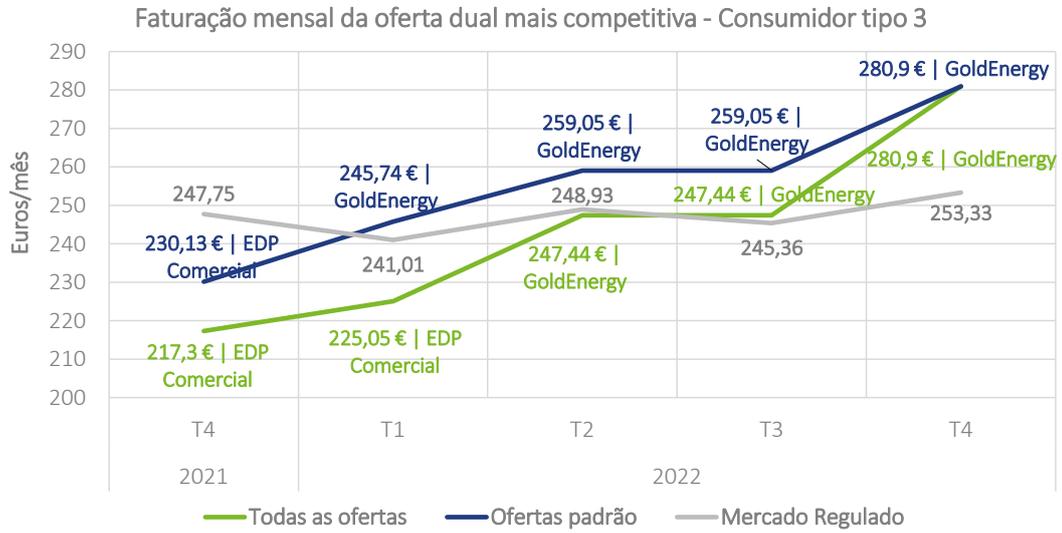


Figura 6-19 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 2



Figura 6-20 - Faturação mensal da oferta dual mais competitiva – Consumidor tipo 3



**ANEXO:
SIGLAS**

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL (SECÇÃO 4.1)

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA (SECÇÕES 4.2 E 4.3)

Sigla	Designação
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
TVCFA	tarifa de Venda a Clientes Finais dos Açores
TVCFM	tarifa de Venda a Clientes Finais da Madeira
MT	Média Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN >	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)
BTN <	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)
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 trimestre)
Períodos II, III	Período compreendido entre 1 de abril e 30 de setembro (2.º e 3.º trimestre)
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

OUTRAS SIGLAS UTILIZADAS AO LONGO DO DOCUMENTO

CAE - contratos de aquisição de energia

CAPEX - custos de investimento

CIEG - custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral

CMEC - custos para a manutenção do equilíbrio contratual

IEC - Imposto Especial de Consumo de Eletricidade

IVA - Imposto sobre o Valor Acrescentado

MIBEL - mercado ibérico de eletricidade

OLMC - Operador logístico de mudança de comercializador

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 com preços garantidos

RA - Regiões Autónomas

tarifa de OLMC - tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador