

**ESTRUTURA TARIFÁRIA  
DO SETOR ELÉTRICO EM 2022**

Dezembro 2021

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO .....</b>	<b>3</b>
2.1	Liberalização do setor elétrico.....	3
2.2	Tarifas no mercado liberalizado e regulado .....	4
2.3	Tarifa social .....	10
2.4	Variáveis de faturação .....	11
2.5	Relação entre as tarifas e os custos.....	13
2.6	Outras tarifas e preços de serviços regulados.....	17
<b>3</b>	<b>TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA.....</b>	<b>19</b>
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.....	21
3.1.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	30
3.1.3.1	Custos incrementais da rede de transporte .....	31
3.1.3.2	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.....	45
3.1.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	46
3.1.4.1	Pressupostos e dados utilizados no cálculo dos custos incrementais da rede de distribuição.....	47
3.1.4.2	Custos incrementais da rede de Distribuição .....	63
3.2	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo .....	66
3.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à mobilidade elétrica .....	71
3.4	Tarifa de Energia .....	76
3.5	Tarifa de Comercialização.....	84
<b>4</b>	<b>TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....</b>	<b>87</b>
4.1	Portugal continental .....	89
4.1.1	Variação tarifária.....	90
4.1.2	Variação por termo tarifário.....	92
4.2	Região Autónoma dos Açores.....	99
4.2.1	Variação tarifária.....	99
4.2.2	Variação por termo tarifário.....	102
4.3	Região Autónoma da Madeira .....	110
4.3.1	Variação tarifária.....	110
4.3.2	Variação por termo tarifário.....	113
<b>5</b>	<b>PERÍODOS HORÁRIOS .....</b>	<b>121</b>
5.1	Portugal continental .....	124

---

5.2	Região Autónoma dos Açores.....	127
5.3	Região Autónoma da Madeira .....	128
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN.....</b>	<b>131</b>
6.1	Ofertas Comerciais de Eletricidade no 4.º Trimestre de 2021.....	131
6.1.1	Ofertas de eletricidade .....	132
6.1.2	Ofertas duais .....	134
6.2	Evolução das Ofertas Comerciais de Eletricidade .....	136
6.2.1	Evolução da fatura mensal nas ofertas de eletricidade .....	136
6.2.2	Evolução da fatura mensal nas ofertas duais .....	137
	<b>ANEXO I: SIGLAS .....</b>	<b>141</b>
	<b>ANEXO II DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE .....</b>	<b>145</b>
	<b>ANEXO III DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>151</b>

## 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 - Distribuição dos períodos com inversão de fluxo e da proporção entre energia jusante-montante e energia montante-jusante, em 2020.....	70
Figura 3-2 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, 2020 .....	73
Figura 3-3 - Distribuição do número de horas por período horário, em 2020.....	74
Figura 3-4 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2020 .....	74
Figura 3-5 - Acoplamento de mercados na fronteira Espanha-Portugal, anos 2015-2020 .....	77
Figura 3-6 - Acoplamento de mercados nas fronteiras Espanha/Portugal e Espanha/França, ano 2020.....	77
Figura 3-7 - Preços horários por tipo de dia, anos 2015-2020 .....	78
Figura 3-8 - Preços horários nos dias úteis, por ano.....	78
Figura 3-9 - Preços no total de horas e nas horas de ponta, por trimestre .....	79
Figura 3-10 - Ranking de preços nos trimestres , por ano.....	79
Figura 3-11 - Evolução de preço entre 2015 e 2020, por período horário e por trimestres .....	80
Figura 4-1 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da tarifa transitória em BTN .....	90
Figura 4-2 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN.....	91
Figura 4-3 - Decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva .....	92
Figura 4-4 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN > .....	94
Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário .....	94
Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples) .....	95
Figura 4-7 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário .....	95
Figura 4-8 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (bi-horária).....	96
Figura 4-9 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário.....	96

Figura 4-10 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (tri-horário).....	97
Figura 4-11 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horário), por termo tarifário.....	97
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA.....	100
Figura 4-13 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA.....	100
Figura 4-14 - Decomposição da distância da TVCFA face à tarifa aditiva na RAA, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva .....	101
Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em MT .....	103
Figura 4-16 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário .....	103
Figura 4-17 - Variações dos preços da TVCFA em BTE.....	104
Figura 4-18 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário .....	104
Figura 4-19 - Variações dos preços da TVCFA em BTN > .....	105
Figura 4-20 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário .....	105
Figura 4-21 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (simples) .....	106
Figura 4-22 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário .....	106
Figura 4-23 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (bi-horária).....	107
Figura 4-24 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário .....	107
Figura 4-25 - Variações dos preços da TVCFA em BTN < (tri-horária).....	108
Figura 4-26 - Distância da TVCFA face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	108
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM .....	111
Figura 4-28 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM .....	111
Figura 4-29 - Decomposição da distância da TVCFM face à tarifa aditiva na RAM, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva .....	112
Figura 4-30 - Variações dos preços da TVCFM em MT .....	114
Figura 4-31 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em MT, por termo tarifário .....	114
Figura 4-32 - Variações dos preços da TVCFM em BTE .....	115
Figura 4-33 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTE, por termo tarifário .....	115
Figura 4-34 - Variações dos preços da TVCFM em BTN >.....	116
Figura 4-35 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário.....	116
Figura 4-36 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (simples) .....	117
Figura 4-37 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (simples), por termo tarifário .....	117
Figura 4-38 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (opção bi-horária) .....	118
Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário .....	118
Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária).....	119
Figura 4-41 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (tri-horária), por termo tarifário.....	119

## 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 2022.....	21
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 .....	22
Quadro 3-3 - Custos a recuperar na tarifa UGS a aplicar às entregas a clientes finais .....	25
Quadro 3-4 - Imputação das receitas a deduzir ao sobrecusto com a PRE renovável.....	26
Quadro 3-5 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE .....	27
Quadro 3-6 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário.....	27
Quadro 3-7 - Parâmetros $\alpha$ .....	27
Quadro 3-8 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento .....	28
Quadro 3-9 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema .....	29
Quadro 3-10 - Investimento específico por tipologia na rede de transporte de energia elétrica.....	33
Quadro 3-11 - Índice de preços implícitos no PIB.....	35
Quadro 3-12 - Percentagens de imputação do investimento específico por tipologia aos acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica.....	36
Quadro 3-13 - Resumo do investimento imputado a acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica .....	37
Quadro 3-14 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica .....	39
Quadro 3-15 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica .....	40
Quadro 3-16 - Potência contratada e potência em horas de ponta na rede de transporte.....	42
Quadro 3-17 - Potência contratada e potência em horas de ponta utilizada no cálculo do custo incremental da rede de transporte .....	42
Quadro 3-18 - Custos incrementais da rede de transporte.....	43
Quadro 3-19 - Custos incrementais escalados para os proveitos permitidos de 2022 .....	44
Quadro 3-20 - Receitas incrementais da rede de transporte escaladas para os proveitos permitidos .....	44
Quadro 3-21 - Custos incrementais da rede de transporte em 2022 .....	45
Quadro 3-22 - Investimento, incluindo participações, na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021.....	49
Quadro 3-23 - Participações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021 .....	50
Quadro 3-24 - Participações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021.....	51

Quadro 3-25 - Comparticipações de fundos comunitários na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021.....	52
Quadro 3-26 - Índice de preços implícitos no PIB.....	53
Quadro 3-27 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental .....	54
Quadro 3-28 - Investimentos de substituição nas redes de distribuição .....	56
Quadro 3-29 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica .....	57
Quadro 3-30 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica .....	58
Quadro 3-31 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos.....	59
Quadro 3-32 - Custos de operação e manutenção.....	60
Quadro 3-33 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição.....	62
Quadro 3-34 - Custos incrementais da rede de distribuição.....	63
Quadro 3-35 - Peso das receitas incrementais de potência contratada nas receitas incrementais totais.....	64
Quadro 3-36 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT.....	64
Quadro 3-37 - Fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes de distribuição.....	65
Quadro 3-38 - Períodos de 15 minutos com inversão de fluxo.....	69
Quadro 3-39 - Valores normalizados pela potência média anual .....	75
Quadro 3-40 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais .....	81
Quadro 3-41 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais .....	82
Quadro 3-42 - Estrutura de receitas que resulta dos custos marginais – análise de sensibilidade.....	83
Quadro 3-43 - Rácio de preços que resulta dos custos marginais – análise de sensibilidade .....	83
Quadro 3-44 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2022.....	84
Quadro 4-1 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais .....	87
Quadro 4-2 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência.....	89
Quadro 4-3 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em $BTN >$ .....	98
Quadro 4-4 - Variações por termo tarifário das tarifas transitórias nas opções tarifárias em $BTN <$ .....	98
Quadro 4-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAA .....	109
Quadro 4-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAA .....	109
Quadro 4-7 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT e BTE na RAM .....	120
Quadro 4-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN na RAM .....	120
Quadro 5-1 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários .....	121
Quadro 5-2 - Ciclo diário em Portugal continental.....	122
Quadro 5-3 - Ciclo semanal em Portugal continental.....	122
Quadro 5-4 - Ciclo diário na RAA e na RAM .....	123



---

Quadro 5-5 - Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM .....	123
Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2022 .....	125
Quadro 5-7 - Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal continental em 2022 .....	126
Quadro 5-8 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal continental em 2022.....	126
Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para MT em Portugal continental em 2022 .....	127
Quadro 5-10 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2022 .....	127
Quadro 5-11 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2022 .....	128
Quadro 5-12 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2022 .....	128
Quadro 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2022 .....	129
Quadro 5-14 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2022.....	129
Quadro 5-15 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2022 .....	130



## 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 custos incrementais ou marginais e apresenta-se a estrutura destes custos 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 das ofertas comerciais do mercado em BTN dos diversos comercializadores no 4.º trimestre de 2021.
- Por fim, os Anexos incluem as siglas utilizadas no documento, bem como os mapas de determinação dos custos incrementais das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.



## 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.

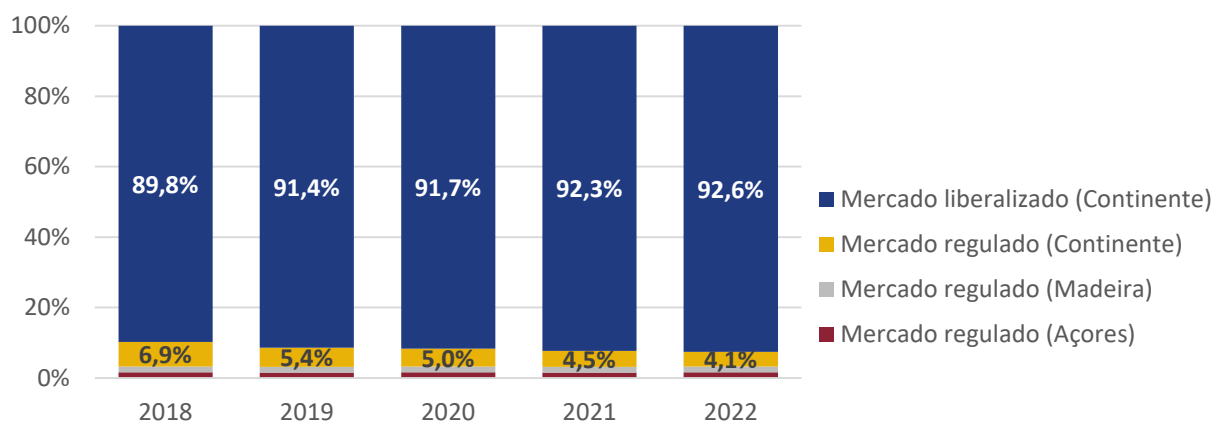
Atualmente mantém-se em curso um processo de extinção do mercado regulado de venda a clientes finais em Portugal continental, com as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE para Portugal continental a ter um caráter transitório. Tendo havido várias revisões da data final da sua extinção, está neste momento previsto que o mercado regulado em Portugal continental seja extinto<sup>1</sup> 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 2018.

---

<sup>1</sup> 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 MT e BTE as datas são respetivamente 31 de dezembro de 2021 e 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, 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 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, entre outros, o princípio da «inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária» e a «transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do Sistema Elétrico Nacional».

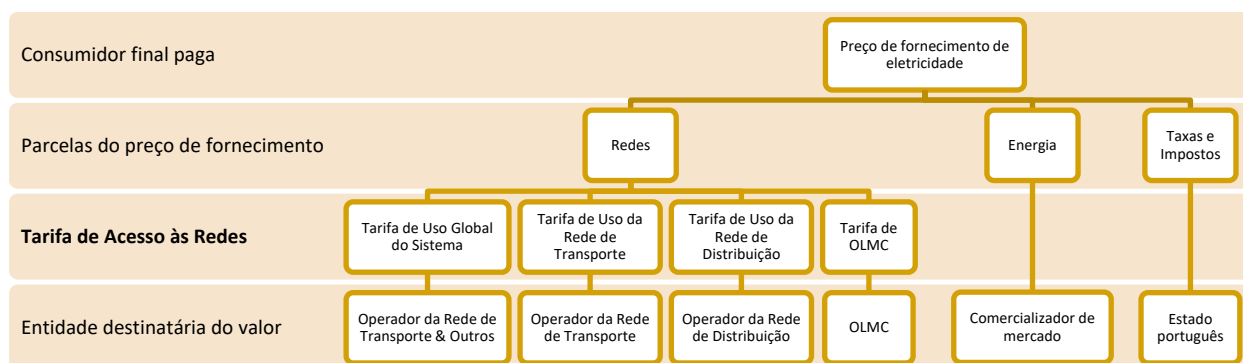
O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes, quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada

atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

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

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. 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



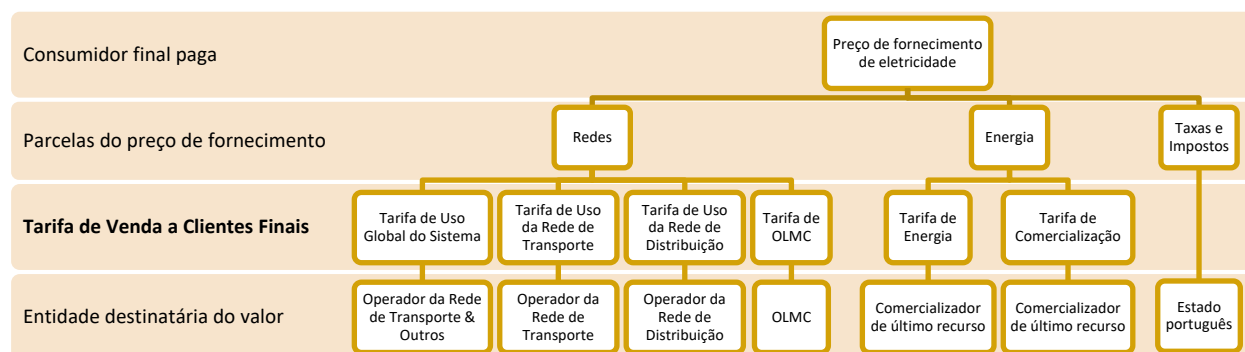
Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

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

<sup>2</sup> 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 dezembro de 2020, consulte o folheto ERSExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (dezembro 2020).

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



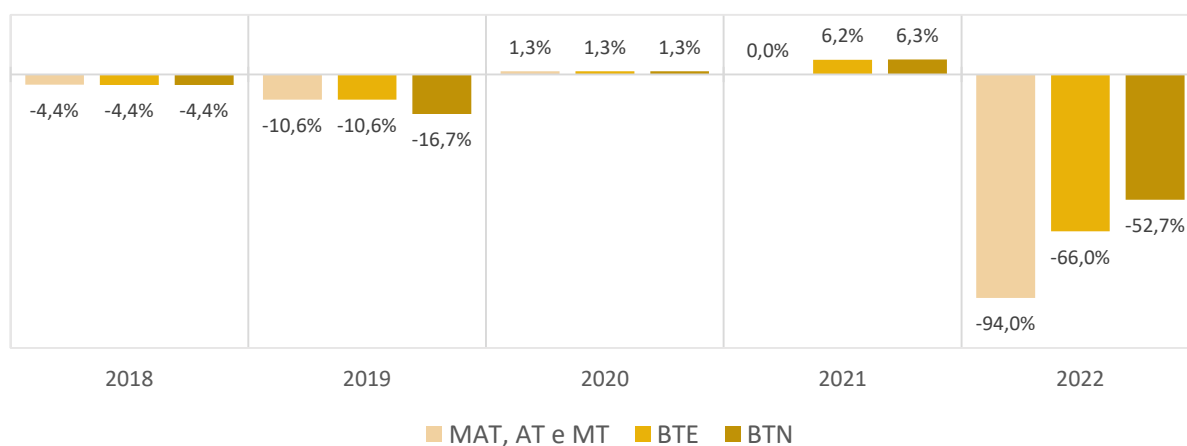
Nota: No caso da tarifa de Uso Global do Sistema algumas parcelas são entregues pelo Operador da Rede de Transporte a outras entidades, nomeadamente os CIEG. Existem outros impostos, não identificados na figura, que se aplicam ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

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 2018 e 2022 para os diferentes níveis de tensão <sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Importa voltar a sublinhar 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

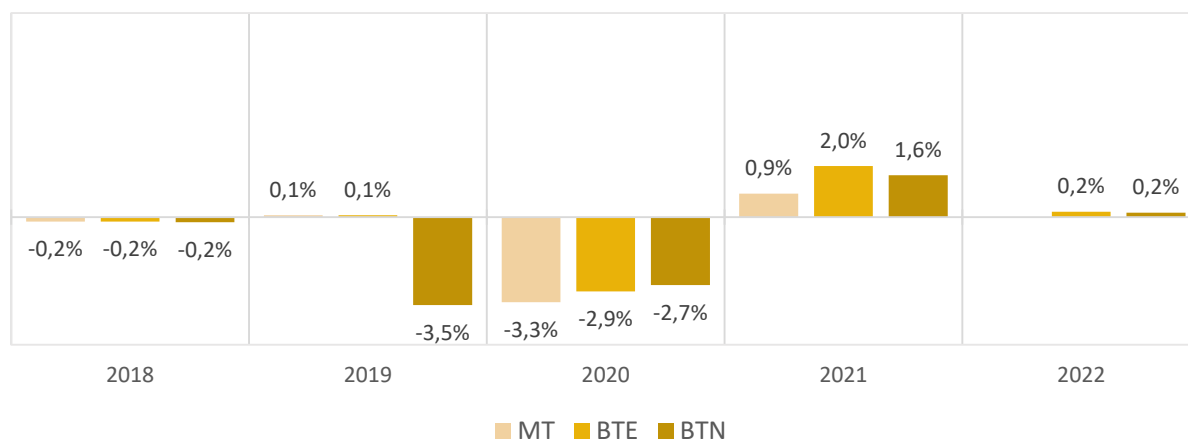


Importa clarificar que uma determinada variação percentual na tarifa de Acesso às Redes implica uma variação percentual de menor amplitude no preço total do fornecimento de energia elétrica, assumindo um valor constante para a parcela da energia.

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 <sup>4</sup> entre os anos 2018 e 2022 para os diferentes níveis de tensão.

<sup>4</sup> 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

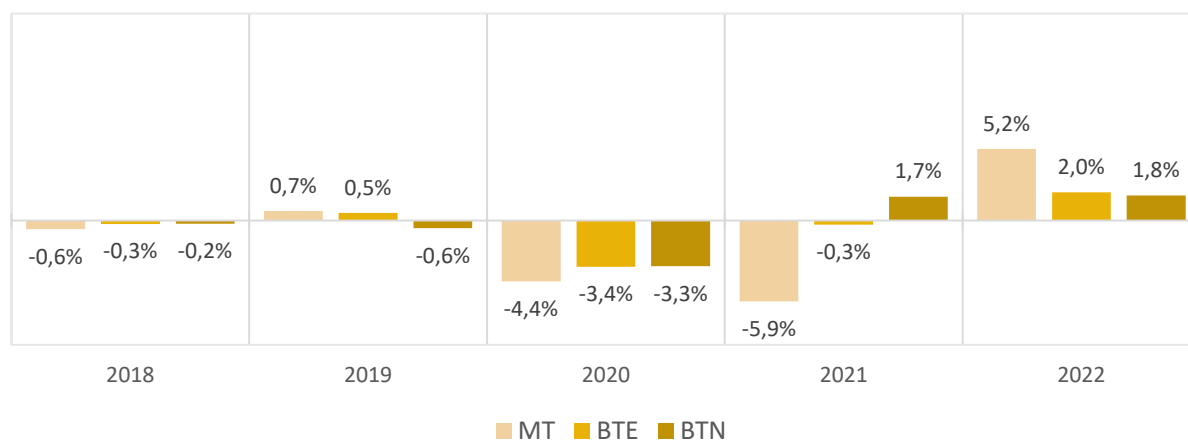


Nota: Inclui o efeito das revisões trimestrais ocorridas em 2020 e 2021. A tarifa transitória em MT encontra-se extinta a partir de 2022.

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.

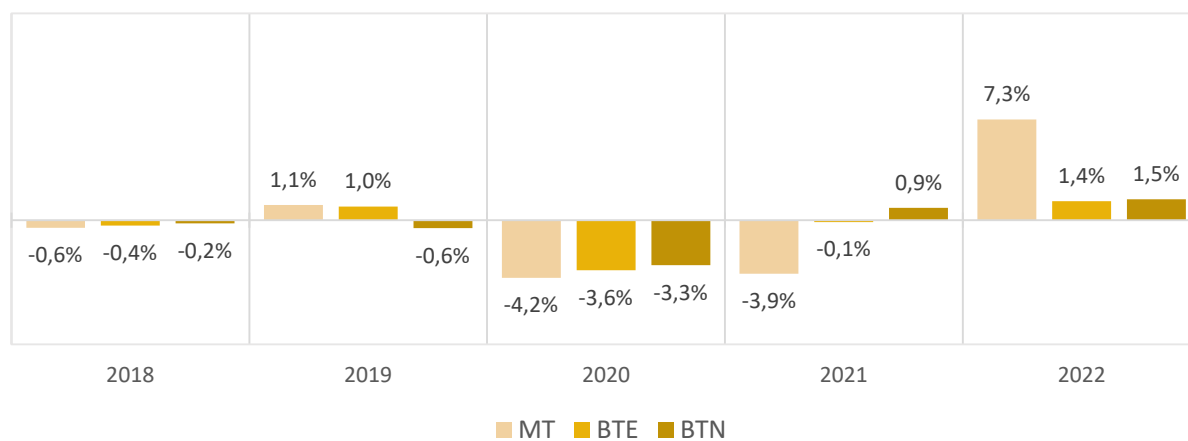
A Figura 2-6 e Figura 2-7 apresentam as variações tarifárias registadas entre 2018 e 2022 nas duas Regiões Autónomas, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

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



Nota: Inclui o efeito das revisões trimestrais ocorridas em 2020 e 2021.

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



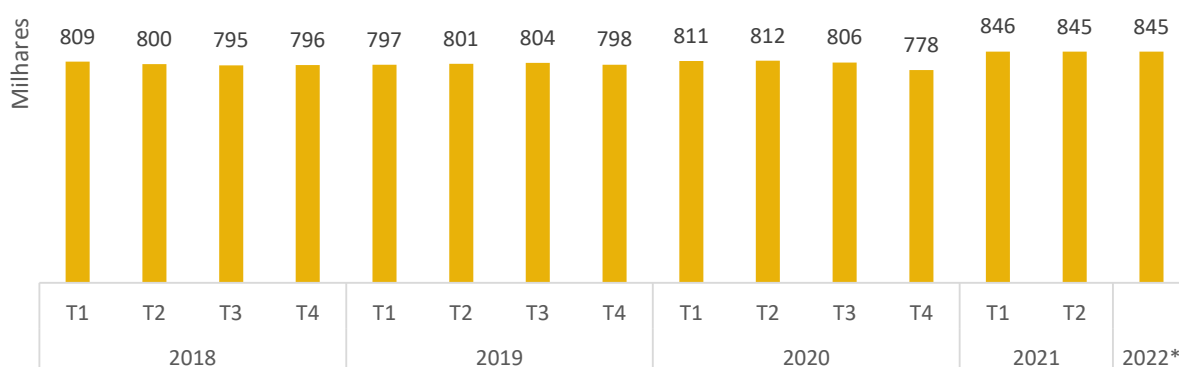
Nota: Inclui o efeito das revisões trimestrais ocorridas em 2020 e 2021.

## 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**



Nota: O valor para o ano 2022 é estimado.

No passado 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 carácter 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.

É de salientar que o custo com a aplicação da tarifa social é suportado pelos titulares de centros eletroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor.

## 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 <sup>5</sup>. Em contrapartida a potência em horas de ponta determina uma potência média medida durante as horas de ponta e é utilizada para recuperar os custos com os troços comuns mais afastados dos clientes individuais <sup>6</sup>.

---

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

<sup>6</sup> No caso dos consumidores em BTN, aos quais não é aplicada a potência em horas de ponta como variável de faturação, o valor correspondente é convertido para os preços da energia ativa.

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

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

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 <sup>7</sup>.

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

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

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 mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por mês.
- 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 subsídias 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 <sup>8</sup>, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) preserva o rácio entre os preços, que coincide com as relações entre os custos marginais/incrementais; (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente; e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

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

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

---

<sup>8</sup> De forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade regulada aplica-se um fator multiplicativo distinto para cada atividade. No entanto, dentro de cada atividade regulada, o fator multiplicativo é único.

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**. A estrutura destas tarifas apresenta apenas termos de energia ativa e opções bi-horária e tri-horária.<sup>9</sup> Adicionalmente são ainda publicadas as **tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica** nas Regiões Autónomas, dada a ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado liberalizado.

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

---

<sup>9</sup> Comparativamente com as tarifas de acesso às redes aplicáveis a clientes finais, as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica variabilizam o preço da potência contratada de forma a integrar um valor equivalente nos termos de energia ativa. Esta opção assegura que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos.

Por último, importa referir sumariamente os **preços por serviços regulados**, e cuja publicação está prevista em dois documentos legais. Primeiro, o Regulamento das Relações Comerciais do setor elétrico 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, encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais e preços de leitura extraordinária. Segundo, o Regulamento da Qualidade de Serviço prevê a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da energia elétrica quando os requisitos mínimos de qualidade são observados.

### 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.

O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, aprovou o regime jurídico aplicável à atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás natural. Nos termos do referido diploma, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural. Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural serem uma das formas de financiamento desta atividade<sup>10</sup>.

Até 2017 o custo da atividade de mudança de comercializador no setor elétrico foi repercutido através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Dada a aprovação do regime jurídico aplicável à atividade de OLMC através do Decreto-Lei n.º 38/2017, foi efetuada em 2018 a separação dos custos desta atividade da atividade de distribuição de energia elétrica e publicada a tarifa correspondente.

---

<sup>10</sup> Artigo 6.º, n.º 1, al. c) do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

As diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos dessas atividades e as variáveis de faturação devem permitir repercutir esses custos de forma adequada nos consumidores. 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).

Considerando 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 2022

	Clientes #	Proveitos a recuperar €	Potência contratada MW/mês	Preço Potência contratada EUR/(MW.dia)
MAT	73	16	774	0,0001
AT	330	70	1 528	0,0001
MT	25 165	5 370	6 480	0,0023
BTE	38 642	8 246	2 240	0,0101
BTN	6 311 295	1 346 763	38 531	0,0958

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 subsídio 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 os sobrecustos do agente comercial relativos às centrais, da Turbogás e da Tejo Energia, com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos com a garantia de potência e os sobrecustos 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
<b>Parcela I</b>	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário.
<b>Parcela II</b>	
Sobrecusto CAE	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário.
Sobrecusto RA	
Garantia de potência	
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: os sobrecustos com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos 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 <sup>11</sup>, 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 de Energia Elétrica (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, dos sobrecustos com a PRE não renovável <sup>12</sup>, 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 sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas e dos sobrecustos 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 sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e os sobrecustos com os CAE, respetivamente, cujos valores para 2022 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 os sobrecustos com a PRE renovável,

---

<sup>11</sup> 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 e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

<sup>12</sup> Sobrecustos 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.

os sobrecustos com a PRE não renovável, os sobrecustos 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  $\alpha$ , que refletem a proporção atribuída à potência contratada, cujos valores para 2022 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: sobrecustos com a PRE, sobrecustos 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 2022 se encontram no Quadro 3-6.

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
<b>Parcela I</b>	
Gestão do sistema	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário.
<b>Parcela II</b> (âmbito da Portaria n.º 332/2012)	
Sobrecusto 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.
Sobrecusto 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.
Sobrecusto 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 <sub>j</sub> no Quadro 3-5.
Sobrecusto 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 <sub>j</sub> 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	
Sobreproveito TTVCF	
<b>Parcela II</b> (fora do âmbito da Portaria n.º 332/2012)	
Outros <sup>13</sup>	Em <u>energia ativa</u> , sem diferenciação por período horário. Os preços dos vários níveis de tensão são corrigidos para perdas na rede.

<sup>13</sup> ERSE, Autoridade da Concorrência, custos com a Concessionária Zona Piloto e outros custos (ajustamentos).

O Despacho n.º 1213/2021/SEO, de 21 de setembro de 2021, da Secretária de Estado do Orçamento, estabelece a afetação de 131 455 877 euros à redução do défice tarifário do SEN. Esse montante é proveniente de saldos de gerência do Fundo Ambiental (FA), no valor de 104 milhões de euros, de saldos de gerência do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), de 21,8 milhões de euros, e de saldos de gerência da ERSE, apurados no setor elétrico, de 5,7 milhões de euros.

O Despacho conjunto do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática estabelece a afetação global de 508 427 631,24 euros ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2022. Esse montante é proveniente de receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP) até agosto de 2021, com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa no ano de 2021 e com o produto da CESE do ano 2021, num total 382 650 370,24 euros, assim como da afetação dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, nos termos do Despacho n.º 1213/2021/SEO, no valor de 125 777 261 euros. Estes valores devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte.

**Quadro 3-4 - Imputação das receitas a deduzir ao sobrecusto com a PRE renovável**

	MAT	AT	MT
Deduções PRE Renovável <sub>j</sub>	5,80%	20,00%	74,20%

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.

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), dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA<sub>j</sub>) e dos sobrecustos com os CAE (CAE<sub>j</sub>), que asseguram estabilidade tarifária numa perspetiva integrada, incluindo os custos de energia e de acesso às redes.

**Quadro 3-5 - Imputação dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e dos sobrecustos com os CAE**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA <sub>j</sub>	9,387%	19,594%	48,061%	-38,910%	-11,410%	73,279%
CAE <sub>j</sub>	9,387%	19,594%	48,061%	-38,910%	-11,410%	73,279%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 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, tendo em conta também o pagamento pela potência média em horas de ponta.

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

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
K <sub>p<sub>j</sub></sub> <sup>CIEG<sub>i</sub></sup>	2,060	4,280	4,670	2,700	2,180	1,890
K <sub>C<sub>j</sub></sub> <sup>CIEG<sub>i</sub></sup>	0,930	0,630	0,420	0,700	1,000	1,120

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

**Quadro 3-7 - Parâmetros  $\alpha$**

	$\alpha$
CAE	0,600
PRE (não DL90/2006)	0,600
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) sobrecustos com a PRE negativos, que se traduzem num benefício para o sistema elétrico; (ii) sobrecusto CAE negativo; e (iii) receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de

emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, que ao abrigo do despacho acima referido estão a ser imputadas ao sobrecusto com a PRE renovável.

**Quadro 3-8 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	-29,5	-101,7	-377,7	-0,6	-1,1	-104,2	-614,9
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-2,6	-6,7	-17,7	-4,7	-3,7	-49,1	-84,4
Sobrecusto dos CAE	-3,6	-7,5	-21,0	10,0	1,3	-56,8	-77,7
CMEC	1,0	2,0	8,6	3,0	3,2	48,0	65,8
Garantia de potência	0,2	0,5	1,0	0,2	0,1	1,1	3,2
Sobrecusto RAs	14,2	29,5	72,5	-58,7	-17,2	110,5	150,8
Estabilidade (DL 165/2008)	7,2	20,2	43,7	9,4	5,0	48,0	133,6
Ajust. de aquisição de energia	4,1	11,4	24,8	5,3	2,8	27,1	75,6
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,1	-0,3	-0,1	0,0	-0,3	-0,9
Sobreproveito	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,3
Terrenos	0,7	1,9	4,0	0,9	0,5	4,4	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>-8,5</b>	<b>-50,5</b>	<b>-262,1</b>	<b>-35,3</b>	<b>-9,2</b>	<b>28,7</b>	<b>-336,9</b>

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

Quadro 3-9 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	-24,6	-11,1	-10,9	-63,1	-9,3	-8,6	-118,3	-10,6	-8,7	-0,5	-0,1	-0,1	-1,5	-0,7	-0,2	-12,1	-7,1	-3,4
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-1,5	-0,7	-0,7	-3,2	-0,5	-0,4	-3,5	-0,3	-0,3	-2,0	-0,5	-0,4	-1,6	-0,7	-0,2	-1,4	-0,8	-0,4
Sobrecusto dos CAE	-2,4	-1,1	-1,1	-3,8	-0,6	-0,5	-4,7	-0,4	-0,3	10,2	2,6	2,1	4,5	2,1	0,7	-2,6	-1,6	-0,7
Garantia de potência	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Sobrecusto RAs	11,8	5,3	5,2	18,3	2,7	2,5	22,7	2,0	1,7	-49,4	-12,8	-10,2	-22,0	-10,1	-3,2	12,8	7,6	3,6
Estabilidade (DL 165/2008)	6,0	2,7	2,7	12,6	1,8	1,7	13,7	1,2	1,0	7,9	2,1	1,6	6,4	2,9	0,9	5,5	3,3	1,6
Ajust. de aquisição de energia	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
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
Sobreproveito	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	0,6	0,3	0,2	1,2	0,2	0,2	1,3	0,1	0,1	0,7	0,2	0,2	0,6	0,3	0,1	0,5	0,3	0,1
PPEC	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
<b>Total</b>	<b>-8,4</b>	<b>-2,9</b>	<b>-2,8</b>	<b>-36,1</b>	<b>-3,9</b>	<b>-3,5</b>	<b>-86,8</b>	<b>-6,3</b>	<b>-4,9</b>	<b>-31,3</b>	<b>-6,9</b>	<b>-5,2</b>	<b>-11,8</b>	<b>-4,5</b>	<b>-0,3</b>	<b>4,5</b>	<b>3,3</b>	<b>2,4</b>

Unidades: EUR/(kW.dia)	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036
Sobrecusto dos CAE	-0,0026	-0,0026	-0,0026	-0,0026	-0,0026	-0,0026
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	-0,0027	-0,0027	-0,0027	-0,0027	-0,0027	-0,0027
<b>Total</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>

### 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 <sup>14</sup>.

Adicionalmente existem as **tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes** dos mercados livre e regulado, que apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, adicionados do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

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

- Tarifas de Uso da Rede de Transporte 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.

---

<sup>14</sup> As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND foram eliminadas, a partir de 1 janeiro de 2022, de acordo com o RT.



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

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

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

Conforme referido no capítulo 2, a estrutura das tarifas de redes deve refletir a estrutura dos custos incrementais médios de longo prazo. Tratando-se 2022 do primeiro ano do novo período de regulação, apresenta-se neste capítulo o cálculo de novos custos incrementais da rede de transporte, visando a alteração da estrutura das tarifas de uso da rede de transporte que vigorou no anterior período.

### 3.1.3.1 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE

#### **PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS**

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um grande volume de dados, históricos e previsionais, bem como a assunção de diversos pressupostos.

As séries temporais dos investimentos e da procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores reais, entre 2004 e 2020, e, pela primeira vez, também valores estimados, de 2021, e previsionais, de 2022 a 2025. Os investimentos apresentados têm como fonte informação submetida pela

---

REN<sup>15</sup>, que inclui informação dos investimentos realizados e concluídos, ou previstos concluir, em cada ano, obra a obra. Para o presente estudo utiliza-se a informação relativa ao investimento total das obras concluídas, ou previstas concluir, em cada ano, incluindo encargos de gestão e estrutura e encargos financeiros.

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

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

Os investimentos classificados como remodelações e substituição de equipamentos não foram considerados, uma vez que a metodologia adotada pressupõe que apenas se considerem os investimentos que são induzidos pela expectativa de acréscimos de procura. O mesmo sucede com os investimentos sob a designação «resiliência e adaptação às alterações climáticas», nova classificação utilizada nas obras a concluir entre 2021 a 2025. Também não foi considerado o investimento não específico.

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

---

<sup>15</sup> Norma 13 – TEE - Valores de investimento previsto, investimentos realizados e obras concluídas (até 2014), Norma 2 – Quadro 23 - Obras concluídas na atividade de Transporte de Energia Elétrica (2015 a 2017), Quadro N2-21 – TEE - Obras concluídas em 2018 na atividade de Transporte de Energia Elétrica (2018 a 2020) e Quadro N2-15 - TEE - Obras a concluir entre 2021 e 2025 na atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Os valores de investimento pelas rubricas referidas constam Quadro 3-10, a preços constantes de 2020.

### Quadro 3-10 - Investimento específico por tipologia na rede de transporte de energia elétrica

Unidade: milhares de euros (continua)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Produção</b>	40 370	9 247	5 290	34 498	95 523	87 478	138 969	81 807	68 789	33 703	65 139
LINHAS	19 688	3 107	0	5 219	18 861	41 214	70 183	53 001	66 214	31 148	45 616
SUBESTAÇÕES	1 253	6 140	5 167	29 279	76 662	46 264	68 786	28 807	2 575	2 554	19 523
Instalação inicial	0	0	0	14 354	30 334	18 874	41 013	456	0	0	10 076
Painéis	1 253	6 140	3 565	3 974	15 983	24 046	8 918	10 884	1 772	2 301	7 031
Autotransformadores	0	0	0	6 755	12 365	106	0	4 495	0	0	0
Transformadores	0	0	0	4 196	11	2 524	7 563	12 602	0	0	0
Outros	0	0	1 602	0	17 969	715	11 292	370	803	254	2 415
POSTOS DE CORTE	19 429	0	123	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Reforço da capacidade de interligação</b>	16 863	228	24	20 462	29 457	25 909	59 976	14 328	1 717	11 141	0
LINHAS	15 435	228	24	921	28 442	2 545	34 403	11 588	1 717	9 994	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	19 541	1 015	23 364	25 573	2 740	0	1 147	0
Instalação inicial	0	0	0	19 541	408	19 400	292	561	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	606	3 964	4 891	2 179	0	1 147	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	20 368	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	21	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	1 428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Reforço interno da RNT</b>	66 726	59 851	117 691	90 857	12 075	45 605	60 916	154 274	11 844	54 628	24 978
LINHAS	48 808	52 738	82 771	49 202	1 534	2 860	14 696	58 488	3 578	8 672	1 615
SUBESTAÇÕES	17 918	7 113	34 920	41 654	10 541	32 681	29 965	95 910	8 266	45 956	23 363
Instalação inicial	0	0	0	32 152	2 601	338	59	9	0	29 058	0
Painéis	17 368	6 882	33 015	787	7	5 422	3 504	658	2 428	1 220	2 099
Autotransformadores	93	0	1 905	8 715	7 933	26 921	493	40 122	0	0	667
Transformadores	146	31	0	0	0	0	0	0	0	0	8 354
Sistemas de Comando e Proteções	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	6 375
Outros	311	0	0	0	0	0	25 909	55 121	5 837	15 678	5 868
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	10 063	16 255	-123	0	0	0
<b>Ligação à distribuição vinculada</b>	31 998	24 858	92 971	64 564	81 263	137 733	16 261	119 482	105 110	88 997	38 290
LINHAS	9 226	5 807	3 469	410	7 584	75 600	1 701	29 353	57 476	30 179	13 322
SUBESTAÇÕES	22 772	19 052	89 502	64 155	73 679	62 075	14 560	90 129	47 635	58 818	24 968
Instalação inicial	9 317	1 262	53 566	33 013	32 574	18 026	725	32 280	17 091	37 625	8 533
Painéis	4 719	1 972	5 624	11 706	3 140	3 493	3 048	8 130	9 095	6 433	7 488
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	9	8	0	0	0
Transformadores	8 091	15 817	29 699	19 350	37 963	38 038	10 773	21 599	19 699	14 761	3 065
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	645	0	613	86	1	2 518	5	28 112	1 750	0	5 882
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	58	0	0	0	0	0
<b>Cientes e modificações para terceiros</b>	43	0	539	90	0	1 743	18	27	2 657	0	0
LINHAS	43	0	539	90	0	0	17	-18	2 657	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	1 743	1	45	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	1 743	1	45	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Uprating de linhas</b>	11 557	47 415	25 917	31 170	11 417	22 394	8 557	2 158	2 210	8 301	538
<b>Compensação de energia reativa</b>	3 686	614	6 213	2 700	1 843	3 589	7 304	11 644	0	0	7 043
<b>Total</b>	<b>171 242</b>	<b>142 213</b>	<b>248 645</b>	<b>244 340</b>	<b>231 578</b>	<b>324 451</b>	<b>292 000</b>	<b>383 720</b>	<b>192 327</b>	<b>196 769</b>	<b>135 988</b>

	(cont.)										
	Unidade: milhares de euros										
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Produção</b>	59 439	27 504	17 352	3 118	56 055	4 152	110 032	149 633	48 296	8 507	87 258
LINHAS	38 883	22 465	16 927	0	53 411	0	66 725	117 375	34 512	8 507	78 337
SUBESTAÇÕES	20 556	5 039	425	3 118	2 644	4 152	37 594	32 258	13 784	0	8 921
Instalação inicial	12 915	0	0	0	0	0	29 028	9 553	0	0	0
Painéis	2 875	1 586	425	0	2 644	4 152	8 565	22 705	9 223	0	6 521
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	4 765	3 453	0	3 118	0	0	0	0	4 562	0	2 400
Outros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	5 714	0	0	0	0
<b>Reforço da capacidade de interligação</b>	0	0	0	0	0	0	2 329	0	0	39 713	0
LINHAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29 219	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	0	2 329	0	0	10 495	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10 495	0
Painéis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	2 329	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Reforço interno da RNT</b>	20 372	63 702	59 373	4 354	0	27 859	37 590	0	61 618	0	11 235
LINHAS	1 928	1 065	35 396	0	0	14 450	20 872	0	36 901	0	8 647
SUBESTAÇÕES	18 444	62 637	23 977	4 354	0	13 409	16 718	0	24 716	0	2 587
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	13 353	0	22 415	0	0
Painéis	1 718	393	0	0	0	2 025	1 244	0	2 302	0	2 587
Autotransformadores	0	619	0	4 354	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	4 466	1 916	0	0	0	0	2 121	0	0	0	0
Sistemas de Comando e Proteções	11 193	21 340	22 094	0	0	8 949	0	0	0	0	0
Outros	1 067	38 368	1 883	0	0	2 435	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ligação à distribuição vinculada</b>	36 165	16 568	28 927	28 904	18 783	687	67 347	10 198	3 210	30 542	24 527
LINHAS	15 768	9 282	0	7 034	2 363	0	33 302	8 304	0	1 631	7 090
SUBESTAÇÕES	20 396	7 285	28 927	21 870	16 420	687	34 045	1 894	3 210	28 910	17 437
Instalação inicial	15 801	0	17 420	0	0	0	10 533	0	0	0	0
Painéis	1 674	5 755	508	0	4 276	687	2 727	1 894	1 152	1 418	1 915
Autotransformadores	0	0	5 814	0	0	0	0	0	0	5 873	0
Transformadores	2 921	1 504	5 185	409	12 144	0	20 784	0	2 058	21 620	15 522
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	19 222	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	26	0	2 239	0	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cientes e modificações para terceiros</b>	0	0	0	0	3 080	0	0	0	2 796	19 659	0
LINHAS	0	0	0	0	964	0	0	0	1 401	15 432	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	2 116	0	0	0	1 395	4 227	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	2 116	0	0	0	1 395	4 227	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Uprating de linhas</b>	0	21 935	16 374	4 772	0	0	0	0	0	0	0
<b>Compensação de energia reativa</b>	9 999	3 368	2 765	0	0	0	1 766	0	0	3 381	0
<b>Total</b>	<b>125 973</b>	<b>133 077</b>	<b>124 791</b>	<b>41 148</b>	<b>77 918</b>	<b>32 697</b>	<b>219 064</b>	<b>159 831</b>	<b>115 919</b>	<b>101 801</b>	<b>123 020</b>

A série de investimentos apresentada está a preços constantes do ano de 2020, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam do Quadro 3-11.

**Quadro 3-11 - Índice de preços implícitos no PIB**

Ano	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Índice de preços implícito no PIB	2,4%	3,3%	3,2%	3,0%	1,7%	1,1%	0,6%	-0,3%	-0,4%	2,2%	0,7%
Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Índice de preços implícito no PIB	2,0%	1,7%	1,5%	1,8%	1,7%	2,4%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%

Fontes: Banco de Portugal, *Séries trimestrais para a economia portuguesa: 1977-2020*, in «Boletim Económico - A economia portuguesa em 2020», maio 2021 (até 2020); Conselho de Finanças Públicas, *Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa*, atualização de 7 de julho de 2021 (2021 a 2025).

Existe uma parte significativa destes investimentos que não é justificada por acréscimos de consumo, mas sim pela produção e por objetivos de política energética, como a integração de mercados ou o desenvolvimento da produção renovável. Assim, considera-se que no cálculo dos custos incrementais da tarifa de uso da rede de transporte aplicável às entregas a clientes, apenas deverão ser considerados os investimentos que são uma consequência da expectativa de acréscimos de consumo. A dificuldade está em saber ao certo qual o montante de investimento que deve ser imputável ao consumo. No Quadro 3-12 apresentam-se as percentagens de imputação dos investimentos ao consumo adotadas para o cálculo dos custos incrementais.

**Quadro 3-12 - Percentagens de imputação do investimento específico por tipologia aos acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica**

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

As tarifas de uso da rede de transporte, a partir de 1 de janeiro de 2022, serão exclusivamente pagas pelo consumo. Apesar disso, os investimentos associados a ligações a produtores não são considerados nesta análise, por se entender que não decorrem da necessidade de satisfazer consumos futuros, mas de aspetos de política energética, em particular de reconfiguração do *mix* de fontes de energia primária. Em relação ao reforço da capacidade de interligação, ao reforço interno da RNT, ao *uprating* de linhas e à compensação de energia reativa considera-se que uma parte significativa destes investimentos na rede de transporte tem sido condicionada por objetivos de política energética, como a integração de mercados e a promoção da produção a partir de fontes de energias renováveis, 75% neste exercício, considerando-se que os restantes 25% serão justificados por acréscimos de procura. Considera-se que parte do investimento nas ligações à distribuição vinculada tem também vindo a ser justificado por necessidades de reforço da rede associadas com a inversão dos fluxos energéticos causada pelas ligações da produção em regime especial nas redes de distribuição, assumindo-se neste cenário base que apenas 50% do investimento é justificado por acréscimos de procura. Esta chave de imputação é idêntica à assumida no período de regulação anterior.

O Quadro 3-13 apresenta o investimento na rede de transporte considerado no cenário base e justificável por acréscimos de consumo.

**Quadro 3-13 - Resumo do investimento imputado a acréscimos de consumo na rede de transporte de energia elétrica**

Unidade: milhares de euros (continua)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Reforço da capacidade de interligação	4 216	57	6	5 115	7 364	6 477	14 994	3 582	429	2 785	0
LINHAS	3 859	57	6	230	7 111	636	8 601	2 897	429	2 498	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	4 885	254	5 841	6 393	685	0	287	0
Instalação inicial	0	0	0	4 885	102	4 850	73	140	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	152	991	1 223	545	0	287	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	5 092	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	357	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	16 682	14 963	29 423	22 714	3 019	11 401	15 229	38 569	2 961	13 657	6 245
LINHAS	12 202	13 185	20 693	12 301	383	715	3 674	14 622	895	2 168	404
SUBESTAÇÕES	4 480	1 778	8 730	10 414	2 635	8 170	7 491	23 977	2 066	11 489	5 841
Instalação inicial	0	0	0	8 038	650	85	15	2	0	7 265	0
Painéis	4 342	1 721	8 254	197	2	1 355	876	165	607	305	525
Autotransformadores	23	0	476	2 179	1 983	6 730	123	10 030	0	0	167
Transformadores	37	8	0	0	0	0	0	0	0	0	2 088
Sistemas de Comando e Proteções	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	1 594
Outros (remodelação parque...)	78	0	0	0	0	0	6 477	13 780	1 459	3 920	1 467
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	2 516	4 064	-31	0	0	0
Ligação à distribuição vinculada	15 999	12 429	46 486	32 282	40 631	68 866	8 130	59 741	52 555	44 499	19 145
LINHAS	4 613	2 903	1 735	205	3 792	37 800	850	14 676	28 738	15 090	6 661
SUBESTAÇÕES	11 386	9 526	44 751	32 077	36 839	31 038	7 280	45 064	23 817	29 409	12 484
Instalação inicial	4 658	631	26 783	16 506	16 287	9 013	362	16 140	8 545	18 812	4 267
Painéis	2 359	986	2 812	5 853	1 570	1 747	1 524	4 065	4 547	3 216	3 744
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	5	4	0	0	0
Transformadores	4 045	7 909	14 849	9 675	18 981	19 019	5 386	10 799	9 849	7 380	1 533
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	322	0	307	43	1	1 259	2	14 056	875	0	2 941
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	29	0	0	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	43	0	539	90	0	1 743	18	27	2 657	0	0
LINHAS	43	0	539	90	0	0	17	-18	2 657	0	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	1 743	1	45	0	0	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	0	1 743	1	45	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	2 889	11 854	6 479	7 793	2 854	5 599	2 139	539	552	2 075	134
Compensação de energia reativa	921	154	1 553	675	461	897	1 826	2 911	0	0	1 761
<b>Total</b>	<b>40 750</b>	<b>39 456</b>	<b>84 486</b>	<b>68 669</b>	<b>54 329</b>	<b>94 984</b>	<b>42 336</b>	<b>105 369</b>	<b>59 155</b>	<b>63 016</b>	<b>27 285</b>

(cont.)		Unidade: milhares de euros									
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Reforço da capacidade de interligação	0	0	0	0	0	0	582	0	0	9 928	0
LINHAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 305	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	0	0	582	0	0	2 624	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 624	0
Painéis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autotransformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	0	0	0	0	0	582	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforço interno da RNT	5 093	15 926	14 843	1 089	0	6 965	9 398	0	15 404	0	2 809
LINHAS	482	266	8 849	0	0	3 613	5 218	0	9 225	0	2 162
SUBESTAÇÕES	4 611	15 659	5 994	1 089	0	3 352	4 180	0	6 179	0	647
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	3 338	0	5 604	0	0
Painéis	429	98	0	0	0	506	311	0	575	0	647
Autotransformadores	0	155	0	1 089	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores	1 116	479	0	0	0	0	530	0	0	0	0
Sistemas de Comando e Proteções	2 798	5 335	5 524	0	0	2 237	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	267	9 592	471	0	0	609	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ligação à distribuição vinculada	18 082	8 284	14 464	14 452	9 392	344	33 673	5 099	1 605	15 271	12 264
LINHAS	7 884	4 641	0	3 517	1 181	0	16 651	4 152	0	816	3 545
SUBESTAÇÕES	10 198	3 643	14 464	10 935	8 210	344	17 022	947	1 605	14 455	8 719
Instalação inicial	7 901	0	8 710	0	0	0	5 267	0	0	0	0
Painéis	837	2 878	254	0	2 138	344	1 364	947	576	709	958
Autotransformadores	0	0	2 907	0	0	0	0	0	0	2 936	0
Transformadores	1 461	752	2 593	204	6 072	0	10 392	0	1 029	10 810	7 761
Sistemas de Comando e Proteções	0	0	0	9 611	0	0	0	0	0	0	0
Outros (remodelação parque...)	0	13	0	1 119	0	0	0	0	0	0	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Clientes e modificações para terceiros	0	0	0	0	3 080	0	0	0	2 796	19 659	0
LINHAS	0	0	0	0	964	0	0	0	1 401	15 432	0
SUBESTAÇÕES	0	0	0	0	2 116	0	0	0	1 395	4 227	0
Instalação inicial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Painéis	0	0	0	0	2 116	0	0	0	1 395	4 227	0
POSTOS DE CORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uprating de linhas	0	5 484	4 093	1 193	0	0	0	0	0	0	0
Compensação de energia reativa	2 500	842	691	0	0	0	442	0	0	845	0
<b>Total</b>	<b>25 675</b>	<b>30 535</b>	<b>34 092</b>	<b>16 734</b>	<b>12 471</b>	<b>7 308</b>	<b>44 095</b>	<b>5 099</b>	<b>19 806</b>	<b>45 703</b>	<b>15 072</b>

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



Adicionalmente, é necessário classificar os investimentos em troços periféricos e troços comuns. Tendo em conta a rede de transporte de energia elétrica e os seus componentes, adotou-se uma classificação entre troços comuns e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. Não se considerou nenhuma das rubricas de investimento como exclusivamente de troço periférico.

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

A classificação dos investimentos entre troços comuns e troços mistos é observável no Quadro 3-14, onde se considera que os consumidores de MAT devem ser dispensados de pagar os investimentos em subestações classificadas nas ligações à distribuição vinculada.

**Quadro 3-14 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica**

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

Os investimentos dos troços mistos são repartidos em troço comum e periférico considerando as proporções apresentadas no quadro seguinte. Não dispondo de informação que permita aferir quais as

percentagens de repartição destes investimentos, considera-se com alguma certeza que a maior parte destes investimentos são relativos a troço comum. Estas percentagens foram ligeiramente alteradas face ao anterior exercício de determinação destes custos incrementais, de 80% e 20%, respetivamente, para 75% e 25%. Esta alteração permite perspetivar uma maior utilização da rede de transporte pela procura individual das entregas da rede de transporte, que resulta, nomeadamente, da alteração dos fluxos nas redes decorrente da produção distribuída e do autoconsumo.

### Quadro 3-15 - Classificação dos investimentos na rede de transporte de energia elétrica

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

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano, mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes. No presente estudo mantêm-se os 2% adotados nos estudos anteriores.

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização em linha com a taxa de remuneração para os ativos da atividade de transporte de energia elétrica, estimada para 2021, de 4,5% (estimativa disponível em agosto de 2021).

De modo a calcular a anuidade dos investimentos realizados entre 2004 e 2025 foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de transporte de 30 anos.

Conforme o referido no capítulo 2, os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede.

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

---

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

No Quadro 3-17 apresentam-se os valores de procura para o período 2004-2025. Ocorreram reduções na potência em alguns anos, nomeadamente em 2007, 2008, 2012, 2013, 2015, 2017, 2019 e 2020. A metodologia adotada para o cálculo do custo incremental consiste em relacionar acréscimos de investimento com acréscimos de procura, o que significa que metodologicamente não faz sentido considerar reduções de procura. Assim, as séries de potência foram corrigidas no sentido de o valor de determinado ano ser igual ao do ano anterior, sempre que se verifique uma redução da procura. Esses valores constam no Quadro 3-16.

Esta situação da procura aconselharia à utilização de outro período para o cálculo do custo incremental. Todavia, apenas se dispõe de informação de investimentos a partir de 2004, o que dificulta a inclusão de outros anos em que a procura observou crescimentos acentuados.

Quadro 3-16 - Potência contratada e potência em horas de ponta na rede de transporte

																					kW/mês	
Rede de transporte MAT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 E	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P
Potência horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 482 829	6 351 321	6 981 754	7 063 696	7 260 514	6 676 717	6 498 287	6 605 482	6 548 139	6 620 674	6 594 252	6 924 719	6 878 811	6 573 136	6 729 819	6 900 882	6 595 072	6 720 496	6 784 175
Potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 344 549	8 263 829	9 176 651	9 327 523	9 637 018	8 851 905	8 563 170	8 748 815	8 644 983	8 764 526	8 692 997	10 373 866	10 316 930	9 904 498	10 152 129	10 441 386	10 566 241	10 767 187	10 869 209

																					kW/mês	
Rede de transporte AT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 E	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P
Potência horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 360 480	6 232 199	6 868 321	6 948 671	7 133 699	6 535 822	6 334 076	6 441 150	6 380 092	6 464 786	6 438 901	6 740 219	6 692 771	6 378 654	6 419 575	6 700 670	6 747 501	6 794 409	6 841 317
Potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	7 909 665	7 750 139	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 127 714	7 876 830	8 009 984	7 934 053	8 039 376	8 007 187	9 628 884	9 561 101	9 112 363	9 170 823	9 627 399	9 694 797	9 762 194	9 829 592

Quadro 3-17 - Potência contratada e potência em horas de ponta utilizada no cálculo do custo incremental da rede de transporte

																					kW/mês	
Rede de transporte MAT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 E	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P
Potência horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 717 557	6 717 557	6 981 754	7 063 696	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514
Potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 609 716	8 609 716	9 176 651	9 327 523	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	10 373 866	10 373 866	10 373 866	10 373 866	10 441 386	10 566 241	10 767 187	10 869 209

																					kW/mês	
Rede de transporte AT	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 E	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P
Potência horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 605 518	6 605 518	6 868 321	6 948 671	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699
Potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	8 214 385	8 214 385	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 694 797	9 762 194	9 829 592

**CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE**

O Quadro 3-18 sintetiza os valores de custos incrementais obtidos no presente estudo para cada nível de tensão. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais é apresentado no Anexo II.

**Quadro 3-18 - Custos incrementais da rede de transporte**

	€/kW/mês
	CI Tarifas 2022
Potência contratada MAT	0,160
Potência horas de ponta MAT	2,043
Potência contratada AT	0,435
Potência horas de ponta AT	3,270

De forma a tornar comparáveis estes custos incrementais com os valores em vigor em 2021 escalam-se todos os custos incrementais para que estes proporcionem a parcela de proveitos permitidos na atividade de transporte a ser recuperada pelas tarifas de uso da rede de transporte em vigor em 2022 <sup>16</sup>. É possível assim obter as variações de preços que resultam da adoção destes custos incrementais (Quadro 3-19).

<sup>16</sup> Conforme referido anteriormente, em 2022 estas tarifas aplicam-se unicamente ao consumo.

Quadro 3-19 - Custos incrementais escalados para os proveitos permitidos de 2022

	CI tarifas 2021 €/kW/mês	CI estudo €/kW/mês	Δ
Potência contratada MAT	0,135	0,148	10%
Potência horas de ponta MAT	1,845	1,884	2%
Potência contratada AT	0,367	0,401	9%
Potência horas de ponta AT	3,066	3,015	-2%

Verifica-se um crescimento dos custos incrementais escalados, por variável de faturação, com exceção da potência em horas de ponta em AT. A variação é mais significativa na potência contratada. Em termos médios, o impacto é praticamente nulo para a tarifa de Uso da Rede de AT, verificando-se um ligeiro aumento da tarifa de Uso da Rede de MAT conforme Quadro 3-20.

Quadro 3-20 - Receitas incrementais da rede de transporte escaladas para os proveitos permitidos

	Receitas CI tarifas 2021 (euros)	Receitas CI estudo (euros)	Δ
Potência contratada MAT	1 250 133	1 371 727	9,7%
Potência horas de ponta MAT	3 812 617	3 891 635	2,1%
<b>MAT</b>	<b>5 062 750</b>	<b>5 263 362</b>	<b>4,0%</b>
Potência contratada AT	42 379 980	46 298 841	9,2%
Potência horas de ponta AT	246 515 135	242 395 663	-1,7%
<b>AT</b>	<b>288 895 116</b>	<b>288 694 504</b>	<b>-0,1%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>293 957 866</b>	<b>293 957 866</b>	<b>0,0%</b>

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

Para os consumidores dos restantes níveis de tensão o impacto tarifário é nulo, uma vez que para os consumidores de AT, MT e BT o preço de potência contratada é convertido em potência em horas de ponta devido à simultaneidade das cargas.

### 3.1.3.2 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

Conforme descrito na secção anterior, os custos incrementais adotados em 2022 são os apresentados no quadro seguinte.

**Quadro 3-21 - Custos incrementais da rede de transporte em 2022**

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 0,82, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Transporte.

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

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

### 3.1.4 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, revê-se a estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição, procurando melhorar a aderência das tarifas aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta e incentivando, desta forma, uma utilização mais eficiente das redes de distribuição.

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

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

A E-REDES enviou à ERSE, uma atualização do estudo realizado em julho de 2017<sup>17</sup> relativo ao cálculo dos custos incrementais das Redes de Distribuição, com informação que permitiu atualizar e robustecer o estudo da ERSE.

#### Investimentos

As séries temporais dos investimentos, custos de operação e manutenção e procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores reais (1998 a 2020), estimados (2021) e valores previsionais (2022 a 2025). São considerados os investimentos previsionais até ao fim do período de regulação que é iniciado em 2022. Os investimentos e participações apresentados têm como fonte a informação das normas submetidas pela E-Redes<sup>18</sup>. É considerado o investimento realizado ou que se prevê realizar no ano, que não diz necessariamente respeito a equipamentos que tenham entrado em exploração na sua totalidade em cada ano.

---

<sup>17</sup> Informação previsional da E-Redes para o período de 2022-2025 – Anexo 3 “Custos incrementais da E-Redes”

<sup>18</sup> Informação previsional da E-Redes para o período de 2022-2025 – Anexo 1 “Informação sobre o conjunto de atividades reguladas da E-Redes” – 2021 a 2025

No Quadro 3-22 constam os investimentos, incluindo a totalidade das participações, ao longo do período considerado.

No Quadro 3-23 apresentam-se as participações em espécie, que compreendem os investimentos que são efetuados por consumidores ou outras entidades, sendo posteriormente transferidos para o ativo da E-Redes.

No Quadro 3-24 apresentam-se as participações financeiras de clientes, que são investimentos que resultam essencialmente de pedidos de clientes de novas ligações à rede ou de reforços da rede fruto desses pedidos, e que são efetuados pela E-Redes, mas que são pagos diretamente pelos consumidores que requisitaram a sua construção.

No Quadro 3-25 incluem-se as participações financeiras de fundos comunitários, que representam os investimentos que são pagos por fundos comunitários.

Quadro 3-22 - Investimento, incluindo participações, na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021

Unidade: milhares de euros

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Distribuição em AT</b>	20 072	16 645	19 643	27 511	31 255	43 645	52 798	53 756	47 827	47 334	44 167	29 441	33 250	28 746
Linhas aéreas	13 744	12 030	16 809	22 472	28 016	32 293	31 713	35 224	31 053	38 479	36 851	14 448	16 659	19 703
Cabos subterrâneos	4 617	2 280	2 022	1 946	1 403	8 312	19 040	13 271	13 045	5 976	5 536	12 656	17 849	10 430
Postos de corte e seccionamento	1 711	2 336	812	3 093	1 836	3 039	2 045	5 261	3 729	2 879	1 780	2 337	-1 258	-1 387
<b>Distribuição em MT</b>	149 790	121 802	120 348	118 268	142 624	181 913	227 451	236 812	189 550	134 765	155 345	158 612	144 244	170 430
Linhas aéreas	62 518	61 835	56 397	43 759	54 605	76 786	89 947	100 016	78 240	48 463	58 024	66 062	67 232	86 701
Cabos subterrâneos	39 312	34 407	37 406	40 930	39 306	46 432	50 524	44 976	44 040	34 161	39 960	45 627	44 132	41 652
Subestações	47 646	24 484	26 533	33 570	48 516	57 901	85 231	91 560	66 542	51 848	56 676	46 861	32 830	42 048
Postos de corte e seccionamento	314	1 075	12	9	197	794	1 749	261	728	292	685	62	50	29
<b>Distribuição em BT</b>	159 475	145 800	145 821	160 604	161 460	146 438	154 960	163 352	146 982	116 227	123 987	157 607	133 159	132 982
Redes aéreas	59 257	49 155	50 133	34 262	43 767	43 280	42 248	44 128	40 642	35 012	35 683	37 542	44 562	40 911
Redes subterrâneas	25 954	27 848	29 659	52 873	51 615	37 216	43 199	48 042	32 326	26 169	27 091	39 043	20 454	16 070
Chegadas aéreas	19 982	16 267	13 453	7 546	6 522	4 546	5 361	5 979	6 019	4 622	3 693	5 089	4 549	4 143
Chegadas subterrâneas	24 111	22 593	24 115	23 016	19 324	16 173	18 022	19 357	18 401	14 267	9 932	15 975	9 156	8 790
Postos de transformação e seccionamento	30 170	29 938	28 462	42 908	40 232	45 223	46 130	45 847	49 594	36 157	47 589	59 958	54 439	63 068
<b>TOTAL</b>	<b>329 337</b>	<b>284 247</b>	<b>285 812</b>	<b>306 383</b>	<b>335 338</b>	<b>371 995</b>	<b>435 209</b>	<b>453 920</b>	<b>384 358</b>	<b>298 326</b>	<b>323 500</b>	<b>345 659</b>	<b>310 654</b>	<b>332 158</b>

Unidade: milhares de euros

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Distribuição em AT</b>	34 446	31 532	36 852	55 566	37 538	23 613	16 737	8 747	13 200	19 711	12 436	13 053	19 297	23 244
Linhas aéreas	24 945	24 365	25 198	28 339	23 966	17 597	11 357	6 317	10 560	15 540	10 040	9 234	10 771	11 835
Cabos subterrâneos	8 416	5 684	5 996	4 668	2 668	4 119	3 256	449	1 157	3 066	1 740	3 147	7 731	10 641
Postos de corte e seccionamento	1 085	1 483	5 657	22 559	10 904	1 897	2 124	1 980	1 483	1 104	657	671	795	768
<b>Distribuição em MT</b>	203 101	173 340	186 511	159 437	139 961	138 700	91 685	117 542	113 008	148 305	138 413	144 818	138 708	141 176
Linhas aéreas	98 405	89 423	102 663	80 349	65 885	70 349	50 852	77 318	74 250	77 158	72 557	73 605	70 443	70 372
Cabos subterrâneos	48 481	38 080	33 956	30 164	25 437	32 249	8 120	3 915	10 111	21 521	20 734	21 312	20 411	20 995
Subestações	56 100	45 328	49 539	48 728	48 558	29 977	24 881	32 227	26 411	41 185	37 029	41 827	40 060	41 915
Postos de corte e seccionamento	115	509	354	196	80	6 124	7 832	4 081	2 236	8 441	8 092	8 073	7 794	7 894
<b>Distribuição em BT</b>	125 934	119 162	105 619	108 071	119 596	143 540	86 740	104 950	107 637	153 789	169 649	179 810	181 095	143 735
Redes aéreas	38 328	43 787	37 342	37 769	43 461	62 249	50 693	59 278	52 997	62 198	67 518	72 222	72 609	57 732
Redes subterrâneas	16 112	15 935	13 772	16 936	16 524	24 008	6 531	6 459	10 902	27 725	29 302	30 275	30 289	24 476
Chegadas aéreas	3 652	2 608	1 731	1 882	2 338	3 727	670	562	1 878	4 128	4 219	4 273	4 254	3 571
Chegadas subterrâneas	6 818	4 334	1 561	2 961	3 135	5 336	2 823	5 125	6 637	11 002	10 875	10 636	10 515	9 490
Postos de transformação e seccionamento	61 023	52 498	51 213	48 523	54 139	48 221	26 023	33 525	35 225	48 736	57 735	62 406	63 428	48 466
<b>TOTAL</b>	<b>363 481</b>	<b>324 034</b>	<b>328 982</b>	<b>323 074</b>	<b>297 095</b>	<b>305 852</b>	<b>195 162</b>	<b>231 238</b>	<b>233 845</b>	<b>321 805</b>	<b>320 499</b>	<b>337 681</b>	<b>339 100</b>	<b>308 155</b>

Fonte: E-Redes

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

Quadro 3-23 - Comparticipações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021

Unidade: milhares de euros

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Distribuição em AT</b>	0	0	218	3 438	1 246	1 676	4 798	3 658	15 813	8 272	6 647	6 196	2 792	552
Linhas aéreas	0	0	187	2 321	1 230	1 380	4 798	3 658	13 872	8 272	6 193	2 332	1 679	8
Cabos subterrâneos	0	0	23	0	15	0	0	0	0	0	454	3 106	1 113	544
Postos de corte e seccionamento	0	0	9	1 117	0	296	0	0	1 941	0	0	757	0	0
<b>Distribuição em MT</b>	23 005	15 246	14 513	15 458	12 322	16 524	17 371	17 614	14 948	11 291	12 276	20 589	13 832	8 845
Linhas aéreas	9 601	7 740	8 391	3 699	2 498	5 437	5 376	7 982	5 203	3 630	4 346	7 664	4 375	2 750
Cabos subterrâneos	6 038	4 307	5 566	11 758	9 763	10 416	11 333	9 486	9 312	7 557	7 466	12 910	9 406	6 066
Subestações	7 317	3 064	554	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	48	134	2	0	61	671	662	146	433	104	464	14	50	29
<b>Distribuição em BT</b>	55 060	55 077	50 509	66 384	49 762	48 114	51 214	49 195	44 518	28 853	24 863	47 806	32 653	22 617
Redes aéreas	20 460	18 569	17 364	1 670	790	1 145	1 573	1 910	1 546	1 509	731	2 083	12 680	9 572
Redes subterrâneas	8 961	10 520	10 274	31 575	23 851	21 153	22 037	19 275	17 247	11 878	11 043	19 417	5 820	3 760
Chegadas aéreas	6 899	6 144	4 660	693	711	1 031	1 129	1 375	1 498	1 153	640	1 275	1 294	969
Chegadas subterrâneas	8 325	8 535	8 352	8 380	8 753	10 016	11 524	11 811	11 155	7 724	4 906	10 208	2 605	2 057
Postos de transformação e seccionamento	10 416	11 309	9 859	24 066	15 658	14 770	14 950	14 824	13 073	6 589	7 543	14 824	10 253	6 258
<b>TOTAL</b>	<b>78 064</b>	<b>70 323</b>	<b>65 240</b>	<b>85 279</b>	<b>63 330</b>	<b>66 314</b>	<b>73 382</b>	<b>70 467</b>	<b>75 279</b>	<b>48 416</b>	<b>43 786</b>	<b>74 590</b>	<b>49 278</b>	<b>32 014</b>

Unidade: milhares de euros

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Distribuição em AT</b>	999	711	1 967	12 960	3 252	81	0	370	821	2 159	2 131	2 101	2 072	2 044
Linhas aéreas	874	174	1 808	1 771	1 097	81	0	370	821	2 159	2 131	2 101	2 072	2 044
Cabos subterrâneos	125	537	160	66	143	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	0	0	11 123	2 012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em MT</b>	8 182	8 739	4 186	7 833	4 478	8 785	1 040	5 923	3 757	9 888	9 761	9 626	9 493	9 362
Linhas aéreas	2 726	2 807	1 042	4 748	1 997	2 540	961	5 444	2 400	6 316	6 235	6 149	6 064	5 980
Cabos subterrâneos	5 410	5 931	3 144	3 008	2 480	6 245	56	147	790	2 079	2 052	2 024	1 996	1 969
Subestações	0	0	0	0	0	0	1	2	12	30	30	29	29	29
Postos de corte e seccionamento	47	0	0	77	0	0	22	329	556	1 462	1 444	1 424	1 404	1 385
<b>Distribuição em BT</b>	19 119	14 914	13 030	15 383	14 064	17 526	1 122	13 267	7 201	18 962	18 718	18 460	18 205	17 954
Redes aéreas	8 645	6 620	6 881	7 538	7 216	8 767	662	7 650	2 027	5 337	5 269	5 196	5 124	5 053
Redes subterrâneas	3 634	2 409	2 537	3 331	2 743	3 381	57	1 420	1 583	4 168	4 115	4 058	4 002	3 947
Chegadas aéreas	824	394	319	374	388	525	38	222	482	1 269	1 252	1 235	1 218	1 201
Chegadas subterrâneas	1 538	655	287	568	520	751	252	3 224	2 420	6 372	6 290	6 204	6 118	6 033
Postos de transformação e seccionamento	4 479	4 836	3 007	3 572	3 196	4 102	112	750	690	1 816	1 792	1 768	1 743	1 719
<b>TOTAL</b>	<b>28 301</b>	<b>24 364</b>	<b>19 183</b>	<b>36 176</b>	<b>21 794</b>	<b>26 392</b>	<b>2 161</b>	<b>19 560</b>	<b>11 779</b>	<b>31 008</b>	<b>30 610</b>	<b>30 187</b>	<b>29 771</b>	<b>29 360</b>

Fonte: E-Redes

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

Quadro 3-24 - Comparticipações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica, a preços constantes de 2021

Unidade: milhares de euros

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Distribuição em AT</b>	1 862	5 162	2 310	4 163	127	3 156	4 411	6 066	13 298	5 047	7 650	19 174	11 149	13 480
Linhas aéreas	1 275	3 736	1 980	3 485	127	2 489	3 625	4 963	11 161	4 312	6 067	15 526	6 367	8 301
Cabos subterrâneos	428	705	235	337	0	608	754	927	552	279	1 456	775	1 768	2 325
Postos de corte e seccionamento	159	721	95	341	0	59	32	176	1 585	456	127	2 872	3 014	2 855
<b>Distribuição em MT</b>	22 979	28 008	21 592	27 560	18 819	15 480	16 464	16 747	17 708	16 056	15 627	11 147	15 745	8 767
Linhas aéreas	9 590	14 218	10 973	12 354	10 220	6 386	8 164	6 185	5 806	7 182	6 136	5 647	5 745	4 167
Cabos subterrâneos	6 031	7 912	7 280	8 995	8 599	3 152	6 369	4 363	3 123	3 921	3 946	4 091	5 012	3 204
Subestações	7 309	5 631	3 338	6 209	0	5 933	1 905	6 110	8 776	4 952	5 541	1 409	4 988	1 396
Postos de corte e seccionamento	48	248	2	3	0	9	26	89	3	0	5	0	0	0
<b>Distribuição em BT</b>	85 119	75 942	70 515	63 938	52 582	51 318	40 850	35 366	27 385	39 241	27 824	18 912	20 460	11 331
Redes aéreas	31 629	25 604	24 241	22 116	12 813	13 459	12 253	10 826	7 952	10 745	9 531	7 841	9 850	5 696
Redes subterrâneas	13 854	14 505	14 344	14 453	10 536	9 183	9 321	7 783	4 677	7 497	4 992	3 537	4 522	2 237
Chegadas aéreas	10 665	8 472	6 506	4 651	8 439	5 174	3 926	3 347	2 844	2 690	2 032	1 165	1 004	577
Chegadas subterrâneas	12 869	11 767	11 660	9 932	18 779	14 773	11 186	9 871	10 150	9 384	7 409	5 801	2 024	1 224
Postos de transformação e seccionamento	16 103	15 595	13 764	12 785	2 015	8 728	4 162	3 538	1 762	8 925	3 860	569	3 061	1 596
<b>TOTAL</b>	109 960	109 112	94 416	95 662	71 528	69 954	61 725	58 180	58 391	60 344	51 101	49 233	47 354	33 578

Unidade: milhares de euros

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Distribuição em AT</b>	5 366	6 876	3 065	2 370	2 810	917	1 574	11 821	9 008	7 753	15 024	15 141	14 932	14 726
Linhas aéreas	3 862	5 400	2 352	1 650	923	633	1 068	8 392	7 087	5 911	11 530	9 862	7 541	6 801
Cabos subterrâneos	1 330	1 146	656	334	870	284	306	634	842	1 354	2 536	4 351	6 702	7 392
Postos de corte e seccionamento	174	331	58	386	1 016	0	200	2 794	1 079	488	957	928	690	533
<b>Distribuição em MT</b>	7 032	5 798	7 776	11 107	12 892	21 843	14 317	9 961	9 254	17 359	10 432	10 045	9 901	9 771
Linhas aéreas	3 456	2 732	4 533	6 139	7 209	14 869	7 880	6 414	6 086	8 885	5 378	5 012	4 933	4 773
Cabos subterrâneos	1 552	1 231	2 718	3 240	3 574	5 001	1 274	336	790	2 438	1 515	1 433	1 411	1 410
Subestações	2 022	1 814	525	1 728	2 109	1 096	3 930	2 876	2 236	5 161	3 000	3 106	3 067	3 105
Postos de corte e seccionamento	2	20	0	0	0	876	1 234	335	142	875	539	494	490	483
<b>Distribuição em BT</b>	16 685	12 907	10 788	8 052	8 790	9 739	11 965	11 965	10 332	17 117	12 555	12 736	11 994	11 232
Redes aéreas	4 637	4 584	5 860	4 688	5 147	3 562	6 992	6 738	5 243	7 219	5 178	5 291	4 969	4 704
Redes subterrâneas	1 950	1 668	2 160	1 729	1 956	1 374	905	658	959	2 991	2 095	2 069	1 936	1 833
Chegadas aéreas	443	273	272	218	277	213	88	44	144	363	247	240	224	212
Chegadas subterrâneas	825	453	245	196	371	305	359	248	434	588	381	350	324	309
Postos de transformação e seccionamento	8 830	5 928	2 252	1 222	1 038	4 285	3 621	4 277	3 553	5 957	4 653	4 786	4 542	4 174
<b>TOTAL</b>	29 084	25 581	21 630	21 529	24 493	32 499	27 857	33 746	28 594	42 229	38 011	37 922	36 827	35 729

Fonte: E-Redes

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

Quadro 3-25 - Comparticipações de fundos comunitários na rede de distribuição de energia elétrica, a preços contantes de 2021

Unidade: milhares de euros

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Distribuição em AT</b>	0	7 513	0	165	127	1 115	13 329	7 262	866	-20	226	0	0	0
Linhas aéreas	0	5 436	0	139	127	645	11 639	6 768	732	-20	212	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	1 028	0	13	0	0	0	5	17	0	13	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	1 050	0	13	0	470	1 690	488	117	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em MT</b>	4 053	9 906	2 695	3 387	0	2 429	10 001	7 086	6 641	1 944	3 847	1 207	0	0
Linhas aéreas	1 692	5 030	1 590	1 794	0	2 096	7 318	6 046	4 827	1 800	3 183	1 177	0	0
Cabos subterrâneos	1 064	2 798	1 054	1 307	0	201	132	128	72	34	48	30	0	0
Subestações	1 289	1 992	51	286	0	132	2 551	912	1 743	110	615	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	8	87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em BT</b>	7 771	6 032	3 341	1 671	0	1 749	5 007	4 697	3 316	1 168	1 616	1 337	0	0
Redes aéreas	2 888	2 034	1 149	578	0	851	2 640	2 080	1 452	577	671	514	0	0
Redes subterrâneas	1 265	1 152	679	377	0	110	108	55	20	1	0	5	0	0
Chegadas aéreas	974	673	309	122	0	35	78	47	45	10	10	13	0	0
Chegadas subterrâneas	1 175	934	553	260	0	13	30	10	6	1	2	5	0	0
Postos de transformação e seccionamento	1 470	1 239	652	334	0	738	2 151	2 504	1 793	580	932	802	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>11 824</b>	<b>23 452</b>	<b>6 036</b>	<b>5 223</b>	<b>127</b>	<b>5 293</b>	<b>28 337</b>	<b>19 045</b>	<b>10 824</b>	<b>3 092</b>	<b>5 688</b>	<b>2 544</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Unidade: milhares de euros

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Distribuição em AT</b>	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0
Linhas aéreas	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em MT</b>	808	0	1 161	65	0	733	74	125	0	0	0	0	0	0
Linhas aéreas	808	0	1 161	65	0	733	41	80	0	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	0	0	0	0	0	7	4	0	0	0	0	0	0
Subestações	0	0	0	0	0	0	20	36	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	0	0	0	0	0	6	4	0	0	0	0	0	0
<b>Distribuição em BT</b>	502	0	620	0	0	0	62	0	0	0	0	0	0	0
Redes aéreas	296	0	426	0	0	0	36	0	0	0	0	0	0	0
Redes subterrâneas	125	0	157	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0
Chegadas aéreas	28	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chegadas subterrâneas	53	0	18	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Postos de transformação e seccionamento	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>1 310</b>	<b>0</b>	<b>1 782</b>	<b>65</b>	<b>0</b>	<b>733</b>	<b>145</b>	<b>125</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Fonte: E-Redes

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

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

As séries de investimentos apresentadas do Quadro 3-23 ao Quadro 3-25 estão a preços constantes de 2021, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam no quadro seguinte.

**Quadro 3-26 - Índice de preços implícitos no PIB**

Ano	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Índice de preços implícito no PIB	3,8%	3,4%	3,4%	3,7%	4,2%	3,4%	2,4%	3,3%	3,2%	3,0%	1,7%	1,1%	0,6%	-0,3%
Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Índice de preços implícito no PIB	-0,4%	2,2%	0,7%	2,0%	1,7%	1,5%	1,8%	1,7%	2,4%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%

Fontes: Banco de Portugal, *Séries trimestrais para a economia portuguesa: 1977-2020*, in «Boletim Económico - A economia portuguesa em 2020», maio 2021 (até 2020); Conselho de Finanças Públicas, *Resumo de Projeções Macroeconómicas para a Economia Portuguesa*, atualização de 7 de julho de 2021 (2021 a 2025).

### Tratamento dos ativos participados

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

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

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

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

No Quadro 3-27 apresenta-se um quadro resumo com a percentagem do valor das participações que é incluído no cálculo dos custos incrementais, em cada rede de distribuição.

**Quadro 3-27 - Participações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental**

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

### Investimentos de substituição

Na análise aos custos incrementais não são incluídos os montantes referentes a investimentos que não contribuem para satisfazer acréscimos de procura, ativos de substituição e outros <sup>19</sup>, distinguindo as redes entre AT/MT e BT.

No período de 1998 a 2000 a percentagem de investimentos de substituição, foi determinada considerando que 15% <sup>20</sup> do investimento realizado era relativo a ativos não justificados por acréscimos de procura. Em 2016, a E-Redes em conjunto com o INESC TEC elaborou um estudo que permitiu determinar novas percentagens destes investimentos não justificados por acréscimos de procura, desagregadas entre os tipos de rede AT/MT e BT.

<sup>19</sup> Investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos vetores, nomeadamente investimentos relacionados com questões ambientais e imposições regulamentares.

<sup>20</sup> Esta percentagem resultou do trabalho de revisão da estrutura tarifária que ocorreu em 2000.



---

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

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

Existem também alguns investimentos que não se enquadram em nenhum dos vetores anteriores e que são agregados em “Outros”.

Para o novo período regulatório foi atualizado o estudo com base nos vetores, previamente classificados, e nos investimentos realizados de 2011 a 2020. O estudo apresentado pela E-Redes <sup>21</sup> revela que atualmente grande parte dos investimentos não são justificados pela necessidade de satisfazer procura adicional (vetor Segurança de Abastecimento), como tal verifica-se a tendência crescente da proporção dos investimentos de substituição no investimento total.

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

---

<sup>21</sup> Informação previsual da E-Redes para o período de 2022-2025 – Anexo 3 “Custos incrementais da E-Redes”.

**Quadro 3-28 - Investimentos de substituição nas redes de distribuição**

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

Nível tensão	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
AT/MT	83%	82%	84%	83%	88%	80%	60%	78%	79%	81%	80%	80%	80%	80%
BT	65%	70%	74%	73%	72%	73%	78%	74%	71%	74%	74%	74%	74%	74%

Com base nestes resultados as percentagens de investimento de substituição nas redes de distribuição entre 1998 e 2025 foram consideradas da seguinte forma:

- Entre 1998 e 2000 considerou-se a percentagem de 15%;
- Para os períodos entre 2001 e 2011, foi considerada uma evolução linear entre os valores destes dois anos;
- Entre 2011 e 2022 adotam-se as percentagens apresentadas pela E-Redes;
- De 2023 a 2025 assumem-se valores iguais aos previstos para 2022.

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

O Quadro 3-29 apresenta, de forma condensada, o investimento de expansão na rede de distribuição obtida na sequência da utilização da metodologia descrita.

Quadro 3-29 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica

Unidade: milhares de euros

Nível tensão	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Distribuição em AT	17 061	14 149	16 696	21 734	22 816	29 242	32 207	29 566	22 957	19 880	15 900	8 832	7 980	5 174
Distribuição em MT	127 322	103 532	102 295	93 432	104 115	121 882	138 745	130 247	90 984	56 601	55 924	47 584	34 619	30 677
Distribuição em BT	135 554	123 930	123 948	130 089	122 709	105 435	103 823	102 912	85 250	62 763	60 754	70 923	53 264	47 873
<b>TOTAL</b>	<b>279 936</b>	<b>241 610</b>	<b>242 940</b>	<b>245 254</b>	<b>249 641</b>	<b>256 559</b>	<b>274 775</b>	<b>262 724</b>	<b>199 190</b>	<b>139 244</b>	<b>132 578</b>	<b>127 339</b>	<b>95 862</b>	<b>83 725</b>

Unidade: milhares de euros

Nível tensão	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuição em AT	5 856	5 676	5 896	9 446	4 505	4 723	6 695	1 924	2 772	3 745	2 487	2 611	3 859	4 649
Distribuição em MT	34 527	31 201	29 842	27 104	16 795	27 740	36 674	25 859	23 732	28 178	27 683	28 964	27 742	28 235
Distribuição em BT	44 077	35 748	27 461	29 179	33 487	38 756	19 083	27 287	31 215	39 985	44 109	46 751	47 085	37 371
<b>TOTAL</b>	<b>84 460</b>	<b>72 625</b>	<b>63 199</b>	<b>65 730</b>	<b>54 787</b>	<b>71 218</b>	<b>62 452</b>	<b>55 070</b>	<b>57 718</b>	<b>71 908</b>	<b>74 279</b>	<b>78 325</b>	<b>78 686</b>	<b>70 255</b>

Fonte: E-Redes

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

### Classificação dos investimentos

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

Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de energia elétrica e os seus componentes nos diversos níveis de tensão, adotou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rúbricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. A classificação adotada é observável no Quadro 3-30.

**Quadro 3-30 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica**

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

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

- Com o acréscimo do autoconsumo é expectável a necessidade de aumento dos troços periféricos;
- Maior eletrificação dos edifícios e casas e dos sistemas e serviços de flexibilidade distribuídos com controlo automático aumentará as cargas simultâneas nos edifícios (ex: necessidades de aquecimento, gerando a necessidade de reforçar os troços periféricos);
- Estudo E-Redes indica que cerca de 23% dos PT alimentam um número reduzido de clientes (até 10 clientes).

Esta alteração tem implicações na estrutura de pagamentos das redes de AT, MT e BT, aumentando-se o peso da componente recuperada através do termo de potência contratada. Anteriormente o investimento em troços mistos em AT tinha uma imputação de 10%, em MT de 33% e em BT a percentagem era de 20%.

No Quadro 3-31 apresenta-se a nova repartição dos troços mistos em troços comuns e periféricos em cada rede de distribuição. Dado o menor número de clientes ligados às redes de maiores níveis de tensão, a percentagem afeta à potência contratada é menor nas redes de maiores níveis de tensão.

**Quadro 3-31 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos**

	ERSE	
	Troço Comum	Troço Periférico
Troço Misto em AT	85%	15%
Troço Misto em MT	60%	40%
Troço Misto em BT - Redes	50%	50%
Troço Misto em BT - PTs	77%	23%

#### Custos de operação e manutenção

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

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, utilizaram-se as percentagens apresentadas no estudo da E-Redes (Quadro 3-32), que resultam do peso dos custos operacionais diretos e indiretos no ativo corpóreo bruto.

**Quadro 3-32 - Custos de operação e manutenção**

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

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

Para o período compreendido entre 1998 e 2001 foram consideradas as percentagens de 2002 e para o período entre 2023 e 2025 as percentagens de 2022.

### Procura

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

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

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

A potência média em horas de ponta apenas foi introduzida como variável de faturação em 2002, não existindo medições para os anos anteriores. Assim, a potência em horas de ponta em cada nível de tensão, entre 1998 e 2001, foi determinada através do quociente entre a energia em horas de ponta verificada em

---

cada ano e o número de horas de ponta equivalente verificado em 2002 (determinado pelo rácio entre a energia em horas de ponta e a potência em horas de ponta).

No Quadro 3-33 apresentam-se os valores de procura para o período 1998-2025. Este foi um período em que ocorreram reduções na potência em alguns anos. A metodologia adotada para o cálculo do custo incremental consiste em relacionar acréscimos de investimento com acréscimos de procura, o que significa que metodologicamente não faz sentido considerar reduções de procura. Assim, as séries de potência indicadas foram corrigidas, no sentido de o valor de determinado ano ser igual ao do ano anterior, sempre que se verifique uma redução da procura.

#### Outros pressupostos

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização coincidente com a estimativa da taxa de remuneração de 2021 da atividade de distribuição de energia elétrica, disponível à data de agosto de 2021, 4,75%.

De modo a calcular a anuidade dos vários investimentos foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de distribuição, de 25 anos.

Quadro 3-33 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição

AT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Potência	(kW)													
Hora ponta	4 203 873	4 486 363	4 740 585	5 023 386	4 984 583	5 210 482	5 565 979	5 898 481	6 078 514	6 098 140	6 137 074	6 763 487	6 858 144	7 041 456
Contratada	5 547 000	5 902 235	6 320 037	6 678 347	6 596 032	6 861 923	7 351 342	7 757 068	8 012 274	8 097 941	8 127 210	8 879 546	8 918 468	9 147 069

AT	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potência	(kW)													
Hora ponta	6 431 630	6 289 095	6 338 467	6 278 382	6 361 726	6 336 254	6 632 768	6 586 076	6 276 968	6 425 144	6 587 367	6 658 838	6 783 468	6 847 325
Contratada	8 542 257	8 306 460	8 343 825	8 380 328	8 820 516	9 391 546	9 877 385	9 823 230	9 396 186	9 452 872	9 892 812	9 961 879	10 030 946	10 100 014

MT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Potência	(kW)													
Hora ponta	3 596 799	3 860 351	4 082 209	4 325 035	4 296 652	4 486 131	4 769 160	5 003 191	5 159 200	5 148 173	5 224 023	5 826 083	5 749 800	5 653 332
Contratada	7 019 392	7 442 702	7 798 089	8 171 336	9 152 319	9 176 540	10 386 514	8 897 713	9 141 235	10 328 594	9 663 240	9 994 124	10 208 370	10 208 212

MT	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potência	(kW)													
Hora ponta	5 444 833	5 309 941	5 326 081	5 283 735	5 365 419	5 373 529	5 574 320	5 514 195	5 272 314	5 411 940	5 548 516	5 606 965	5 711 913	5 762 013
Contratada	9 987 687	9 794 303	9 773 571	9 694 932	9 803 689	10 386 635	10 783 515	10 781 705	10 685 551	10 750 011	11 334 271	11 413 395	11 492 520	11 571 646

BT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Potência	(kW)													
Hora ponta	2 132 848	2 312 990	2 452 697	2 559 795	2 599 726	2 706 085	2 844 082	2 983 655	3 078 911	3 133 829	3 161 086	3 325 192	3 425 337	3 285 324
Contratada	27 021 942	29 641 727	30 609 552	31 992 563	32 989 462	34 224 860	35 221 739	34 702 646	36 078 071	37 732 414	38 171 999	38 553 256	38 906 531	39 009 216

BT	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potência	(kW)													
Hora ponta	3 065 389	2 958 189	2 936 440	2 868 920	2 920 550	2 925 017	3 036 211	3 017 944	2 960 806	3 040 136	3 054 192	3 074 105	3 110 437	3 114 922
Contratada	38 721 021	38 962 788	38 145 948	38 199 147	38 533 336	38 951 143	39 374 380	39 731 032	40 057 632	40 299 392	40 771 217	41 054 448	41 339 043	41 623 639



### 3.1.4.2 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 3-34 sintetiza os custos incrementais em vigor no anterior período de regulação (CI Tarifas 2021) e os custos incrementais que resultam da análise agora efetuada (CI Tarifas 2022).

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

A nível da BT assiste-se a uma ligeira redução do custo incremental de potência contratada e de potência em horas de ponta. A redução é inferior no custo incremental de potência contratada, devido a uma maior imputação de investimentos a esta variável, conforme previamente justificado. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais é apresentado no Anexo III.

**Quadro 3-34 - Custos incrementais da rede de distribuição**

	CI Tarifas 2021 (€/kW/mês)	CI Tarifas 2022 (€/kW/mês)	Variação Tarifas 2022/Tarifas 2021
Potência contratada AT	0,0749	0,1030	37,5%
Potência horas ponta AT	0,8637	0,7944	-8,0%
Potência contratada MT	0,7206	0,8169	13,4%
Potência horas ponta MT	4,3601	3,9490	-9,4%
Potência contratada BT	0,5686	0,5555	-2,3%
Potência horas ponta BT	5,3749	5,2342	-2,6%

O Quadro 3-35 apresenta o peso das receitas incrementais de potência contratada no total das receitas incrementais de cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT.

Comparam-se os resultados obtidos com a situação atual, verificando-se que a estrutura das receitas nas redes de AT e de MT recuperadas pela potência contratada assumirá um peso superior no próximo exercício tarifário. Na rede de BT verifica-se que a estrutura de receitas da variável de faturação potência contratada mantém-se face a Tarifas 2021.

Quadro 3-35 - Peso das receitas incrementais de potência contratada nas receitas incrementais totais

	CI Tarifas 2021	CI Tarifas 2022
	Receitas potência contratada	Receitas potência contratada
<b>AT+MT</b>	<b>23,0%</b>	<b>27,5%</b>
AT	11,5%	16,3%
MT	25,2%	29,7%
<b>BT</b>	<b>58,5%</b>	<b>58,6%</b>

O Quadro 3-36 analisa o peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT, e permite observar uma manutenção da situação face aos custos incrementais atualmente em vigor.

Quadro 3-36 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT

	CI Tarifas 2021	CI Tarifas 2022
$R_{AT} / (R_{AT} + R_{MT})$	16,6%	16,7%

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

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 3-37 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

**Quadro 3-37 - 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	1,17

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].

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 em vigor.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 162/2019, art. 2.º, alínea d)]. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo. O **autoconsumidor individual** é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio nas suas instalações [art.º 2.º, alínea e)] e o **autoconsumo coletivo** tem como requisito a proximidade entre os seus membros e as próprias UPAC [art.º 5.º], o mesmo sucedendo com as CER [art.º 2.º, alínea j)]. No entanto, é possível associar em autoconsumo as instalações que, estando próximas, estejam ainda assim interligadas através da rede elétrica de serviço público (RESP).

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 8, alínea e)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 18.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).

Com a recente reformulação do RT, as matérias relativos às tarifas de Acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT <sup>22</sup>.

#### **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 recente 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 1 <sup>23</sup>, 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 desenvolvimento dos projetos de autoconsumo, a ERSE entendeu 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 <sup>24</sup>.

---

<sup>22</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

<sup>23</sup> Um fator de 1 significa que as tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante são deduzidas na totalidade.

<sup>24</sup> Tal como referido na consulta pública, a ERSE monitorizará os projetos de autoconsumo, no sentido de perceber a necessidade da introdução de sinais locais.

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.

Os pontos de fronteira referidos incluem os pontos de entrega a outros operadores de redes, quando aplicável [RAC, art.º 54.º, n.º 4].

A E-Redes enviou à ERSE, a 15 de junho de 2021, informação relativa a fluxos no ano de 2020. Esta informação não inclui dados relativos a pontos de entrega a outros operadores de redes, por questões de parametrização de contadores, entretanto sanadas no decurso de 2021.

Da análise da informação enviada, retira-se que ocorreu pelo menos um período de 15 minutos com fluxo de energia de jusante para montante, em 2020, em 95 subestações (cerca de 22% do total) e em mais de 5 mil postos de transformação (cerca de 8% do total).

Para os pontos de fronteira identificados, ocorreram períodos de inversão de fluxo em, pelo menos, 6% dos períodos do ano, com a energia de jusante para montante (719 GWh) a corresponder a, pelo menos, 5% da energia de montante para jusante (4 922 GWh, cerca de 10% dos fornecimentos totais).

Quadro 3-38 - Períodos de 15 minutos com inversão de fluxo

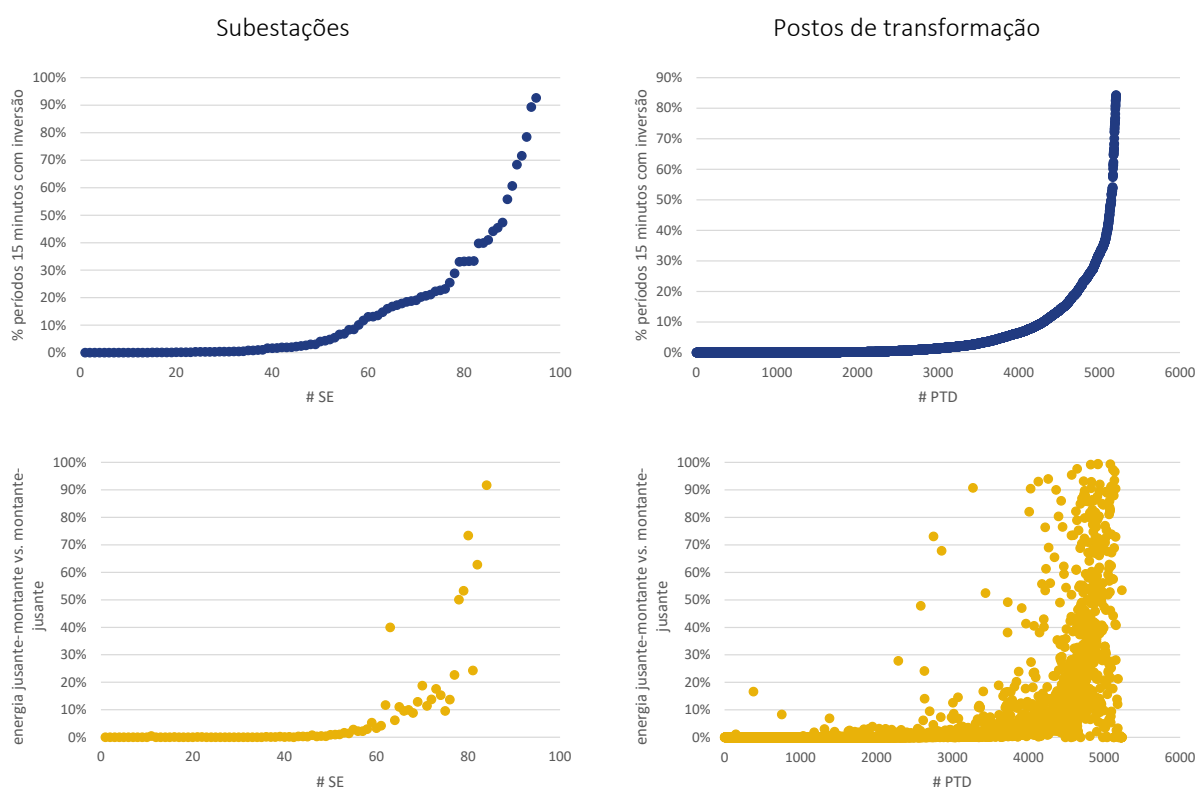
Tipo de instalação	Períodos 15 minutos com inversão	Energia Jusante-Montante / Energia Montante-Jusante
Postos de Transformação de Distribuição	6%	5%
Subestações	14%	16%
Total Geral	6%	15%

A figura seguinte apresenta diagramas classificados para a proporção do número de períodos de 15 minutos em que houve fluxo de energia de jusante para montante no total do ano (no topo). São também apresentados gráficos com a proporção da energia de jusante para montante face à energia de montante para jusante, em cada período de 15 minutos (em baixo), os quais mantêm a ordenação dos diagramas de topo. A informação refere-se tanto a subestações (à esquerda), como a postos de transformação (à direita).

Da figura observa-se que o número de períodos de 15 minutos em que houve fluxo de energia de jusante para montante foi inferior a 10% do número de períodos do ano, em 57 das subestações (60% do total de subestações). Em termos de energia, a proporção entre jusante-montante e montante-jusante, por período de 15 minutos, foi inferior a 10% em 68 subestações (72% do total).

Nos postos de transformação, foram 4302 as instalações (82% do total) em que o número de períodos de 15 minutos com fluxo de energia jusante-montante foi inferior a 10% dos períodos do ano. Em termos de energia, em 4460 postos (85% do total) a proporção entre jusante-montante e montante-jusante foi inferior a 10%.

Figura 3-1 - Distribuição dos períodos com inversão de fluxo e da proporção entre energia jusante-montante e energia montante-jusante, em 2020



Da análise à informação enviada pela E-Redes, embora se observe que há pontos de fronteira em que os fluxos de jusante para montante, em períodos de 15 minutos, têm significado, 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 melhoria da informação recolhida e respetiva análise, e consequente aprovação de critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, serão determinantes para suportar a tomada de decisão da ERSE.

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

Não são conhecidos, até ao momento, projetos de autoconsumo que envolvam 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 2020, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2022 a



opção tomada em 2020 e 2021, 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].

Com a recente 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 <sup>25</sup>.

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.

---

<sup>25</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Anteriormente as matérias relativas a estas tarifas eram estabelecidas no Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pela ERSE [Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro].

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 subsidiação cruzada com as restantes tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

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

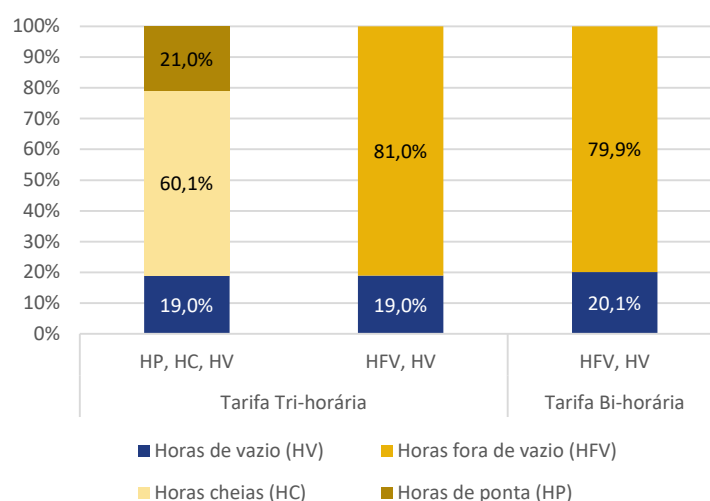
### CONVERSÃO DO PREÇO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA PREÇOS DE ENERGIA

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 <sup>26</sup>, 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.

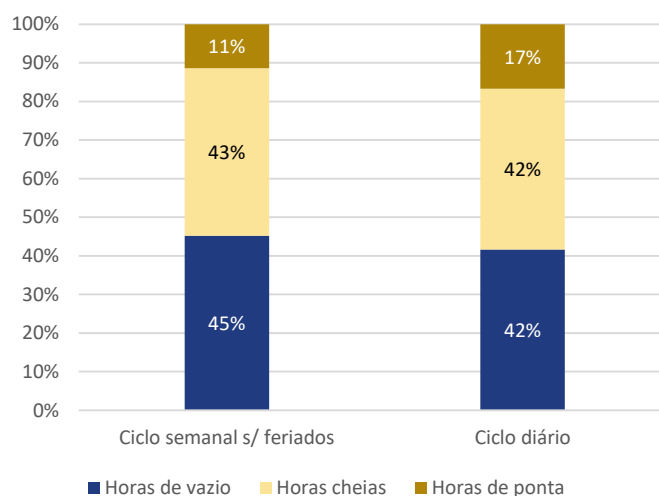
A proporção de consumo na rede de mobilidade elétrica por período horário, em 2020, é apresentada na figura seguinte. Comparando com a distribuição de horas por período horário, no mesmo ano (Figura 3-3), conclui-se que há uma maior utilização da rede no período fora de vazio.

**Figura 3-2 - Distribuição do consumo na rede da mobilidade elétrica por período horário, 2020**



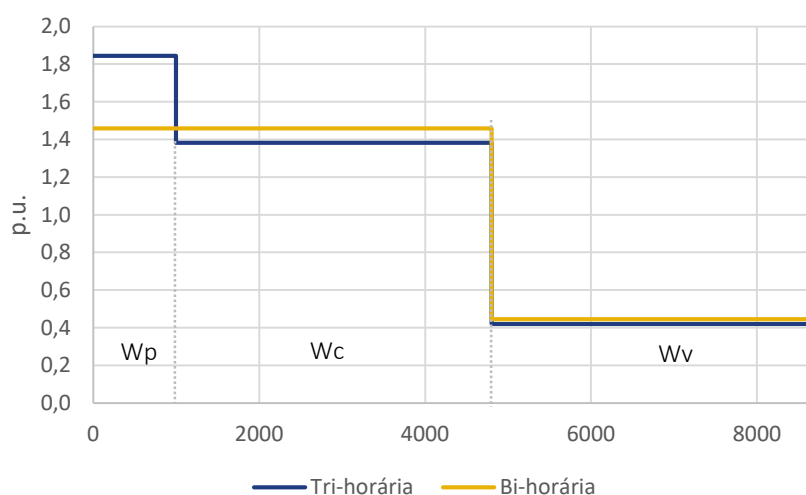
<sup>26</sup> [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

Figura 3-3 - Distribuição do número de horas por período horário, em 2020



Na Figura 3-4 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 a amplitude significativa 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 (0,7% do total).

Figura 3-4 - Diagrama de carga estimado do consumo das tarifas de Acesso às Redes para a rede da mobilidade elétrica, 2020



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 decrescente entre horas de ponta, horas cheias e horas de vazio. 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 na tabela 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 3-39 - Valores normalizados pela potência média anual**

	Horas fora de vazio	Horas de vazio
p.u.	1,46	0,44

A conversão em anos anteriores recorreu a um fator de utilização da potência contratada da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT, que resulta do quociente entre a energia e a potência contratada, incluindo a Iluminação Pública (IP).

Com base em valores fornecidos pela E-Redes, para o ano de 2020, foi possível estimar esse fator a partir das quantidades das tarifas de Acesso às Redes para a mobilidade elétrica, em 235 horas/ano. Este valor é uma ordem de grandeza inferior ao fator de utilização da potência contratada obtido pelas quantidades da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT <sup>27</sup>.

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, é significativa. Por esse motivo, a ERSE entende ser mais adequado utilizar um valor intermédio. No caso, utilizando as quantidades previstas para a energia e

<sup>27</sup> No exercício anterior, 1 968 h/ano, e 2 237 h/ano em 2022.

a potência contratada da opção tri-horária da tarifa de Acesso às Redes em BT, mas excluindo as quantidades relativas à IP. O fator de utilização da potência contratada corresponde, então, a 668 h/ano. 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.

### 3.4 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de energia a aplicar durante o período de regulação de 2018-2021, resultante de um estudo <sup>28</sup> apresentado no documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2018](#)», foi orientada pelos custos marginais de aprovisionamento de energia no mercado diário espanhol <sup>29</sup> nos anos de 2015 e 2016. A razão para não utilizar nessa altura os preços do mercado diário português deveu-se à existência de horas de desacoplamento, especialmente no período de super vazio, onde se observavam alguns períodos de congestionamento.

Esta opção tinha por base a expectativa que durante o período de regulação de 2018-2021 fosse possível reduzir esses momentos de congestionamento através de um reforço das interligações entre Espanha e Portugal. A redução do congestionamento nas interligações levaria a prazo a uma maior convergência dos preços de energia em Portugal para os níveis observados em Espanha, dada a maior dimensão deste último mercado.

O início de um novo período de regulação (2022-2025), o contínuo e aprofundado processo de integração de mercados e a influência de tecnologias de produção marginais caracterizadas por custos variáveis de produção semelhantes no espaço ibérico, como consequência dos objetivos de descarbonização da produção de energia elétrica, justificam uma reavaliação da estrutura dos preços de energia.

A Figura 3-5 apresenta a percentagem de horas com diferença de preços na fronteira Espanha-Portugal, no período 2015-2020, evidenciando uma melhoria gradual no acoplamento dos dois mercados <sup>30</sup>.

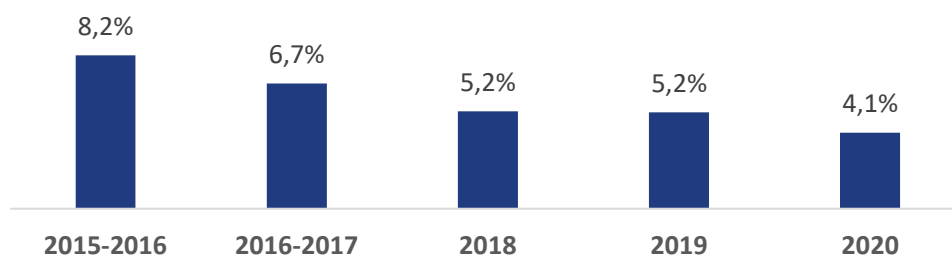
---

<sup>28</sup> O estudo tinha como objetivo a atualização da estrutura de preços utilizada no período regulatório 2015-2017.

<sup>29</sup> A utilização dos preços do mercado diário espanhol deveu-se à existência de algumas horas de desacoplamento entre o mercado diário português e o mercado diário espanhol, na expectativa que com o aprofundamento da integração de mercados a estrutura de preços no mercado espanhol prevaleça.

<sup>30</sup> Os primeiros dois valores referem-se aos biénios 2015-2016 e 2016-2017, respetivamente.

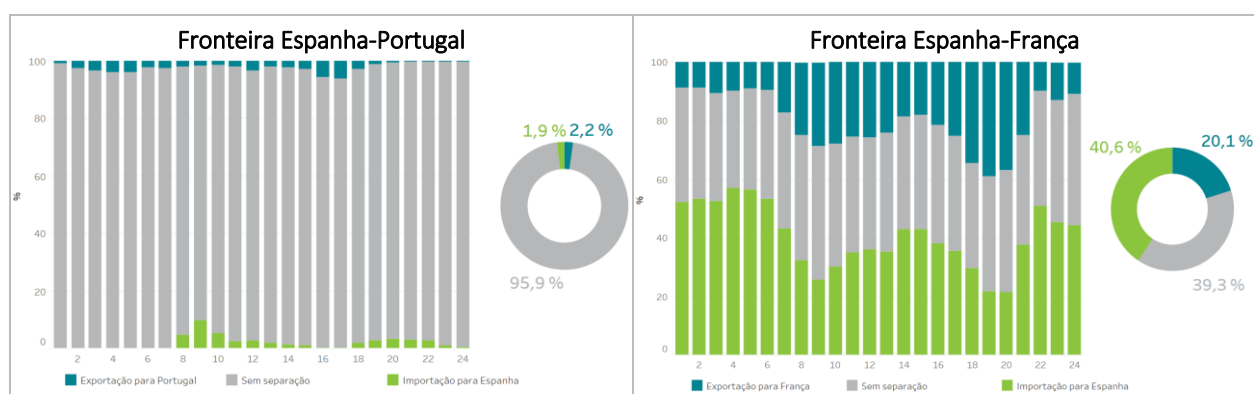
Figura 3-5 - Acoplamento de mercados na fronteira Espanha-Portugal, anos 2015-2020



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

Conclui-se que o nível de acoplamento é maior do que o valor observado na fronteira entre Espanha e França, como se observa na Figura 3-6, com dados relativos a 2020.

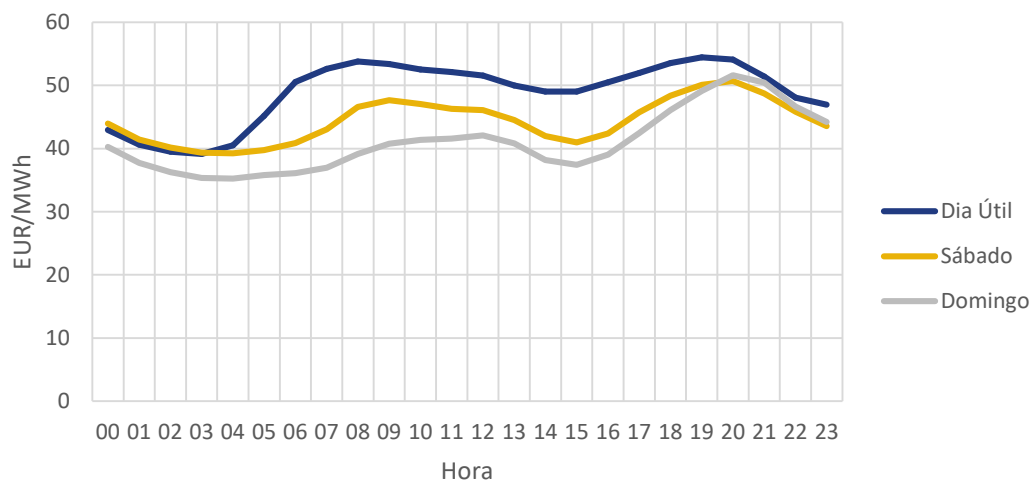
Figura 3-6 - Acoplamento de mercados nas fronteiras Espanha/Portugal e Espanha/França, ano 2020



Fonte: [Relatório Anual 2020](#), OMIE. O gráfico circular indica a percentagem de horas, sobre o total de horas, do acoplamento de mercados e, no caso de não existir acoplamento, do fluxo da interligação. O gráfico de barras discrimina, por hora, estes dados.

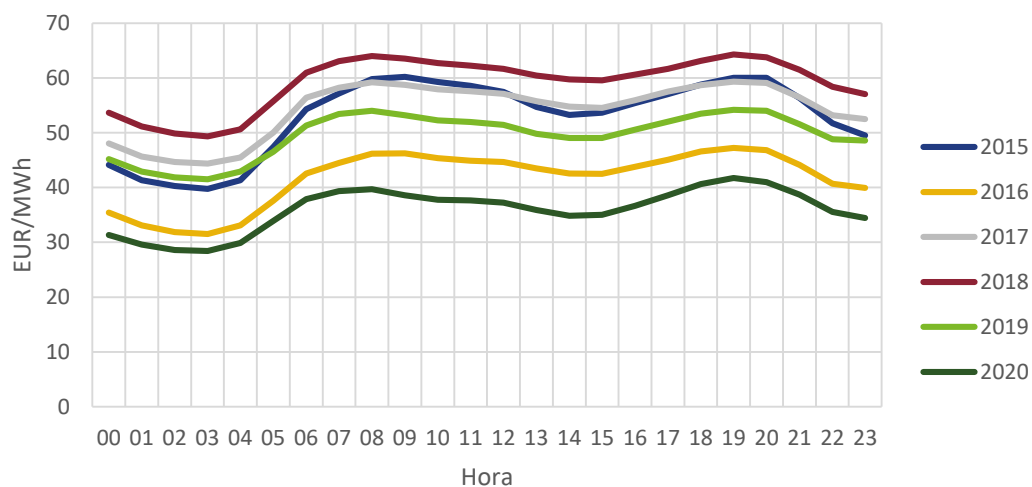
As duas figuras seguintes caracterizam as curvas de preços horários do mercado diário, para a área de Portugal, nos anos 2015 a 2020. A Figura 3-7 apresenta os preços horários médios por tipo de dia, evidenciando que existe um comportamento de ciclo semanal, em que os preços mais altos se registam nos dias úteis. A Figura 3-8 apresenta os preços horários apenas para os dias úteis, mas com discriminação por ano, permitindo concluir que a estrutura de preços tende a ser semelhante nos vários anos, não obstante existirem diferenças nos níveis de preços entre anos.

Figura 3-7 - Preços horários por tipo de dia, anos 2015-2020



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

Figura 3-8 - Preços horários nos dias úteis, por ano



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

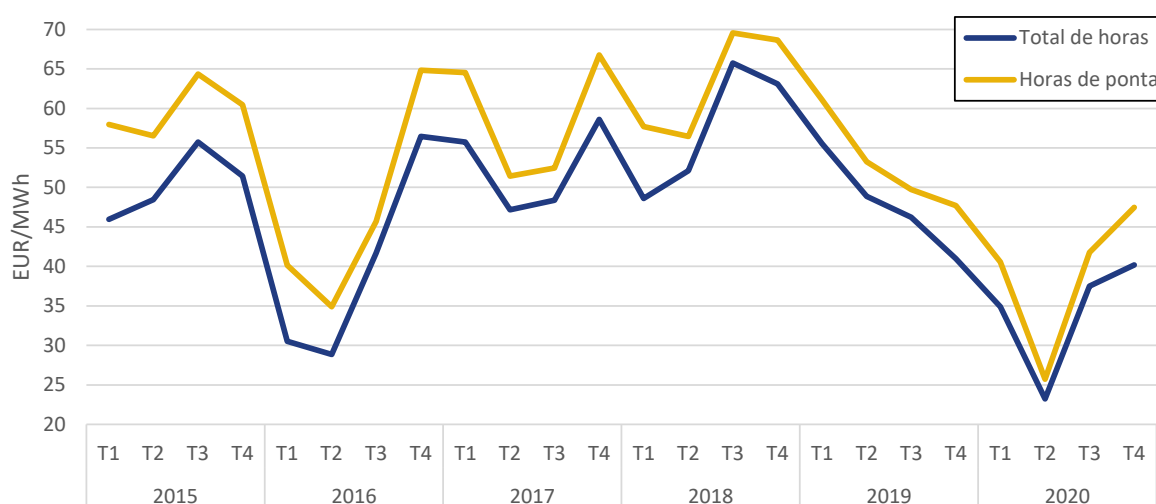
As duas figuras seguintes analisam o comportamento trimestral dos preços do mercado diário, no total das horas e nas horas de ponta <sup>31</sup>. A Figura 3-9 apresenta a evolução trimestral dos preços, o que aponta para alguma volatilidade entre trimestres e entre anos. Fica evidente a descida de preços ao longo do ano de 2019, atingido valores mínimos no segundo trimestre de 2020, já no início da pandemia da Covid-19. Em

<sup>31</sup> As horas de ponta apresentadas correspondem às horas de ponta do ciclo semanal em Portugal continental.



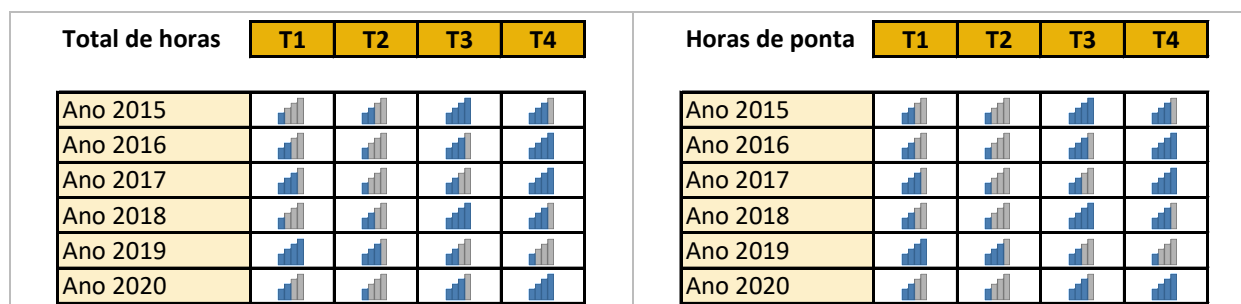
complemento, a Figura 3-10 caracteriza, para cada ano, o ranking trimestral dos preços, desde o trimestre com o preço mais alto (quatro barras preenchidas) ao trimestre com o preço mais baixo (uma barra preenchida).

Figura 3-9 - Preços no total de horas e nas horas de ponta, por trimestre



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

Figura 3-10 - Ranking de preços nos trimestres, por ano

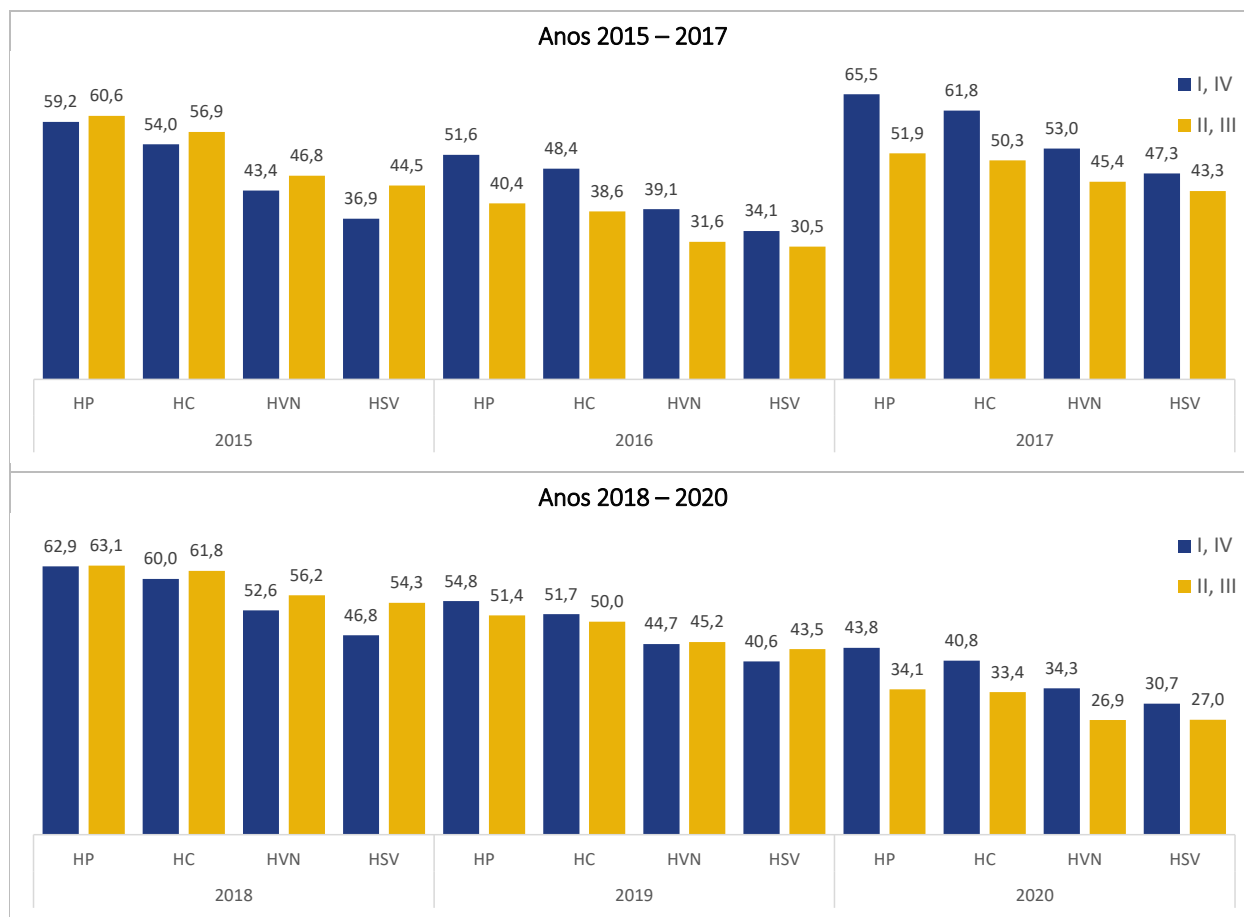


Fonte: Preços do mercado diário [OMIE](#), nos dias úteis. Ranking desde o **preço mais alto** (▀▀▀▀) ao **preço mais baixo** (▀▀▀▀) entre os quatro trimestres de cada ano.

A Figura 3-11 apresenta a evolução de preços do mercado diário entre 2015 e 2020, no referencial dos períodos horários e dos períodos trimestrais (I – IV) em Portugal continental. Observa-se que em três dos seis anos (2016, 2017 e 2020) se verifica o comportamento sazonal esperado para todos os períodos horários, com preços mais altos nos trimestres do período húmido (períodos I e IV) do que nos trimestres do período seco (períodos II e III). Por outro lado, no ano 2019 o comportamento sazonal também é o

esperado nos períodos horários de pontas e cheias. Por fim, em dois anos (2015 e 2018) o comportamento sazonal é o oposto ao esperado, em todos os períodos horários.

Figura 3-11 - Evolução de preço entre 2015 e 2020, por período horário e por trimestres



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

### CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS

Com os preços horários do mercado diário do Mibel dos anos 2018 a 2020, foram calculados preços médios para os períodos horários da tarifa de Energia, os quais correspondem aos custos marginais da tarifa de Energia em referencial de mercado. Com base nessa estrutura de preços foi aplicada a metodologia para o cálculo da tarifa de Energia, a qual precisa de ter em consideração a procura prevista para o ano de 2022, bem como os proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso. Deste exercício é possível determinar a estrutura de receitas que resulta dos custos marginais adotados.

O Quadro 3-40 apresenta a estrutura de receitas por trimestre e por período horário. Para além de mostrar a estrutura de receitas que resultaria dos custos marginais que estiveram em vigor nos dois períodos de regulação anteriores (2015-2017, 2018-2021), são apresentadas duas versões de preços passíveis de serem usados para as tarifas do ano de 2022, tendo sido calculados com os preços da área de Espanha (versão ES) e da área de Portugal (versão PT).

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

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022 (versão ES)	2022 (versão PT)
<b>Por trimestres</b>				
Trimestres I,IV	54,4%	54,6%	54,1%	54,2%
Trimestres II,III	45,6%	45,4%	45,9%	45,8%
<b>Por período horário</b>				
Horas de ponta	16,7%	16,2%	15,6%	15,5%
Horas cheias	50,1%	49,8%	48,9%	48,8%
Horas de vazio normal	24,9%	24,7%	25,8%	25,9%
Horas de super vazio	8,4%	9,2%	9,7%	9,8%

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

Em primeiro lugar, verifica-se que a estrutura de receitas com os custos marginais para 2022 é similar para as duas versões de preços do ano de 2022, refletindo o elevado grau de acoplamento dos dois mercados. Em segundo lugar, na comparação com os dois períodos de regulação anteriores, os custos marginais para 2022 apresentam uma menor sazonalidade trimestral, aproximando a percentagem de receitas a recuperar entre os trimestres I,IV e II,III. Também nos períodos horários existe uma menor diferenciação de preços, com o peso de receitas a recuperar nas horas de ponta e nas horas cheias a reduzir, aumentando nos períodos de vazio.

Numa análise semelhante, o Quadro 3-41 apresenta o rácio de preços implícito entre trimestres e entre períodos horários. As conclusões são equivalentes às do quadro anterior, na medida que se observa uma menor sazonalidade entre trimestres e uma menor diferenciação de preços entre períodos horários.

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

Ano dos custos marginais	2015-2017	2018-2021	2022 (versão ES)	2022 (versão PT)
<b>Por trimestres</b>				
Trimestres I,IV / Trimestres II,III	1,05	1,06	1,04	1,04
<b>Por período horário</b>				
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,62	1,43	1,30	1,29
Horas cheias / Horas de super vazio	1,47	1,32	1,24	1,23
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	1,20	1,08	1,07	1,07

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

#### ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AO CÁLCULO DOS CUSTOS MARGINAIS

Um pressuposto relevante na determinação dos custos marginais da tarifa de Energia é o intervalo de dados históricos a utilizar no cálculo. A análise anterior utiliza os anos de 2018 a 2020, cuja escolha decorreu da análise de sensibilidade que agora se apresenta.

Na análise de sensibilidade analisaram-se outras janelas temporais para definir a estrutura dos custos marginais, nomeadamente uma janela temporal recente de apenas dois anos, incluindo o ano pandémico de 2020 (2019-2020) ou excluindo esse ano (2018-2019). Os resultados obtidos podem ser consultados nos dois quadros seguintes <sup>32</sup>.

Verifica-se no Quadro 3-42 que a utilização de um histórico de três anos resulta numa estrutura intermédia face aos três cenários alternativos em análise, que ao mesmo tempo se mantém mais próxima da estrutura em vigor nos dois períodos de regulação anteriores (ver Quadro 3-40). Tendo em conta a volatilidade de preços observada anteriormente, em particular na Figura 3-9, considera-se prudente optar por um histórico superior a dois anos. A opção de não utilizar informação anterior a 2018 tem a ver com o facto de 2018 representar o início do período de regulação em vigor.

<sup>32</sup> Os três cenários apresentados utilizam os preços da área de Portugal.

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

Ano dos custos marginais	2022 (versão PT)	2022 (versão PT)	2022 (versão PT)
Histórico de dados OMIE	3 anos 2018-2020	2 anos 2018-2019	2 anos 2019-2020
<b>Por trimestres</b>			
Trimestres I,IV	54,2%	52,7%	55,6%
Trimestres II,III	45,8%	47,3%	44,4%
<b>Por período horário</b>			
Horas de ponta	15,5%	15,3%	15,8%
Horas cheias	48,8%	48,6%	48,9%
Horas de vazio normal	25,9%	26,3%	25,6%
Horas de super vazio	9,8%	9,9%	9,7%

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

Na análise ao rácio de preços nos três cenários também se conclui que a adoção de um histórico de três anos (2018-2020) resulta em alterações menos impactantes face aos custos marginais em vigor.

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

Ano dos custos marginais	2022 (versão PT)	2022 (versão PT)	2022 (versão PT)
Histórico de dados OMIE	3 anos 2018-2020	2 anos 2018-2019	2 anos 2019-2020
<b>Por trimestres</b>			
Trimestres I,IV / Trimestres II,III	1,04	0,99	1,11
<b>Por período horário</b>			
Horas de ponta / Horas de super vazio	1,29	1,26	1,33
Horas cheias / Horas de super vazio	1,23	1,21	1,24
Horas de vazio normal / Horas de super vazio	1,07	1,07	1,07

Fonte: Preços do mercado diário OMIE; cálculos ERSE.

#### CUSTOS MARGINAIS PARA AS TARIFAS DO ANO DE 2022

Os custos marginais da tarifa de Energia para o ano de 2022, obtidos através da análise anteriormente referida, encontram-se no Quadro 3-44. 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 <sup>33</sup>.

**Quadro 3-44 - Custos marginais da tarifa de Energia em 2022**

		Referencial de mercado	Referencial de saída da RNT AT
		EUR/kWh	EUR/kWh
Períodos I, IV	Ponta	0,0538	0,0548
	Cheias	0,0508	0,0517
	Vazio Normal	0,0439	0,0446
	Super Vazio	0,0394	0,0400
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 lembrar 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 compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso, tendo em conta a procura prevista para o ano de 2022. Nas tarifas para o ano de 2022 o fator multiplicativo é de 2,27.

### 3.5 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

- Tarifa de Comercialização em MT;
- Tarifa de Comercialização em BTE;
- Tarifa de Comercialização em BTN.

<sup>33</sup> De lembrar 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 compra e venda de energia elétrica, tendo em conta a procura prevista para o ano de 2022.

---

Em 2022 as tarifas transitórias em Portugal continental aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT e MT.

As tarifas de Comercialização permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de comercialização de energia elétrica, desempenhada pelo comercializador de último recurso, recuperando os custos da estrutura comercial afeta à venda de energia elétrica aos seus clientes, nomeadamente os custos de leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico. Devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais parte dos proveitos permitidos da atividade de comercialização podem ser recuperados na tarifa de uso global do sistema<sup>34</sup>, 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*.

---

<sup>34</sup> Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em AT/MT, BTE e BTN.

---

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.

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

Nas três tarifas de comercialização (MT, BTE e BTN) o fator multiplicativo incide de forma igual sobre os dois termos tarifários. Tendo em conta a extinção da tarifa transitória em MT em Portugal continental e a necessidade de continuar a determinar uma tarifa de comercialização em MT, designadamente para aplicação aos fornecimentos em MT das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e para aplicação no âmbito do fornecimento supletivo, a tarifa de Comercialização em MT assume uma estrutura de custos médios de referência igual à estrutura da tarifa de Comercialização em BTE <sup>35</sup>.

Os fatores multiplicativos aplicados aos custos médios de referência em MT, BTE e BTN, de forma a assegurar a recuperação dos proveitos permitidos respetivos, são iguais a 4,44 em MT, 5,42 em BTE e 1,83 em BTN.

---

<sup>35</sup> Esta opção não invalida que se revise esta abordagem no futuro de forma a poder aperfeiçoá-la.



#### 4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. O Quadro 4-1 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais <sup>36</sup>. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes 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	
	Tarifa de Energia	Energia
	Tarifa de Comercialização	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 <sup>37</sup>. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva <sup>38</sup>. Sempre que

<sup>36</sup> A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

<sup>37</sup> Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

<sup>38</sup> 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 <sup>39</sup>. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

Sempre que a aplicação da tarifa aditiva implicar 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 2022 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em dezembro de 2021, 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 2021 e janeiro de 2022. 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, sobretudo 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

---

<sup>39</sup> Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa 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 e face à estrutura esperada em anos futuros. Assim, a opção por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários apresentados no Quadro 4-2 dá maiores garantias para se poder prosseguir no processo de convergência tarifária, desejavelmente já a partir das tarifas para o ano de 2023.

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

Região	Nível	Variação tarifária média Jan 2022 / Dez 2021	Variação máxima por preço Jan 2022 / Dez 2021
Portugal continental	BTN	-3,4 %	-3,4 %
Região Autónoma dos Açores	MT	-0,8 %	-0,8 %
	BTE	-2,4 %	-2,4 %
	BTN	-1,9 %	-1,9 %
Região Autónoma da Madeira	MT	+1,1 %	+1,1 %
	BTE	-3,0 %	-3,0 %
	BTN	-2,2 %	-2,2 %

As secções <sup>40</sup> 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

<sup>40</sup> 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 2021 os valores médios desse ano, tendo em conta as revisões trimestrais da tarifa de Energia que ocorreram nesse 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 2021, 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 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais ocorridas nesse ano.

A Figura 4-1 apresenta as variações tarifárias <sup>41</sup> das tarifas transitórias e das tarifas aditivas. Enquanto que para a globalidade de BTN as variações tarifárias são iguais em ambos os casos (0,2%), existem diferenças ao nível das opções tarifárias. As diferenças resultam da limitação das variações máximas através do mecanismo de convergência <sup>42</sup>. Por regra, as variações tarifárias da tarifa transitória são de menor amplitude quando comparadas com as variações tarifárias da tarifa aditiva.

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



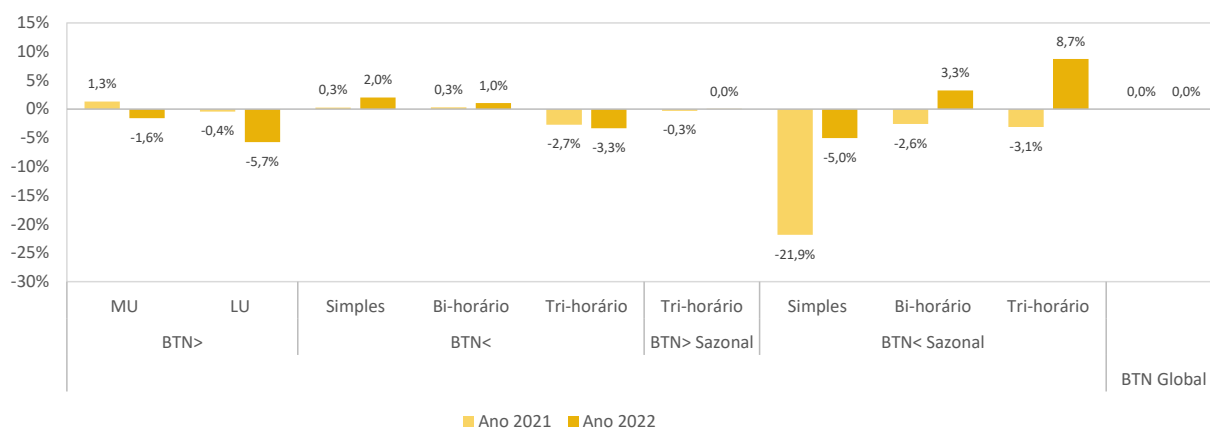
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no ano 2021 (valor médio do ano 2021, incluindo o efeito das revisões trimestrais).

<sup>41</sup> O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

<sup>42</sup> Previsto no artigo 174.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

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

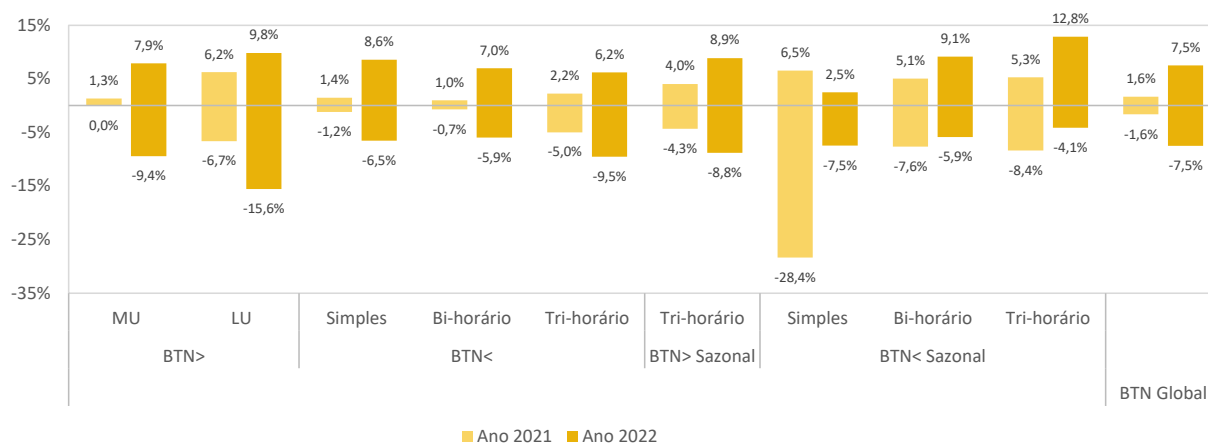


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da tarifa transitória e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva do mesmo ano (ano 2021 inclui efeito das revisões trimestrais).

A Figura 4-3 apresenta a decomposição da distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva entre preços da tarifa transitória que estão acima da tarifa aditiva (eixo positivo) e preços da tarifa transitória que estão abaixo da tarifa aditiva (eixo negativo). Para cada opção tarifária a soma destes dois valores equivale necessariamente ao valor correspondente da Figura 4-2 <sup>43</sup>. Assim, a Figura 4-3 permite perceber se a falta de aditividade tarifária numa opção tarifária resulta exclusivamente de desvios nos preços no mesmo sentido face à tarifa aditiva ou se é uma combinação de preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva.

<sup>43</sup> 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%.

**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 2022 a existência de preços na tarifa transitória acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 7,5% 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 deterioração deste indicador face ao ano anterior. A deterioração decorre de uma estrutura preço-a-preço muito diferente em 2022, quando comparada com anos anteriores, devido a uma estrutura de preços atípica da tarifa de Acesso às Redes, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas.

Caso as tarifas para o ano de 2023 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.

#### 4.1.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Esta secção compara a tarifa transitória e a tarifa aditiva em BTN, por termo tarifário. As tarifas para o ano de 2021 referem-se aos preços em vigor no final do ano 2021 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 2022.

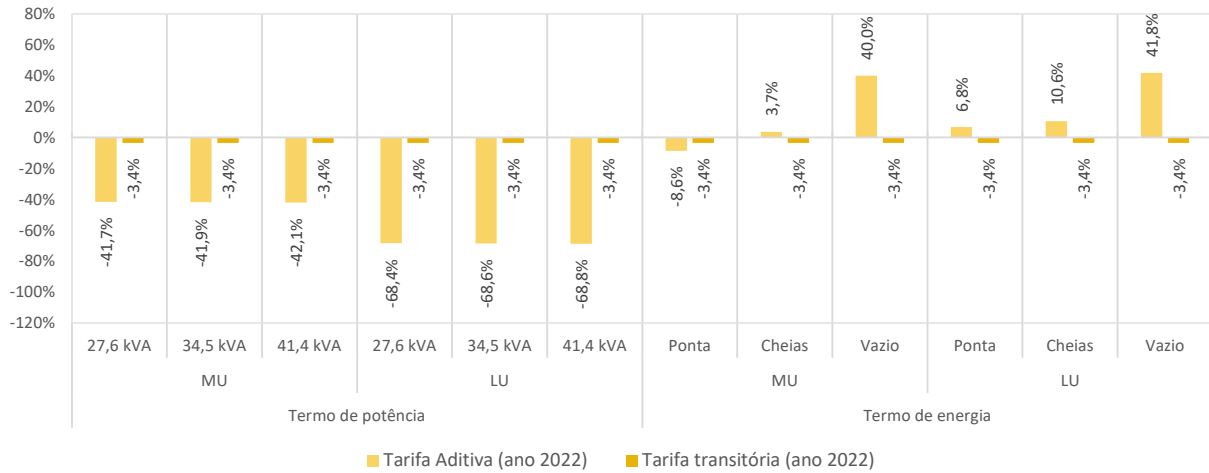
Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável às tarifas transitórias de BTN em Portugal continental <sup>44</sup> considera uma variação máxima por termo tarifário de -3,4%, igual à variação tarifária média entre dezembro de 2021 e janeiro de 2022. Isto determina que todos os preços da tarifa transitória em BTN variem 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. Contudo, é expectável que nas tarifas para o ano de 2023 seja possível regressar a uma situação semelhante ao ano de 2021, desde que a tarifa de Acesso às Redes assuma uma estrutura em linha com os anos anteriores.

---

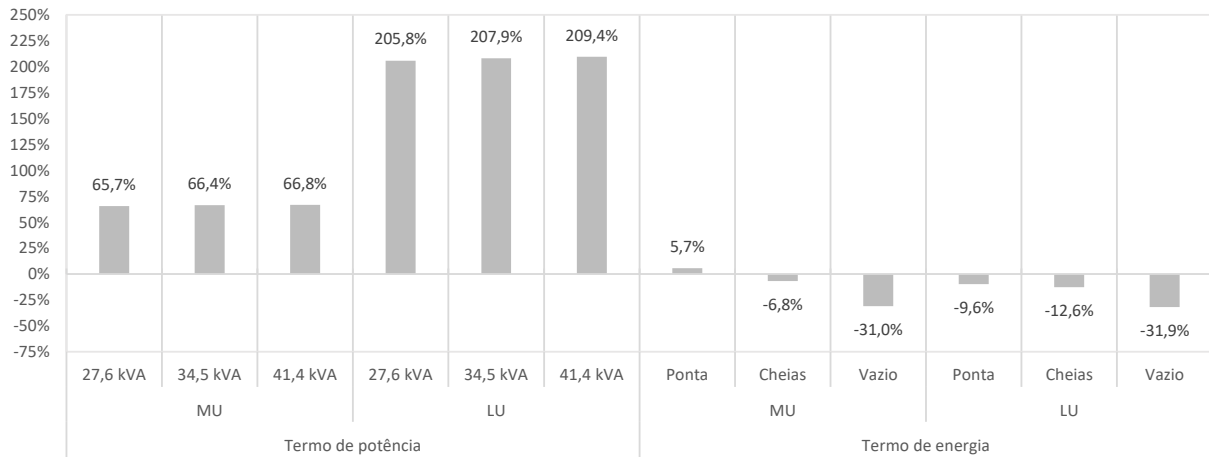
<sup>44</sup> Designado por «Mecanismo de convergência para tarifas aditivas». Mecanismo previsto no Artigo 174.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

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 2021.

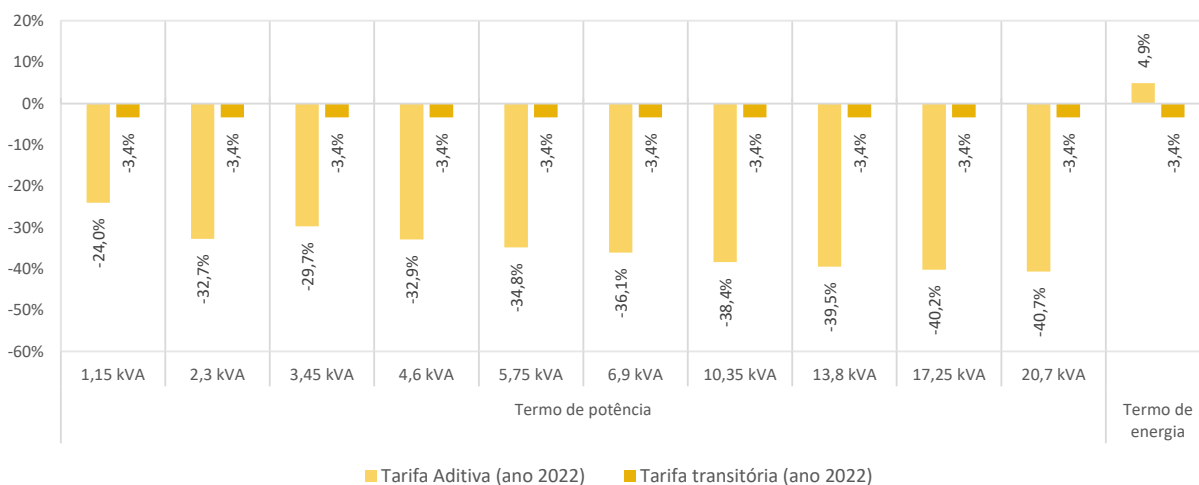
Figura 4-5 - Distância da tarifa transitória face à tarifa aditiva em BTN >, por termo tarifário



Nota: O valor apresentado determina para o ano 2022 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

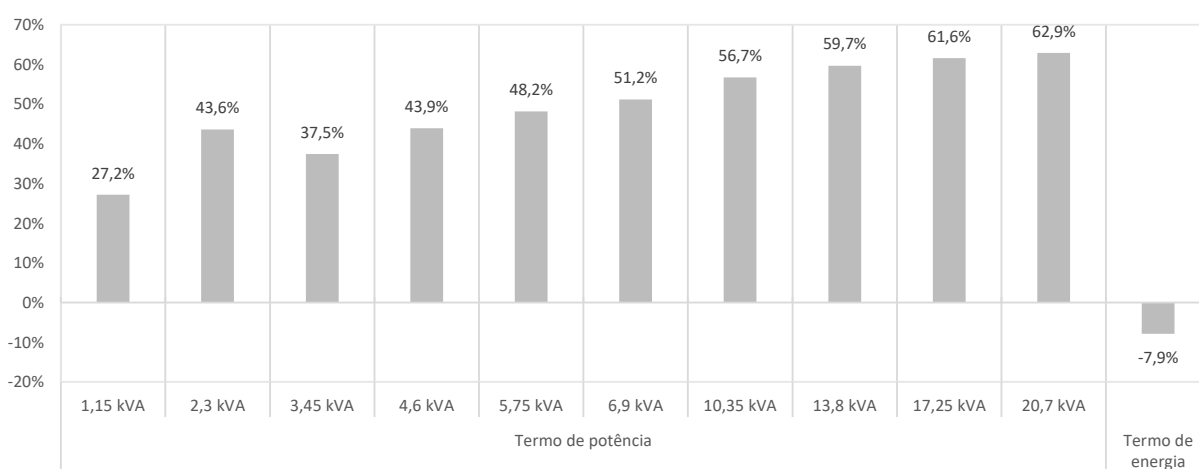


Figura 4-6 - Variações dos preços da tarifa transitória em BTN < (simples)



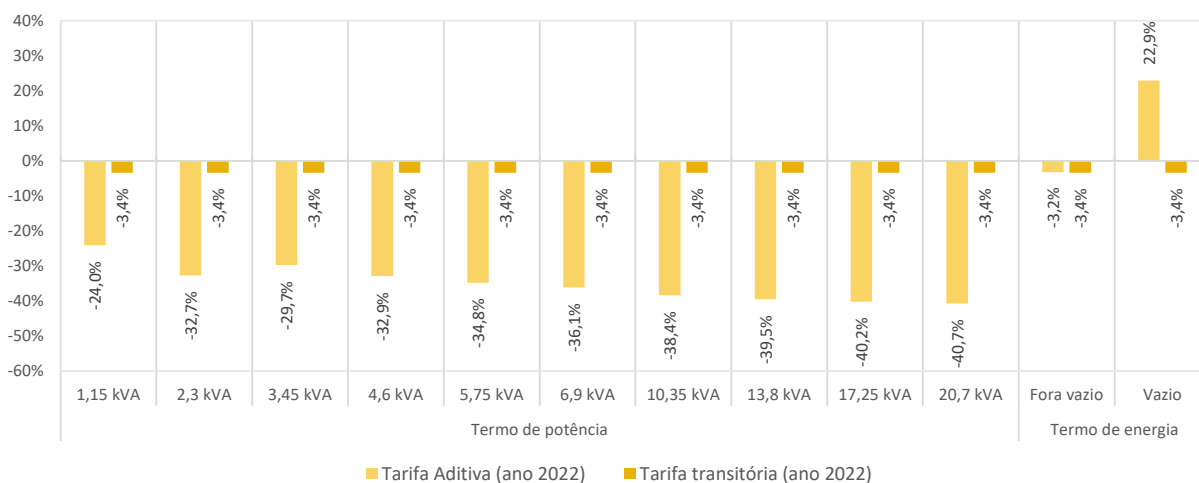
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2021; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

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 2022 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)



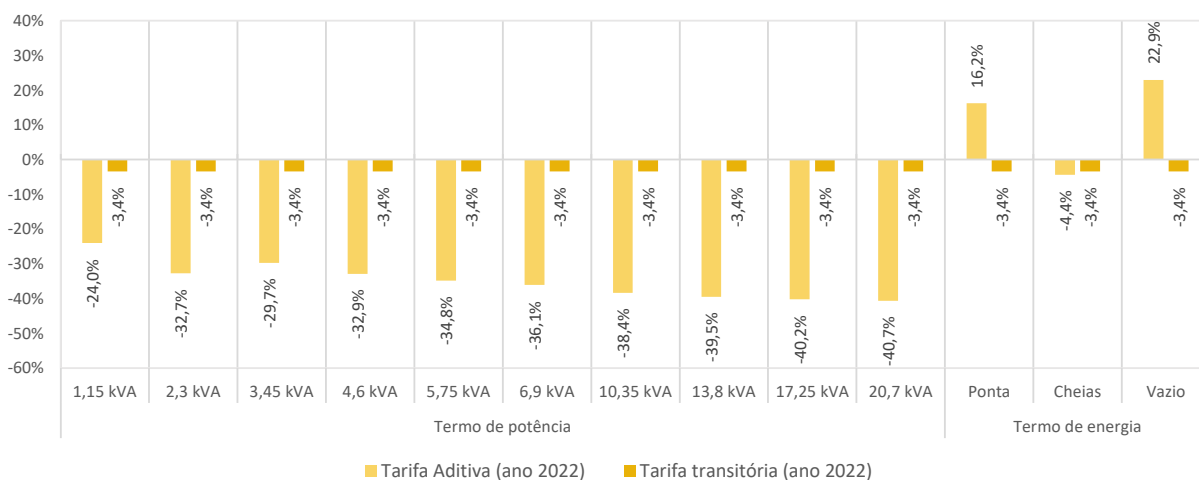
Nota: Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2021; valores apresentados para o termo de energia referem-se às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



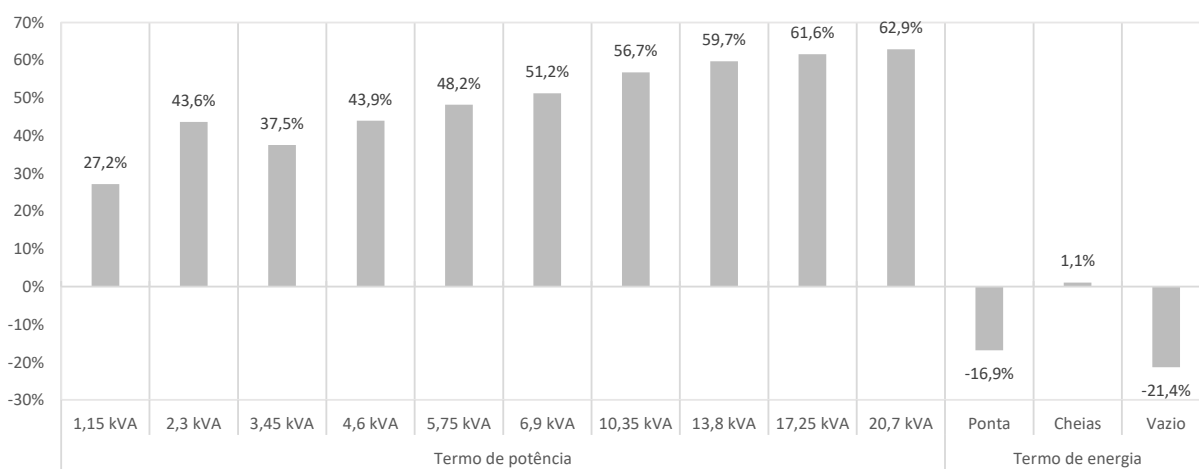
Nota: O valor apresentado determina para o ano 2022 a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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 2021; 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 2022 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 2021 e o ano de 2022.

**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	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN > LU	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN Sazonal >	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%

**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)	-3,4%		-3,4%	-3,4%									
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	-3,4%					-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN< Bi-horária	-3,4%		-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN< Tri-horária	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN Sazonal< Simples	-3,4%					-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN Sazonal< Bi-horária	-3,4%		-3,4%			-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%
BTN Sazonal < Tri-horária	-3,4%	-3,4%	-3,4%			-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%	-3,4%

## 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, 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<sup>45</sup>. Enquanto que para a globalidade da RAA, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças decorrem da limitação das variações máximas na TVCF através do mecanismo de convergência, resultando, em regra, em variações tarifárias de menor amplitude na TVCF.

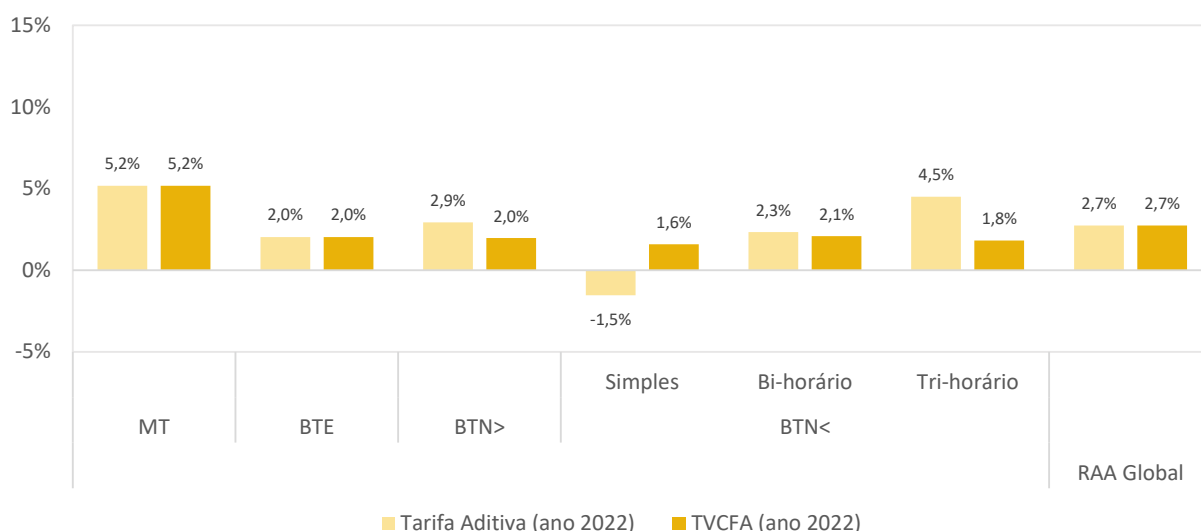
No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCF entre 2021 e 2022 é de +1,8%. Esta variação compara com um valor de -1,9% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2021 e janeiro de 2022<sup>46</sup>.

---

<sup>45</sup> O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

<sup>46</sup> A segunda variação é mais baixa uma vez que o valor médio de 2021 é mais alto do que o valor de dezembro de 2021 devido às revisões trimestrais da tarifa de Energia, ocorridas em julho e outubro de 2021.

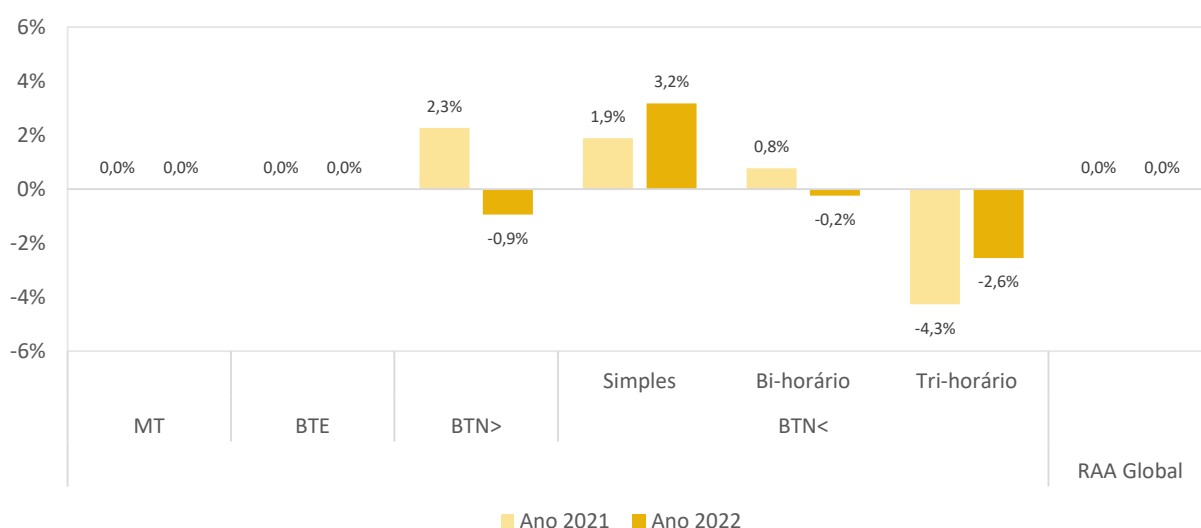
Figura 4-12 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFA



Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no ano 2021 (valor médio do ano 2021, incluindo o efeito das revisões trimestrais).

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

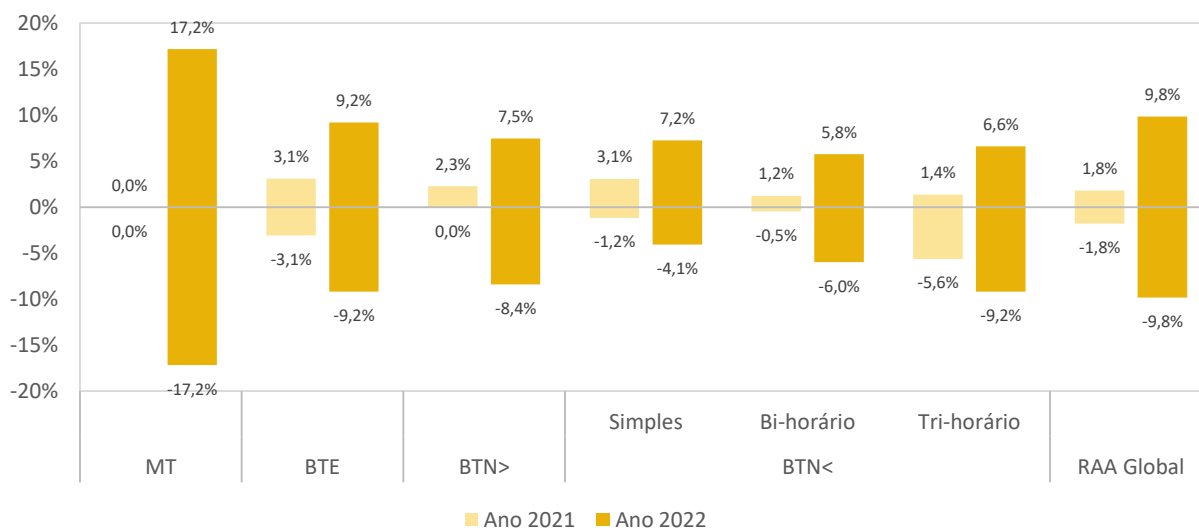


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFA e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

É de destacar que a partir do ano 2021 foi assegurada a aditividade em termos médios da TVCFA nos níveis de tensão MT, BTE e BTN, que, no caso da MT e da BTE, é diretamente visível na Figura 4-13.

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 2022 a existência de preços na TVCFA acima da tarifa aditiva resulta na recuperação adicional de receitas equivalente a 9,8% dos proveitos a recuperar na RAA. Esta recuperação adicional é compensada num montante igual em sentido contrário devido a outros preços na TVCFA abaixo da tarifa aditiva, assegurando a aditividade tarifária da TVCFA em termos médios para a RAA. A deterioração decorre de uma estrutura da tarifa aditiva preço-a-preço muito diferente em 2022, quando comparada com anos anteriores, devido a uma estrutura de preços atípica da tarifa de Acesso às Redes, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas.

Caso as tarifas para o ano de 2023 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.

#### 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 2022, quando comparadas com a TVCFA 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.

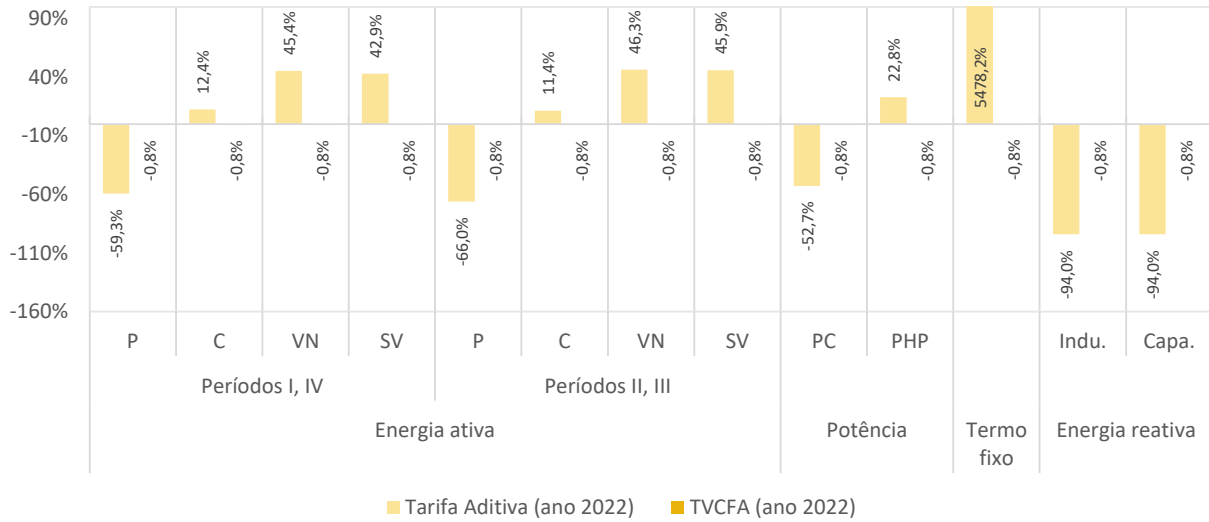
Como referido no início do capítulo, o mecanismo de convergência aplicável à TVCFA na RAA <sup>47</sup> considera uma variação máxima por termo tarifário de -0,8%, -2,4% e -1,9%, respetivamente em MT, BTE e BTN. Estes valores equivalem à variação tarifária média entre dezembro de 2021 e janeiro de 2022 em cada grupo tarifário. Isto determina que os preços da TVCFA variam nessa mesma percentagem.

---

<sup>47</sup> 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.

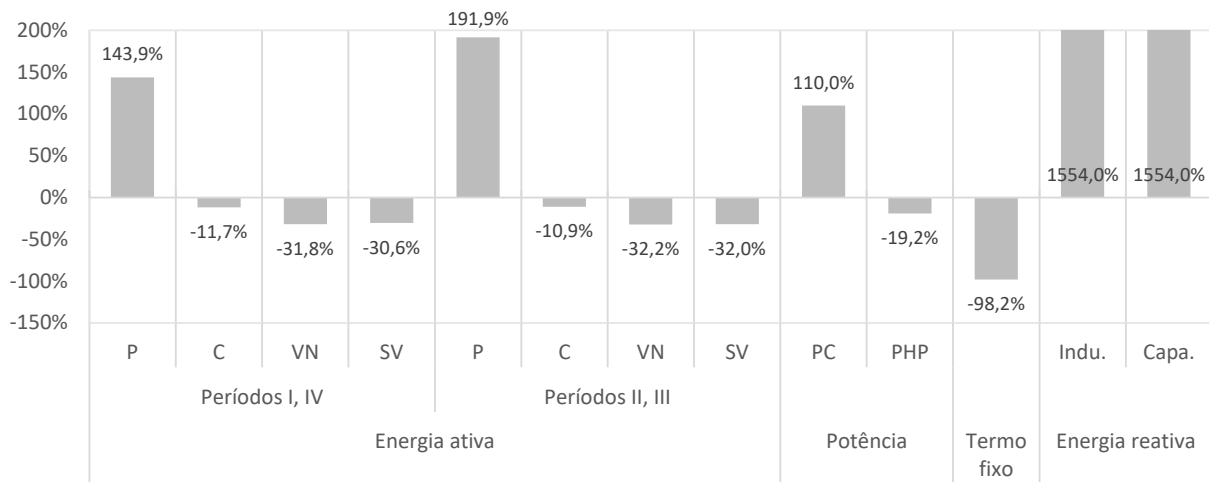


Figura 4-15 - Variações dos preços da TVCFA em MT



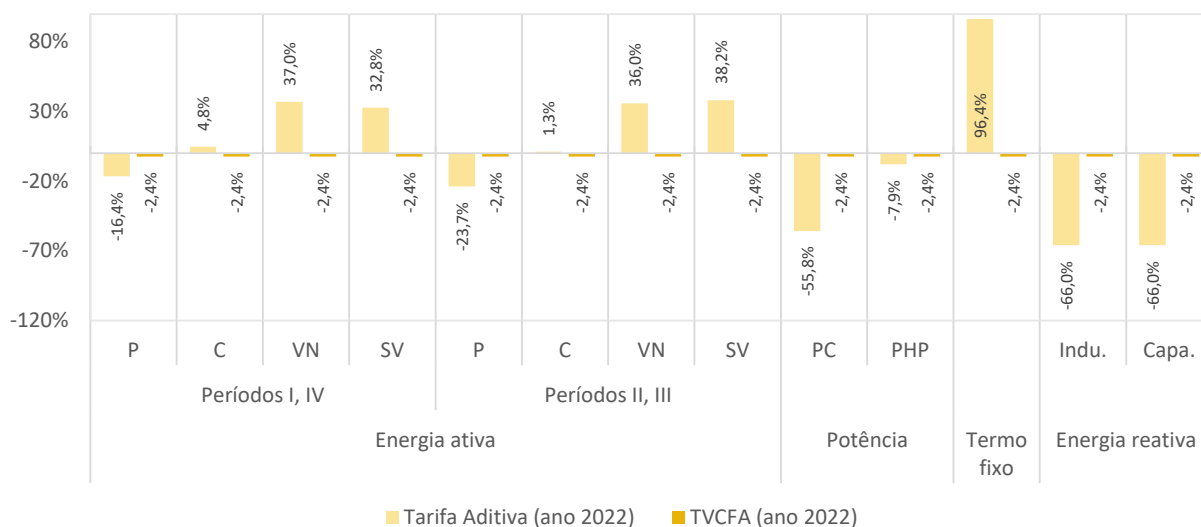
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2021.

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



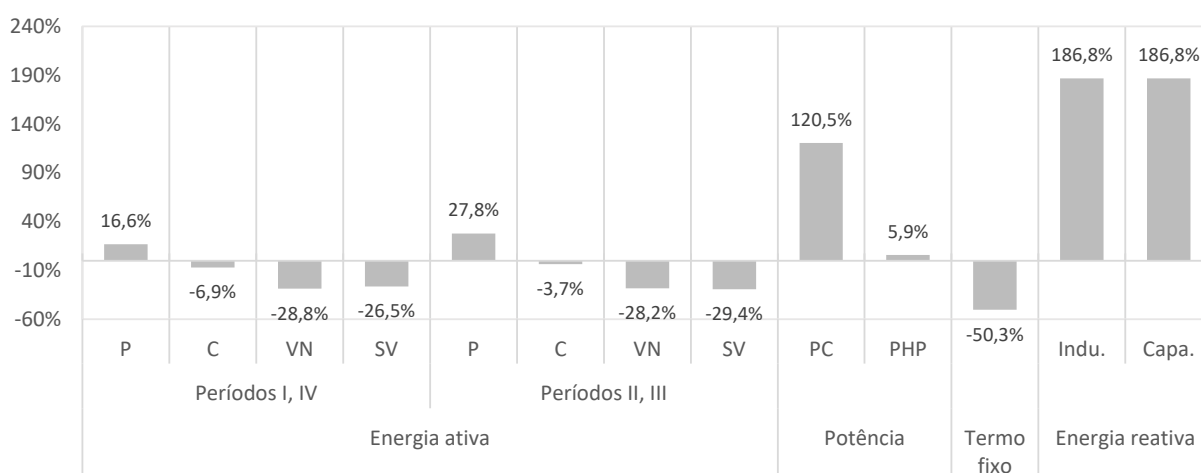
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



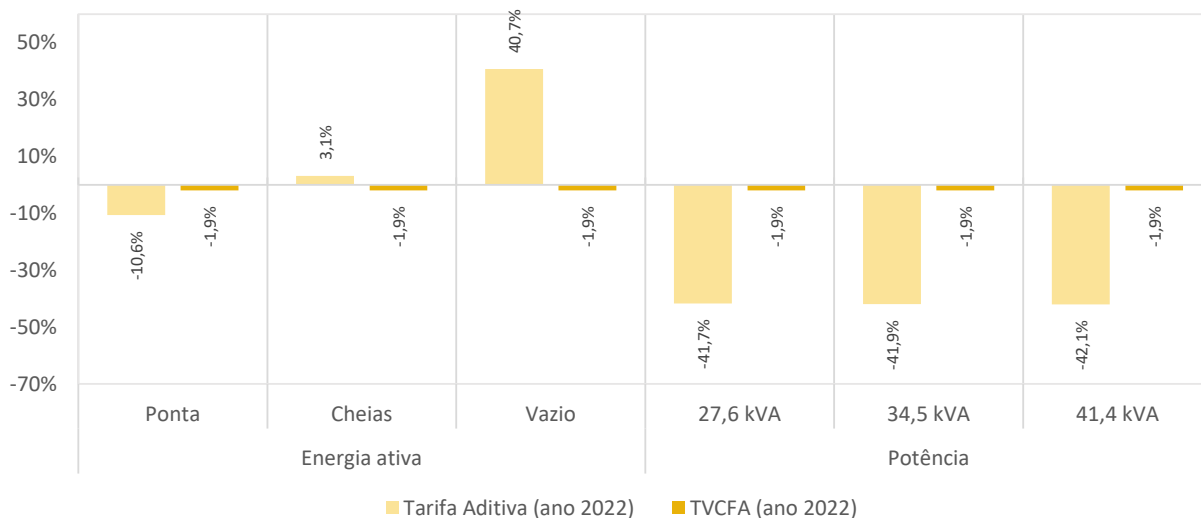
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2021.

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



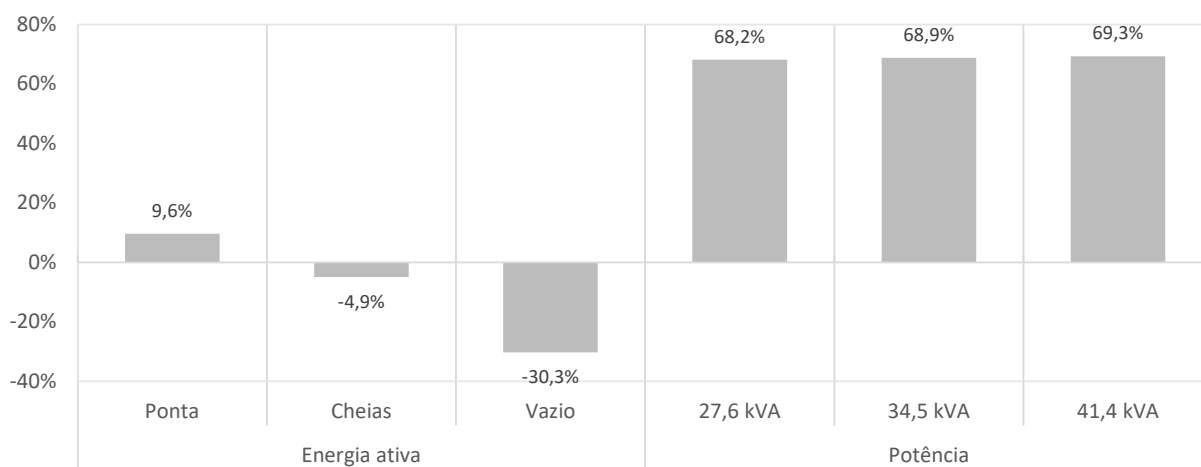
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



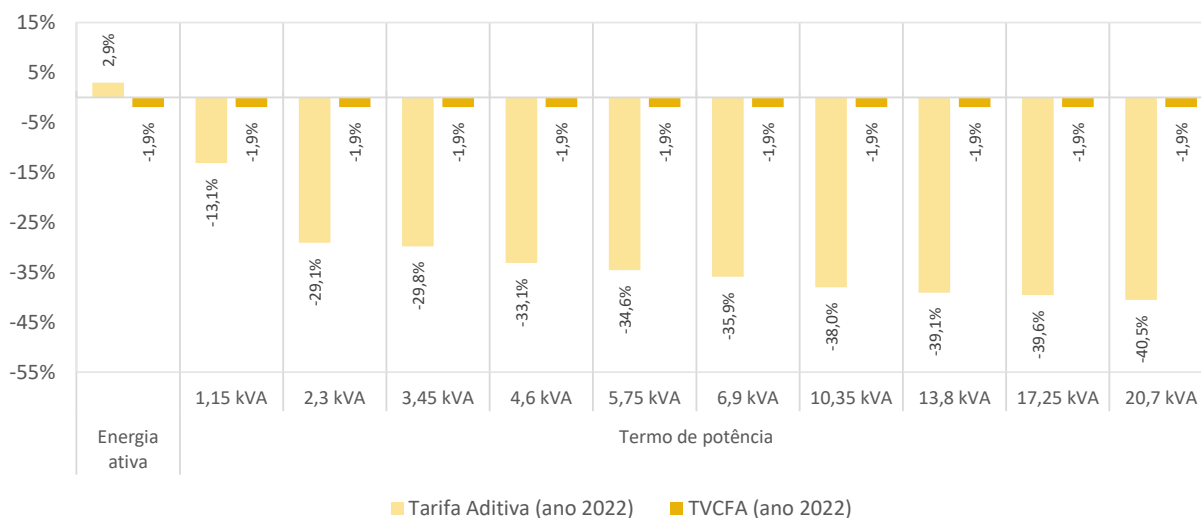
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2021.

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



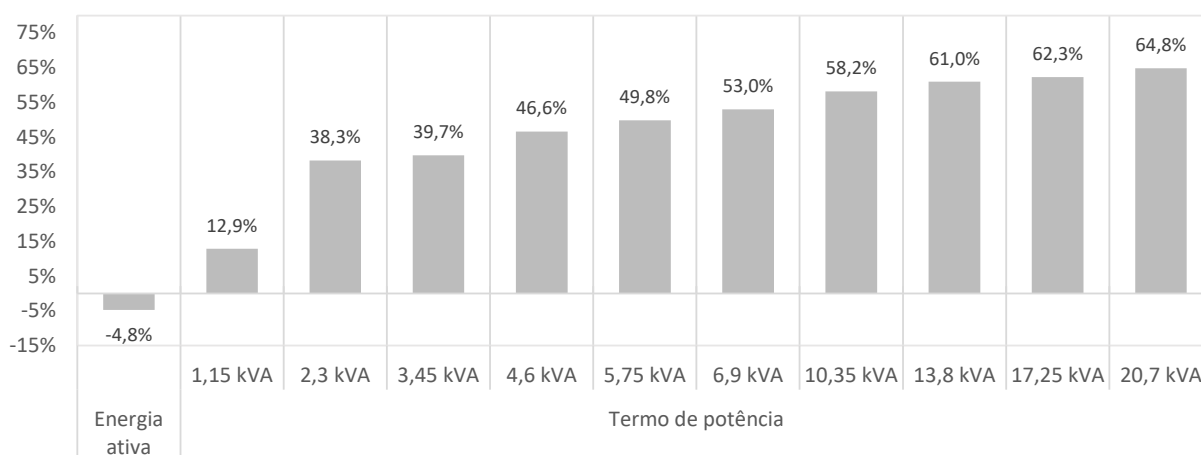
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em porcentagem do preço da tarifa aditiva.

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



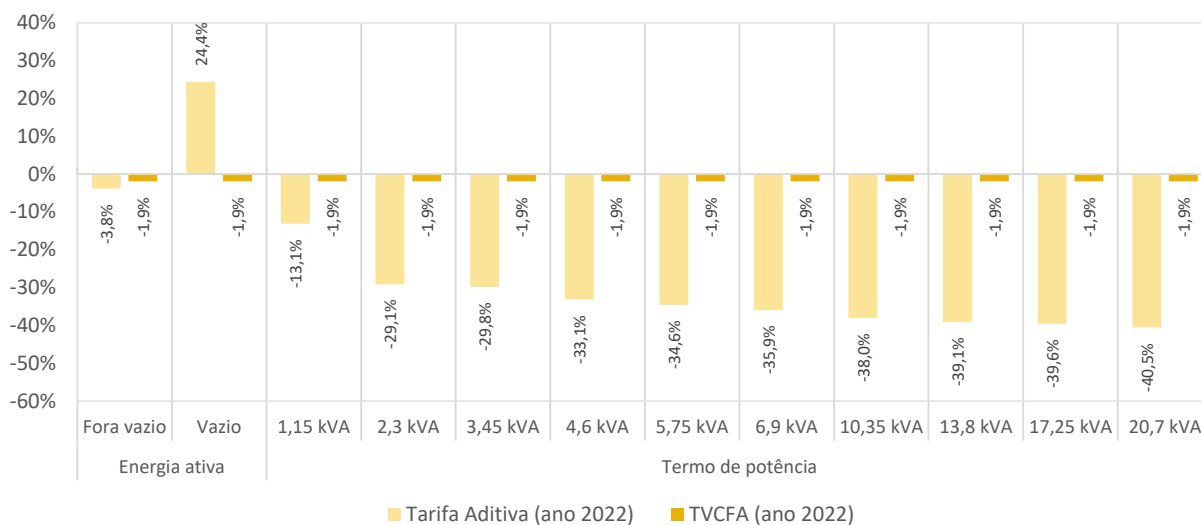
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2021. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



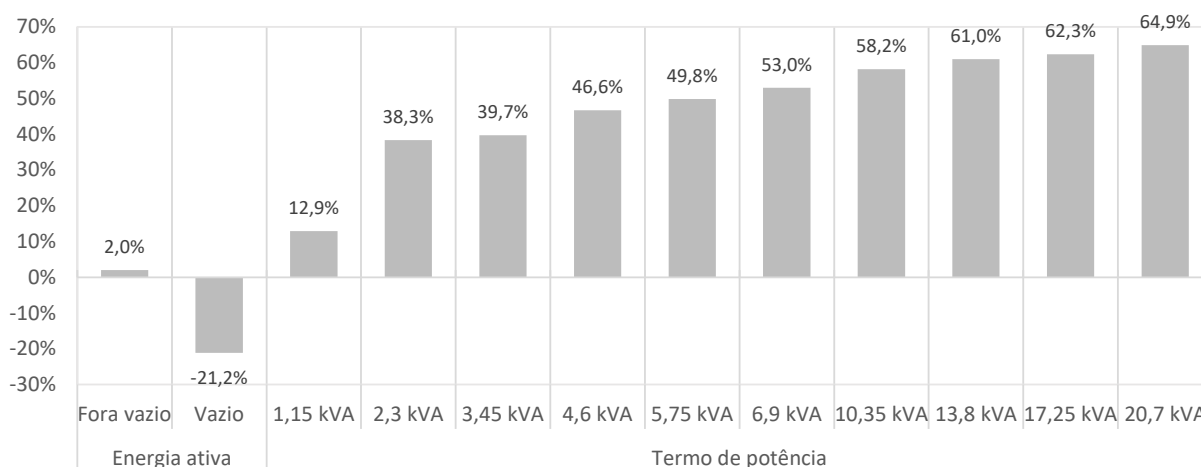
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



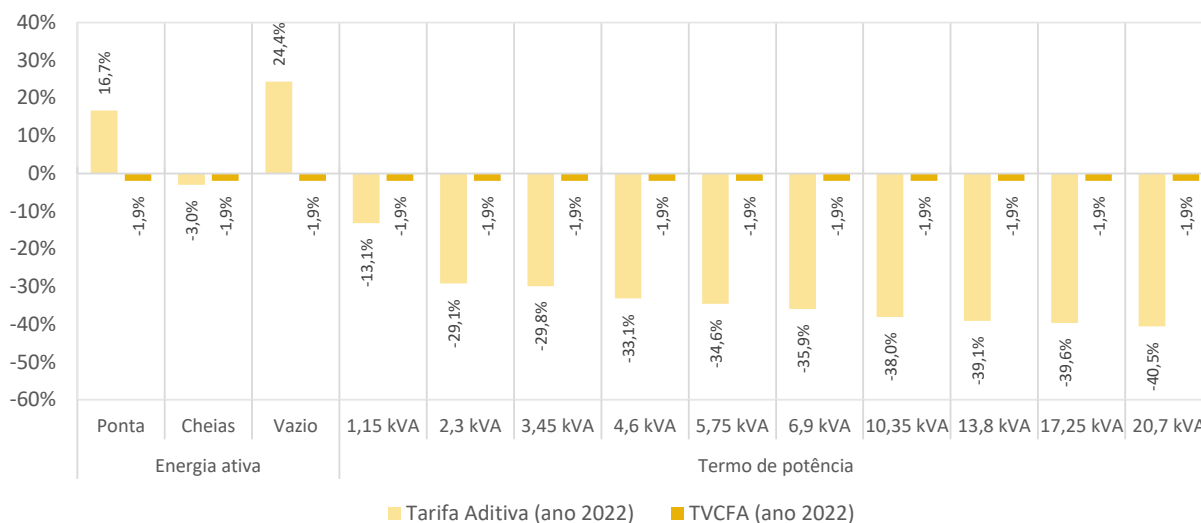
Nota: Variações para a TVCFA e para a tarifa aditiva são face à TVCFA em vigor no final do ano 2021. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



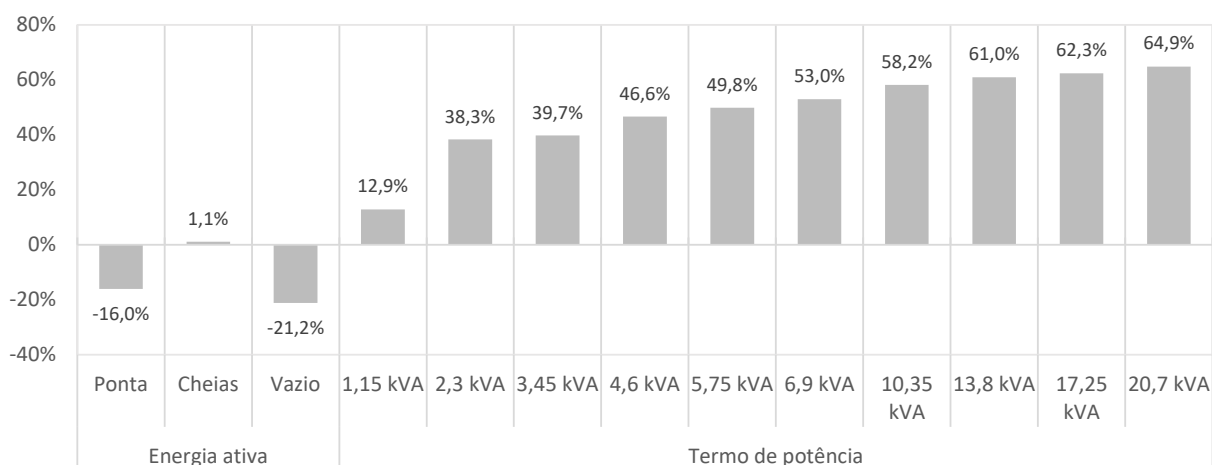
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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 2021. 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 2021 e janeiro de 2022.

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	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%
BTE	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-2,4%

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)	-1,9%		-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	-1,9%		-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%
BTN< Bi-horária	-1,9%		-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%
BTN< Tri-horária	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%
BTN>	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%	-1,9%

### 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 isolada, 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 TVCFM <sup>48</sup>. Enquanto que para a globalidade da RAM, e para os níveis de tensão de MT e BTE, as variações tarifárias são iguais para ambas as tarifas, existem diferenças nas opções tarifárias de BTN. As diferenças resultam da limitação das variações máximas na TVCFM através do mecanismo de convergência, resultando em regra em variações tarifárias de menor amplitude na TVCFM.

No caso do total de BTN a variação tarifária da TVCFM entre 2021 e 2022 é de +1,5%. Esta variação compara com um valor de -2,2% se for tida em conta a variação entre dezembro de 2021 e janeiro de 2022 <sup>49</sup>.

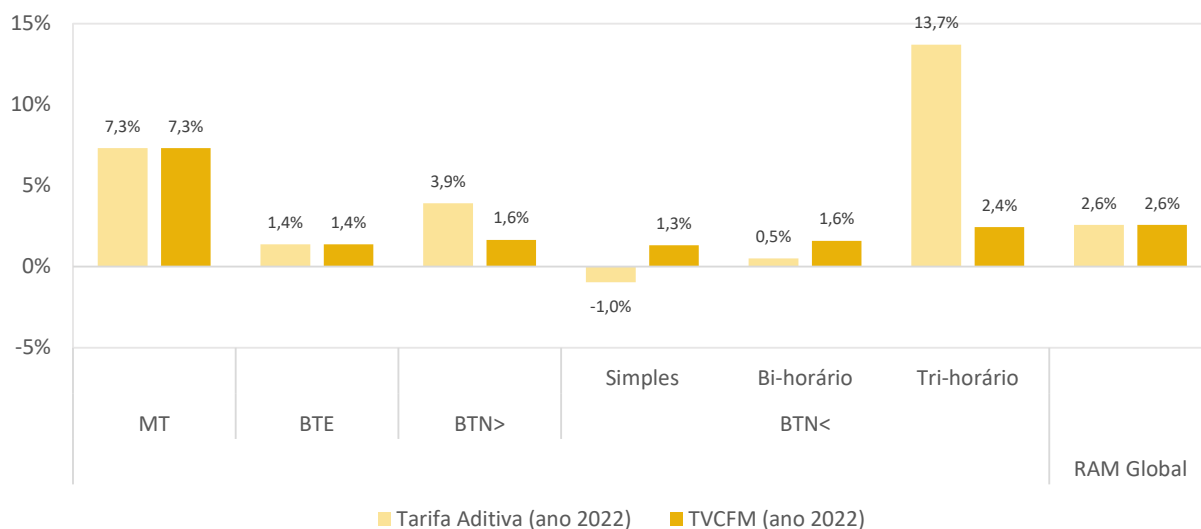
---

<sup>48</sup> O conceito de «variação tarifária» elimina o efeito que a alteração das quantidades entre anos tem no valor médio das tarifas. A variação tarifária entre o ano «t-1» e o ano «t» compara as tarifas dos anos «t-1» e «t», aplicadas ambas às quantidades do ano «t».

<sup>49</sup> A segunda variação é mais baixa uma vez que para o valor médio de 2021 é mais alto do que o valor de dezembro de 2021 devido às revisões trimestrais da tarifa de Energia, ocorridas em julho e outubro de 2021.



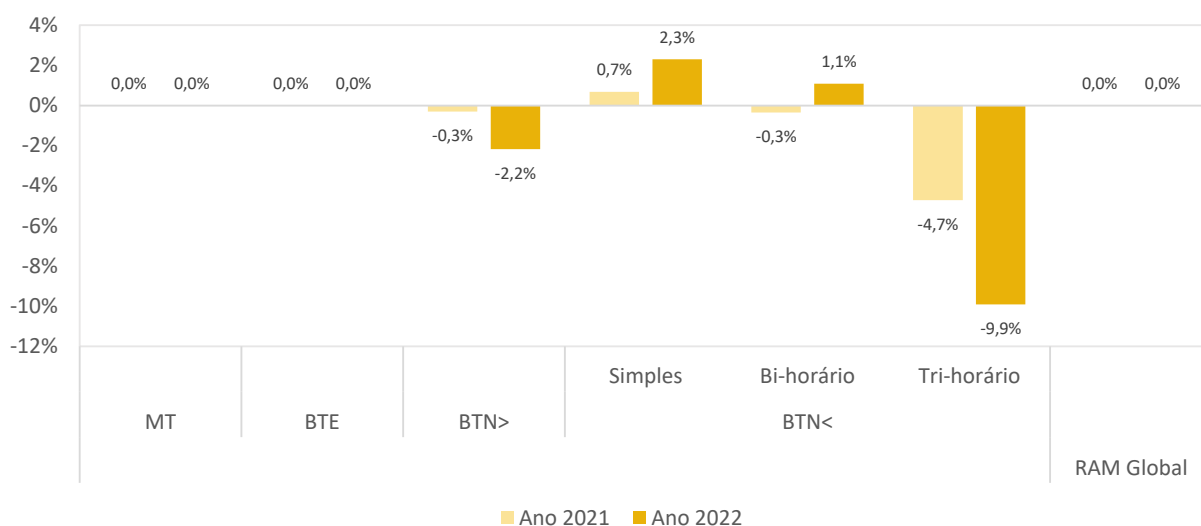
Figura 4-27 - Variações tarifárias da tarifa aditiva e da TVCFM



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no ano 2021 (valor médio do ano 2021, incluindo o efeito das revisões trimestrais).

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

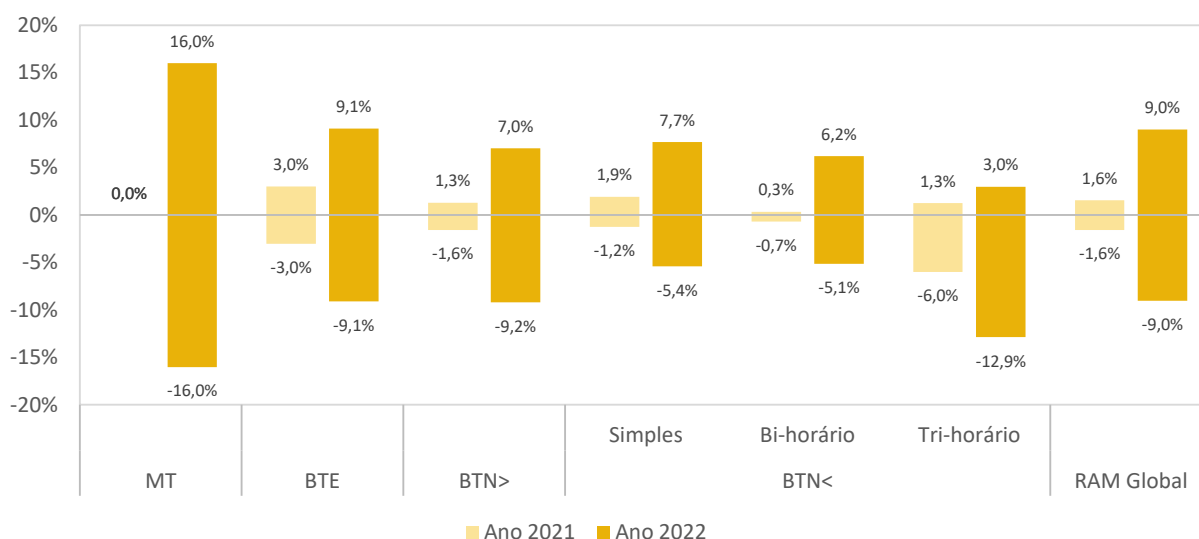


Nota: O valor apresentado determina para cada ano a diferença entre o preço médio da TVCFM e o preço médio da tarifa aditiva, em percentagem do preço médio da tarifa aditiva.

É de destacar que a partir do ano 2021 foi assegurada a aditividade em termos médios da TVCFM nos níveis de tensão MT, BTE e BTN, que, no caso da MT e da BTE, é diretamente visível na Figura 4-29.

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 9,0% 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. A deterioração decorre de uma estrutura da tarifa aditiva preço-a-preço muito diferente em 2022, quando comparada com anos anteriores, devido a uma estrutura de preços atípica da tarifa de Acesso às Redes, em resultado da imputação de CIEG negativos nestas tarifas.

---

Caso as tarifas para o ano de 2023 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.

#### 4.3.2 VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

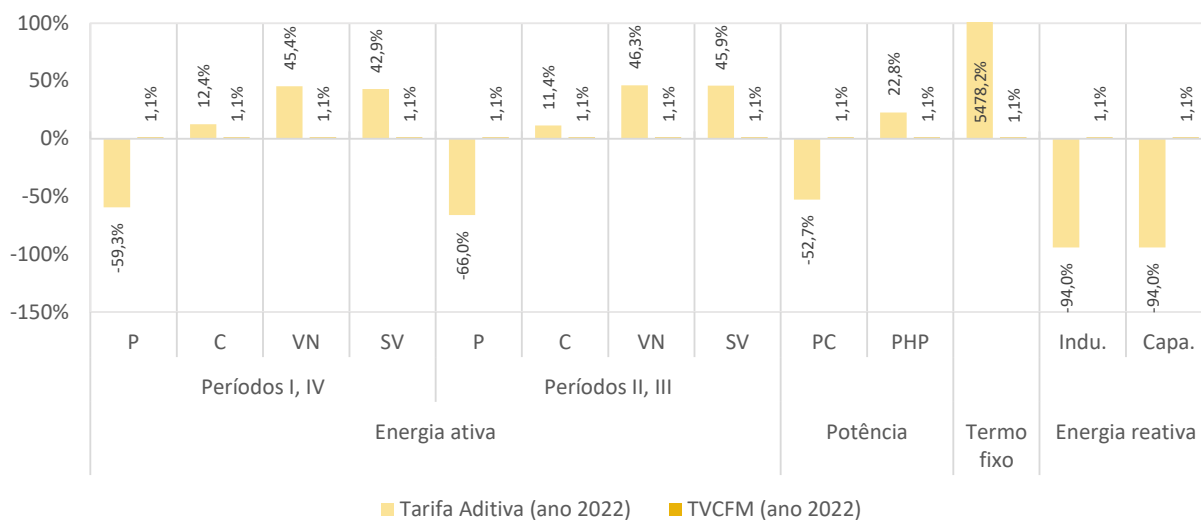
Cada uma das seguintes páginas apresenta duas figuras distintas. A primeira figura apresenta, para cada variável de faturação, as variações percentuais da TVCFM e da tarifa aditiva no ano 2022, quando comparadas com a TVCFM em vigor em dezembro do ano anterior. A segunda figura apresenta, para cada variável 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 <sup>50</sup> considera uma variação máxima por termo tarifário de +1,1%, -3,0% e -2,2%, respetivamente em MT, BTE e BTN. Estes valores equivalem à variação tarifária média entre dezembro de 2021 e janeiro de 2022 em cada grupo tarifário. Isto determina que os preços da TVCFM variam nessa mesma percentagem.

---

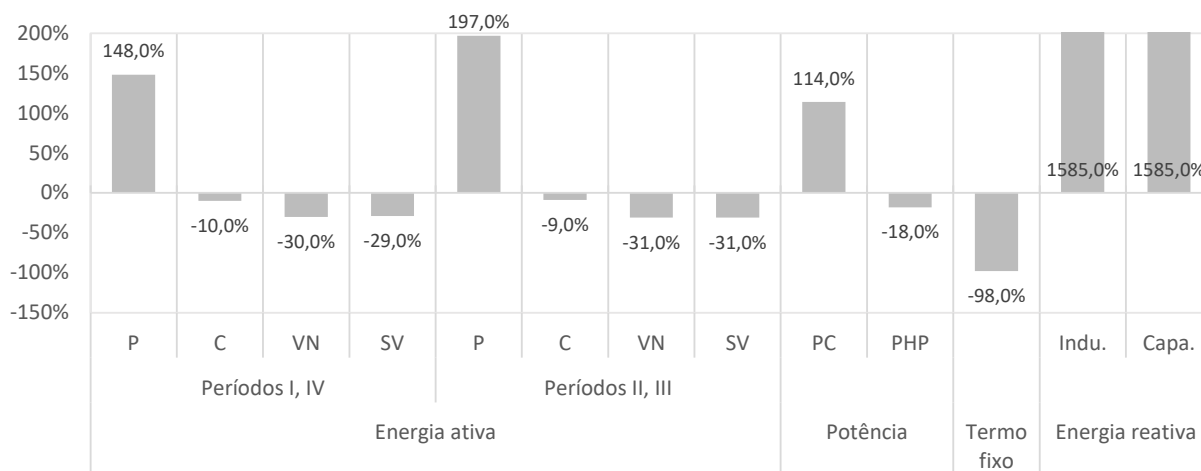
<sup>50</sup> Designado por «Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM». Mecanismo previsto no Artigo 180.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

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 2021.

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



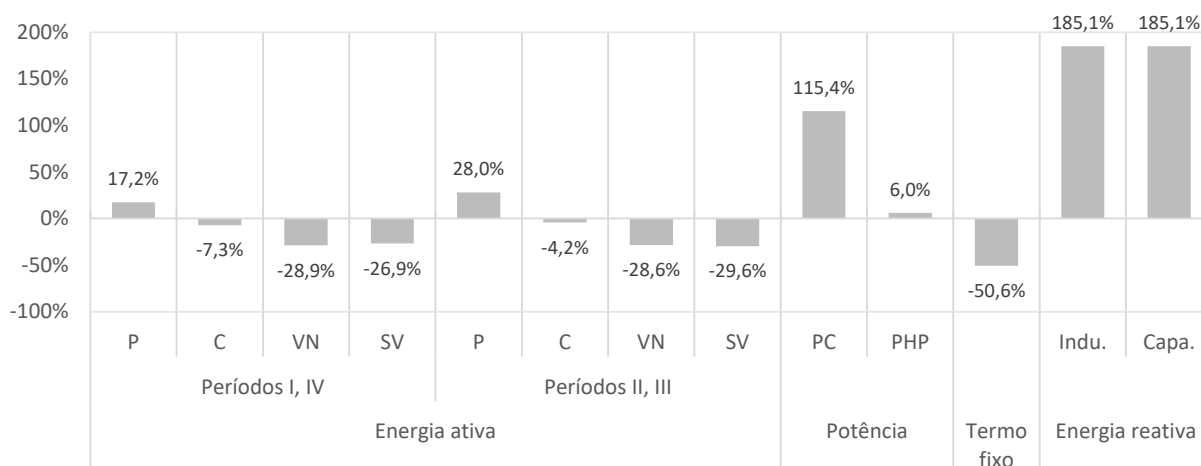
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



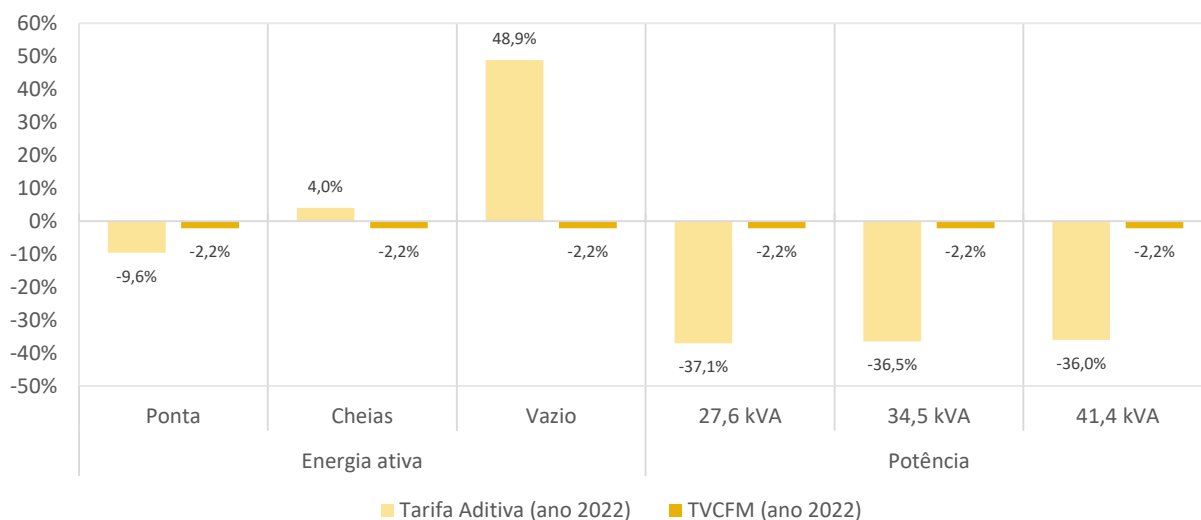
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2021.

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



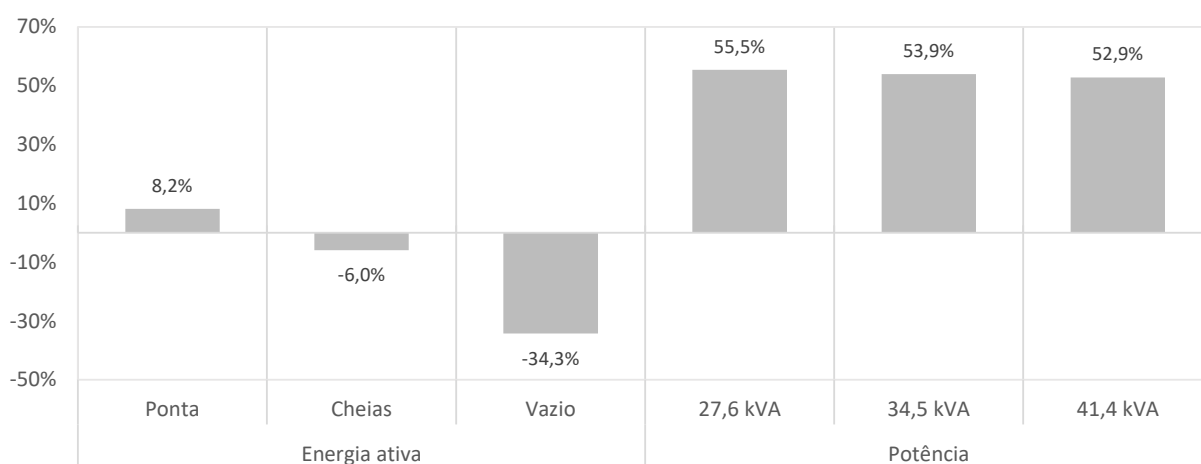
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



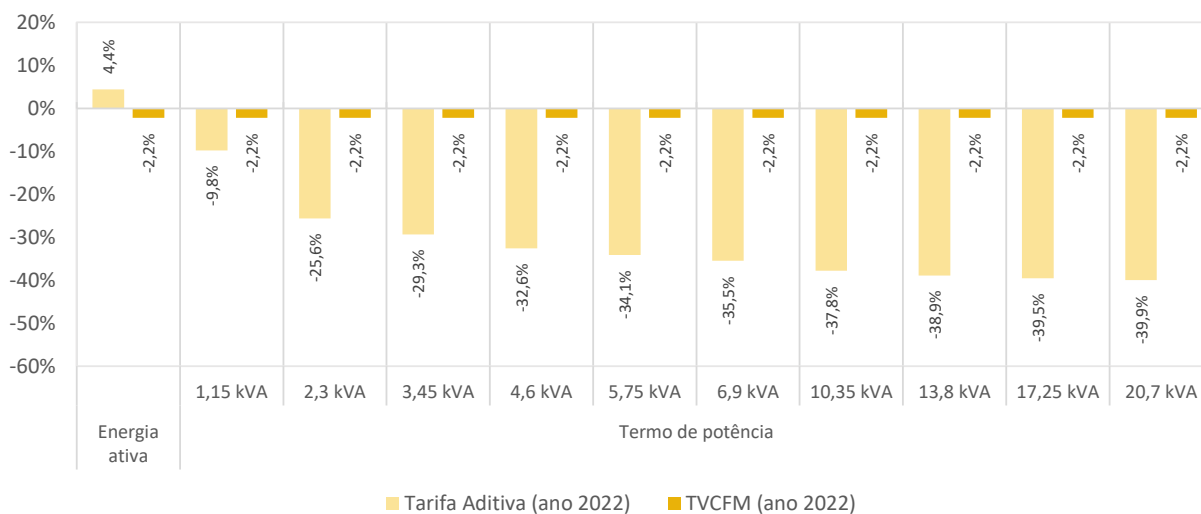
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2021.

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



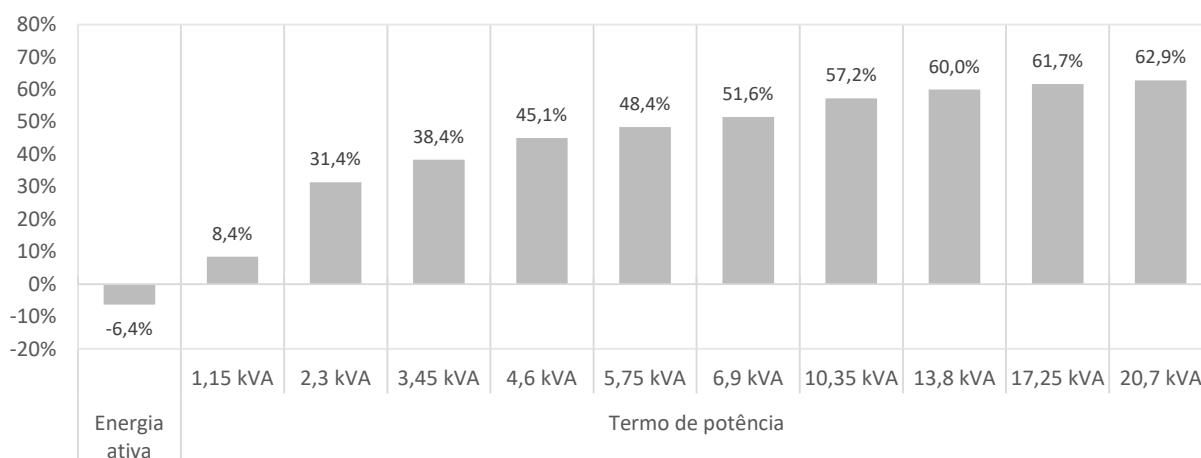
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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



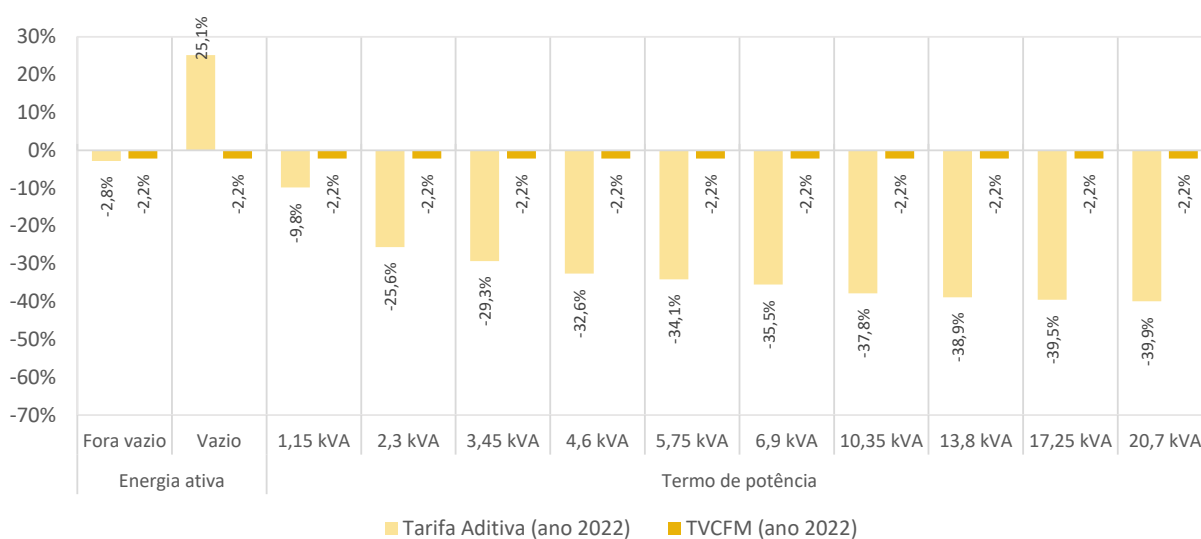
Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2021. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

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



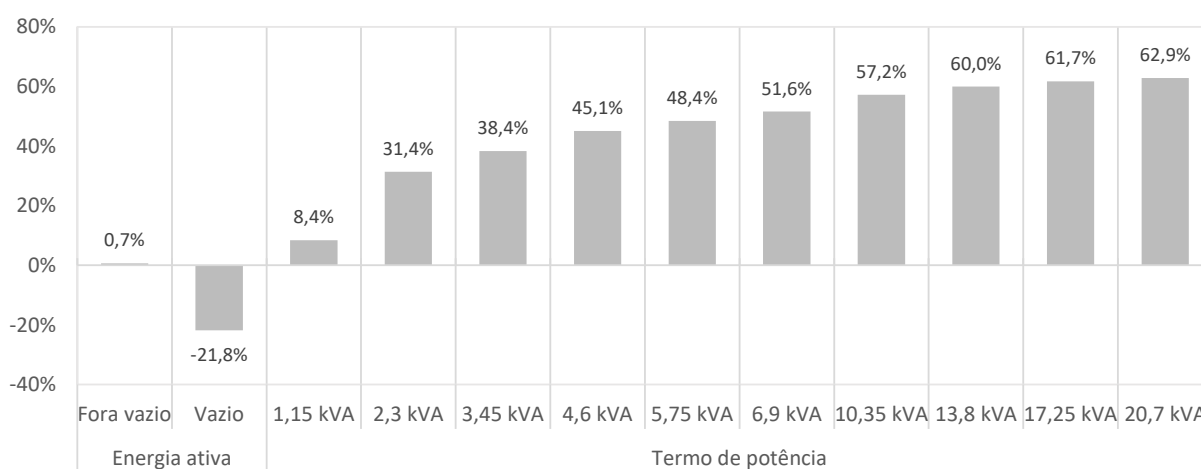
Nota: O valor apresentado determina para o ano 't' a diferença entre o preço da tarifa transitória e o preço da tarifa aditiva, em percentagem do preço da tarifa aditiva.

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 2021. Os valores apresentados para a energia ativa são referentes às potências contratadas > 2,3 kVA.

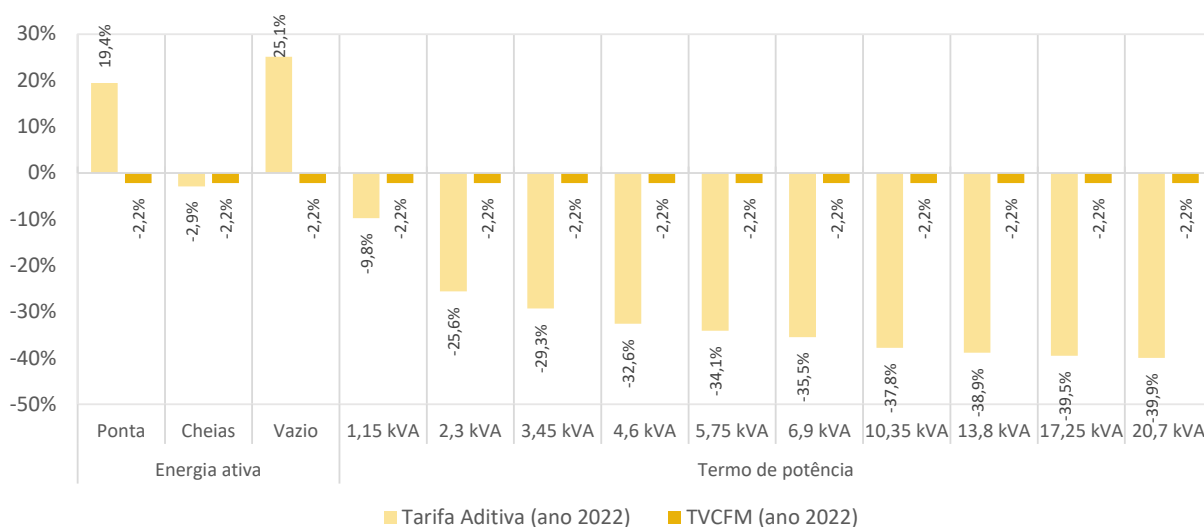
Figura 4-39 - Distância da TVCFM face à tarifa aditiva em BTN < (bi-horária), por termo tarifário



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

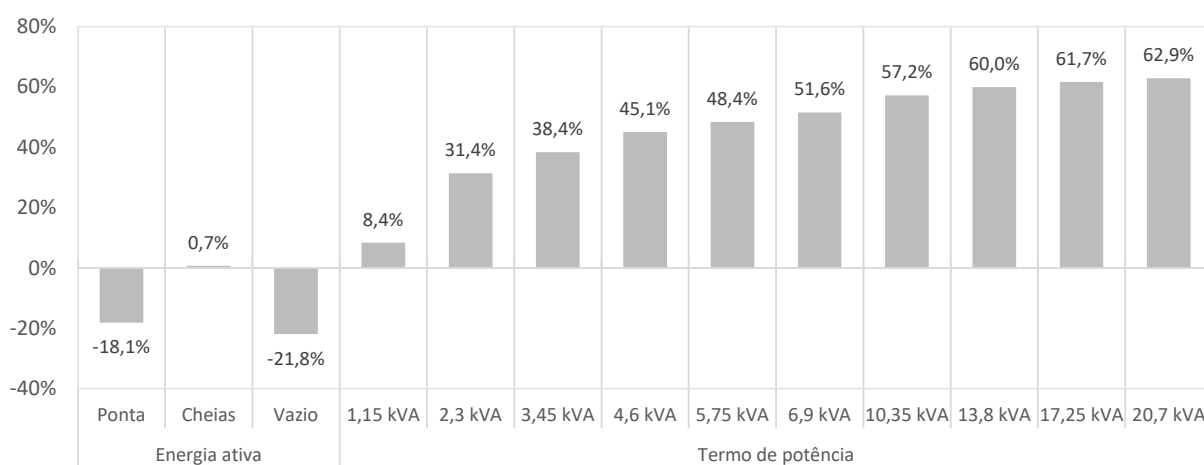


Figura 4-40 - Variações dos preços da TVCFM em BTN < (tri-horária)



Nota: Variações para a TVCFM e para a tarifa aditiva são face à TVCFM em vigor no final do ano 2021. 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 2021 e janeiro de 2022.

**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	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
BTE	-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%

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

Variação por termo tarifário																	
Energia ativa				Potência contratada													
<i>(por período horário)</i>				<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)	-2,2%			-2,2%	-2,2%												
BTN< Simples (> 2,3 kVA)	-2,2%					-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%			
BTN< Bi-horária	-2,2%		-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%			
BTN< Tri-horária	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,2%			
BTN>	-2,2%	-2,2%	-2,2%											-2,2%	-2,2%	-2,2%	

## 5 HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no Regulamento Tarifário são diferenciados por tipo de ciclo de contagem, em função do nível de tensão. Em 2018 a ERSE introduziu adicionalmente um ciclo de contagem semanal nas Regiões Autónomas para os consumidores em BTN <sup>51</sup>.

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

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

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

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

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

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.

<sup>51</sup> Esta decisão encontra-se justificada num estudo que acompanha a decisão de tarifas e preços do setor elétrico para o ano 2018.

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 2022 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. Para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, em Portugal continental, aplica-se adicionalmente o ciclo diário transitório.

Os períodos horários destes ciclos de contagem estão reunidos do Quadro 5-6 ao Quadro 5-9.

Quadro 5-6 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental em 2022

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 2022

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 2022

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



**Quadro 5-9 - Ciclo diário transitório para MT em Portugal continental em 2022**

Ciclo diário transitório para MT em Portugal continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 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 5-10 ao Quadro 5-12.

**Quadro 5-10 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA em 2022**

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 5-11 - Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA em 2022**

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 5-12 - Ciclo semanal para BTN na RAA em 2022**

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 5-13 - Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM em 2022**

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 5-14 - Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM em 2022**

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 5-15 - Ciclo semanal para BTN na RAM em 2022

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 DAS OFERTAS COMERCIAIS DO MERCADO EM BTN

De seguida caracterizam-se as ofertas comerciais de eletricidade no simulador de preços de energia <sup>52</sup>, de acordo com a informação disponível no 4.º trimestre de 2021 <sup>53</sup>.

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
<b>Eletricidade</b> 	 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
<b>Gás natural</b> 	 Casal sem filhos e sem aquecimento central consumo anual: 138 m <sup>3</sup>	 Casal dois com filhos e sem aquecimento central consumo anual: 292 m <sup>3</sup>	 Casal com quatro filhos e com aquecimento central consumo anual: 640 m <sup>3</sup>

### 6.1 OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE NO 4.º TRIMESTRE DE 2021

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

<sup>52</sup> O simulador de preços de energia da ERSE compara as ofertas comerciais para os consumidores de eletricidade em Baixa Tensão Normal (potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA) e de gás natural em Baixa Pressão (consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup>) em Portugal continental.

<sup>53</sup> Baseado nas ofertas disponíveis no simulador de preços de energia da ERSE durante a última semana de outubro de 2021.

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.

### 6.1.1 OFERTAS DE ELETRICIDADE <sup>54</sup>

Para o consumidor tipo 1, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro 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 2021) com um valor de 33,03 euro/mês, que corresponde a um desconto de 13% e uma poupança mensal de 4,83 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	33,03 € (-13%)	Monoelétrico ACP 2021	Simple	Condicional
2	EDP Comercial	33,10 € (-13%)	Eletricidade NOS (DD+FE) - Novos Clientes Oferta Energia Solar (Bairro Solar)	Simple	Novos clientes, Condicional
3	Endesa	33,34 € (-12%)	Quero+ Luz - Plano Amigo	Bi-horária	Novos clientes, Condicional
4	GALP Power	34,68 € (-8%)	Plano Amigo - Casa & Estrada Eletricidade Verde & Combustível (FE+DD)	Bi-horária	Condicional
5	Mercado Regulado	37,86 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	MEOEnergia	39,48 € (4%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
7	EZU Energia	40,73 € (8%)	Tarifa + Lar	Bi-horária	Padrão
8	Coopérnico CRL	42,70 € (13%)	Coopérnico Tarifa BTN 2021	Simple	Condicional
9	JAFPLUS	44,82 € (18%)	Casa Plus	Simple	Padrão
10	ENAT	45,75 € (21%)	NET   6% desconto na tarifa energia	Bi-horária	Padrão
11	Iberdrola	45,98 € (21%)	Casa (FE+DD)	Simple	Padrão
12	LuziGas	47,94 € (27%)	Dinâmico Poupança	Simple	Indexada
13	YES ENERGY	53,28 € (41%)	YES ENERGY _ #SMARTLIVING	Simple	Padrão
14	ECOCHOICE	56,69 € (50%)	BTN + Eco	Simple	Padrão
15	Muon	58,17 € (54%)	Muon Index Flex	Bi-horária	Indexada
16	Rolear	58,83 € (55%)	Oferta Geral de Eletricidade	Bi-horária	Indexada
17	Aldro Energia	59,14 € (56%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
18	G9 Energy	60,02 € (59%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão
19	LuzBoa	60,24 € (59%)	LUZBOA SPOT	Bi-horária	Indexada
20	Alfa Energia	62,03 € (64%)	Tarifa ALFA NEGÓCIOS INDEX BTN	Simple	Fidelização, Indexada
21	Audax	68,31 € (80%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicional, Fidelização, Indexada
22	LOGICA Energy	73,06 € (93%)	Base	Simple	Padrão

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

Para o consumidor tipo 2, considerando as ofertas de eletricidade mais competitivas de cada um dos comercializadores, quatro 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 2021) com um valor de 81,26 euro/mês, que corresponde a um desconto de 14% e uma poupança mensal de 13,38 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	GoldEnergy	81,26 € (-14%)	Monoelétrico ACP 2021	Simple	Condicionada
2	EDP Comercial	81,63 € (-14%)	Eletricidade NOS (DD+FE) - Novos Clientes Oferta Energia Solar (Bairro Solar)	Simple	Novos clientes, Condicionada
3	Endesa	85,98 € (-9%)	Tarifa e-luz&gás - Plano Amigo	Simple	Novos clientes, Condicionada
4	GALP Power	86,07 € (-9%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (FE+DD)	Bi-horária	Condicionada
5	Mercado Regulado	94,64 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	MEO Energia	96,87 € (2%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
7	EZU Energia	99,91 € (6%)	Tarifa + Lar	Bi-horária	Padrão
8	Coopérnico CRL	108,72 € (15%)	Coopérnico Tarifa BTN 2021	Simple	Condicionada
9	Iberdrola	111,03 € (17%)	Casa (FE+DD)	Simple	Padrão
10	JAFPLUS	112,76 € (19%)	Casa Plus	Simple	Padrão
11	ENAT	116,09 € (23%)	NET   6% desconto na tarifa energia	Bi-horária	Padrão
12	LuziGas	116,41 € (23%)	Dinâmico Poupança	Bi-horária	Indexada
13	YES ENERGY	135,06 € (43%)	YES ENERGY_ #MY FAMILY	Simple	Padrão
14	Aldro Energia	143,53 € (52%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
15	ECOCHOICE	144,45 € (53%)	BTN + Eco	Simple	Padrão
16	Rolear	147,63 € (56%)	Oferta Geral de Eletricidade	Bi-horária	Indexada
17	G9 Energy	149,80 € (58%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão
18	Muon	150,69 € (59%)	Muon Index Flex	Bi-horária	Indexada
19	LuzBoa	153,48 € (62%)	LUZBOA SPOT	Bi-horária	Indexada
20	Alfa Energia	153,81 € (63%)	Tarifa ALFA NEGÓCIOS INDEX BTN	Simple	Fidelização, Indexada
21	Audax	165,92 € (75%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Fidelização, Indexada
22	LOGICA Energy	187,72 € (98%)	Base	Simple	Padrão

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

A oferta comercial de eletricidade com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Eletricidade NOS (DD+FE) - Novos Clientes Oferta Energia Solar (Bairro Solar)) com um valor de 173,57 euro/mês, que corresponde a um desconto de 15% e uma poupança mensal de 29,71 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas de eletricidade mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	173,57 € (-15%)	Eletricidade NOS (DD+FE) - Novos Clientes Oferta Energia Solar (Bairro Solar)	Simple	Novos clientes, Condicionada
2	GoldEnergy	175,94 € (-13%)	Monoeletrico ACP 2021	Simple	Condicionada
3	Endesa	181,62 € (-11%)	Tarifa e-luz&gás - Plano Amigo	Simple	Novos clientes, Condicionada
4	GALP Power	184,42 € (-9%)	Galp & Continente Eletricidade Verde (FE+DD)	Bi-horária	Condicionada
5	Mercado Regulado	203,28 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	MEO Energia	211,29 € (4%)	MEO Energia	Bi-horária	Padrão
7	EZU Energia	215,56 € (6%)	Tarifa + Lar	Bi-horária	Padrão
8	Iberdrola	230,71 € (13%)	Casa (FE+DD)	Simple	Padrão
9	Coopérnico CRL	235,14 € (16%)	Coopérnico Tarifa BTN 2021	Simple	Condicionada
10	JAFPLUS	243,79 € (20%)	Casa Plus	Simple	Padrão
11	LuziGas	246,95 € (21%)	Dinâmico Poupança	Bi-horária	Indexada
12	ENAT	250,99 € (23%)	NET   6% desconto na tarifa energia	Bi-horária	Padrão
13	YES ENERGY	291,30 € (43%)	YES ENERGY _ #MY FAMILY	Simple	Padrão
14	Aldro Energia	305,23 € (50%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
15	ECOCHOICE	314,88 € (55%)	BTN + Eco	Simple	Padrão
16	Rolear	318,26 € (57%)	Oferta Geral de Eletricidade	Bi-horária	Indexada
17	G9 Energy	324,37 € (60%)	Casa Plus	Bi-horária	Padrão
18	Muon	327,88 € (61%)	Muon Index Flex	Bi-horária	Indexada
19	Alfa Energia	330,20 € (62%)	Tarifa ALFA NEGÓCIOS INDEX BTN	Simple	Fidelização, Indexada
20	LuzBoa	332,72 € (64%)	LUZBOA SPOT	Bi-horária	Indexada
21	Audax	353,61 € (74%)	Classic Indexado 12 meses	Bi-horária	Condicionada, Fidelização, Indexada
22	LOGICA Energy	408,44 € (101%)	Base	Simple	Padrão

### 6.1.2 OFERTAS DUAIS <sup>55</sup>

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

A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)), com um valor de 45,00 euro/mês, que corresponde a um desconto de 10% e uma poupança mensal de 4,93 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 1					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	45,00 € (-10%)	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Novos clientes, Condicionada
2	Endesa	45,69 € (-8%)	Quero+ Luz e Gás	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	GALP Power	45,95 € (-8%)	Plano Amigo - Casa & Estrada Eletricidade Verde & Gás Natural & Combustível (FE+DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
4	GoldEnergy	46,86 € (-6%)	Dual ACP 21	Simple	Condicionada
5	Mercado Regulado	49,93 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	Usenergy	64,68 € (30%)	Use Eletricidade e Gás	Simple	Padrão
7	YES ENERGY	73,09 € (46%)	Dual	Simple	Padrão
8	Rolear	79,98 € (60%)	Oferta Geral de Eletricidade e Gás Natural	Bi-horária	Indexada
9	G9 Energy	80,86 € (62%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

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



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

A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)), com um valor de 103,60 euro/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 13,75 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 2					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	103,60 € (-12%)	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Novos clientes, Condicionada
2	GoldEnergy	109,01 € (-7%)	Dual ACP 21	Simple	Novos clientes, Condicionada
3	Endesa	109,36 € (-7%)	Tarifa Simple	Simple	Condicionada
4	GALP Power	109,70 € (-7%)	Plano Amigo - Casa & Estrada Eletricidade Verde & Gás Natural & Combustível (FE+DD)	Bi-horária	Condicionada
5	Mercado Regulado	117,35 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	Usenergy	147,58 € (26%)	Use Eletricidade e Gás	Simple	Padrão
7	YES ENERGY	168,54 € (44%)	Dual	Simple	Padrão
8	Aldro Energia	188,79 € (61%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
9	Rolear	189,31 € (61%)	Oferta Geral de Eletricidade e Gás Natural	Bi-horária	Indexada
10	G9 Energy	191,17 € (63%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

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

A oferta comercial dual com menor fatura mensal é da EDP Comercial (Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)), com um valor de 217,30 euro/mês, que corresponde a um desconto de 12% e uma poupança mensal de 30,45 euros em relação à Tarifa Regulada.

Ofertas duais mais competitivas por comercializador - Consumidor tipo 3					
Posição	Comercializador	Fatura mensal	Nome da oferta	Opção horária	Ofertas comerciais
1	EDP Comercial	217,30 € (-12%)	Gás + Eletricidade - Desconto de Amigo (CC+DD+FE)	Simple	Novos clientes, Condicionada
2	GALP Power	232,36 € (-6%)	Galp & Continente Eletricidade Verde & Gás Natural (FE+DD)	Bi-horária	Novos clientes, Condicionada
3	GoldEnergy	234,52 € (-5%)	Dual ACP 21	Simple	Novos clientes, Condicionada
4	Endesa	236,16 € (-5%)	Tarifa e-luz&gás	Simple	Condicionada
5	Mercado Regulado	247,75 €	Condições de preço regulado	Bi-horária	Padrão
6	Usenergy	312,18 € (26%)	Use Eletricidade e Gás	Simple	Padrão
7	YES ENERGY	359,59 € (45%)	Dual	Simple	Padrão
8	Aldro Energia	397,85 € (61%)	Indexado	Bi-horária	Fidelização, Indexada
9	Rolear	404,85 € (63%)	Oferta Geral de Eletricidade e Gás Natural	Bi-horária	Indexada
10	G9 Energy	411,26 € (66%)	DUAL Casa Plus	Bi-horária	Padrão

## 6.2 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS COMERCIAIS DE ELETRICIDADE

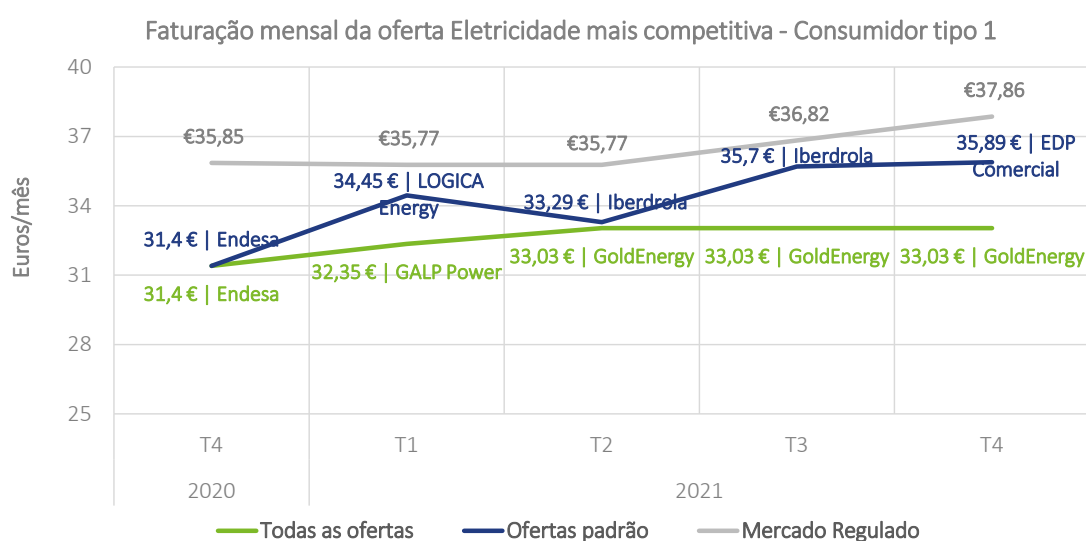
### 6.2.1 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DE ELETRICIDADE

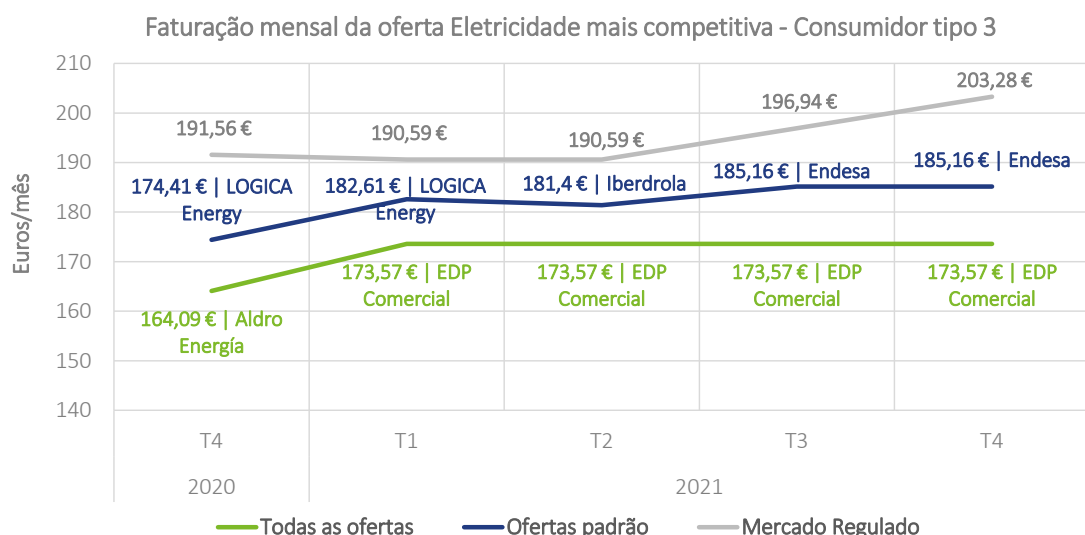
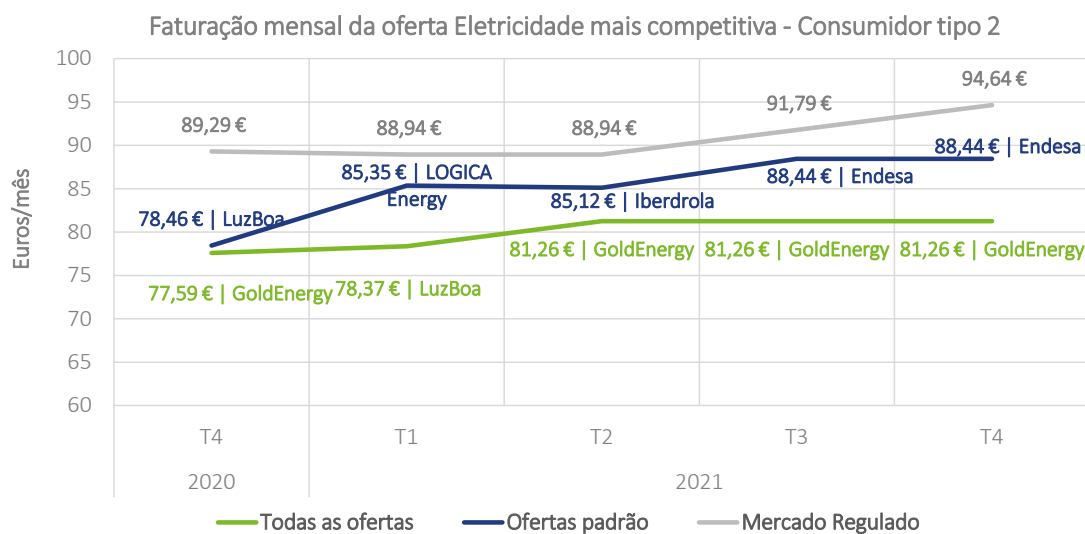
Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta de eletricidade de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado para os três consumidores tipo.

Tendo como base as ofertas padrão, para os consumidores tipo 2 e 3 verifica-se uma manutenção desta diferença ao longo dos três primeiros trimestres de 2021 e um aumento no 4.º trimestre.

Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que este diferencial tem vindo a aumentar desde o 2.º trimestre de 2021, atingindo um valor máximo no 4.º trimestre de 2021, para os três consumidores tipo.

No 4.º trimestre de 2021, a diferença face ao Mercado Regulado corresponde a 4,83 euro/mês, 13,38 euro/mês e 29,71 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.





## 6.2.2 EVOLUÇÃO DA FATURA MENSAL NAS OFERTAS DUAS

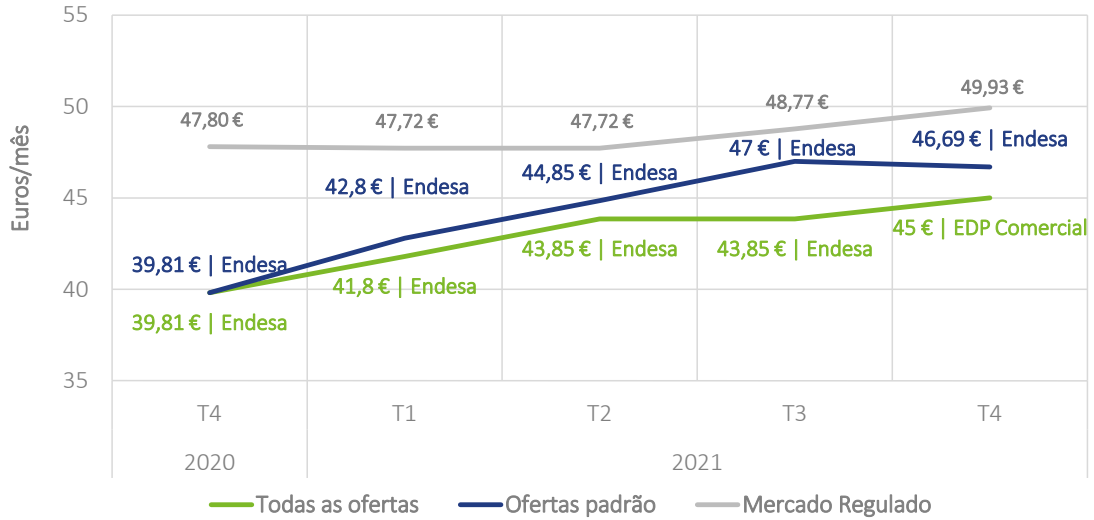
Ao longo do período em análise verifica-se que a oferta dual de valor mínimo é sempre mais competitiva do que a tarifa do Mercado Regulado.

No 4.º trimestre de 2021 verifica-se um aumento do diferencial entre o valor da oferta comercial mais competitiva e a tarifa do Mercado Regulado, tendo como base as ofertas padrão.

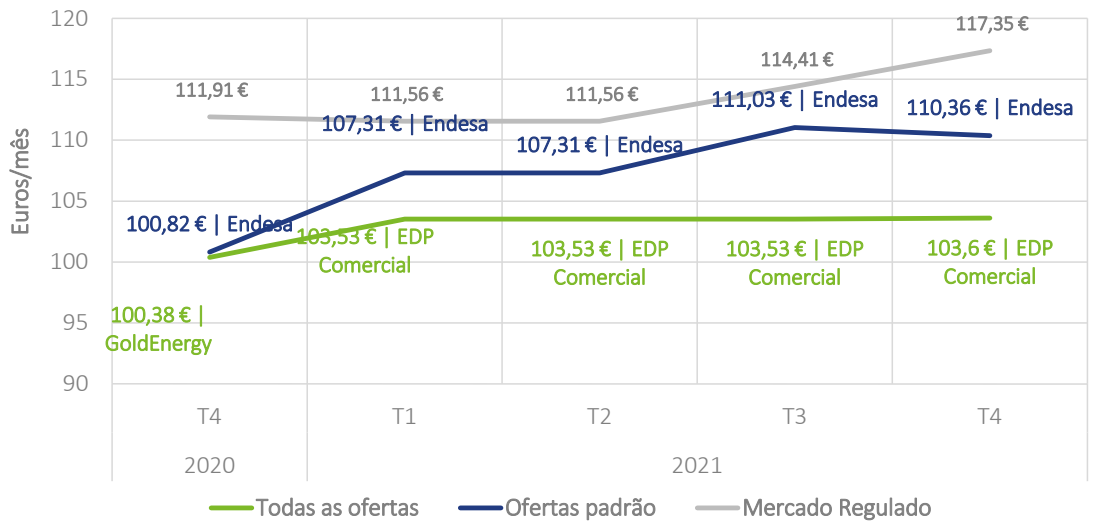
Tendo como base a totalidade das ofertas comerciais, verifica-se que este diferencial tem vindo a aumentar desde o 2.º trimestre de 2021, atingindo um valor máximo no 4.º trimestre de 2021, para os três consumidores tipo.

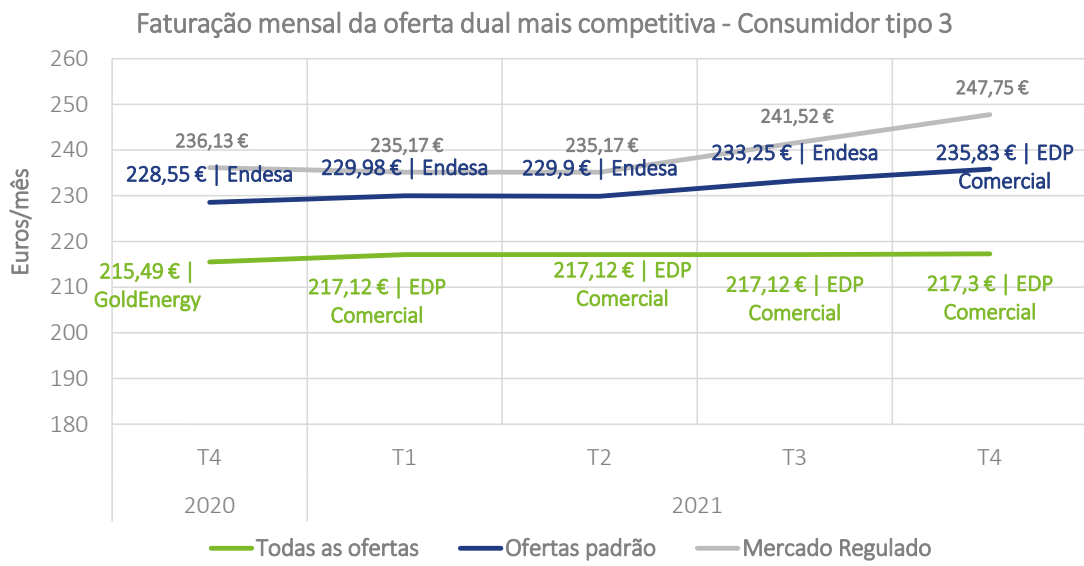
No 4.º trimestre de 2021, esta diferença corresponde a 4,93 euro/mês, 13,75 euro/mês e 30,45 euro/mês, para os consumidores tipo 1, 2 e 3, respetivamente, tendo por base a totalidade das ofertas comerciais.

Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 1



Faturação mensal da oferta dual mais competitiva - Consumidor tipo 2







**ANEXO I:  
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 Elétrica

PRE - produção em regime especial com preços garantidos

RA - Regiões Autónomas

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

**ANEXO II**

**DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE TRANSPORTE**



Quadro II - 1 - Custo incremental de potência em horas de ponta em MAT

		(Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR)																				
Investimento (mil €)	CAPEX	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
2004	25 149	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544	1 544
2005	25 908		1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591	1 591
2006	33 993			2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087
2007	33 443				2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053	2 053
2008	16 446					1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010
2009	53 874						3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307	3 307
2010	33 921							2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082	2 082
2011	52 973								3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252	3 252
2012	27 265									1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674	1 674
2013	29 293										1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798	1 798
2014	13 034											800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
2015	13 385												822	822	822	822	822	822	822	822	822	822
2016	25 666													1 576	1 576	1 576	1 576	1 576	1 576	1 576	1 576	1 576
2017	17 416														1 069	1 069	1 069	1 069	1 069	1 069	1 069	1 069
2018	4 919															302	302	302	302	302	302	302
2019	3 196																196	196	196	196	196	196
2020	6 062																	372	372	372	372	372
2021	21 605																		1 326	1 326	1 326	1 326
2022	3 114																			191	191	191
2023	15 195																				933	933
2024	26 129																					1 604
OPEX		503	1 021	1 701	2 370	2 699	3 776	4 455	5 514	6 059	6 645	6 906	7 174	7 687	8 035	8 134	8 198	8 319	8 751	8 813	9 117	9 640
CAPEX+OPEX		2 047	4 156	6 922	9 644	10 983	15 368	18 129	22 440	24 659	27 044	28 105	29 194	31 283	32 700	33 101	33 361	33 854	35 613	35 866	37 103	39 230
fator de actualização		2,52	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05
<b>Valor actualizado</b>		<b>5 159</b>	<b>10 022</b>	<b>15 976</b>	<b>21 299</b>	<b>23 211</b>	<b>31 080</b>	<b>35 084</b>	<b>41 558</b>	<b>43 701</b>	<b>45 863</b>	<b>45 610</b>	<b>45 337</b>	<b>46 489</b>	<b>46 503</b>	<b>45 046</b>	<b>43 445</b>	<b>42 189</b>	<b>42 469</b>	<b>40 929</b>	<b>40 517</b>	<b>40 995</b>

Potência em horas de ponta MAT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
D anual de potência em horas de ponta	6 164 217	6 514 888	6 717 557	6 717 557	6 717 557	6 981 754	7 063 696	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514	7 260 514
2005		350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671	350 671
2006			202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668	202 668
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197	264 197
2010							81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942	81 942
2011								196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818	196 818
2012									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015												0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017														0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018															0	0	0	0	0	0	0	0
2019																0	0	0	0	0	0	0
2020																	0	0	0	0	0	0
2021																		0	0	0	0	0
2022																			0	0	0	0
2023																				0	0	0
2024																					0	0
2025																						0
Total		-	350 671	553 339	553 339	553 339	817 537	899 479	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297	1 096 297
fator de actualização		-	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05
<b>Valor actualizado</b>		-	<b>845 719</b>	<b>1 277 030</b>	<b>1 222 038</b>	<b>1 169 414</b>	<b>1 653 361</b>	<b>1 740 745</b>	<b>2 030 281</b>	<b>1 942 852</b>	<b>1 859 189</b>	<b>1 779 128</b>	<b>1 702 515</b>	<b>1 629 201</b>	<b>1 559 044</b>	<b>1 491 908</b>	<b>1 427 663</b>	<b>1 366 185</b>	<b>1 307 354</b>	<b>1 251 056</b>	<b>1 197 183</b>	<b>1 145 630</b>

CI MAT	
Custo Incremental (€/kW/ano)	24,516
Custo Incremental (€/kW/mês)	2,043

Quadro II - 2 - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	(Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR)																						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
2004	8 539	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524		
2005	7 144		439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439	439		
2006	33 563			2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061	2 061		
2007	24 058				1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477	1 477		
2008	27 630					1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696	1 696		
2009	23 278						1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429	1 429		
2010	5 460							335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335		
2011	33 798								2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075	2 075		
2012	17 863									1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097	1 097		
2013	22 057										1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354	1 354		
2014	9 363											575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575		
2015	7 649												470	470	470	470	470	470	470	470	470	470		
2016	2 732													168	168	168	168	168	168	168	168	168		
2017	10 948														666	666	666	666	666	666	666	666		
2018	8 201															503	503	503	503	503	503	503		
2019	6 158																378	378	378	378	378	378		
2020	258																	16	16	16	16	16		
2021	12 767																		784	784	784	784		
2022	710																			44	44	44		
2023	1 204																				74	74		
2024	10 841																					666		
OPEX		171	314	985	1 466	2 019	2 484	2 593	3 269	3 627	4 068	4 255	4 408	4 463	4 680	4 844	4 967	4 972	5 227	5 242	5 266	5 482		
CAPEX+OPEX		695	1 277	4 008	5 966	8 215	10 110	10 554	13 305	14 759	16 554	17 316	17 939	18 161	19 044	19 712	20 213	20 234	21 273	21 331	21 429	22 311		
fator de actualização		2,52	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05		
<b>Valor actualizado</b>		<b>1 752</b>	<b>3 079</b>	<b>9 251</b>	<b>13 177</b>	<b>17 362</b>	<b>20 446</b>	<b>20 425</b>	<b>24 640</b>	<b>26 156</b>	<b>28 074</b>	<b>28 102</b>	<b>27 859</b>	<b>26 989</b>	<b>27 083</b>	<b>26 825</b>	<b>26 322</b>	<b>25 215</b>	<b>25 368</b>	<b>24 342</b>	<b>23 401</b>	<b>23 315</b>		

Potência em horas de ponta AT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
0 anual de potência em horas de ponta	6 048 547	6 409 876	6 605 518	6 605 518	6 605 518	6 868 321	6 948 671	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699	7 133 699
2005		361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329	361 329
2006			195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642	195 642
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803	262 803
2010							80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351	80 351
2011								185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028	185 028
2012									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015												0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017														0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018															0	0	0	0	0	0	0	0
2019																0	0	0	0	0	0	0
2020																	0	0	0	0	0	0
2021																		0	0	0	0	0
2022																			0	0	0	0
2023																				0	0	0
2024																					0	0
2025																						0
Total		-	361 329	556 971	556 971	556 971	819 774	900 125	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153	1 085 153
fator de actualização		-	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05
<b>Valor actualizado</b>		-	<b>871 422</b>	<b>1 285 411</b>	<b>1 230 058</b>	<b>1 177 089</b>	<b>1 657 887</b>	<b>1 741 995</b>	<b>2 009 643</b>	<b>1 923 103</b>	<b>1 840 290</b>	<b>1 761 043</b>	<b>1 685 209</b>	<b>1 612 640</b>	<b>1 543 196</b>	<b>1 476 743</b>	<b>1 413 151</b>	<b>1 352 298</b>	<b>1 294 065</b>	<b>1 238 339</b>	<b>1 185 014</b>	<b>1 133 984</b>

	CI <sup>1</sup>	CI MAT	CI AT
Custo incremental (€/kW/ano)	14,719	+ 24,516	= 39,235
Custo incremental (€/kW/mês)	1,227	+ 2,043	= 3,27

Nota: Os consumidores em MAT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em MAT, enquanto que os consumidores em AT pagam a tarifa de uso da rede de transporte em AT. Assim, é necessário que o custo incremental de AT inclua o custo incremental de MAT, para considerar todos os investimentos na rede de transporte.

Quadro II - 3 Custo incremental de potência contratada em MAT

		(Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR)																						
Investimento (mil €)	CAPEX	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024		
2004	4 214	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	
2005	4 022		247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	
2006	5 742			352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	352	
2007	3 149				193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	193	
2008	1 044					64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	
2009	10 072						618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	618	
2010	1 136							70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
2011	7 331								450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	
2012	8 072									496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	
2013	4 314										265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	265	
2014	1 766											108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	
2015	2 092												128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	
2016	1 227													75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	
2017	2 212														136	136	136	136	136	136	136	136	136	
2018	879															54	54	54	54	54	54	54	54	
2019	1 065																65	65	65	65	65	65	65	
2020	903																		55	55	55	55	55	
2021	5 467																			336	336	336	336	
2022	1 038																				64	64	64	
2023	3 005																					185	185	
2024	5 119																						314	
OPEX		84	165	280	343	363	565	588	734	896	982	1 017	1 059	1 084	1 128	1 145	1 167	1 185	1 294	1 315	1 375	1 477		
CAPEX+OPEX		343	670	1 138	1 394	1 479	2 299	2 391	2 988	3 645	3 996	4 140	4 310	4 410	4 590	4 661	4 748	4 822	5 267	5 351	5 596	6 012		
fator de atualização		2,52	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05		
<b>Valor atualizado</b>		<b>864</b>	<b>1 617</b>	<b>2 626</b>	<b>3 079</b>	<b>3 126</b>	<b>4 649</b>	<b>4 627</b>	<b>5 533</b>	<b>6 459</b>	<b>6 777</b>	<b>6 718</b>	<b>6 693</b>	<b>6 553</b>	<b>6 527</b>	<b>6 344</b>	<b>6 183</b>	<b>6 009</b>	<b>6 281</b>	<b>6 107</b>	<b>6 111</b>	<b>6 283</b>		

Potência contratada MAT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
D anual de potência contratada	7 856 641	8 334 880	8 609 716	8 609 716	8 609 716	9 176 651	9 327 523	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	9 637 018	10 373 866	10 373 866	10 373 866	10 373 866	10 441 386	10 566 241	10 767 187	10 869 209	
2005		478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238	478 238
2006			274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836	274 836
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935	566 935
2010							150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871	150 871
2011								309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495	309 495
2012									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015												0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018															736 848	736 848	736 848	736 848	736 848	736 848	736 848	736 848	736 848
2019																0	0	0	0	0	0	0	0
2020																	0	0	0	0	0	0	0
2021																		0	0	0	0	0	0
2022																			67 520	67 520	67 520	67 520	67 520
2023																				124 855	124 855	124 855	124 855
2024																						200 946	200 946
2025																							102 023
Total		478 238	753 075	753 075	753 075	1 320 010	1 470 882	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	1 780 376	2 517 224	2 517 224	2 517 224	2 517 224	2 584 745	2 709 600	2 910 546	3 012 568	
fator de atualização		2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05	1,00	
<b>Valor atualizado</b>		<b>1 153 374</b>	<b>1 737 991</b>	<b>1 663 150</b>	<b>1 591 531</b>	<b>2 669 549</b>	<b>2 846 571</b>	<b>3 297 159</b>	<b>3 155 176</b>	<b>3 019 307</b>	<b>2 889 289</b>	<b>2 764 870</b>	<b>2 645 809</b>	<b>2 531 874</b>	<b>3 425 595</b>	<b>3 278 081</b>	<b>3 136 920</b>	<b>3 001 837</b>	<b>2 949 623</b>	<b>2 958 950</b>	<b>3 041 520</b>	<b>3 012 568</b>	

CI MAT	
Custo Incremental (€/kW/ano)	1,923
Custo Incremental (€/kW/mês)	0,160

Quadro II - 4 - Custo incremental de potência contratada em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	(Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR)																					
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
2004	2 846	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	
2005	2 381		146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	
2006	11 188			687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	
2007	8 019				492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	492	
2008	9 210					565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	
2009	7 759						476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	
2010	1 820							112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	
2011	11 266								692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	692	
2012	5 954									366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	366	
2013	7 352										451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	451	
2014	3 121											192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	
2015	2 550												157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	
2016	911													56	56	56	56	56	56	56	56	56	
2017	3 616														222	222	222	222	222	222	222	222	
2018	2 734															168	168	168	168	168	168	168	
2019	2 053																126	126	126	126	126	126	
2020	86																	5	5	5	5	5	
2021	4 256																			261	261	261	
2022	237																				15	15	
2023	401																					25	
2024	3 614																					222	
OPEX		57	105	328	489	673	828	864	1 090	1 209	1 356	1 418	1 469	1 488	1 560	1 615	1 656	1 657	1 742	1 747	1 755	1 827	
CAPEX+OPEX		232	426	1 336	1 989	2 738	3 370	3 518	4 435	4 920	5 518	5 772	5 980	6 054	6 348	6 571	6 738	6 745	7 091	7 110	7 143	7 437	
factor de actualização		2,52	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05	
<b>Valor actualizado</b>		<b>584</b>	<b>1 026</b>	<b>3 084</b>	<b>4 392</b>	<b>5 787</b>	<b>6 815</b>	<b>6 808</b>	<b>8 213</b>	<b>8 719</b>	<b>9 358</b>	<b>9 367</b>	<b>9 286</b>	<b>8 996</b>	<b>9 028</b>	<b>8 942</b>	<b>8 774</b>	<b>8 405</b>	<b>8 456</b>	<b>8 114</b>	<b>7 800</b>	<b>7 772</b>	

Potência contratada AT (kW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	
D anual de potência contratada	7 521 756	7 971 092	8 214 385	8 214 385	8 214 385	8 541 197	8 641 118	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	8 871 213	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 628 884	9 694 797	9 762 194	9 829 592
2005		449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336	449 336
2006			243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293	243 293
2007				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009						326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813	326 813
2010							99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921	99 921
2011								230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094	230 094
2012									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013										0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014											0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015												0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018															757 672	757 672	757 672	757 672	757 672	757 672	757 672	757 672	757 672
2019																0	0	0	0	0	0	0	0
2020																	0	0	0	0	0	0	0
2021																		0	0	0	0	0	0
2022																			0	0	0	0	0
2023																				0	65 913	65 913	65 913
2024																						67 397	67 397
2025																							67 398
Total		-	449 336	692 629	692 629	692 629	1 019 442	1 119 363	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	1 349 457	2 107 128	2 107 128	2 107 128	2 107 128	2 107 128	2 173 042	2 240 438	2 307 836
factor de actualização		-	2,41	2,31	2,21	2,11	2,02	1,94	1,85	1,77	1,70	1,62	1,55	1,49	1,42	1,36	1,30	1,25	1,19	1,14	1,09	1,05	1,00
<b>Valor actualizado</b>		-	<b>1 083 669</b>	<b>1 598 491</b>	<b>1 529 657</b>	<b>1 463 786</b>	<b>2 061 688</b>	<b>2 166 283</b>	<b>2 499 120</b>	<b>2 391 502</b>	<b>2 288 519</b>	<b>2 189 970</b>	<b>2 095 665</b>	<b>2 005 421</b>	<b>1 919 063</b>	<b>2 867 511</b>	<b>2 744 029</b>	<b>2 625 865</b>	<b>2 512 790</b>	<b>2 404 584</b>	<b>2 293 016</b>	<b>2 341 258</b>	<b>2 307 836</b>

	CI'	CI MAT	CI AT
Custo Incremental (€/kW/ano)	3,293	+ 1,923	= 5,216



**ANEXO III**  
**DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**







Quadro III - 3 - Custo incremental de potência em horas de ponta em BT

Investimento (mil €)	CAPIEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025			
1998	55 961	3 872		3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	3 872	0	0	0
1999	52 320		3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	3 620	0	0
2000	52 540			3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	3 635	0	0
2001	62 651				4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293	4 293
2002	59 789					4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137	4 137
2003	54 050						3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739	3 739
2004	52 423							3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627	3 627
2005	51 274								3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547	3 547
2006	43 309									2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996	2 996
2007	31 553										2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183	2 183
2008	33 335											2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306	2 306
2009	38 007												2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630	2 630
2010	29 770													2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060	2 060
2011	27 739														1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919	1 919
2012	25 973															1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797	1 797
2013	21 085																1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459
2014	16 898																	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169	1 169
2015	17 473																		1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209	1 209
2016	20 070																			1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389	1 389
2017	21 670																				1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499	1 499
2018	10 703																					740	740	740	740	740	740	740	740	740	740	740
2019	15 258																						1 056	1 056	1 056	1 056	1 056	1 056	1 056	1 056	1 056	1 056
2020	17 131																							1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185
2021	21 447																															
2022	24 145																															
2023	25 818																															
2024	26 075																															
2025	20 390																															
OPEX		2 350	4 548	6 754	9 361	11 872	14 358	16 717	18 922	20 827	22 310	24 411	26 387	27 935	28 989	30 054	30 982	31 624	32 288	33 271	34 333	34 847	35 533	36 270	37 128	38 070	39 076	40 093	40 889			
CAPEX-OPEX		6 222	12 099	17 881	24 780	31 428	37 653	43 639	49 392	54 294	57 960	62 366	66 972	70 580	73 553	76 415	78 801	80 612	82 485	84 857	87 418	88 672	90 415	92 336	93 194	94 136	91 271	88 668	85 829			
factor de actualização		0,91	0,78	0,65	0,53	0,42	0,31	0,20	0,10	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>Valor actualizado</b>		<b>18 091</b>	<b>33 419</b>	<b>47 383</b>	<b>62 688</b>	<b>75 900</b>	<b>86 812</b>	<b>96 050</b>	<b>103 781</b>	<b>108 908</b>	<b>110 989</b>	<b>114 012</b>	<b>116 680</b>	<b>117 591</b>	<b>116 987</b>	<b>116 028</b>	<b>114 226</b>	<b>111 552</b>	<b>108 968</b>	<b>107 018</b>	<b>105 249</b>	<b>101 918</b>	<b>99 208</b>	<b>96 722</b>	<b>93 194</b>	<b>89 867</b>	<b>83 181</b>	<b>77 145</b>	<b>71 288</b>			

Potência em horas de ponta BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026			
o anual de potência em horas de ponta	2 132 848	2 312 990	2 452 697	2 559 795	2 599 726	2 706 085	2 844 082	2 983 655	3 078 911	3 133 829	3 161 086	3 325 192	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337	3 425 337		
1998		180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	180 141	
2000			139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	139 708	
2001				107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098	107 098
2002					39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931	39 931
2003						1																										





