

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2025

Dezembro 2024

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	SUMÁRIO EXECUTIVO	3
3	BALANÇO DE ENERGIA E NÚMERO DE CONSUMIDORES	9
3.1	Portugal continental.....	11
3.1.1	Previsão da procura.....	11
3.1.2	Desvios da procura	19
3.2	Região Autónoma dos Açores.....	20
3.2.1	Previsão da procura.....	20
3.2.2	Desvios da procura	21
3.3	Região Autónoma da Madeira.....	22
3.3.1	Previsão da procura.....	22
3.3.2	Desvios da procura	23
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	25
4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	25
4.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	27
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	31
5.1	Fatores de simultaneidade nas redes.....	32
5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	33
5.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	35
5.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	38
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	41
6.1	Tarifa de Energia.....	41
6.2	Tarifas de Comercialização	42
7	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	43
7.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	44
7.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	47
7.2.1	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	47
7.2.2	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	50
7.2.3	Baixa Tensão Normal Social	53
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT, MT E BTE NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR	57
9	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	59

9.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado.....	60
9.2	Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado	64
9.2.1	Muito Alta Tensão	65
9.2.2	Alta Tensão	66
9.2.3	Média Tensão	68
9.2.4	Baixa Tensão Especial	70
9.2.5	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	71
9.2.6	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	74
9.2.7	Baixa Tensão Normal Social.....	77
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	81
10.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	82
10.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	85
10.2.1	Média Tensão	86
10.2.2	Baixa Tensão Especial	87
10.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	89
10.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	91
10.2.5	Baixa Tensão Normal Social.....	94
11	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....	99
11.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	100
11.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	103
11.2.1	Média Tensão	104
11.2.2	Baixa Tensão Especial	105
11.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	106
11.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	109
11.2.5	Baixa Tensão Normal Social.....	112
12	PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES	117
13	PERFIS DE CONSUMO.....	121
13.1	Diagrama de Carga em BTN tri-horária.....	123
13.2	Diagrama de Carga em BTN bi-horária	123
13.3	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	124
14	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES	127
14.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	127

14.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	129
14.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão	4
Figura 2-2 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE entre 2000 e 2023 corrigida pela paridade do poder de compra	5
Figura 3-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	12
Figura 3-2 - Número acumulado de clientes no mercado livre.....	15
Figura 3-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado.....	16
Figura 3-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão.....	17
Figura 3-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2024 e 2025.....	18
Figura 3-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2024 e 2025	18
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS	26
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	28
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	29
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS	35
Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	37
Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	37
Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD	40
Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD	40
Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de energia	42
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	48
Figura 7-2 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	48
Figura 7-3 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	49
Figura 7-4 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	49
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (≤ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	50
Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência contratada (BTN ≤ 20,7 kVA) *	51
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *	52
Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *	52
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	53

Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	54
Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	55
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	55
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário.....	65
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT	66
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário	67
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT	67
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário.....	68
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT	69
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário	70
Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE.....	71
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário	72
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	72
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	73
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	73
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	74
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA) *	75
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)*	76
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)*	76
Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	77
Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	78
Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	79
Figura 9-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	79

Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário	86
Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT	87
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário	88
Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE	88
Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário	89
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	90
Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	90
Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	91
Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	92
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)*	93
Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	93
Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	94
Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	95
Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	96
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social).....	96
Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	97
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário	104
Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT	105
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário	106
Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE	106
Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário	107
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)	108
Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)	108
Figura 11-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA).....	109
Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	110
Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	111

Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	111
Figura 11-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	112
Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	113
Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	114
Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	114
Figura 11-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	115
Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples	122
Figura 13-2 - Perfil de consumo para BTN bi-horária	122
Figura 13-3 - Perfil de consumo para BTN tri-horária	122

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	9
Quadro 3-2 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	10
Quadro 3-3 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental	11
Quadro 3-4 - Previsões do consumo de energia elétrica em Portugal continental	13
Quadro 3-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental	13
Quadro 3-6 - Consumo referido à emissão	19
Quadro 3-7 - Balanço de energia elétrica da E-REDES	20
Quadro 3-8 - Balanço de energia elétrica da EDA	21
Quadro 3-9 - Balanço de energia elétrica da EDA	22
Quadro 3-10 - Balanço de energia elétrica da EEM	23
Quadro 3-11 - Balanço de energia elétrica da EEM	24
Quadro 4-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte	25
Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do operador da rede de transporte	27
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte	27
Quadro 5-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário	31

Quadro 5-2 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.....	32
Quadro 5-3 - Coeficientes de simultaneidade	33
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição	34
Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição	36
Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição	36
Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição	38
Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição	39
Quadro 5-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição	39
Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia do Comercializador de Último Recurso	41
Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso	42
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso.....	43
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA)	44
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal	44
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)	45
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal	46
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)	47
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.....	57
Quadro 8-2 – Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT	58
Quadro 8-3 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em BTE	58
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado	59
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT	60

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT	61
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT	61
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	62
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA).....	62
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (\leq 20,7 kVA).....	63
Quadro 9-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP).....	64
Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	81
Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT	82
Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE	83
Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)	83
Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA).....	84
Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)	85
Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	99
Quadro 11-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT	100
Quadro 11-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE	101
Quadro 11-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA).....	101
Quadro 11-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA)	102
Quadro 11-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)	103
Quadro 12-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Portugal continental.....	118
Quadro 12-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA.....	119
Quadro 12-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM.....	120
Quadro 13-1 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN tri-horária	123
Quadro 13-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN tri-horária	123

Quadro 13-3 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN bi-horária	124
Quadro 13-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN bi-horária	124
Quadro 13-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN bi-horária.	124
Quadro 13-6 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	125
Quadro 14-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	128
Quadro 14-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária	128
Quadro 14-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária.....	129
Quadro 14-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	130
Quadro 14-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	131

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das seguintes tarifas: tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição, tarifas por atividade do comercializador de último recurso (CUR), tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do CUR, tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis em MAT, AT, MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR e tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), para vigorar em 2025. São também descritos os pressupostos considerados para efeitos da definição dos diagramas de carga tipo utilizados no cálculo das tarifas, de acordo com o Regulamento Tarifário. Adicionalmente, são apresentados os fatores de ajustamento para perdas nas redes, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

Ao longo do documento, os clientes de comercializadores em mercado e os clientes com estatuto de agente de ofertas designar-se-ão clientes no mercado liberalizado. As entregas a estes clientes, conjuntamente com as entregas aos clientes do mercado regulado condicionam o cálculo das tarifas por atividade do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição e, por consequência, das tarifas de Acesso às Redes.

Em 2025, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE.

O comercializador de último recurso assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado, os que regressem ao CUR por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação vigente, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do n.º 3 do artigo 140.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresentam-se os pressupostos e conclusões acerca das previsões da procura.
- No capítulo 3 apresenta-se o balanço de energia elétrica e de número de consumidores, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade do comercializador de último recurso.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 8 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas aplicadas em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.
- No capítulo 9 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 10 e 11 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 12 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa social de acesso às redes.
- No capítulo 13 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BTN.
- No capítulo 14 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações).

2 SUMÁRIO EXECUTIVO

Decorrente da instabilidade mundial nos mercados de energia observada desde 2022, a Comissão Europeia apresentou um plano de medidas de poupança de energia, de produção de energia renovável e de diversificação do aprovisionamento energético, denominado por Plano *REPowerEU*¹. Posteriormente, foi aprovado o Regulamento (UE) 2023/435², que permite aos Estados-Membros da UE introduzir capítulos da *REPowerEU* nos seus planos de recuperação e resiliência, a fim de acelerar a transição da União Europeia para uma energia limpa.

Em termos macroeconómicos, a generalidade das instituições nacionais e estrangeiras prevê um crescimento do produto interno bruto (PIB) português em 2025, em cerca de 2%³. No entanto, a diminuição da intensidade elétrica do PIB⁴ que se tem verificado nos últimos anos limita o efeito destas previsões nas previsões da evolução da procura de energia elétrica.

A Figura 2-1 compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão⁵ e da taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>

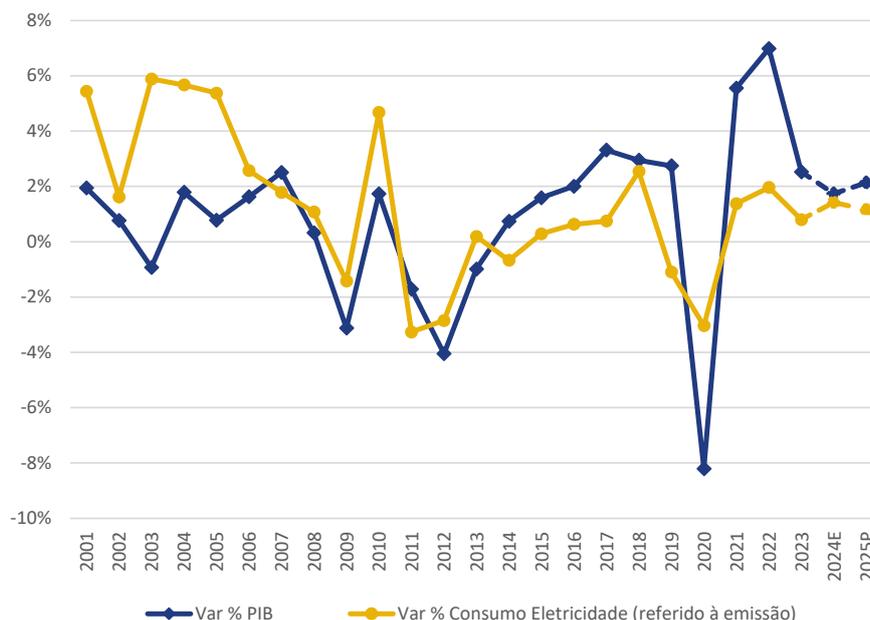
² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=celex%3A32023R0435>

³ Previsão de: 2,1% do Banco de Portugal – boletim económico – outubro de 2024; 2,3% do FMI Article IV Consultation – outubro de 2024; 2% da OCDE – Economic Outlook, dezembro de 2024; 1,9% da CE – Previsões Económicas de outono, novembro de 2024; 2,4% do CFP – Perspetivas económicas e orçamentais 2024-2028 (atualização), setembro 2024; e 2,1% do MF - Plano Orçamental-Estrutural Nacional de Médio-Prazo 2024-2028.

⁴ Divisão do consumo de energia elétrica pelo produto interno bruto.

⁵ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-1 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão



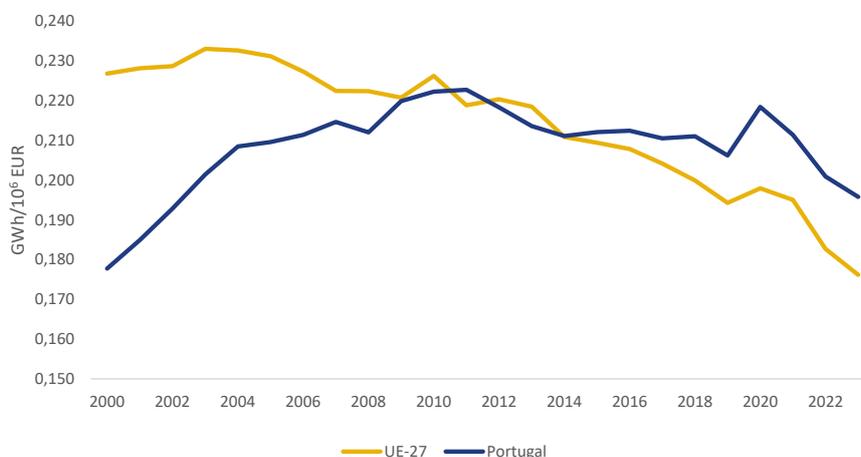
Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, CFP, CE, FMI, MF, OCDE e E-Redes

A partir de 2014 a variação do consumo de energia elétrica foi inferior à variação do PIB. Esta tendência só foi interrompida em 2020 durante a crise pandémica. Em 2021 e 2022, face à forte recuperação da economia portuguesa no período pós-pandemia, a variação percentual do PIB volta a situar-se bastante acima do consumo.

Para 2024 e 2025 prevê-se um crescimento do PIB ligeiramente superior (1,7% e 2,1% em 2024 e 2025, respetivamente) ao crescimento do consumo e, deste modo, apesar de uma projeção de uma redução da intensidade elétrica, antecipa-se uma variação positiva do consumo de eletricidade no referencial da emissão.

Na Figura 2-2comparam-se as evoluções da intensidade elétrica do PIB em Portugal continental e na União Europeia (UE), corrigidas pela paridade do poder de compra. É possível diferenciar o comportamento da intensidade elétrica em Portugal face à UE em 3 fases distintas: i) um primeiro período até 2009, em que a intensidade elétrica nacional teve uma tendência crescente e se aproximou da europeia, devido a um forte crescimento do consumo de energia elétrica, enquanto na UE verificou-se uma evolução contrária, ii) entre 2009 e 2014, onde se verificou um alinhamento na tendência entre Portugal e a UE, embora observando-se um nível ligeiramente superior na intensidade elétrica nacional, iii) a partir de 2015 observa-se uma tendência de diminuição da intensidade elétrica, superior no caso da UE comparativamente com Portugal, apenas interrompida em 2020.

Figura 2-2 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE entre 2000 e 2023 corrigida pela paridade do poder de compra



Fonte: ERSE, EUROSTAT

No capítulo 3 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico” é feita uma análise mais profunda dos pressupostos macroeconómicos da economia portuguesa.

À semelhança dos exercícios tarifários de anos anteriores, em junho de 2024, a REN, a E-Redes e a SU Eletricidade enviaram informação real, estimativas e previsões, de consumo e número de consumidores em Portugal continental, para os anos de 2023, 2024 e 2025, respetivamente. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que as previsões da REN para o consumo referido à emissão ⁶ são superiores às previsões da E-Redes, em 2024 e em 2025, 65 GWh e 429 GWh, respetivamente.

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente do consumo de energia elétrica, de outros indicadores económicos e do contexto legislativo a nível nacional e europeu ⁷, a ERSE

⁶ Os valores da energia entrada na rede de distribuição previstos pela E-Redes são convertidos para o referencial da emissão por acréscimo dos consumos próprios da REN e tendo em conta as taxas de perdas na rede de transporte previstas pela REN.

⁷ Algumas das contingências que caracterizaram as previsões para as tarifas de 2023 (Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro) já não se verificam, o que permite voltar a prever a evolução da procura em linha com a evolução da atividade económica.

considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica em Portugal continental, para o cálculo tarifário de 2025:

- Para a definição do nível e da estrutura de consumo em 2023:
 - foram considerados os valores reais de fornecimentos⁸, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes⁹, resultando um valor global de 45 891 GWh, que corresponde a um acréscimo de 1,04% face aos fornecimentos de 2022;
- Para a definição do nível e da estrutura de consumo em 2024:
 - foram considerados os valores de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes¹⁰, o que conduz a um valor global de 46 637 GWh, 0,31% inferior ao valor considerado em tarifas de 2024;
- Para a definição do nível e da estrutura de consumo de 2025:
 - foram considerados os valores de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes¹¹, o que resulta num valor global 47 127 GWh, 0,74% superior ao valor considerado em tarifas de 2024;
- As taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,04%, 9,22% e 9,51%, respetivamente para 2023, 2024 e 2025 ¹².
- A taxa de perdas da rede de transporte ¹³ são as previstas pela REN, 2,00 %, 1,65% e 1,51%, respetivamente para 2023, 2024 e 2025.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão verificado em 2023 e previsto pela E-Redes em 2024 e 2025.

⁸ Consumo no referencial de saída das redes.

⁹ Informação real enviada em maio de 2024.

¹⁰ Informação previsional enviada em junho de 2024.

¹¹ Informação previsional enviada em junho de 2024.

¹² A taxa de perdas nas redes de distribuição apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de distribuição (em GWh) pelos fornecimentos a clientes finais em todos os níveis de tensão, excluindo MAT.

¹³ A taxa de perdas na rede de transporte apresentada corresponde ao quociente das perdas na rede de transporte (em GWh) pelo consumo referido à emissão.

- Quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2023, em consonância com os dados reais do ano 2023. Para os anos de 2024 e 2025, são utilizados os dados da monitorização do mercado liberalizado de eletricidade.

A opção de a ERSE considerar os valores propostos pela E-Redes decorre destes refletirem as incertezas associadas ao contexto macroeconómico e à transição energética. No que diz respeito ao contexto macroeconómico, destaca-se o risco de um possível abrandamento da economia portuguesa. No que se refere à transição energética refira-se os efeitos em sentido oposto da eletrificação do consumo de energia, por um lado, e da evolução do autoconsumo e da eficiência energética, por outro. Este contexto particularmente incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa e conservadora num exercício de previsão desta natureza, que não deixa, contudo, de ser coerente com as projeções para a evolução da economia portuguesa e para a evolução do setor elétrico.

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Eletricidade dos Açores (EDA) e a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviaram o balanço de energia elétrica para 2023, a estimativa para 2024 e a previsão para 2025, tendo a ERSE aceite as previsões das empresas. Como tal, o nível de consumo das Regiões Autónomas, resulta das previsões das empresas (EDA e EEM), devendo registar-se em 2024 e 2025 uma evolução positiva do consumo de energia elétrica. Assim, prevê-se para a Região Autónoma dos Açores crescimentos de 1,2% e 0,5% para 2024 e 2025, respetivamente, e para a Região Autónoma da Madeira crescimentos de 1,9% em 2024 e de 1,0% em 2025.

Para além da informação previamente referida, importa realçar também os seguintes aspetos:

- a) Para 2024 e 2025, o peso relativo previsto para o mercado livre no consumo total é de 94,4% e 94,8%, respetivamente.
- b) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga, visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento.
- c) A tarifa bi-horária representa 9,9% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,1% e 7,7%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- d) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (31,4%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (15,3%) e na Região Autónoma da Madeira (9,3%).
- e) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2025 é de cerca de 703 mil clientes em Portugal continental e de cerca de 38 mil clientes nas Regiões Autónomas.

- f) Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.

3 BALANÇO DE ENERGIA E NÚMERO DE CONSUMIDORES

Neste capítulo caracteriza-se o nível de consumo de energia elétrica estimado para 2024 e previsto para 2025, assim como os dados reais do ano 2023, para Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

O Quadro 3-1 apresenta o consumo referido à emissão e aos fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA, para os anos de 2023, 2024 e 2025.

Quadro 3-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

Unidade: GWh

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

No Quadro 3-2 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2023 (2023R) e previstos nas tarifas para 2024 (2024T) e nas tarifas para 2025 (2025T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 3-2 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal

2023 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	34	1,1%	2 334	5,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 368	5,0%	2	0,0%	80	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	82	0,0%
AT	2	0,1%	6 621	15,4%	0	0,0%	0	0,0%	6 622	13,9%	3	0,0%	338	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	341	0,0%
MT	139	4,6%	14 546	33,9%	292	37,2%	235	27,5%	15 212	32,0%	798	0,1%	25 204	0,5%	768	0,6%	334	0,2%	27 104	0,4%
BT	2 841	94,2%	19 375	45,2%	494	62,8%	620	72,5%	23 331	49,1%	949 001	99,9%	5 479 194	99,5%	128 781	99,4%	145 406	99,8%	6 702 382	99,6%
BTE	90	3,0%	3 180	7,4%	67	8,5%	145	16,9%	3 481	7,3%	1 463	0,2%	38 048	0,7%	808	0,6%	1 319	0,9%	41 637	0,6%
BTN > 20.7 kVA	256	8,5%	1 675	3,9%	53	6,8%	64	7,4%	2 048	4,3%	10 536	1,1%	60 566	1,1%	2 015	1,6%	2 542	1,7%	75 658	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 460	81,6%	14 464	33,7%	373	47,4%	408	47,7%	17 704	37,2%	825 483	86,9%	5 178 515	94,1%	122 857	94,8%	137 490	94,3%	6 264 344	93,1%
BTN <= 2.3 kVA	36	1,2%	57	0,1%	1	0,1%	4	0,5%	98	0,2%	111 520	11,7%	202 065	3,7%	3 103	2,4%	4 055	2,8%	320 742	4,8%
TOTAL	3 015	100,0%	42 876	100,0%	786	100,0%	856	100,0%	47 533	100,0%	949 804	100,0%	5 504 815	100,0%	129 550	100,0%	145 739	100,0%	6 729 908	100,0%

2024 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 316	5,3%	0	0,0%	0	0,0%	2 316	4,8%	0	0,0%	82	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	82	0,0%
AT	0	0,0%	6 939	15,8%	0	0,0%	0	0,0%	6 939	14,3%	0	0,0%	343	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	343	0,0%
MT	77	2,6%	15 359	35,0%	288	37,2%	229	27,0%	15 954	33,0%	559	0,1%	25 510	0,5%	823	0,6%	339	0,2%	27 231	0,4%
BT	2 858	97,4%	19 232	43,9%	488	62,8%	618	73,0%	23 196	47,9%	957 502	99,9%	5 535 676	99,5%	130 747	99,4%	145 095	99,8%	6 769 019	99,6%
BTE	76	2,6%	3 375	7,7%	65	8,4%	143	16,9%	3 659	7,6%	1 317	0,1%	38 848	0,7%	806	0,6%	1 297	0,9%	42 267	0,6%
BTN > 20.7 kVA	188	6,4%	1 762	4,0%	50	6,4%	63	7,4%	2 062	4,3%	7 550	0,8%	63 282	1,1%	2 007	1,5%	2 484	1,7%	75 323	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 553	87,0%	14 026	32,0%	371	47,9%	408	48,2%	17 359	35,9%	828 224	86,4%	5 221 811	93,9%	124 601	94,7%	137 211	94,3%	6 311 847	92,9%
BTN <= 2.3 kVA	40	1,4%	70	0,2%	1	0,2%	4	0,5%	116	0,2%	120 411	12,6%	211 734	3,8%	3 333	2,5%	4 104	2,8%	339 582	5,0%
TOTAL	2 935	100,0%	43 846	100,0%	776	100,0%	847	100,0%	48 404	100,0%	958 061	100,0%	5 561 610	100,0%	131 570	100,0%	145 434	100,0%	6 796 675	100,0%

2025 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 471	5,5%	0	0,0%	0	0,0%	2 471	5,1%	0	0,0%	89	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	89	0,0%
AT	0	0,0%	6 795	15,2%	0	0,0%	0	0,0%	6 795	13,9%	3	0,0%	349	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	352	0,0%
MT	75	3,0%	14 941	33,4%	297	37,1%	238	27,0%	15 550	31,9%	335	0,0%	26 197	0,5%	819	0,6%	337	0,2%	27 688	0,4%
BT	2 382	96,9%	20 464	45,8%	503	62,9%	642	73,0%	23 991	49,2%	826 534	100,0%	5 707 916	99,5%	131 457	99,4%	147 261	99,8%	6 813 168	99,6%
BTE	65	2,7%	3 285	7,4%	68	8,5%	148	16,8%	3 567	7,3%	464	0,1%	41 100	0,7%	818	0,6%	1 332	0,9%	43 714	0,6%
BTN > 20.7 kVA	233	9,5%	1 767	4,0%	54	6,8%	66	7,5%	2 120	4,3%	9 301	1,1%	62 960	1,1%	2 118	1,6%	2 580	1,7%	76 958	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 051	83,5%	15 348	34,4%	379	47,4%	424	48,1%	18 203	37,3%	720 277	87,1%	5 381 653	93,8%	125 488	94,9%	139 239	94,3%	6 366 656	93,1%
BTN <= 2.3 kVA	32	1,3%	64	0,1%	1	0,1%	4	0,5%	101	0,2%	96 492	11,7%	222 203	3,9%	3 033	2,3%	4 111	2,8%	325 839	4,8%
TOTAL	2 457	100,0%	44 670	100,0%	799	100,0%	881	100,0%	48 807	100,0%	826 872	100,0%	5 734 550	100,0%	132 276	100,0%	147 598	100,0%	6 841 297	100,0%

3.1 PORTUGAL CONTINENTAL

3.1.1 PREVISÃO DA PROCURA

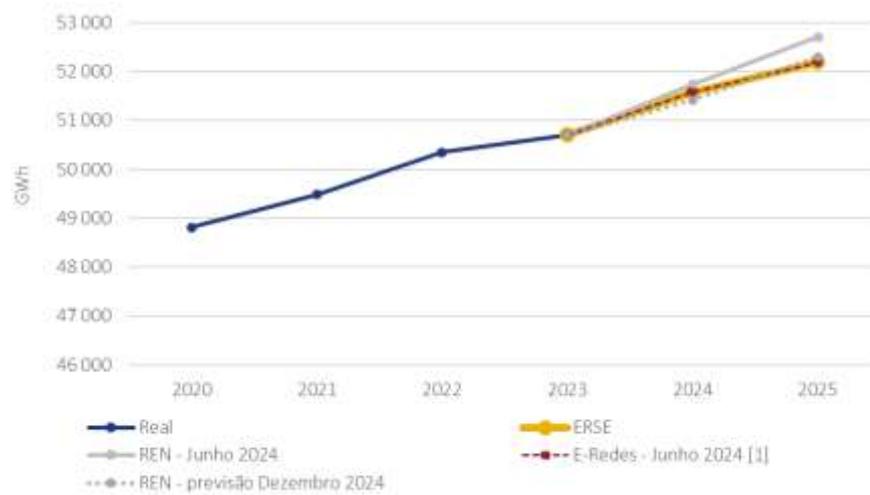
Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário em vigor, a REN e a E-Redes submeteram à ERSE informação sobre o balanço de energia elétrica em 2023, assim como uma estimativa para 2024 e uma previsão para 2025. O Quadro 3-3 e a Figura 3-1 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE em 2024 e 2025, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

Quadro 3-3 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

	Unidade: GWh					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Real	48 812	49 484	50 351	50 710		
(Variação média anual)	-3,0%	1,4%	1,8%	0,7%		
Previsões para Tarifas 2025						
REN - Junho 2024					51 739	52 705
(Variação média anual)					2,0%	1,9%
E-Redes - Junho 2024 [1]					51 582	52 179
(Variação média anual)					1,7%	1,2%
REN - previsão Dezembro 2024					51 414	52 301
					1,4%	1,7%
ERSE					51 582	52 179
					1,7%	1,2%

[1] Os valores de energia de entrada na rede de distribuição enviados pela E-Redes foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Figura 3-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Nota: Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela E-REDES foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: REN, E-REDES, ERSE

O Quadro 3-4 resume as estimativas para 2024 e as previsões para 2025 dos fornecimentos de energia elétrica, por nível de tensão, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2025, bem como os valores correspondentes perspetivados pela E-Redes.

Refira-se que, quer o consumo para bombagem hidroelétrica abastecida pela RND ¹⁴, quer a recuperação de consumo ilícito ¹⁵, quer os consumos associados à participação no projeto piloto do mercado de reserva de regulação não são considerados no cálculo das tarifas de acesso às redes.

¹⁴ Decorre da isenção do pagamento das tarifas de acesso às redes prevista no número 1 do artigo 54.º do Regulamento Tarifário.

¹⁵ No caso do consumo ilícito, a sua faturação é efetuada através de procedimentos autónomos e não pelos procedimentos normais de leitura dos contadores e correspondente faturação.

Quadro 3-4 - Previsões do consumo de energia elétrica em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta E-Redes junho 2024		ERSE Tarifas 2025		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2022	2023	2024	2025	2024	2025	2024	2025
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO¹	49 727	49 925	50 803	51 469	50 803	51 469	0	0
- Bombagem abastecida pela RND	42	42	43	42	43	42	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	34	44	41	43	41	43	0	0
- Consumos associados a Projeto Piloto	11	14	8	11	8	11	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	4 222	3 934	4 074	4 247	4 074	4 247	0	0
(Perdas/Fornecimentos)	0,01%	0,01%	9,20%	9,49%	9,22%	9,51%		
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO	45 419	45 891	46 637	47 127	46 637	47 127	0	0
(Variação média anual)	1,6%	1,0%	1,6%	1,1%	1,6%	1,1%		
BT	21 476	22 216	22 512	22 846	22 512	22 846	0	0
(Variação média anual)	1,2%	3,4%	1,3%	1,5%	1,3%	1,5%		
MT	14 892	14 685	14 885	15 016	14 885	15 016	0	0
(Variação média anual)	3,4%	-1,4%	1,4%	0,9%	1,4%	0,9%		
AT	6 809	6 622	6 773	6 795	6 773	6 795	0	0
(Variação média anual)	0,3%	-2,7%	2,3%	0,3%	2,3%	0,3%		
MAT	2 242	2 368	2 467	2 471	2 467	2 471	0	0
(Variação média anual)	-1,8%	5,6%	4,2%	0,1%	4,2%	0,1%		

¹ Inclui o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroelétricos ligados em AT, o consumo ilícito recuperado e o consumo associado à participação no projeto piloto do mercado de reserva de regulação.

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2025 e os seus valores homólogos.

Quadro 3-5 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta SU Eletricidade junho 2024		ERSE Tarifas 2025		Diferenças ERSE - SU Eletricidade	
	2022	2023	2024	2025	2024	2025	2024	2025
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-13 179	-13 454	-15 999	-15 590	-15 950	-15 312	48	278
+ Produção em regime especial	16 439	16 932	19 278	18 490	18 906	18 161	-373	-329
= Total das Aquisições do CUR	3 260	3 478	3 280	2 900	2 955	2 848	-324	-52
- Perdas na rede de Distribuição	391	393	466	416	302	348	-164	-68
(perdas/fornecimentos)	13,9%	13,0%	16,6%	16,8%	11,6%	14,2%	78,4%	256,4%
- Perdas na rede de Transporte	52	70	0	0	49	43	49	43
(perdas/fornecimentos)	1,8%	2,3%	0,0%	0,0%	1,9%	1,8%	-23,5%	-162,5%
= Total dos Fornecimentos do CUR	2 817	3 015	2 814	2 484	2 604	2 457	-209	-27

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

No dia 1 de janeiro de 2013 foram extintas por completo as tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e este calendário segue-se ao anterior processo de extinção de tarifas reguladas, que já havia abrangido o conjunto de clientes em baixa tensão especial, média tensão, alta tensão e muito alta tensão.

A partir dessa data e, com o alargamento do período transitório, até final de 2025, para clientes finais em baixa tensão normal, vigoram as tarifas transitórias, publicadas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto.

Por outro lado, a análise previsional da ERSE considera a possibilidade de os clientes em BTN poderem regressar às tarifas reguladas do comercializador de último recurso (CUR), nomeadamente pelo exercício da opção legal associada à tarifa equiparada.

A projecção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o que resta do ano de 2024 e para a globalidade de 2025 tem ainda em consideração a seguinte informação:

- Evolução histórica do número de clientes em atividade no mercado livre, o seu peso relativo no mercado livre e respetivos consumos anuais expectáveis em função dos consumos médios mensais.
- Repartição do número de clientes no mercado livre por nível de tensão e a sua evolução temporal.

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, o alargamento do período para a extinção de tarifas reguladas para os clientes de energia elétrica em baixa tensão, a possibilidade dos clientes em BTN regressarem ao CUR, o contexto ainda de incerteza e possível volatilidade dos preços, e a evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte do pressuposto que a transferência gradual que tem vindo a ocorrer para o mercado livre, quer dos clientes nos limiares de extinção da tarifa transitória para mercado, quer dos clientes em BTN, vai continuar a reduzir-se, ainda que com menor expressão do que no ano transato.

Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2023, cerca de 5,5 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 0,7% face a 2022. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, que, apesar do abrandamento do ritmo de crescimento, tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, a ser abastecidos no mercado livre.

No final de 2023 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado ¹⁶ de cerca de 42,5 TWh, valor semelhante ao observado em 2022.

¹⁶ Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

No final do mês de setembro de 2024, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 655 666, representando o seu consumo cerca de 94,7% do consumo total.

A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2017 consta da Figura 3-2. Por outro lado, a Figura 3-3 apresenta a evolução do consumo anual de clientes no mercado livre e no mercado regulado, também desde 2017.

Figura 3-2 - Número acumulado de clientes no mercado livre

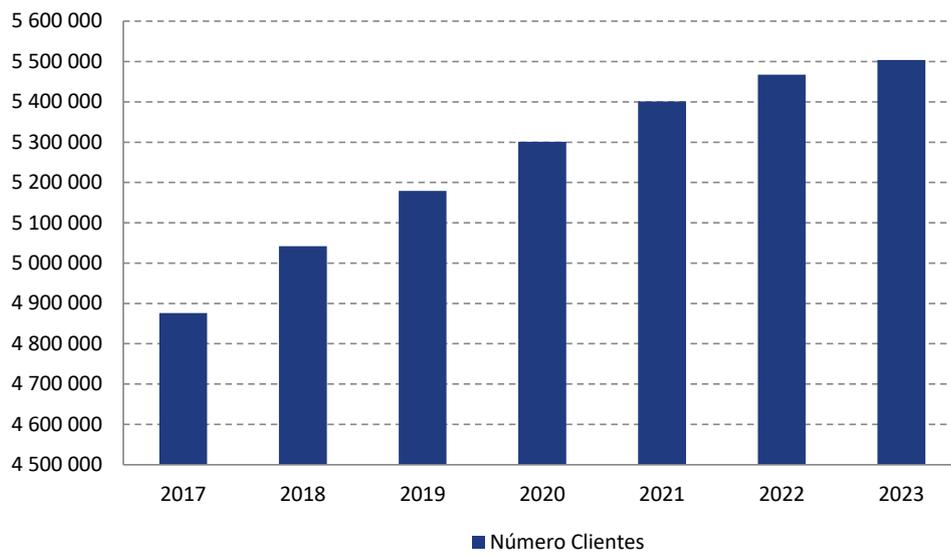
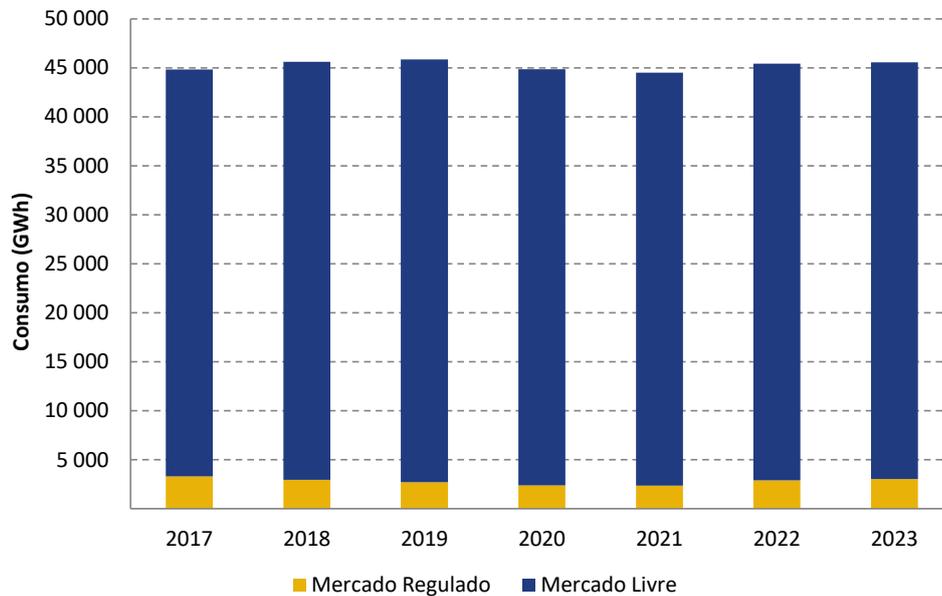


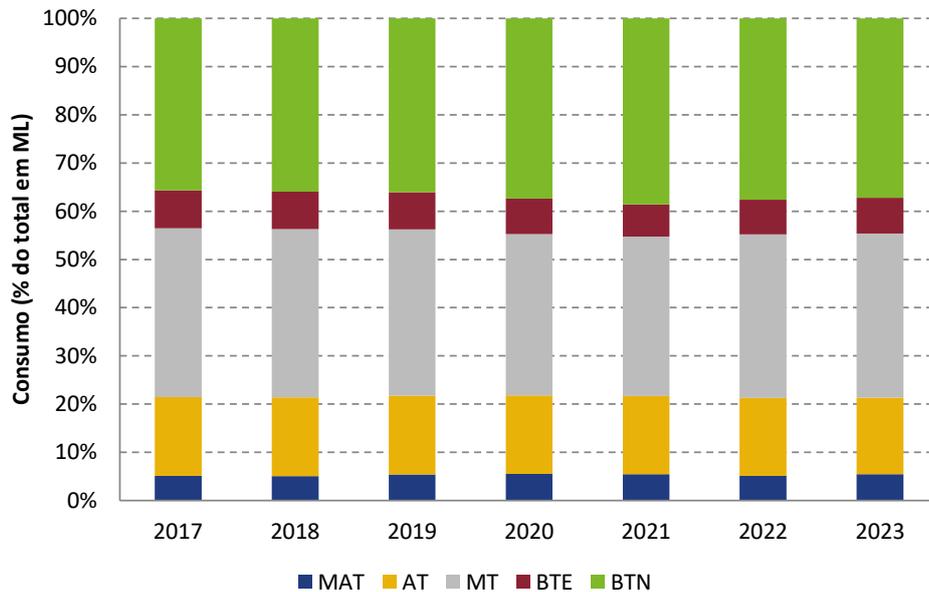
Figura 3-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



Apesar de os clientes em BTN representarem, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre, os restantes clientes, que representam um peso maior em termos de consumo, estão já, na sua maioria, em mercado livre. Ainda assim, relembra-se que, desde o início de 2018, é possível aos consumidores estabelecer um contrato com o comercializador de último recurso, por exercício da possibilidade de contratação associada à inexistência de tarifa equiparada.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 3-4 demonstra que a maioria dos consumos é já atribuível a clientes de BTN e MT. Acresce que a migração para mercado do consumo de clientes em BTN para o mercado livre tem vindo a estabilizar-se nos últimos anos.

Figura 3-4 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 3-5 e da Figura 3-6. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 5,62 milhões clientes em 2024 e cerca de 5,69 milhões em 2025. No que respeita às estimativas de consumo, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de 94,4% em 2024 e 94,8% em 2025. Em 2024, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da redução do consumo anualizado que se tem vindo a verificar durante este ano, fruto ainda do impacte da imprevisibilidade dos preços no mercado, refletidos em grande parte das ofertas, tendo ainda em consideração a possibilidade dos clientes em BTN poderem regressar ao mercado regulado. Embora este facto contribua para o abrandamento do ritmo de entrada dos clientes em BTN, crê-se que, com o calendário de extinção de tarifas de venda a clientes finais, continue a ocorrer passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre.

Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado anteriormente mencionado, refira-se que, entre janeiro de 2018 e dezembro de 2021, tinham regressado 46 321 clientes ao mercado regulado. Desde o início de 2022 até setembro de 2024, regressaram ao mercado regulado 146 409 clientes.

Figura 3-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2024 e 2025

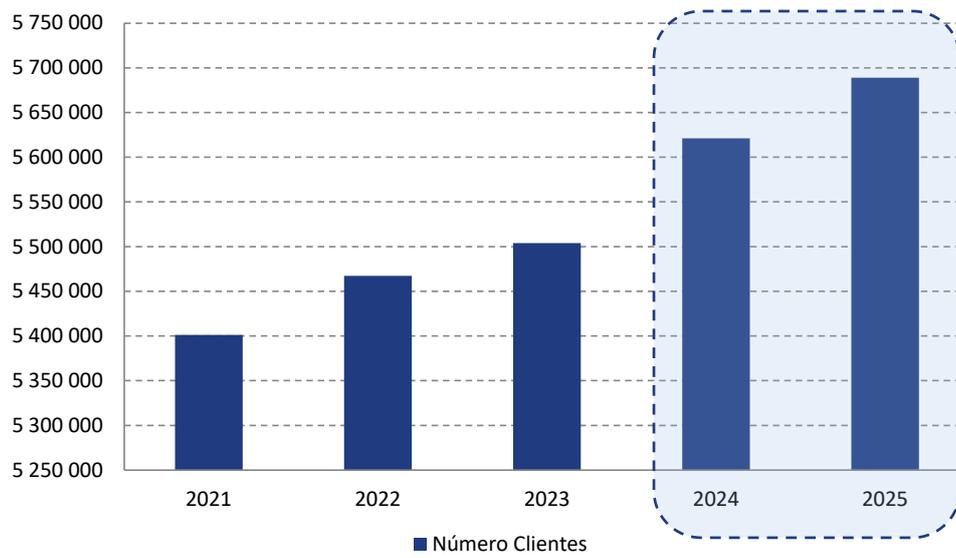
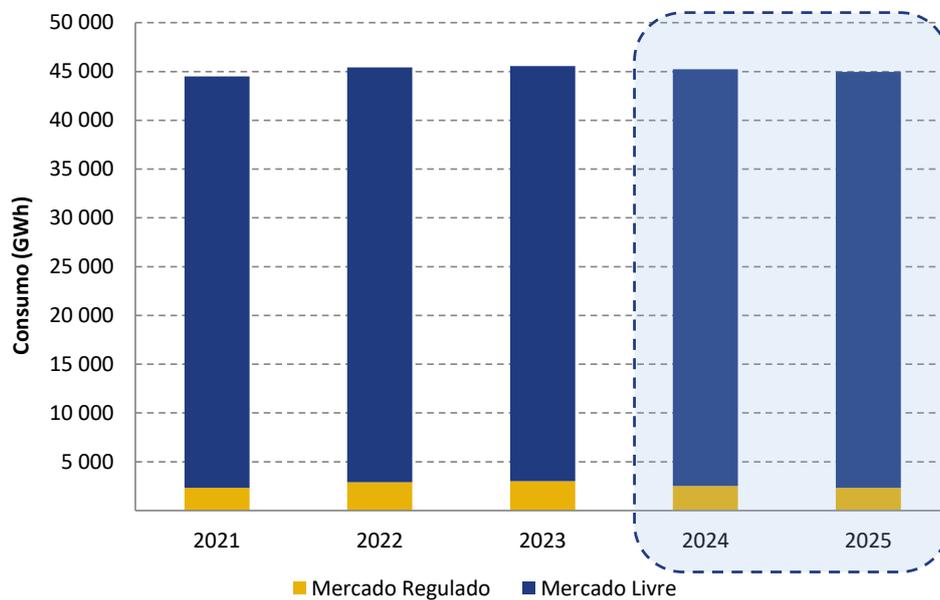


Figura 3-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2024 e 2025



3.1.2 DESVIOS DA PROCURA

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2023 com os valores previstos em 2022 para fixação das tarifas de 2023 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão situou-se 2,5% acima do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2023;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 2,7% superior à previsão no cálculo de tarifas de 2022, com os fornecimentos no mercado regulado 13,4% acima do previsto e os fornecimentos no mercado liberalizado 2,0% igualmente acima do previsto;
- as perdas em 2022 na rede de transporte ¹⁷ foram superiores às previsões para tarifas em 37,9%, enquanto que nas redes de distribuição ¹⁸ foram inferiores em 2,7%.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores reais ocorridos no ano de 2023 com os valores correspondentes considerados pela ERSE, em 2022, no cálculo das tarifas de 2023.

Quadro 3-6 - Consumo referido à emissão

	2023 (real) GWh	Tarifas 2023			Proposta REN para Tarifas 2023		
		GWh	2023 (real - previsto)		GWh	2023 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	50 710 0,7%	49 484 -2,4%	1 226	2,5%	50 800 0,2%	-90	-0,2%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	1 019 2,01%	739 1,49%	280	37,9%	657 1,29%	362	55,1%
- Consumos Próprios	15	16	-1		16	-1	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 676 -0,3%	48 730 1,9%	946	1,9%	50 115 -0,9%	-440	-0,9%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 3-7, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

¹⁷ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

¹⁸ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição em GWh / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT) em GWh.

Quadro 3-7 - Balço de energia elétrica da E-REDES

	2023 (real)	Tarifas 2023			Proposta E-Redes para Tarifas 2023		
		GWh	2023 (real - previsto)		GWh	2023 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 925	48 730	1 195	2,5%	50 436	-511	-1,0%
- Bombagem abastecida pela RND	42	27	14	51,8%	27	14	51,8%
- Consumos ilícitos recuperados na RND	44	63	-18	-29,3%	63	-18	-29,3%
- Consumos associados a Projeto Piloto	14	0	14	-	0	14	-
- Perdas na rede de Distribuição	3 934	4 042	-108	-2,7%	4 178	-245	-5,9%
(perdas/fornecimentos)	9,04%	9,52%			9,52%		
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	45 891	44 688	1 204	2,7%	46 167	-276	-0,6%
Clientes do comercializador de último recurso	3 015	2 659	356	13,4%	2 323	692	29,8%
MAT	34	26	7	27,6%	27	7	25,7%
AT	2	18	-16	-90,1%	0	2	n.a.
MT	139	271	-133	-48,8%	182	-43	-23,7%
BT	2 841	2 344	498	21,2%	2 114	727	34,4%
Clientes no mercado	42 876	42 029	847	2,0%	43 844	-968	-2,2%
MAT	2 334	2 183	151	6,9%	2 230	104	4,7%
AT	6 621	6 732	-112	-1,7%	6 869	-248	-3,6%
MT	14 546	14 267	279	2,0%	15 188	-642	-4,2%
BT	19 375	18 846	529	2,8%	19 558	-182	-0,9%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição, apresentado neste quadro, baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 3-6, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, E-REDES

3.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

3.2.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2023, a estimativa para 2024 e a previsão para 2025. A ERSE aceitou as previsões da empresa, que prevê uma desaceleração do crescimento do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2024 e em 2025, em relação ao verificado em 2023. O fator de variação do consumo entre 2023 e 2024 diferencia o sector doméstico, que se prevê ter um crescimento dos consumos de 0,1%, menos acentuado dos restantes sectores, para os quais se prevê um aumento do consumo de 1,2%.

O Quadro 3-8 apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2024 e previstos para 2025, para a região autónoma dos Açores, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2022 e 2023.

Quadro 3-8 - Balanco de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2022	2023	Estimativa 2024	Tarifas 2025
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	823 102	834 739	846 451	851 548
(Variação média anual)	1,8%	1,4%	1,4%	0,6%
- Perdas nas redes	55 239	46 887	49 216	50 146
(perdas/fornecimentos)	7,2%	6,0%	6,2%	6,3%
- Consumos Próprios ¹	1 765	1 655	1 739	1 689
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	766 099	786 198	795 495	799 714
(Variação média anual)	0,9%	2,6%	1,2%	0,5%
BT	482 927	494 084	502 199	502 945
(Variação média anual)	1,1%	2,3%	1,6%	0,1%
MT	283 172	292 114	293 297	296 769
(Variação média anual)	0,5%	3,2%	0,4%	1,2%

Nota [1]: Exclui os consumos próprios das centrais.

Fonte: ERSE, EDA

3.2.2 DESVIOS DA PROCURA

O Quadro 3-9 apresenta o consumo real de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores em 2023, bem como os valores previstos em 2022 para fixação das tarifas de 2023. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão situou-se 1,9% acima do previsto para tarifas de 2023;
- os fornecimentos totais ocorridos em 2023 situaram-se 2,3% acima do previsto na fixação das tarifas, tendo o desvio nos fornecimentos em BT e MT igualado o desvio médio.

Quadro 3-9 - Balanco de energia elétrica da EDA

	2023	Tarifas 2023 = Proposta EDA		
	(real)	MWh	2023 (real-previsto)	
	MWh		MWh	%
Produção				
Centrais da EDA	549 943	533 346	16 598	3,1%
Consumo e perdas nas centrais	19 570	20 512	-942	-4,6%
Emissão própria	530 374	512 833	17 540	3,4%
Outros produtores do SPA	0	0	0	-
Microgeração	872	436	436	99,9%
Produtores não vinculados	304 486	308 150	-3 664	-1,2%
Consumo referido à emissão	834 739	819 271	15 469	1,9%
Consumos próprios	1 655	2 102	-447	-21,3%
Fornecimentos	786 198	768 452	17 746	2,3%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	786 198	768 452	17 746	2,3%
MT	292 114	285 433	6 681	2,3%
BT	494 084	483 019	11 065	2,3%
Energia saída da rede	787 853	770 554	17 299	2,2%
Perdas na rede	46 887	48 717	-1 830	-3,8%
Taxa de perdas ^[1]	6%	6%		0,38%

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

3.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

3.3.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do consumo de energia elétrica para 2023, estimativas para 2024 e previsões para 2025. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2024 e 2025 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2023. De acordo com a empresa, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam uma recuperação em 2024 (1,9%) face a 2023. Para 2025, a EEM mantém o crescimento do consumo de 1% face ao estimado para 2024.

O Quadro 3-10 resume os valores do consumo de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira, que a ERSE decidiu aceitar integralmente, que determinam os proveitos permitidos e as tarifas para 2025.

Quadro 3-10 - Balanco de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2022	2023	Estimativa 2024	Tarifas 2025
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	903 449	931 069	948 757	958 068
(Variação média anual)	5,5%	3,1%	1,9%	1,0%
- Perdas nas redes	71 950	73 263	74 488	75 056
(perdas/fornecimentos)	8,7%	8,6%	8,5%	8,5%
- Consumos Próprios ¹	1 214	1 478	1 505	1 520
	10,2%	21,8%	1,8%	1,0%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	830 284	856 327	872 764	881 491
(Variação média anual)	5,6%	3,1%	1,9%	1,0%
BT	602 940	621 136	635 546	643 197
(Variação média anual)	3,2%	3,0%	2,3%	1,2%
MT	227 344	235 192	237 218	238 294
(Variação média anual)	12,5%	3,5%	0,9%	0,5%

Nota [1]: Exclui consumos próprios das centrais.

Fonte: ERSE, EEM

3.3.2 DESVIOS DA PROCURA

No Quadro 3-11 apresenta-se o consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira, comparando os valores reais verificados em 2023 com os valores aceites nas tarifas para 2023. Evidenciam-se os seguintes pontos:

- o consumo referido à emissão registou um desvio positivo relativo à previsão para o cálculo tarifário de 2023 (2,7%);
- o total dos fornecimentos foi superior ao valor previsto em tarifa em 2,8%, com desvios por nível de tensão de 7,6% na MT e de 1,1% na BT.

Quadro 3-11 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2023	Tarifas 2023 = Proposta EEM		
	(real)	MWh	2023 (real-previsto)	
	MWh		MWh	%
Produção				
Centrais da EEM	545 963	489 135	56 829	11,6%
Consumo e perdas nas centrais	8 251	11 926	-3 676	-30,8%
Emissão própria	537 713	477 209	60 504	12,7%
Outros produtores do SPM	198 049	192 000	6 049	3,2%
Produtores não vinculados	199 121	243 913	-44 792	
Total da energia entrada na rede	934 883	913 122	-21 762	-2,4%
Bombagem	3 814	6 148	-2 334	-38,0%
Consumo referido à emissão	931 069	906 974	24 095	2,7%
Consumos próprios	1 478	1 166	313	26,8%
Fornecimentos	856 327	832 966	23 361	2,8%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	856 327	832 966	23 361	2,8%
MT	235 192	218 637	16 555	7,6%
BT	621 136	614 329	6 806	1,1%
Energia saída da rede	857 806	834 132	23 674	2,8%
Perdas na rede	73 263	72 842	421	0,6%
Taxa de perdas ^[1]	8,56%	9%		0,19%

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EEM

4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

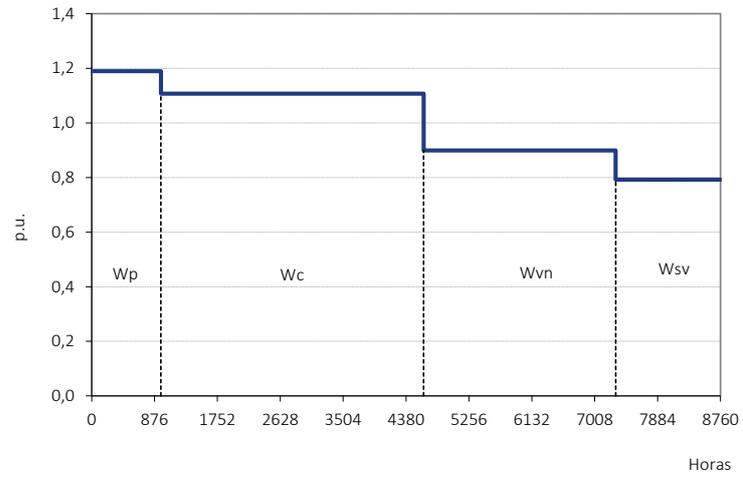
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em AT e MT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) à Rede Nacional de Distribuição (RND).

Quadro 4-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	6 743 186
	Horas cheias	23 796 055
	Horas de vazio normal	14 132 668
	Horas de super vazio	6 797 511

Na Figura 4-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS retangularizado, em p.u. (por unidade), discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 876

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

4.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 4-2 e o Quadro 4-3 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) a aplicar pelo operador da rede de transporte aos operadores da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da RNT.

Quadro 4-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do operador da rede de transporte

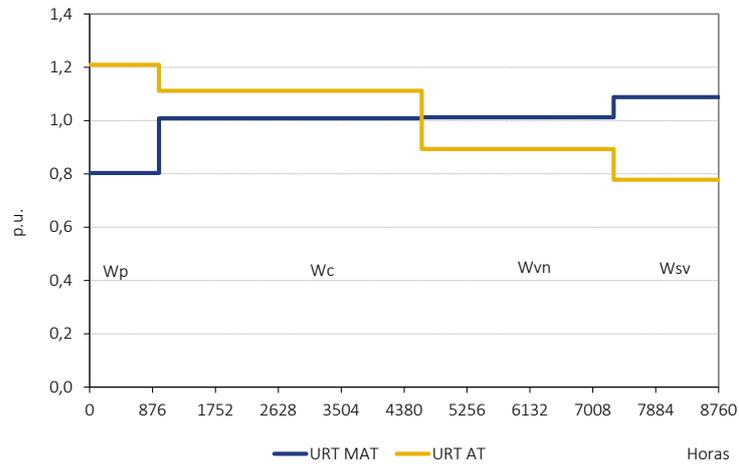
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	232 537
	Contratada	724 555
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	123 095
	Horas cheias	505 038
	Horas de vazio normal	382 743
	Horas de super vazio	228 457
Períodos II, III	Horas de ponta	95 589
	Horas cheias	535 271
	Horas de vazio normal	380 995
	Horas de super vazio	219 588
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	39 289 393
	Capacitiva	71 232 051

Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 675 621
	Contratada	9 211 418
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 249 200
	Horas cheias	11 364 557
	Horas de vazio normal	7 035 289
	Horas de super vazio	3 234 190
Períodos II, III	Horas de ponta	2 275 303
	Horas cheias	11 391 188
	Horas de vazio normal	6 333 641
	Horas de super vazio	3 115 276
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	26 017 266
	Capacitiva	324 494 327

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

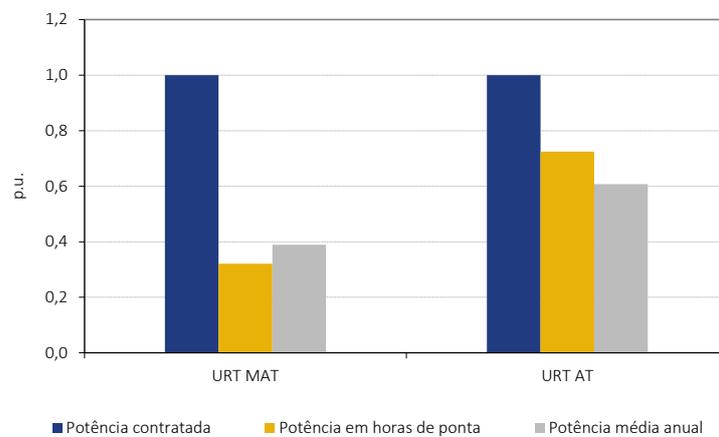


Potência de base [MW]	UR T MAT	UR T AT
Potência média anual	282	5 593

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada nível de tensão

Na Figura 4-3 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URT_{MAT} e de URT_{AT}.

Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT



Potência de base [MW/mês]	URT MAT	URT AT
Potência contratada	725	9 211

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada em cada nível de tensão

5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são condicionadas por todas as entregas a clientes, quer sejam clientes abastecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), quer sejam clientes no mercado liberalizado. Estas tarifas fazem parte das tarifas a pagar pelo acesso às redes, as quais são obtidas para cada nível de tensão adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A evolução dos fornecimentos que afeta a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para o ano 2025 é apresentada no Quadro 5-1 com detalhe por nível de tensão.

Quadro 5-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2024	Tarifas 2025	Δ% T2025 / T2024
Fornecimentos CUR + ML	46 781	47 127	0,7%
MAT	2 316	2 471	6,7%
AT	6 939	6 795	-2,1%
MT	15 437	15 016	-2,7%
BTE	3 451	3 351	-2,9%
BTN	18 639	19 495	4,6%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública (IP).

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores globais de energia ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2025 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do CUR e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

Quadro 5-2 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 471	5,2%	89	0,0%
AT	6 795	14,4%	352	0,0%
MT	15 016	31,9%	26 532	0,4%
BT	22 846	48,5%	6 534 450	99,6%
BTE	3 351	14,7%	41 564	0,6%
BTN	19 495	85,3%	6 492 886	99,4%
Total	47 127	100,0%	6 561 423	100,0%

As quantidades de energia consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são determinadas a partir das quantidades entregues aos clientes, aplicando-se fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, os diagramas de carga tipo. Os diagramas de carga tipo são discutidos e apresentados no capítulo 13 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 14.

5.1 FATORES DE SIMULTANEIDADE NAS REDES

As tarifas de Uso das Redes têm dois termos de potência, de modo a transmitirem o custo associado aos troços centrais dessa rede (preço de potência em horas de ponta) e aos troços periféricos (preço de potência máxima de 15 minutos ou potência contratada). Quando se aplica a tarifa de uso de redes aos fornecimentos nas redes de jusante, o preço de potência contratada é convertido para o preço de potência em horas de ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico¹⁹ prevê que esta conversão de preços seja afetada por um coeficiente que relacione a potência média em horas de ponta dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos (potência contratada) induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante.

O **fator de simultaneidade** s_i , por nível de tensão i , é dado pelo rácio entre a potência em horas de ponta e a potência contratada, sendo por isso um valor balizado entre zero e um. Assim, para converter um determinado preço de potência contratada para um preço de potência em horas de ponta, deve-se dividir o preço de potência contratada pelo fator de simultaneidade s_i .

¹⁹ Artigos 162.º e 163.º do [Regulamento n.º 828/2023](#), de 28 de julho, na redação vigente.

Contudo, o Regulamento Tarifário faz referência a um **coeficiente de simultaneidade** δ_i , por nível de tensão i . Ao todo são referidos três coeficientes para converter preços, respetivamente, (i) para a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) na sua aplicação em AT, MT e BT (δ_{MAT}), (ii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT (URD_{AT}) na sua aplicação aos consumos em MT e BT (δ_{AT}) e (iii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT (URD_{MT}) na sua aplicação aos consumos em BT (δ_{MT}). O coeficiente de simultaneidade δ_i relaciona-se com o fator de simultaneidade s_i da seguinte forma ²⁰: $1+\delta_i=(1/s_i)$.

Para efeitos do atual período de regulação, que abrange o período de 2022 a 2025, realizou-se uma análise para atualizar os coeficientes de simultaneidade ²¹. Com base nos resultados dessa análise, determinou-se um coeficiente de simultaneidade a adotar nas metodologias de cálculo das tarifas URT, URD_{AT} e URD_{MT} igual a $\delta_i=0,437$, para os vários níveis de tensão ($i=MAT, AT$ e MT), apresentado no Quadro 5-3. No cálculo das Tarifas do ano 2025 serão mantidos os valores adotados nas Tarifas do ano 2024.

Quadro 5-3 - Coeficientes de simultaneidade

δ_{MAT}	0,437
δ_{AT}	0,437
δ_{MT}	0,437

5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Quadro 5-4 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

Importa referir que a parcela II tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, passou a incluir a potência em horas de ponta entre as variáveis de faturação, no seguimento da revisão do RT em julho de 2023 ²².

²⁰ A conversão do preço de potência contratada (P_{pc}) para o preço de potência em horas de ponta (P_{php}) resulta da seguinte multiplicação: $P_{php}=(1+\delta_i)\times P_{pc}$.

²¹ O detalhe da análise pode ser consultado no ponto 5.1 do documento «[Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2022](#)», de dezembro de 2021.

²² No seguimento da [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

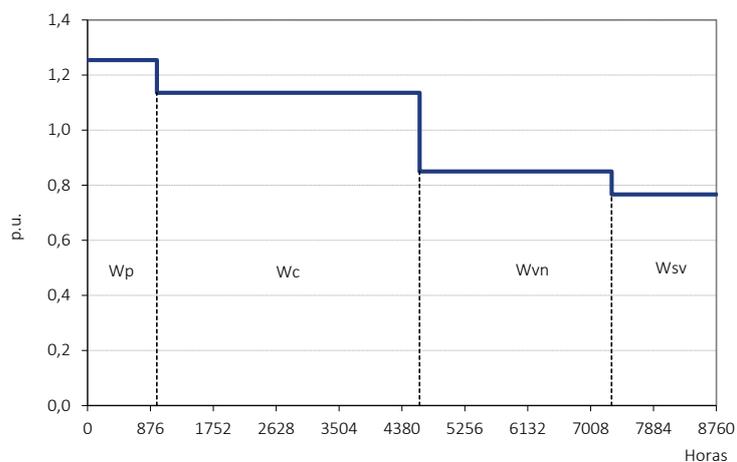
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência em horas de ponta		(kW)
MAT		232 537
AT		777 101
MT		2 170 563
BTE		475 648
Potência contratada		(kW)
MAT		724 555
AT		1 588 536
MT		6 760 809
BTE		2 266 701
BTN >		2 512 734
BTN <		37 656 120
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 391 252
	Horas cheias	22 209 063
	Horas de vazio normal	12 343 102
	Horas de super vazio	6 183 825
MAT		2 470 776
AT		6 795 360
MT		15 015 566
BTE		3 350 501
BTN >		1 999 381
BTN <		17 495 659

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da UGS, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais medidos em cada ponto de entrega, ou seja, as quantidades medidas nos contadores, até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário.

Figura 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 867

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

5.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 5-5 e o Quadro 5-6 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte de acordo com a metodologia descrita anteriormente. As quantidades de potência e de energia reativa consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes em MAT.

Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	232 537
	Contratada	724 555
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	123 095
	Horas cheias	505 038
	Horas de vazio normal	382 743
	Horas de super vazio	228 457
Períodos II, III	Horas de ponta	95 589
	Horas cheias	535 271
	Horas de vazio normal	380 995
	Horas de super vazio	219 588
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	39 289 393
	Capacitiva	71 232 051

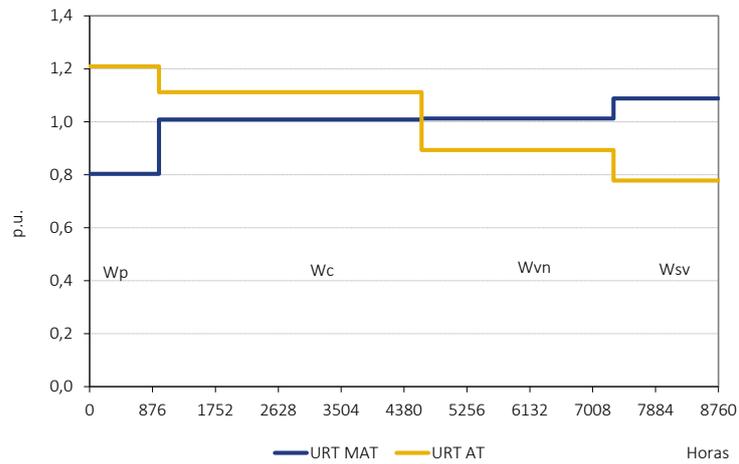
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, bem como do coeficiente de simultaneidade previsto no Regulamento Tarifário.

Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 917 617
	Contratada	9 939 104
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 300 283
	Horas cheias	11 509 848
	Horas de vazio normal	6 459 630
	Horas de super vazio	3 064 813
Períodos II, III	Horas de ponta	2 584 111
	Horas cheias	11 833 085
	Horas de vazio normal	6 124 419
	Horas de super vazio	3 052 134
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

Na Figura 5-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

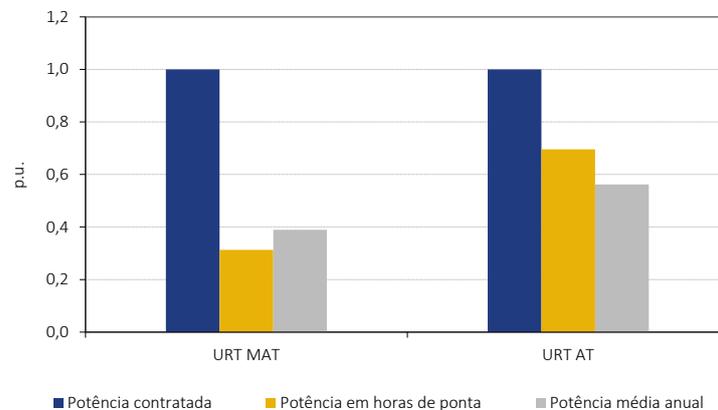


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	282	5 585

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada nível de tensão

Na Figura 5-3 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URT_{MAT} e de URT_{AT}.

Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT



Potência de base [MW/mês]	URT MAT	URT AT
Potência contratada	725	9 939

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada em cada nível de tensão

5.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-7, o Quadro 5-8 e o Quadro 5-9 apresentam as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são calculadas ajustando as entregas do nível de tensão da rede e dos níveis de tensão inferiores até à saída de cada uma das redes de distribuição, por aplicação de ajustamentos para perdas e de diagramas de carga tipo. É ainda utilizado um coeficiente de simultaneidade. As quantidades de energia reativa coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais no nível de tensão da rede de distribuição em que estão ligados.

Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URDAT dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 803 990
	Contratada	10 247 860
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 229 648
	Horas cheias	11 333 053
	Horas de vazio normal	6 379 252
	Horas de super vazio	3 030 268
Períodos II, III	Horas de ponta	2 541 665
	Horas cheias	11 651 325
	Horas de vazio normal	6 048 212
	Horas de super vazio	3 017 732
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	112 007 754
	Capacitiva	57 056 004

Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URDMT dos operadores das redes de distribuição

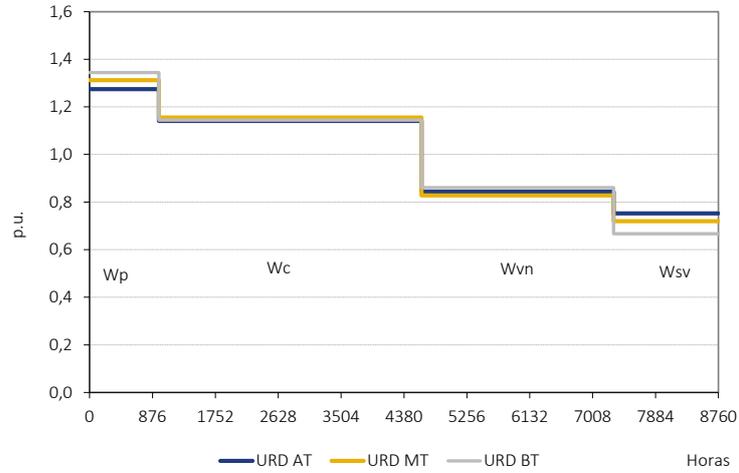
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 754 692
	Contratada	11 910 420
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 613 695
	Horas cheias	9 530 975
	Horas de vazio normal	5 219 589
	Horas de super vazio	2 408 352
Períodos II, III	Horas de ponta	2 145 004
	Horas cheias	9 691 683
	Horas de vazio normal	4 850 909
	Horas de super vazio	2 368 894
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	537 996 825
	Capacitiva	164 068 138

Quadro 5-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URDBT dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	3 268 700
	Contratada	42 435 554
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 193 615
	Horas cheias	5 538 549
	Horas de vazio normal	3 229 907
	Horas de super vazio	1 311 239
Períodos II, III	Horas de ponta	1 188 333
	Horas cheias	5 380 491
	Horas de vazio normal	2 775 392
	Horas de super vazio	1 228 014
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	166 996 331
	Capacitiva	97 677 333

Na Figura 5-4 apresenta-se o diagrama de carga anuais das tarifas de URDAT, URDMT e URDBT retangularizados, em p.u., discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD

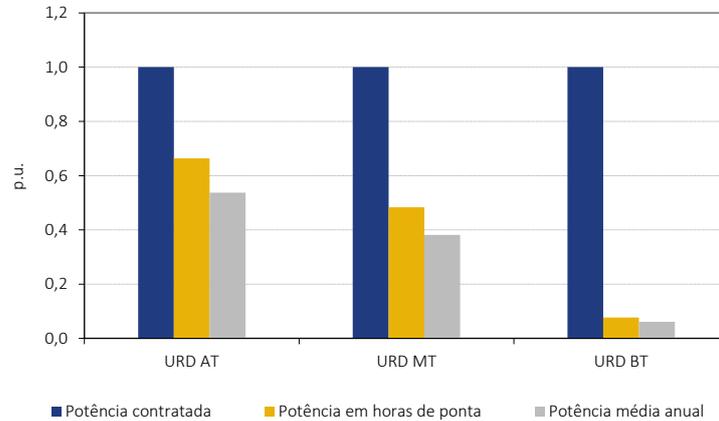


Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 506	4 547	2 608

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada nível de tensão

Na Figura 5-5 comparam-se a potência média anual com a potência contratada e a potência em horas de ponta consideradas na determinação das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT}.

Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD



Potência de base [MW/mês]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada	10 248	11 910	42 436

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada em cada nível de tensão

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

As quantidades consideradas no presente capítulo incluem as quantidades fornecidas pelo CUR no âmbito da tarifa transitória de venda a clientes finais aplicada em BTN, da tarifa social de venda a clientes finais e no âmbito do fornecimento supletivo a clientes em MAT, AT, MT e BTE.

6.1 TARIFA DE ENERGIA

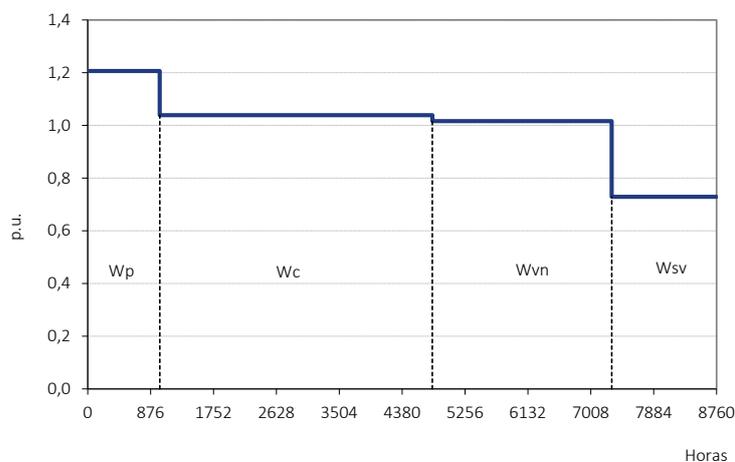
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do Comercializador de Último Recurso até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário. Os fornecimentos a clientes finais do Comercializador de Último Recurso correspondem às quantidades medidas nos contadores.

Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia do Comercializador de Último Recurso

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	255 703
	Horas cheias	638 744
	Horas de vazio normal	432 687
	Horas de super vazio	174 700
Períodos II, III	Horas de ponta	132 018
	Horas cheias	625 772
	Horas de vazio normal	381 143
	Horas de super vazio	166 180

Na Figura 6-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de Energia (TE), em p.u., discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de energia



Potência de base [MW]	Tarifa de Energia
Potência média anual	320

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

6.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O Quadro 6-2 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Comercialização a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos seus clientes. Estas quantidades correspondem ao número de clientes do Comercializador de Último Recurso e à energia ativa por nível de tensão.

Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT e MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	338
Energia ativa	(MWh)	75 379

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	464
Energia ativa	(MWh)	65 267

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	826 070
Energia ativa	(MWh)	2 316 626

7 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN do Comercializador de Último Recurso apresentam-se nos quadros seguintes. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão.

A procura prevista, para as entregas nos referidos níveis de tensão, baseia-se na caracterização da procura agregada do mercado regulado e do mercado livre em 2023, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2025 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 7-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo CUR	Energia (GWh)	Número de clientes
BTN	2 317	826 070
Total	2 317	826 070

7.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-6 apresentam-se as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa de longas utilizações	27,6	108
	34,5	85
	41,4	124
Tarifa de médias utilizações	27,6	3 042
	34,5	2 443
	41,4	3 394
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	2 498
	Horas cheias	7 675
	Horas vazio	3 953
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	39 720
	Horas cheias	107 614
	Horas vazio	69 040

Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	37
	34,50	31
	41,40	37
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	279
	Horas cheias	948
	Horas de vazio	991

Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN $\leq 20,7$ kVA (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)			QUANTIDADES	
Potência contratada			(n.º de clientes)	
Tarifa simples	3,45		279 660	
	4,60		60 733	
	5,75		31 049	
	6,90		175 489	
	10,35		39 416	
	13,80		15 691	
	17,25		5 382	
	20,70		17 487	
	Tarifa bi-horária	1,15		22
		2,30		11
		3,45		8 881
		4,60		4 792
		5,75		3 010
		6,90		19 168
10,35			5 529	
13,80			2 710	
17,25			909	
20,70			3 054	
Tarifa tri-horária	1,15		227	
	2,30		8	
	3,45		580	
	4,60		218	
	5,75		133	
	6,90		883	
	10,35		423	
	13,80		297	
	17,25		195	
20,70		771		
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			1 435 210	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		110 616	
	Horas de vazio		81 864	
	Horas de ponta		3 571	
Tarifa tri-horária	Horas de cheias		10 964	
	Horas de vazio		9 407	
TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SIMPLES ($\leq 2,3$ kVA)			QUANTIDADES	
Potência contratada			(n.º de clientes)	
Tarifa simples	1,15		83 746	
	2,30		12 746	
Energia ativa			(MWh)	
Tarifa simples			32 457	

Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($\leq 20,7$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	6 256
	4,60	308
	5,75	99
	6,90	7 610
	10,35	3 188
	13,80	609
	17,25	152
	20,70	508
Tarifa bi-horária	3,45	10
	4,60	2
	5,75	1
	6,90	72
	10,35	120
	13,80	47
	17,25	19
	20,70	83
Tarifa tri-horária	3,45	2
	4,60	0
	5,75	0
	6,90	18
	10,35	24
	13,80	14
	17,25	1
	20,70	7
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		13 689
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	618
	Horas de vazio	783
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	27
	Horas de cheias	70
	Horas de vazio	100

Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		120 246
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	27 041
	Horas cheias	93 879
	Horas de vazio	263 612

7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

Adicionalmente, para cada opção tarifária apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

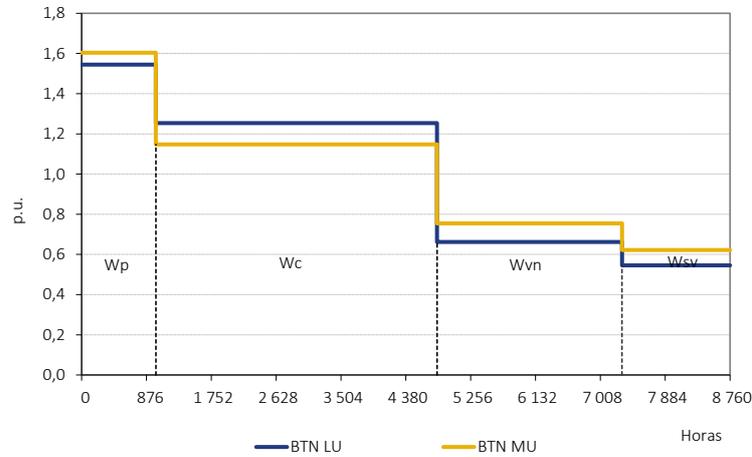
Efetua-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

7.2.1 BAIXA TENSÃO NORMAL ($> 20,7$ kVA)

Na Figura 7-1 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTN LU) e Médias Utilizações (BTN MU).

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 13.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária

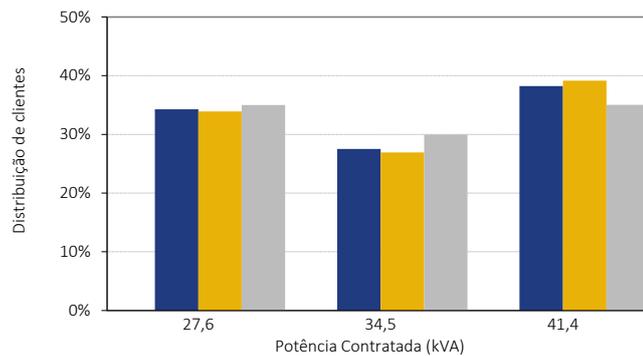


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	1 612	24 700
Potência média anual por cliente	5	3

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Na Figura 7-2 e na Figura 7-3 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 7-2 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

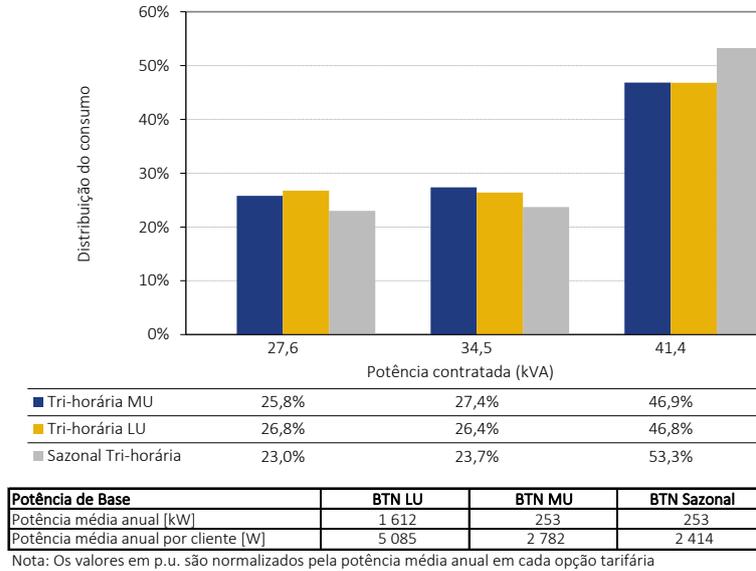


	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	34,3%	27,5%	38,2%
■ Tri-horária LU	33,9%	26,9%	39,1%
■ Sazonal Tri-horária	35,0%	30,0%	35,0%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	317	8 879	105

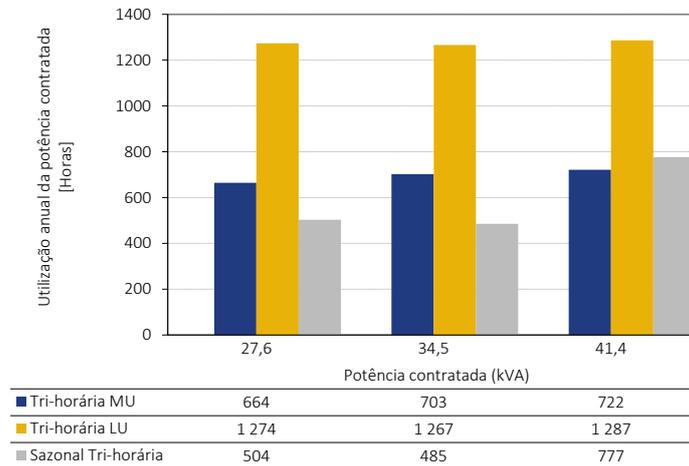
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

Figura 7-3 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 7-4 apresenta-se a utilização da potência contratada por opção tarifária e por escalão de potência.

Figura 7-4 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



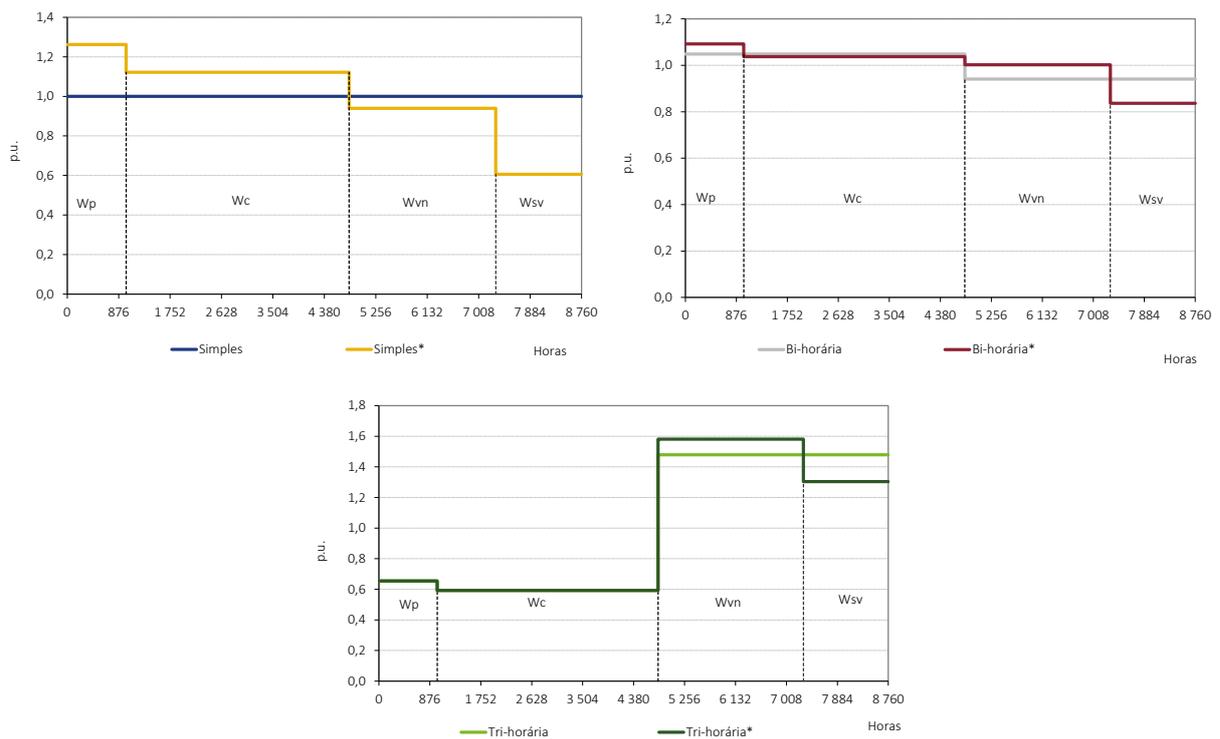
7.2.2 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 7-5 apresentam-se os diagramas de carga de BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, em p.u, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	163 837	21 973	46 630
Potência média anual por cliente	0,26	0,46	1,66

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

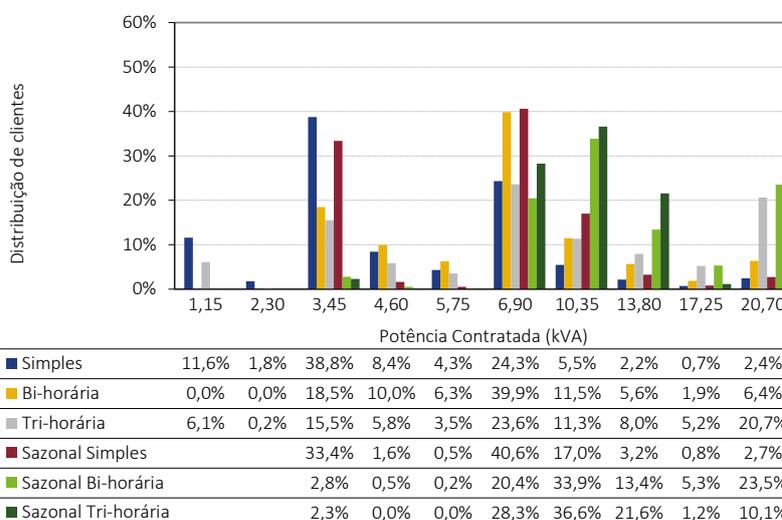
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

Na Figura 7-6 e na Figura 7-7 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência contratada (BTN ≤ 20,7 kVA) *

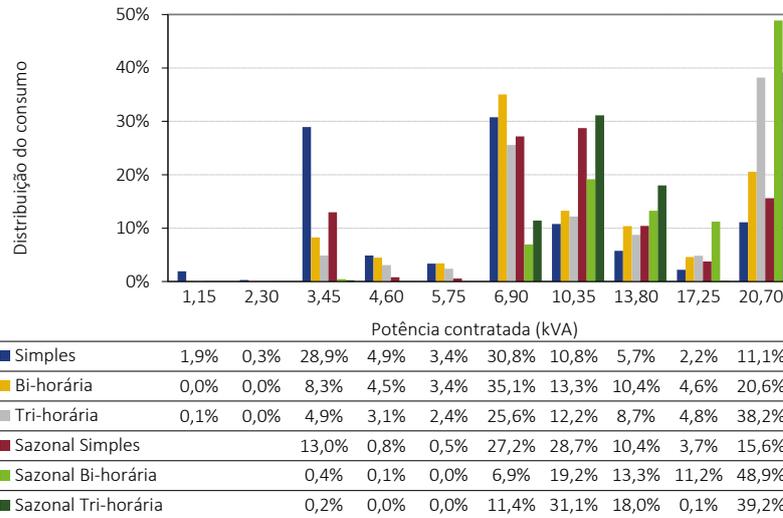


Número de clientes por opção tarifária	Simple	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simple	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
	721 400	48 085	3 735	18 730	354	65

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

*Exclui IP

Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *



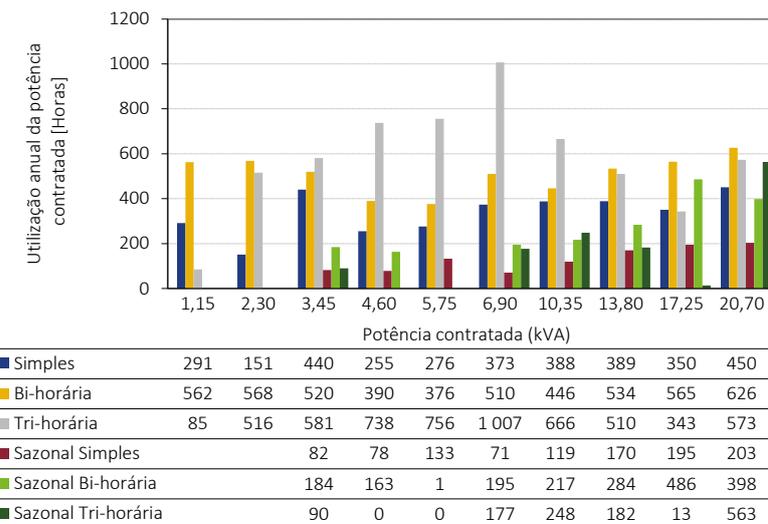
Potência de Base	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
Potência média anual [kW]	167 542	21 973	2 733	1 563	160	22
Potência média anual por cliente [W]	232	457	732	83	452	345

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

*Exclui IP

Na Figura 7-8 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *



*Exclui IP

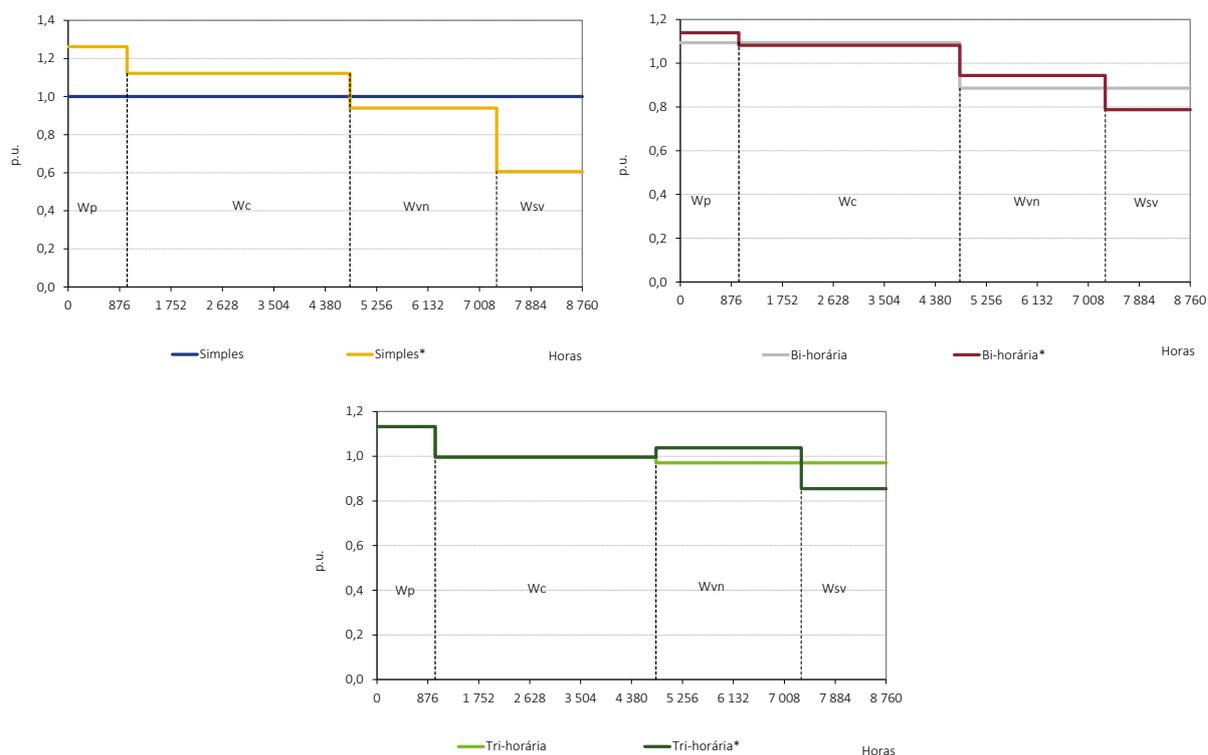
7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 7-9 apresentam-se os diagramas de carga de BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, em p.u, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	20 690	1 465	42
Potência média anual por cliente	0,24	0,32	0,31

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

Na Figura 7-10 e na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

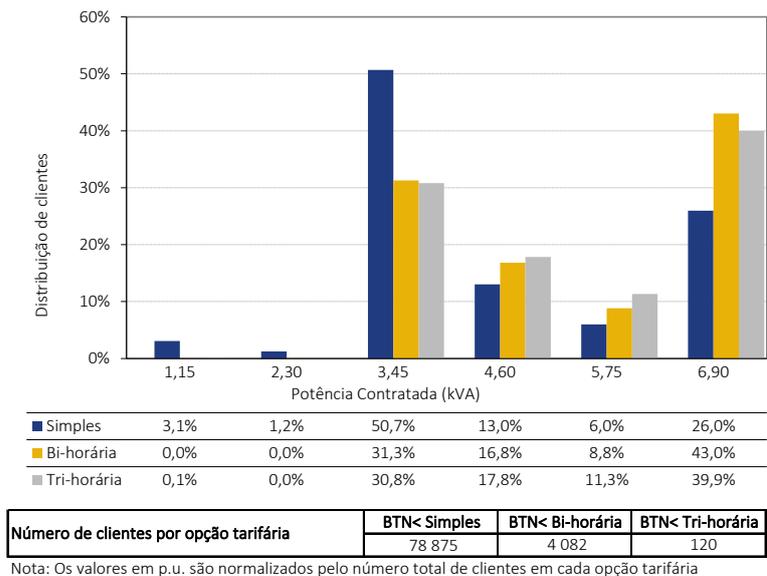
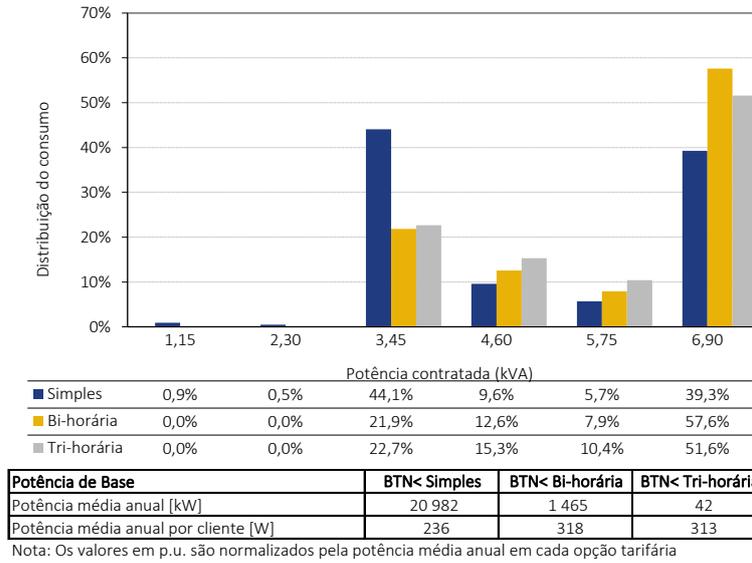
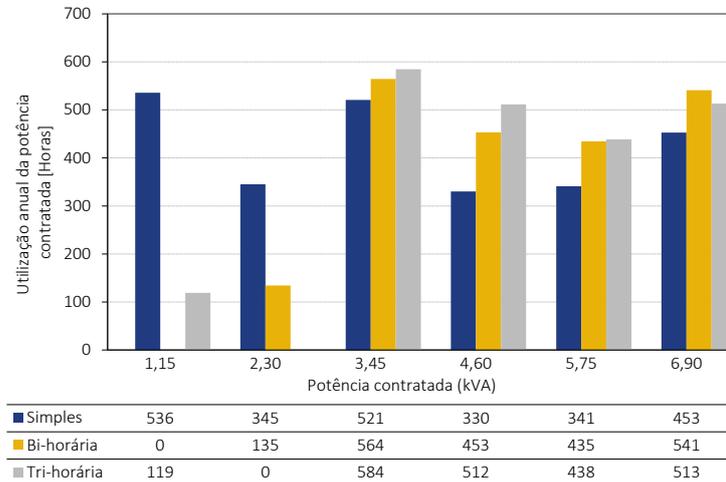


Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 7-12 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



8 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS APLICADAS EM MAT, AT, MT E BTE NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO DO CUR

As quantidades consideradas no presente capítulo incluem as quantidades fornecidas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo a clientes em MAT, AT, MT e BTE, ou seja, a clientes que ao abrigo do artigo 140.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, tenham direito a poder ser fornecidos por este, sendo-lhes aplicadas as tarifas de venda a clientes finais previstas no n.º 5 do art.º 24 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT SE).

No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. De salientar que no âmbito do fornecimento supletivo, para 2025, não estão a ser previstas quantidades e clientes em MAT e AT, estando apenas a ser previstas quantidades para clientes em MT e BTE.

Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para efeito do cálculo das tarifas aplicadas em MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do CUR

Tarifas a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	75	53,2%	335	41,7%
BTE	65	46,4%	464	57,8%
Total	141	100%	803	100%

Nos termos previstos pelo RT SE, o comercializador de último recurso deve enviar à ERSE informação sobre as quantidades de energia elétrica.

Os valores utilizados no cálculo das tarifas aplicadas em MT e BTE no âmbito do fornecimento supletivo do Comercializador de Último Recurso apresentam-se detalhados nos quadros seguintes. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-3 apresentam-se as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Quadro 8-2 – Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em MT

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	335
Potência		(kW)
	Horas de ponta	10 825
	Contratada	33 718
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 027
	Horas cheias	17 434
	Horas de vazio normal	8 591
	Horas de super vazio	5 045
Períodos II, III	Horas de ponta	4 199
	Horas cheias	19 094
	Horas de vazio normal	9 206
	Horas de super vazio	5 291
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	2 683 140
	Capacitiva	818 254

Quadro 8-3 - Quantidades aplicadas pelo CUR aos clientes em BTE

TARIFAS A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	464
Potência		(kW)
	Horas de ponta	9 265
	Contratada	44 155
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 037
	Horas cheias	16 076
	Horas de vazio normal	6 660
	Horas de super vazio	3 756
Períodos II, III	Horas de ponta	5 271
	Horas cheias	16 437
	Horas de vazio normal	7 111
	Horas de super vazio	3 918
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	3 253 034
	Capacitiva	1 902 723

9 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado (ML). As entregas de energia e potência utilizadas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do ML apresentam-se nos quadros seguintes.

No Quadro 9-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-2 ao Quadro 9-8 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2023, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2025 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 471	5,5%	89	0,0%
AT	6 795	15,2%	349	0,0%
MT	14 941	33,4%	26 197	0,5%
BT	20 464	45,8%	5 707 916	99,5%
BTE	3 285	16,1%	41 100	0,7%
BTN	17 178	83,9%	5 666 816	99,3%
Total	44 670	100,0%	5 734 550	100,0%

9.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	89
Potência		(kW)
	Horas de ponta	232 537
	Contratada	724 555
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	123 095
	Horas cheias	505 038
	Horas de vazio normal	382 743
	Horas de super vazio	228 457
Períodos II, III	Horas de ponta	95 589
	Horas cheias	535 271
	Horas de vazio normal	380 995
	Horas de super vazio	219 588
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	39 289 393
	Capacitiva	71 232 051

Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	349
Potência		(kW)
	Horas de ponta	777 045
	Contratada	1 588 421
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	444 993
	Horas cheias	1 387 379
	Horas de vazio normal	977 429
	Horas de super vazio	547 941
Períodos II, III	Horas de ponta	295 180
	Horas cheias	1 537 942
	Horas de vazio normal	1 027 932
	Horas de super vazio	576 071
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	111 999 637
	Capacitiva	57 051 870

Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	26 197
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 159 738
	Contratada	6 727 091
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 202 369
	Horas cheias	3 478 185
	Horas de vazio normal	1 713 977
	Horas de super vazio	1 006 574
Períodos II, III	Horas de ponta	837 798
	Horas cheias	3 809 468
	Horas de vazio normal	1 836 785
	Horas de super vazio	1 055 522
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	535 313 685
	Capacitiva	163 249 884

Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(n.º de clientes)	41 100
Potência		(kW)
	Horas de ponta	466 383
	Contratada	2 222 546
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	303 895
	Horas cheias	809 174
	Horas de vazio normal	335 259
	Horas de super vazio	189 044
Períodos II, III	Horas de ponta	265 314
	Horas cheias	827 381
	Horas de vazio normal	357 957
	Horas de super vazio	197 209
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	163 743 297
	Capacitiva	95 774 610

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	21 569
	34,50	17 328
	41,40	24 063
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	322 614
	Horas cheias	882 404
	Horas de vazio	561 646

Quadro 9-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $>2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	2 196 601
	4,60	468 957
	5,75	239 295
	6,90	1 406 686
	10,35	327 313
	13,80	125 228
	17,25	42 514
	20,70	138 253
Tarifa bi-horária	1,15	169
	2,30	83
	3,45	68 302
	4,60	36 832
	5,75	23 131
	6,90	147 816
	10,35	43 395
	13,80	21 187
Tarifa tri-horária	17,25	7 125
	20,70	24 102
	1,15	1 745
	2,30	63
	3,45	4 468
	4,60	1 672
	5,75	1 018
	6,90	6 923
10,35	3 435	
13,80	2 390	
17,25	1 506	
20,70	5 976	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		13 032 096
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 000 491
	Horas de vazio	743 371
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	32 361
	Horas cheias	99 249
	Horas de vazio	85 508
CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	192 850
	2,3	29 353
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		63 626

Quadro 9-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		111 026
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	24 968
	Horas cheias	86 681
	Horas de vazio	243 400

9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

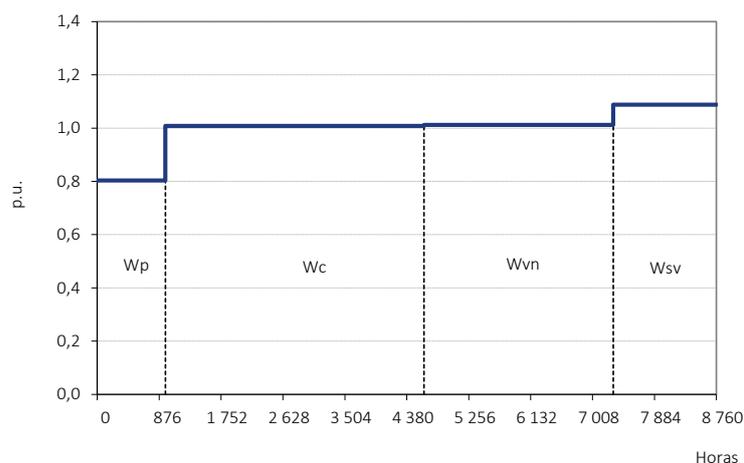
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

9.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminado por período tarifário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta.

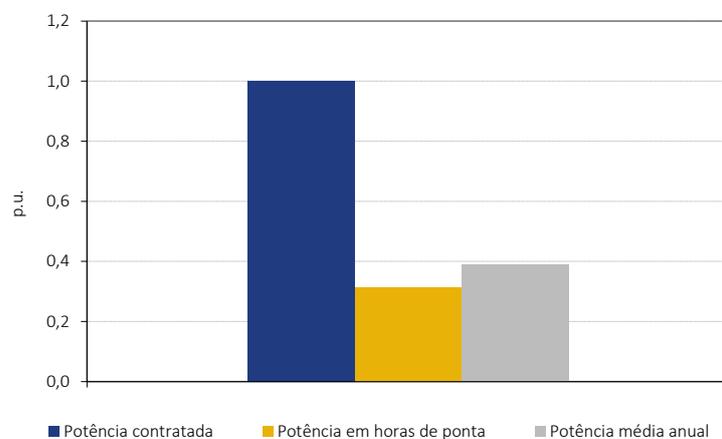
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	282 052
Potência média anual por cliente	3 169

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT



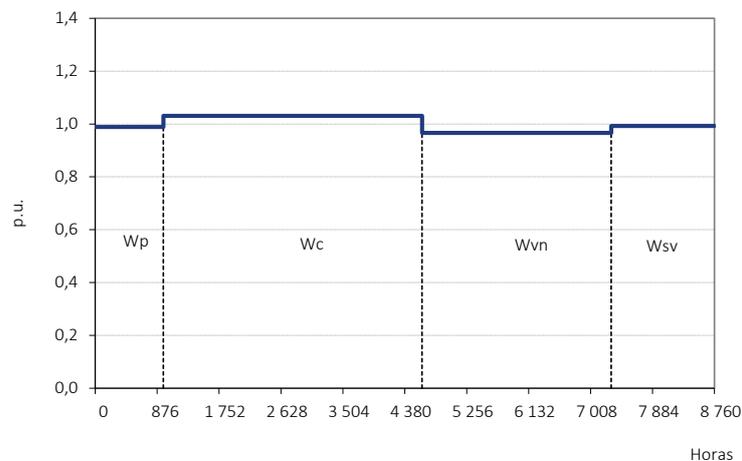
Potência de Base [kW/mês]	MAT
Potência contratada	724 555
Potência contratada por cliente	8 141

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 9-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Alta Tensão (AT), discriminado por período tarifário. Na Figura 9-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

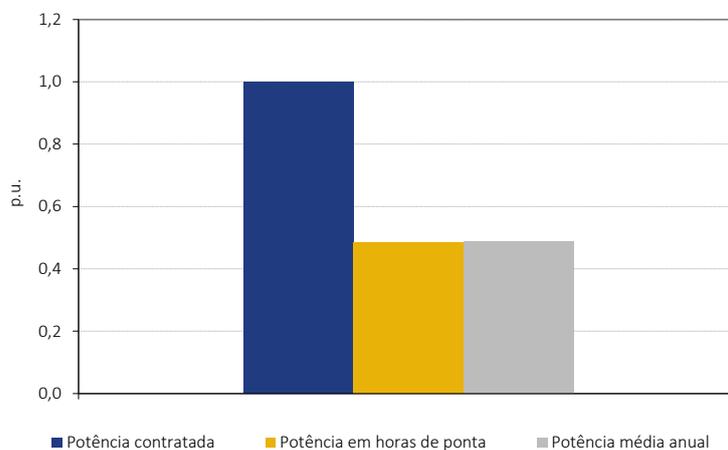
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	AT
Potência média anual	775 670
Potência média anual por cliente	2 226

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT



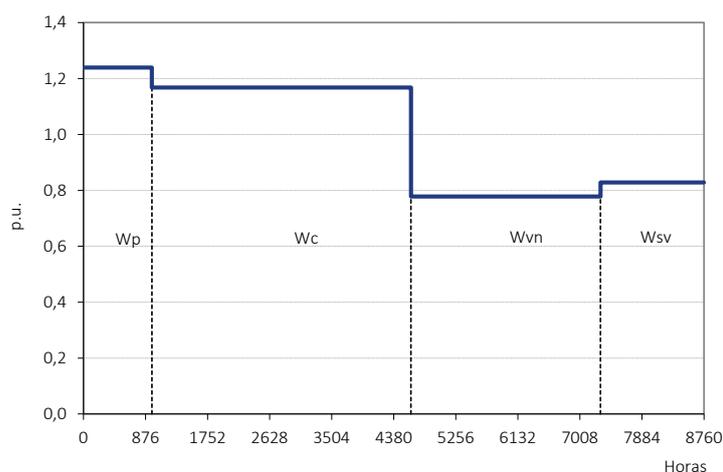
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 588 421
Potência contratada por cliente	4 558

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminado por período tarifário. Na Figura 9-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

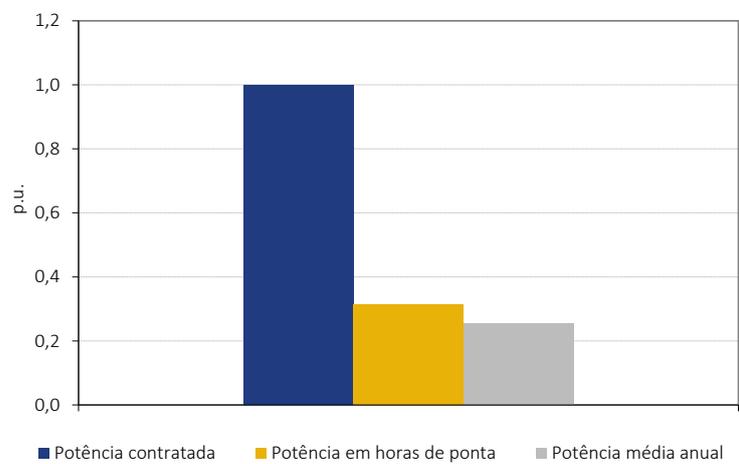
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 705 557
Potência média anual por cliente	65

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT



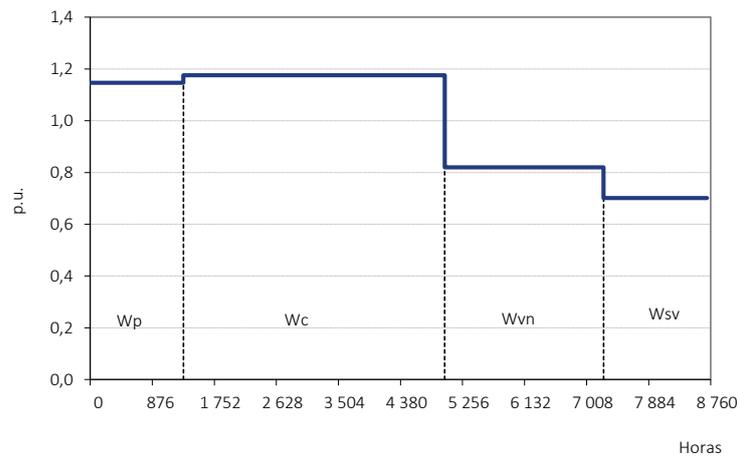
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	6 727 091
Potência contratada por cliente	257

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-7 apresenta-se os diagramas de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário. Na Figura 9-8 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

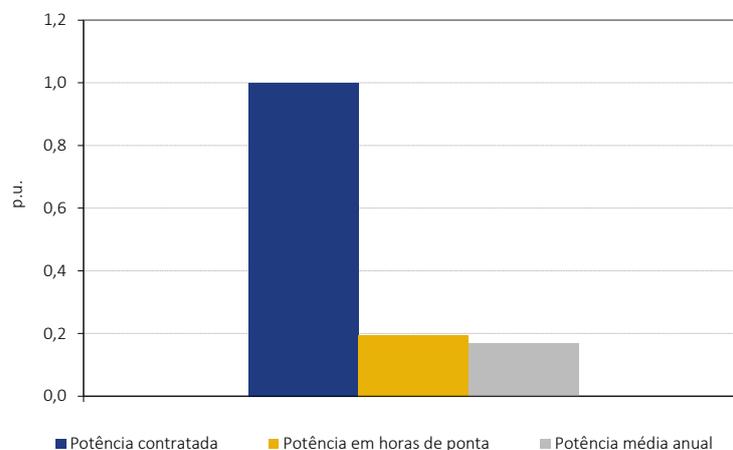
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	377 318
Potência média anual por cliente	9

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE



Potência de Base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	2 222 546
Potência contratada por cliente	54

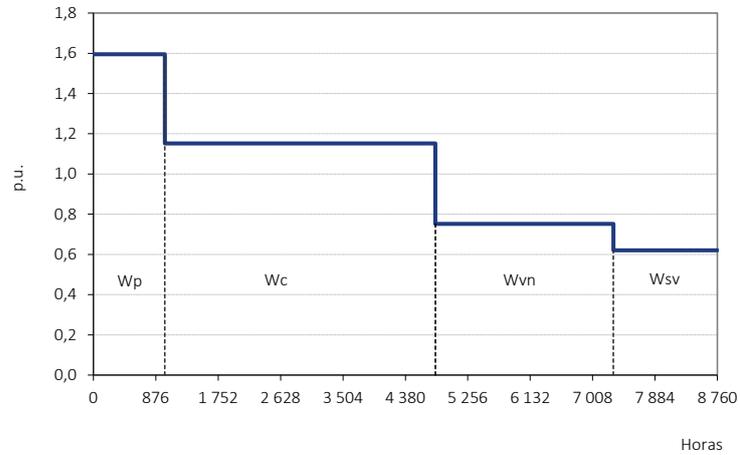
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 9-9 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminado por período tarifário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 13.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário

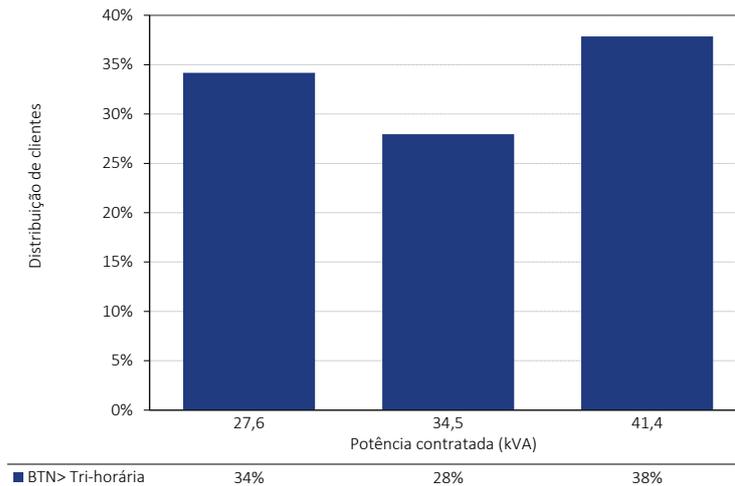


Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	201 674
Potência média anual por cliente	3,20

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 9-10 e na Figura 9-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

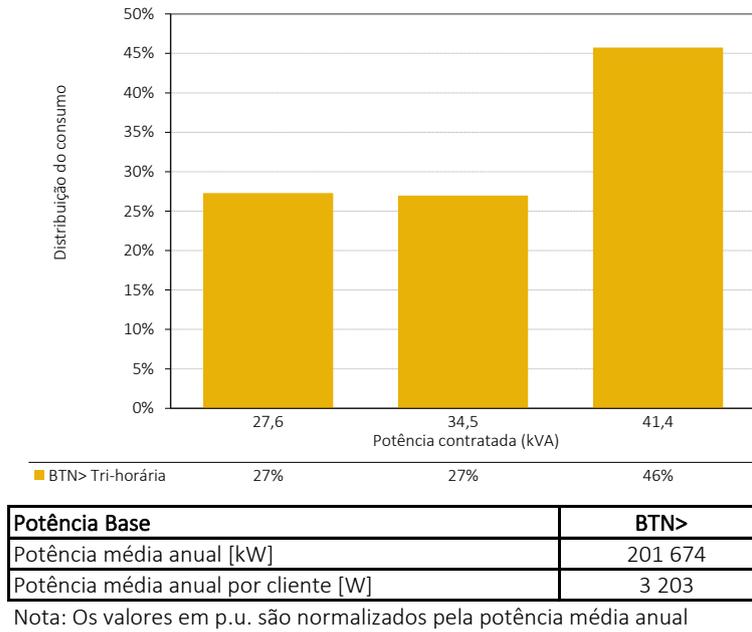
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	62 960

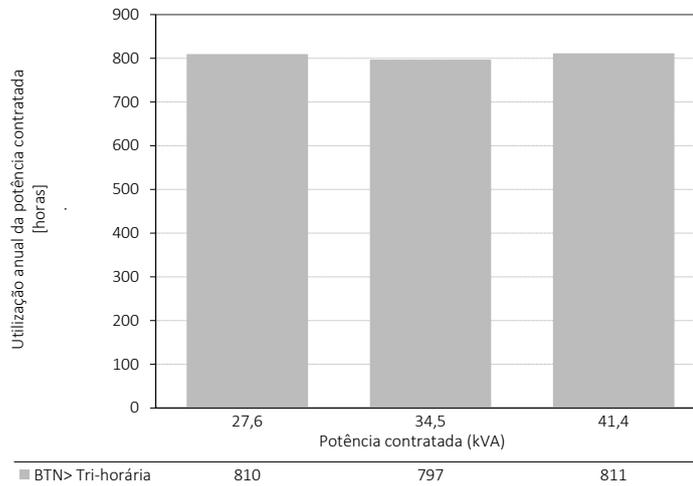
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 9-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 9-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



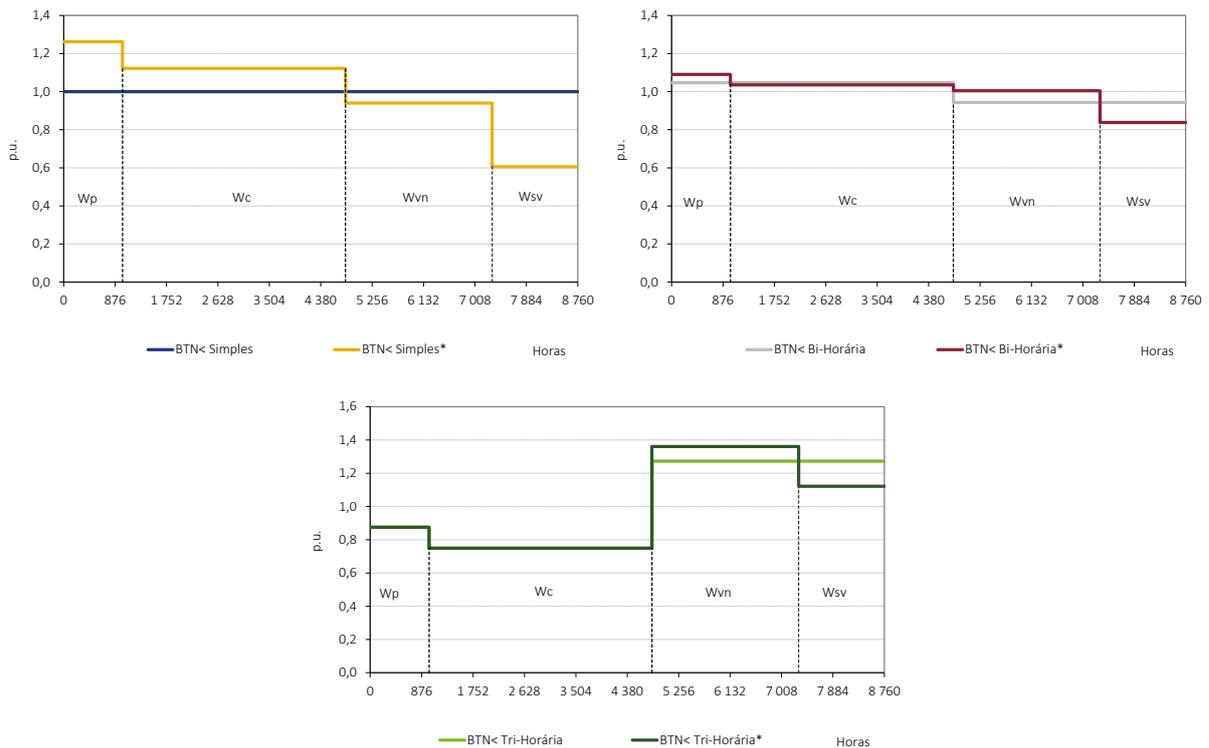
9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 9-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária simples.

Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	1 487 682	199 071	65 316
Potência média anual por cliente	0,30	0,53	1,01

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

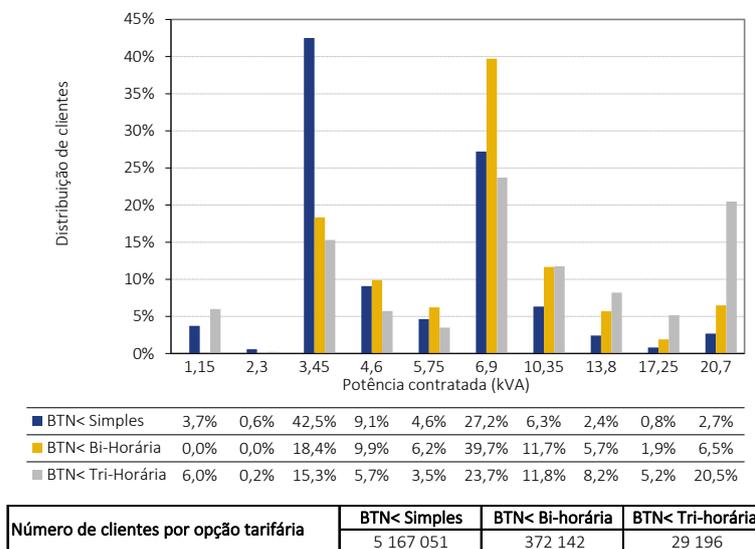
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

Na Figura 9-14 e na Figura 9-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

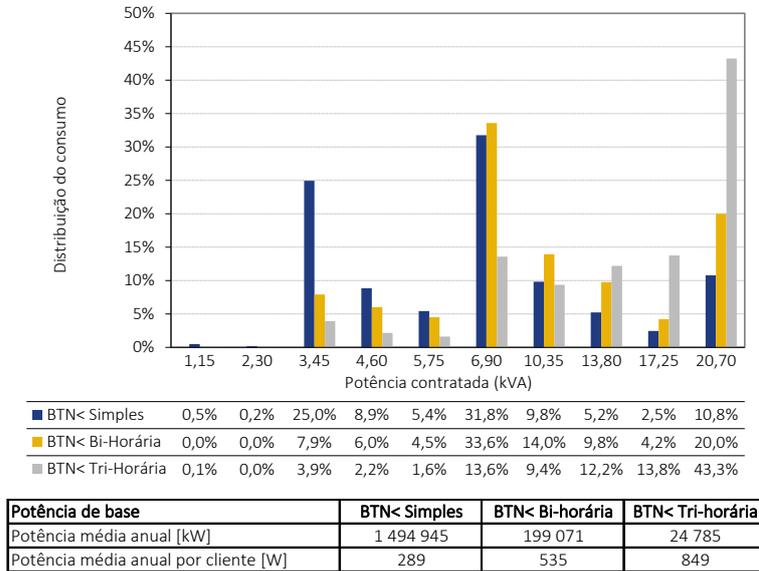
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

*Exclui IP

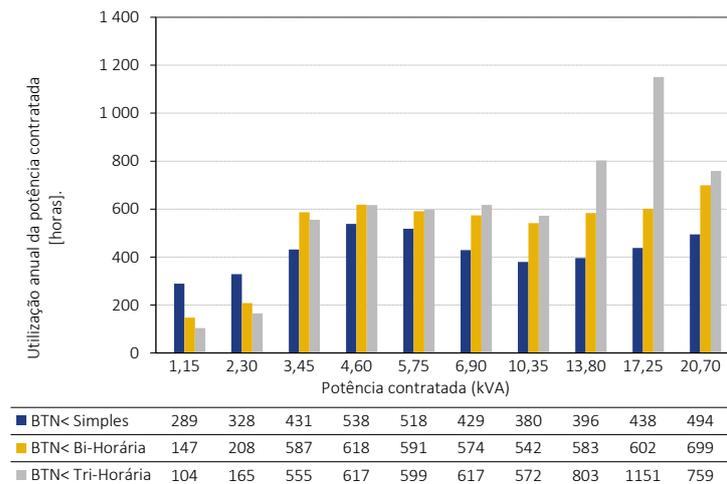
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

Na Figura 9-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

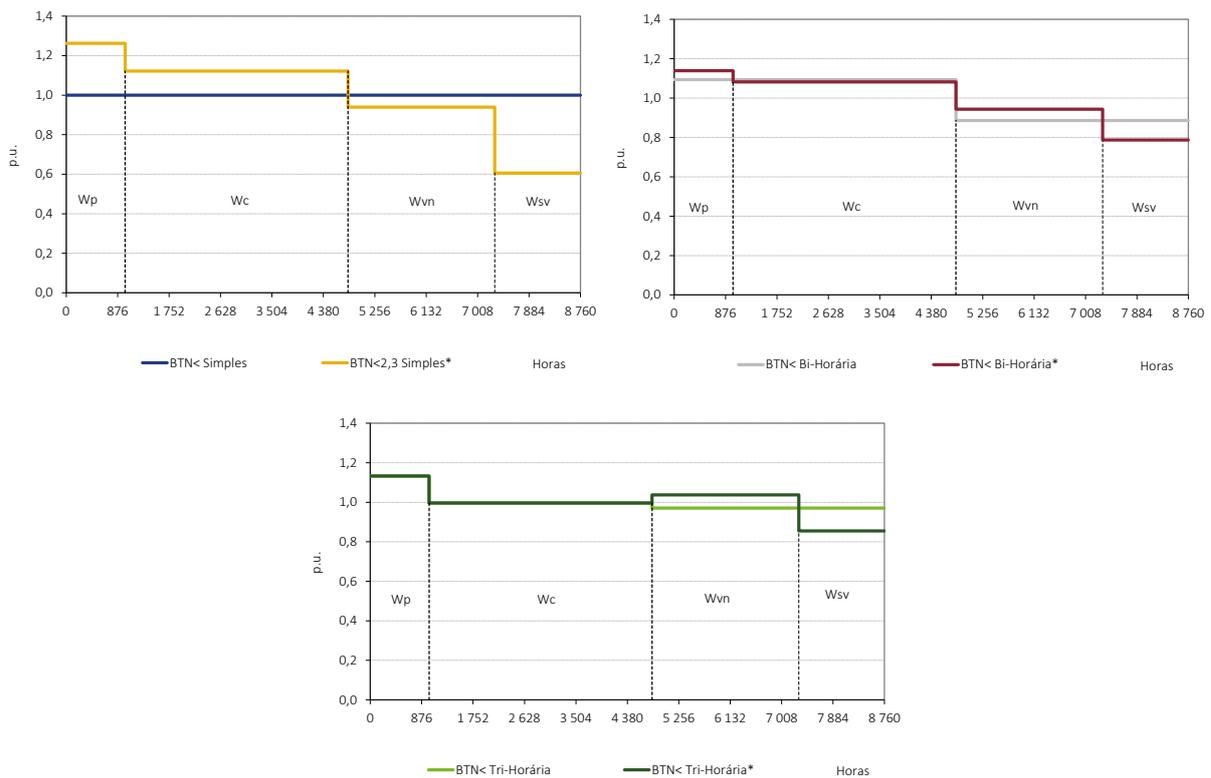
9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 9-17 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN Social, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária simples.

Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



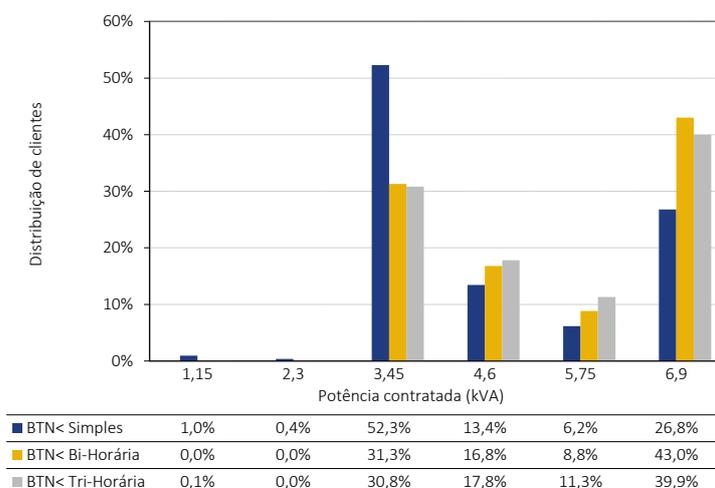
Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	573	13 178	380
Potência média anual por cliente	0,06	0,37	0,37

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Importa também destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN ($\leq 20,7$ kVA).

Na Figura 9-18 e na Figura 9-19 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

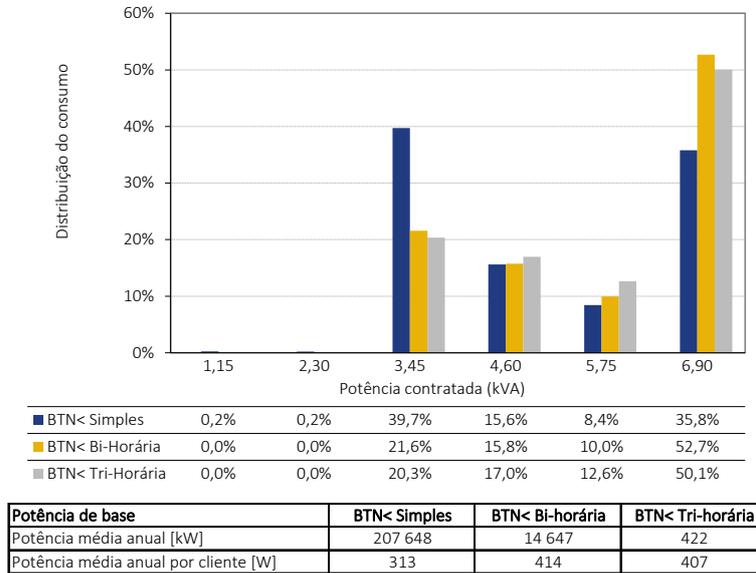
Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	587 658	31 363	919

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

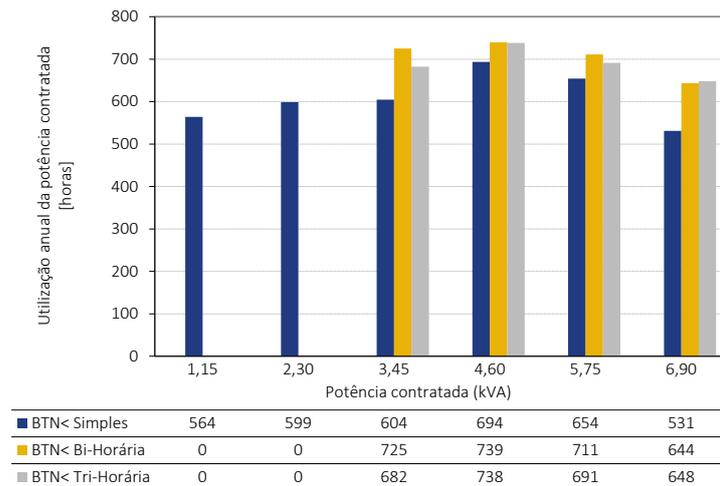
Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Na Figura 9-20 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



10 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA encontram-se espelhados do Quadro 10-1 ao Quadro 10-6.

No Quadro 10-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 10-2 ao Quadro 10-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	297	37,1%	819	0,6%
BT	503	62,9%	131 457	99,4%
BTE	68	13,6%	818	0,6%
BTN	434	86,4%	130 639	99,4%
Total	799	100,0%	132 276	100,0%

10.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	819
Potência		(kW)
	Horas de ponta	38 231
	Contratada	142 660
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	27 230
	Horas cheias	68 388
	Horas de vazio normal	29 383
	Horas super vazio	17 768
Períodos II, III	Horas de ponta	29 365
	Horas cheias	73 751
	Horas de vazio normal	31 696
	Horas super vazio	19 168
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	13 257 517
	Capacitiva	3 636 433

Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	818
Potência		(kW)
	Horas de ponta	9 375
	Contratada	42 376
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	6 903
	Horas cheias	17 167
	Horas de vazio normal	6 492
	Horas super vazio	3 831
Períodos II, III	Horas de ponta	6 806
	Horas cheias	16 926
	Horas de vazio normal	6 401
	Horas super vazio	3 777
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	4 713 320
	Capacitiva	1 477 346

**Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em
BTN (> 20,7 kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	1 037
	34,50	501
	41,40	580
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	10 463
	Horas cheias	26 879
	Horas de vazio	16 814

**Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em
BTN ($\leq 20,7$ kVA)**

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN $\leq 20,7$ kVA (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	44 396
	4,60	1 745
	5,75	1 179
	6,90	36 105
	10,35	4 198
	13,80	1 419
	17,25	1 831
	20,70	1 840
Tarifa bi-horária	1,15	4
	2,30	1
	3,45	202
	4,60	31
	5,75	15
	6,90	709
	10,35	163
	13,80	103
Tarifa tri-horária	17,25	113
	20,70	83
	1,15	18
	2,30	22
	3,45	7 086
	4,60	1 111
	5,75	734
	6,90	15 557
10,35	1 404	
13,80	554	
17,25	697	
20,70	2 287	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		233 730
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	5 464
	Horas de vazio	3 661
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	21 054
	Horas cheias	55 325
	Horas de vazio	44 526
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SIMPLS ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	2 728
	2,3	305
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		996

Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAA EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		4 488
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 605
	Horas cheias	2 386
	Horas de vazio	11 485

10.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e potência média anual.

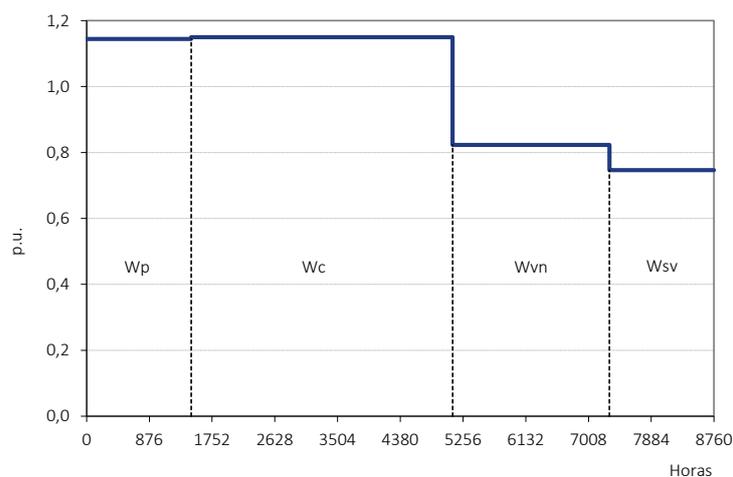
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN ($\leq 20,7$ kVA) faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada.

10.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 10-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 10-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

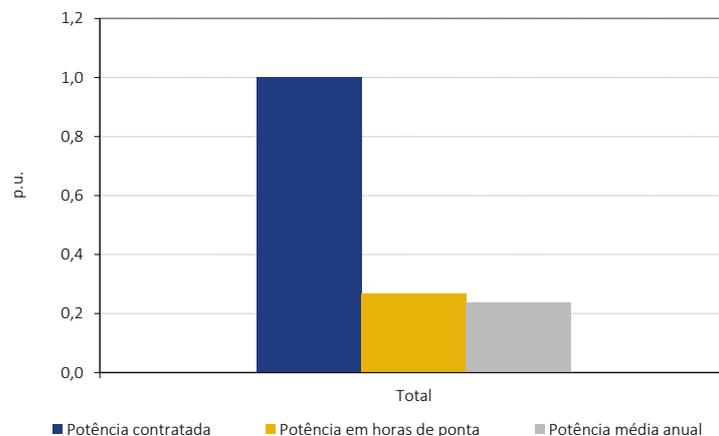
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	33 875
Potência média anual por cliente	41

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



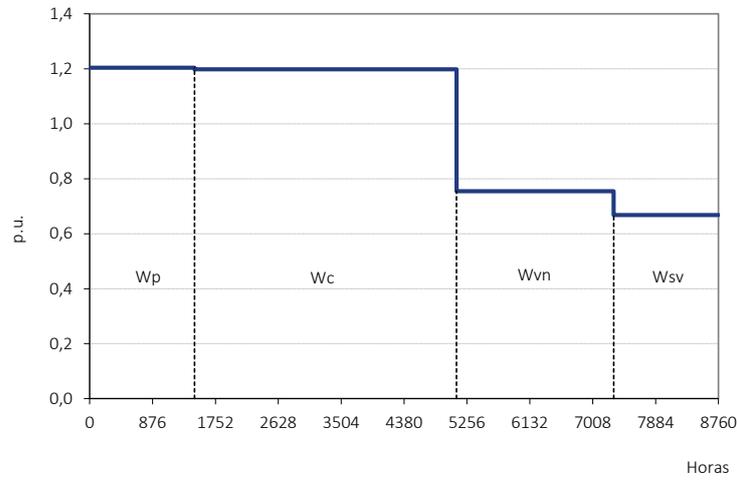
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	142 660
Potência contratada por cliente	174

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 10-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 10-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e potência em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

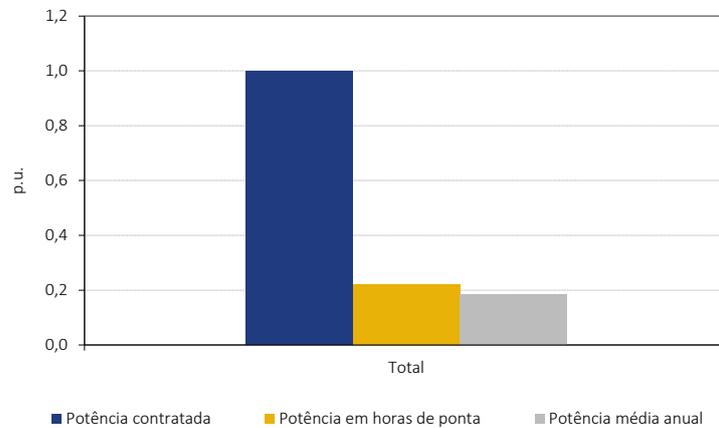
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	7 797
Potência média anual por cliente	10

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	42 376
Potência contratada por cliente	52

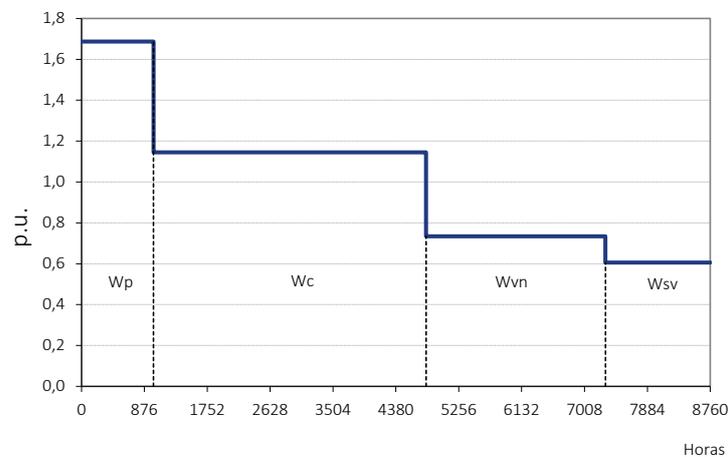
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 10-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminado por período horário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 13.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário

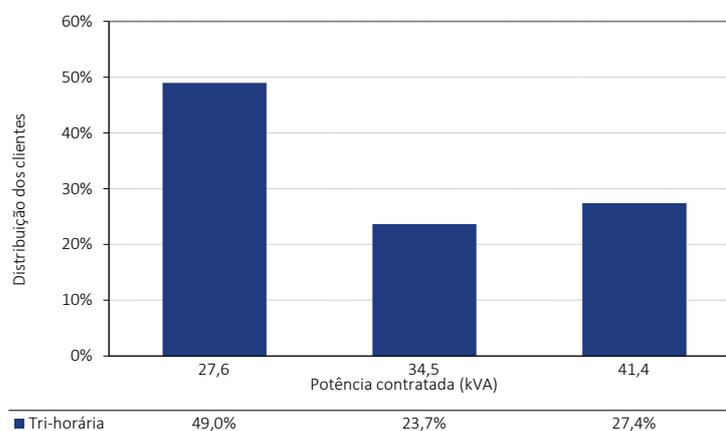


Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	6 182
Potência média anual por cliente	2,92

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 10-6 e na Figura 10-7 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

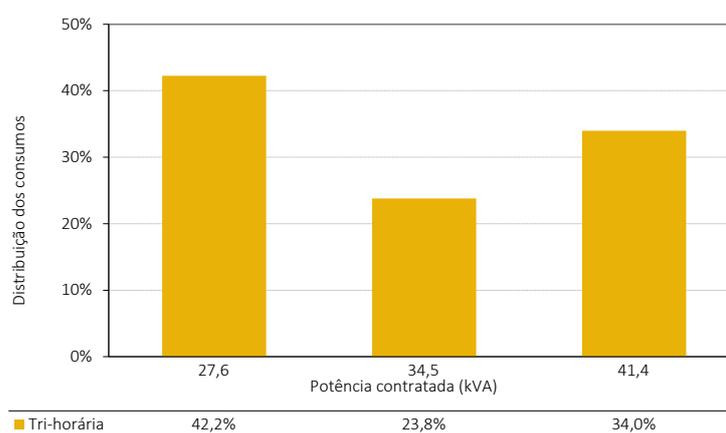
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN > Tri-horária
	2 118

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

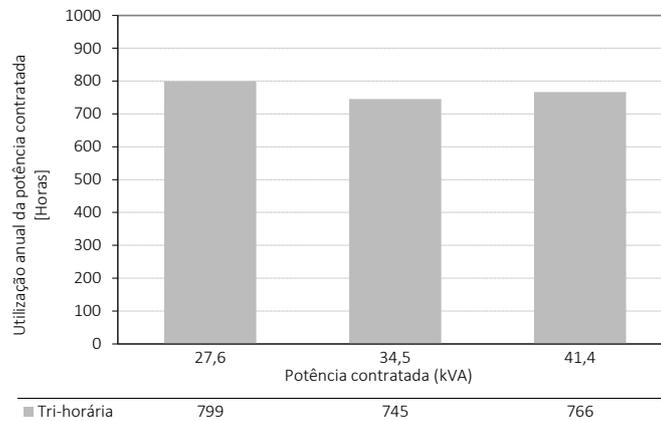


Potência de base	BTN > Tri-horária
Potência média anual [kW]	6 182
Potência média anual por cliente [W]	2 919

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 10-8 apresenta-se a utilização da potência contratada, por escalão de potência contratada.

Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



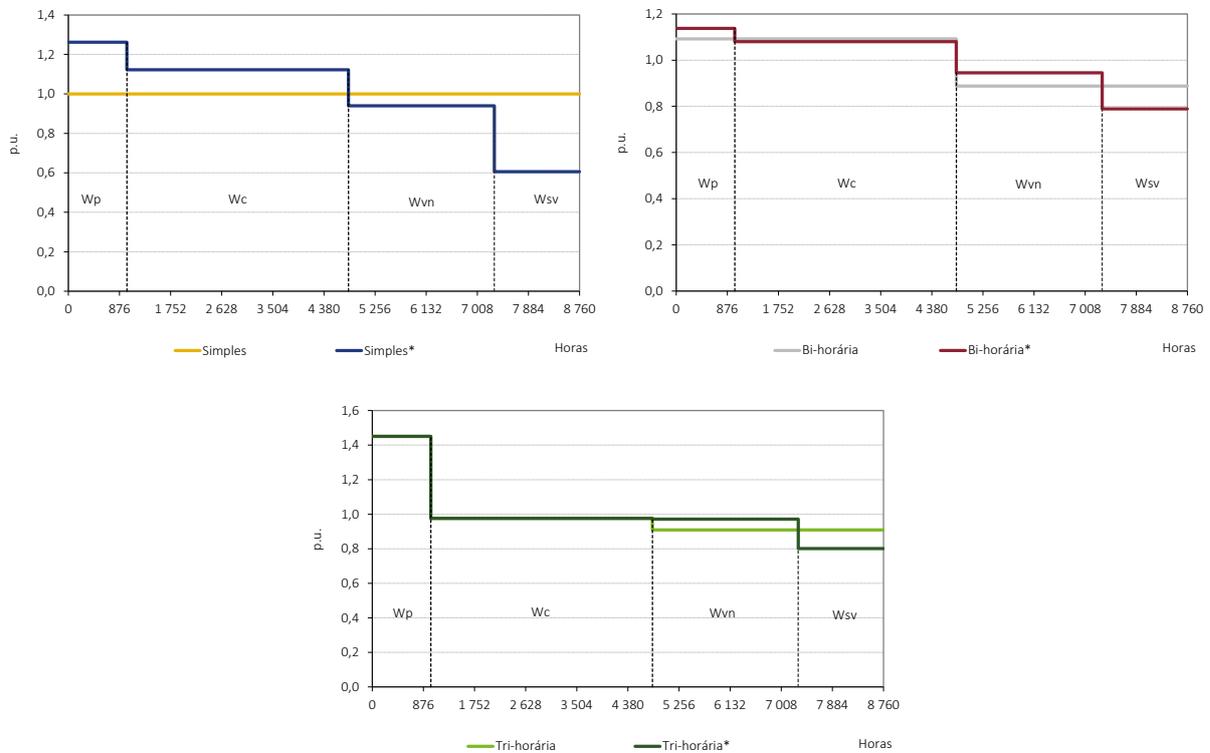
10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 10-9 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa simples*, tarifa bi-horária* e tarifa tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	26 681	1 042	15 568
Potência média anual por cliente	0,29	0,73	0,53

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

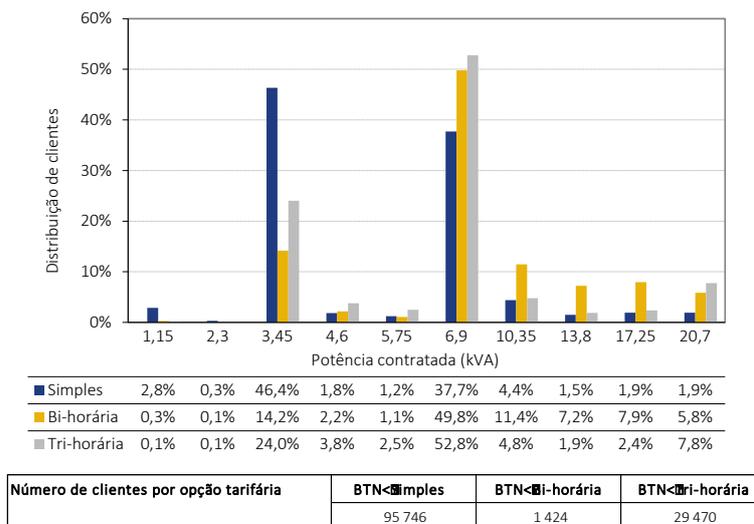
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária na RAA ser muito distinto do de Portugal continental e da RAM, que são um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio. Na RAA a opção tri-horária tem uma penetração

muito mais significativa junto dos consumidores, pelo que o seu diagrama de carga não é dominado pelo perfil da iluminação pública.

Na Figura 10-10 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

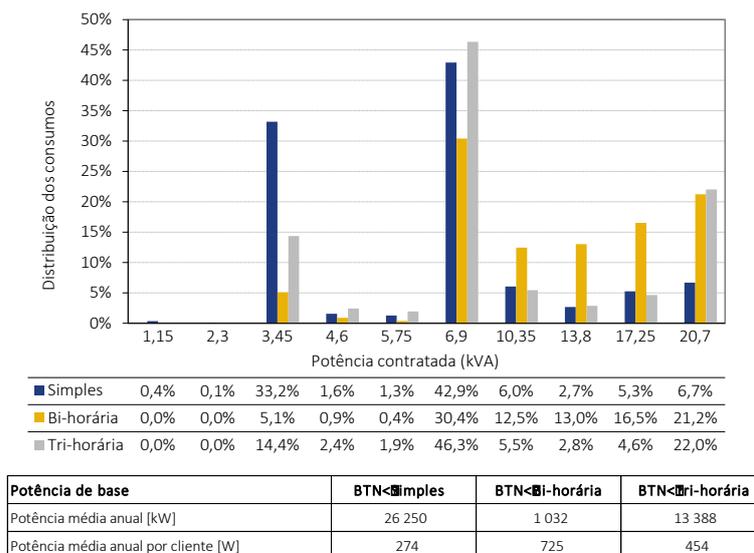
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

*Exclui IP

Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)*

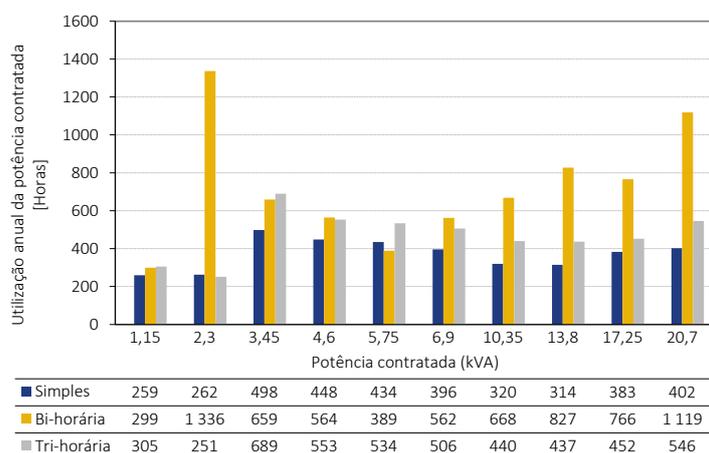


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

*Exclui IP

Na Figura 10-12 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

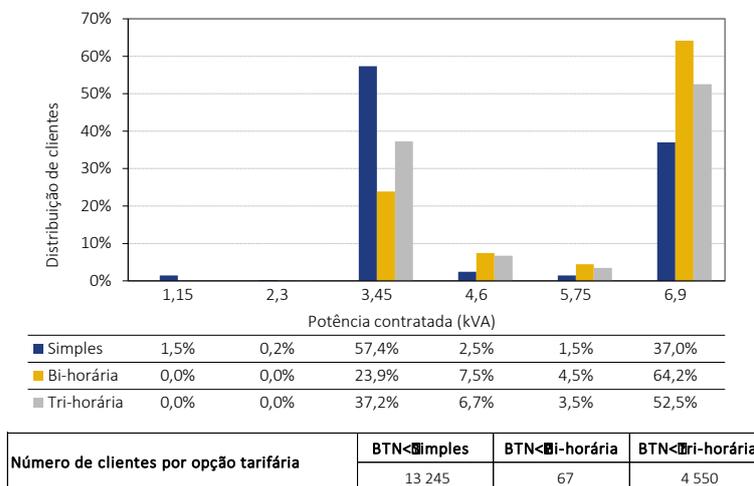
Na Figura 10-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN Social, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

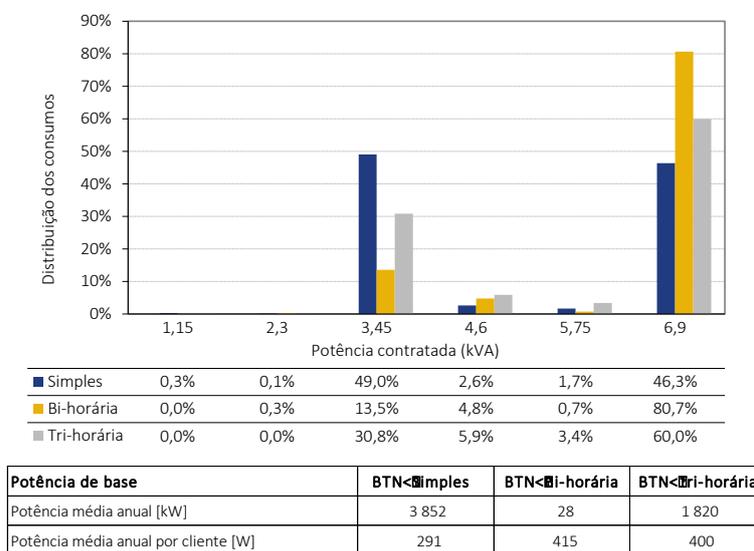
Na Figura 10-14 e na Figura 10-15 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

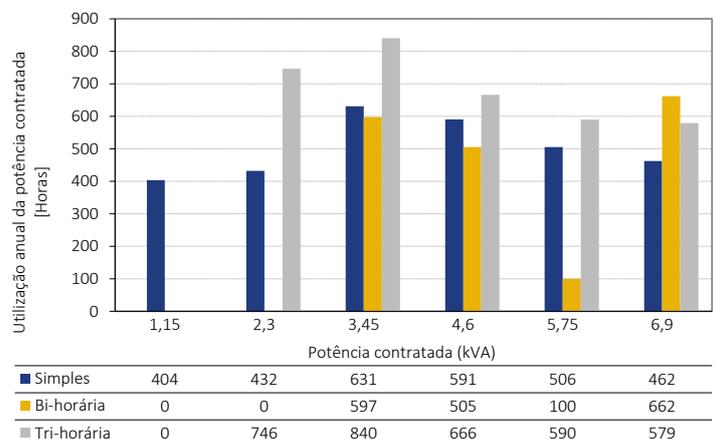
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social)



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Na Figura 10-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



11 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM encontram-se espelhados do Quadro 11-1 ao Quadro 11-6.

No Quadro 11-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 11-2 ao Quadro 11-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	238	27,0%	337	0,2%
BT	642	73,0%	147 261	99,8%
BTE	148	23,0%	1 332	0,9%
BTN	495	77,0%	145 929	99,1%
Total	881	100,0%	147 598	100,0%

11.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Quadro 11-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	337
Potência		(kW)
	Horas de ponta	29 615
	Contratada	95 664
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	20 207
	Horas cheias	52 192
	Horas de vazio normal	24 018
	Horas de super vazio	13 476
	Horas de ponta	23 065
	Horas cheias	60 449
	Horas de vazio normal	28 528
	Horas de super vazio	16 206
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	8 499 036
	Capacitiva	0

Quadro 11-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 332
Potência		(kW)
	Horas de ponta	20 136
	Contratada	104 720
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	13 978
	Horas cheias	36 667
	Horas de vazio normal	13 510
	Horas de super vazio	7 209
	Horas de ponta	15 435
	Horas cheias	38 589
	Horas de vazio normal	14 553
	Horas de super vazio	7 821
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	10 366 261
	Capacitiva	0

Quadro 11-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	981
	34,50	748
	41,40	851
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	13 790
	Horas cheias	33 699
	Horas de vazio	18 950

Quadro 11-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN $\leq 20,7$ kVA (exceto simples $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	44 240
	4,60	1 959
	5,75	1 003
	6,90	70 845
	10,35	4 947
	13,80	2 217
	17,25	1 033
	20,70	3 440
Tarifa bi-horária	1,15	8
	2,30	8
	3,45	942
	4,60	110
	5,75	43
	6,90	4 987
	10,35	592
	13,80	331
tarifa tri-horária	17,25	170
	20,70	616
	1,15	3
	2,30	1
	3,45	70
	4,60	9
	5,75	8
	6,90	119
10,35	27	
13,80	31	
17,25	8	
20,70	66	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		339 998
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	23 694
	Horas de vazio	14 201
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	497
	Horas cheias	1 210
	Horas de vazio	1 597
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SIMPLES ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	3 493
	2,3	618
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		4 282

Quadro 11-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAM EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		6 086
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		15
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	59
	Horas de vazio	96
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 600
	Horas cheias	6 046
	Horas de vazio	30 910

11.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO E DA POTÊNCIA CONTRATADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e potência média anual.

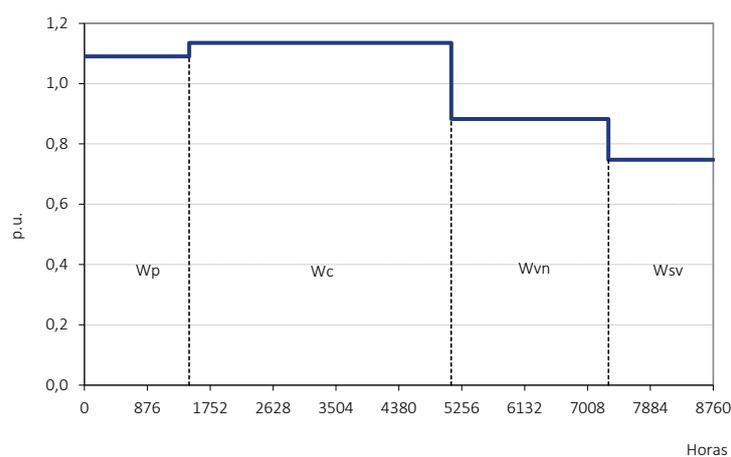
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

Nas opções tarifárias de BTN ($\leq 20,7$ kVA) faz-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada.

11.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 11-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período horário. Na Figura 11-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

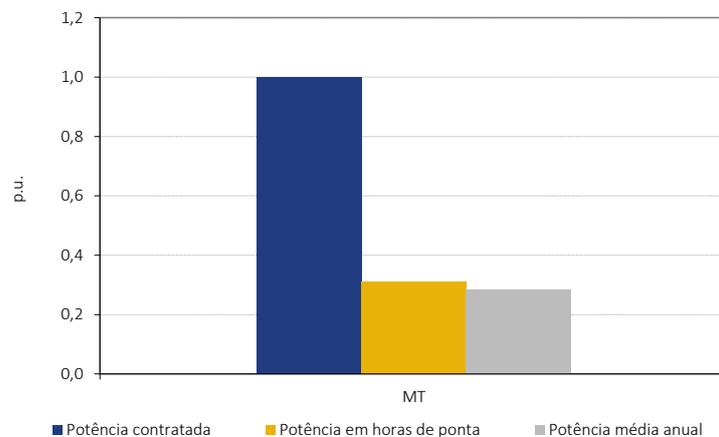
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	27 185
Potência média anual por cliente	81

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



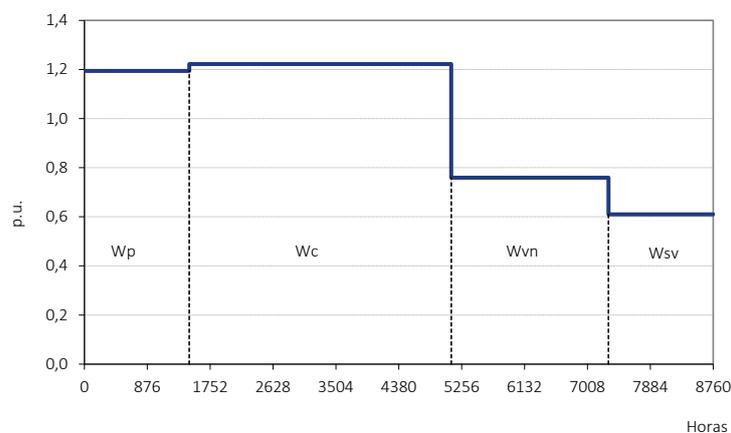
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	95 664
Potência contratada por cliente	284

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

11.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 11-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período horário. Na Figura 11-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e potência em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

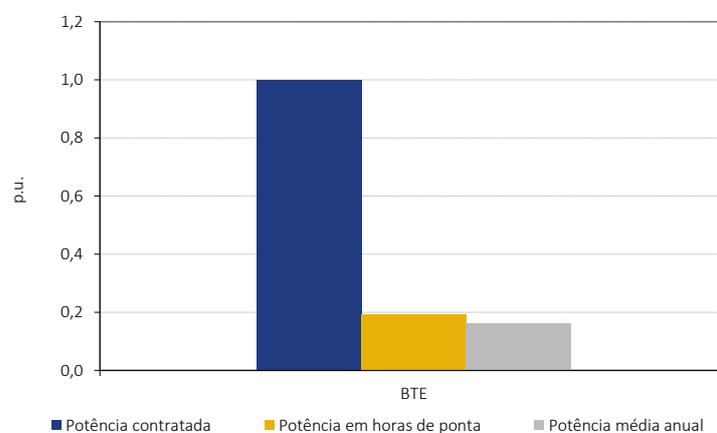
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	16 868
Potência média anual por cliente	13

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	104 720
Potência contratada por cliente	79

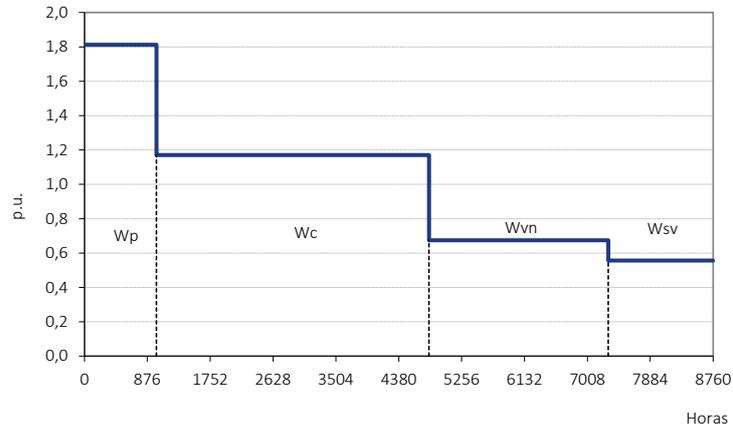
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

11.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 11-5 apresenta-se o diagrama de carga em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, em p.u., discriminado por período horário.

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 13.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário

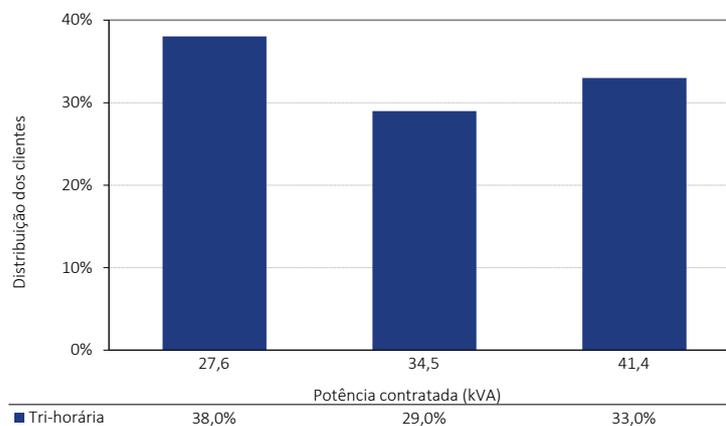


Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	7 584
Potência média anual por cliente	2,94

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 11-6 e na Figura 11-7 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

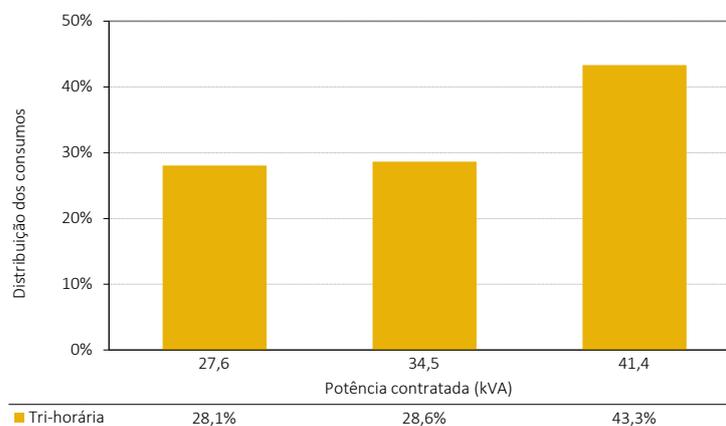
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 580

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)

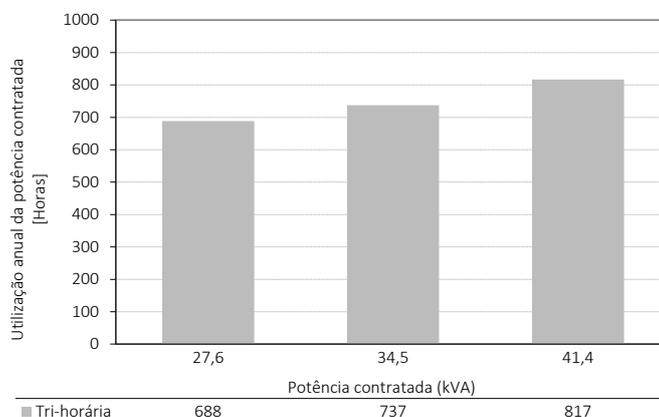


Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	7 584
Potência média anual por cliente [W]	2 940

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual

Na Figura 11-8 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 11-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA)



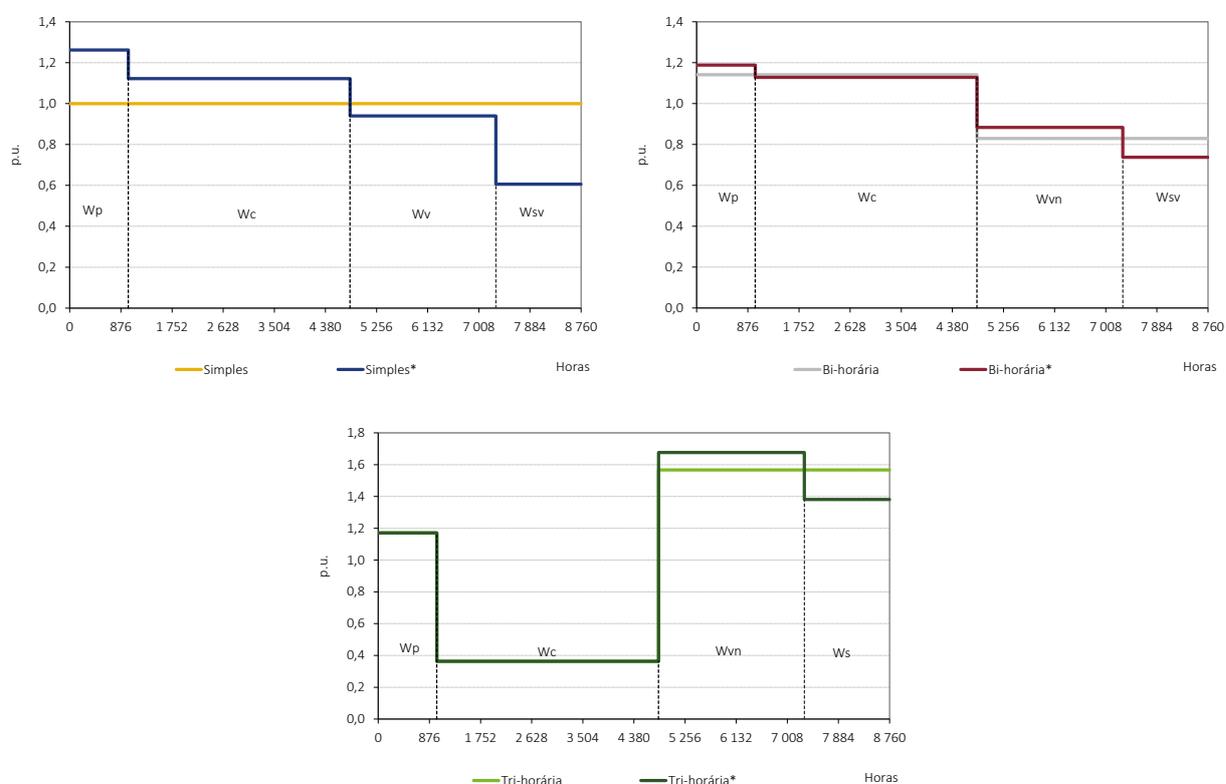
11.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 11-9 apresentam-se os diagramas de carga em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	38 813	4 326	5 255
Potência média anual por cliente	0,30	0,55	3,01

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

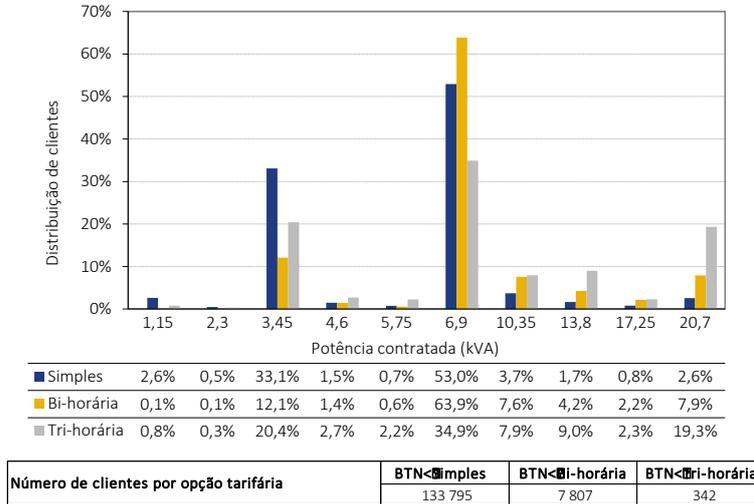
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

Na Figura 11-10 e na Figura 11-11 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

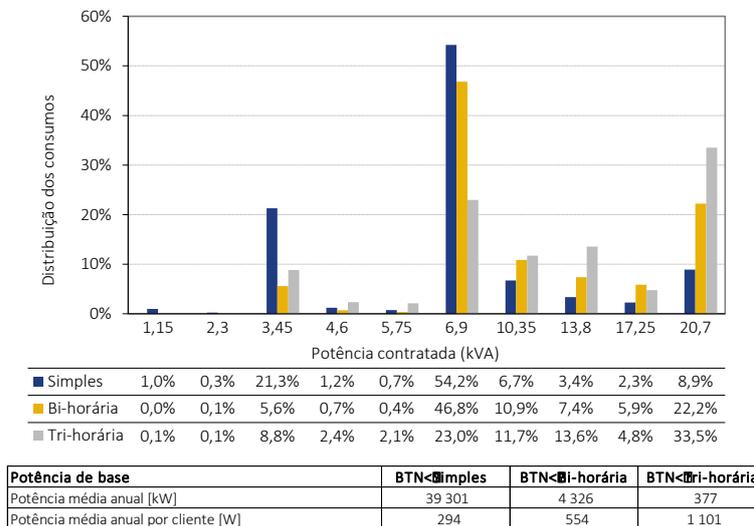
Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

*Exclui IP

Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*

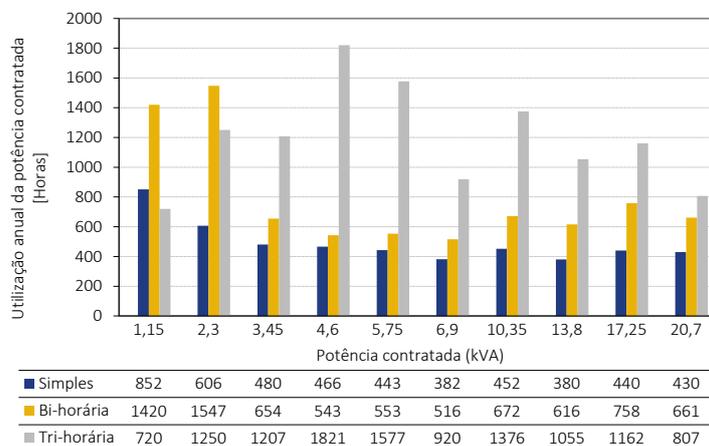


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

*Exclui IP

Na Figura 11-12 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

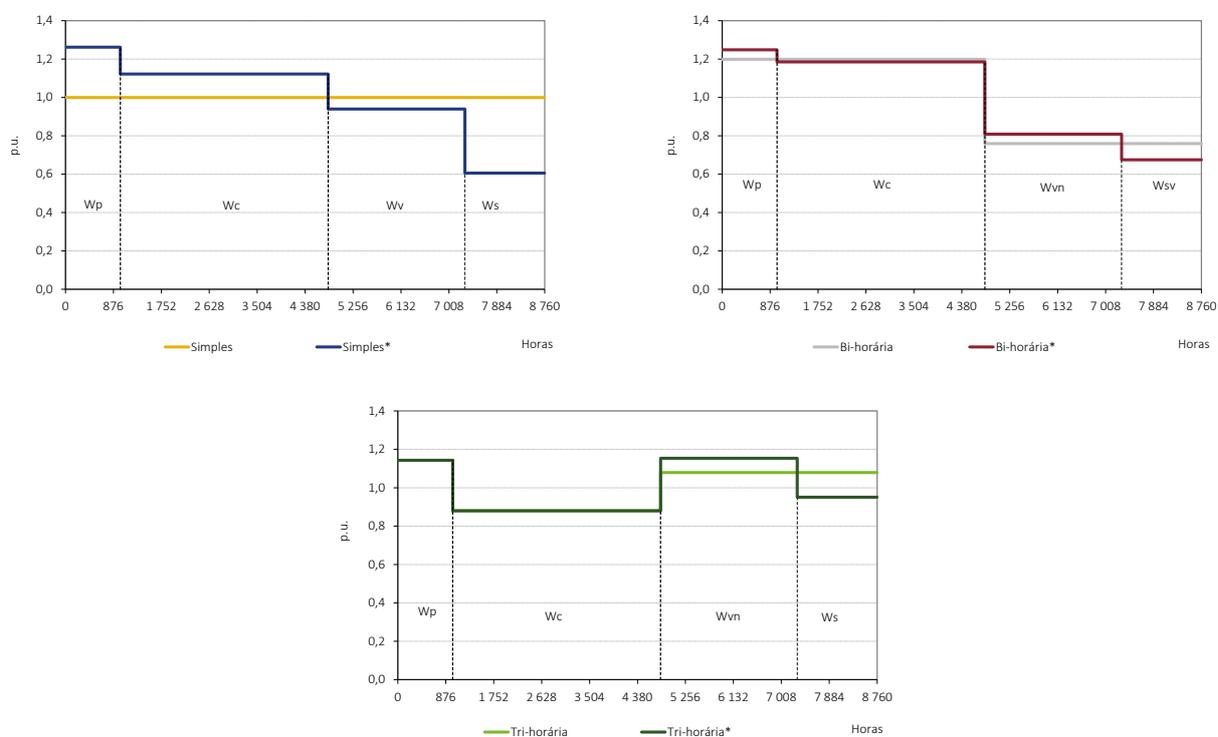
11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 11-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN Social, discriminados por período horário e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 13 e mais especificamente o referido no ponto 13.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 13.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 13.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	5 392	322	7
Potência média anual por cliente	0,29	0,38	0,51

Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Na Figura 11-14 e na Figura 11-15 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

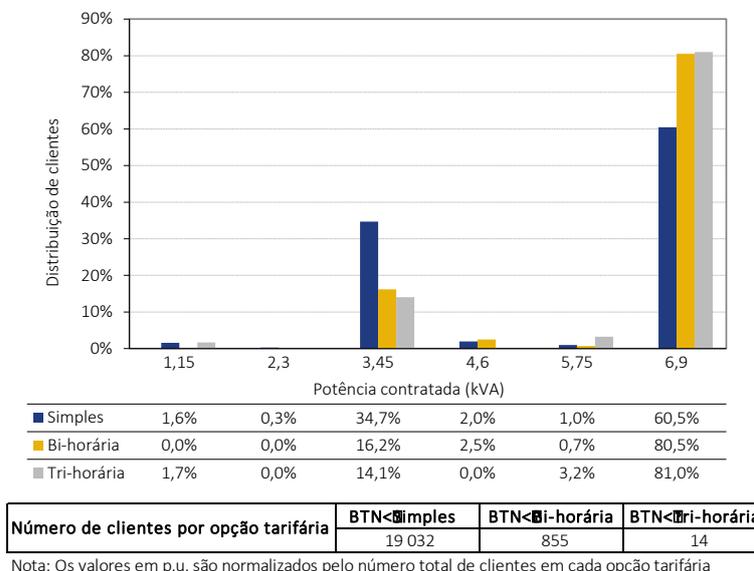
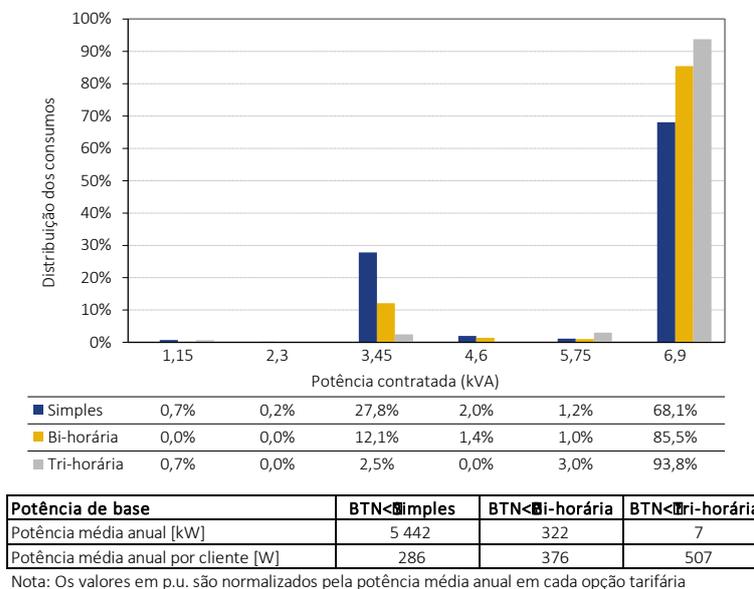
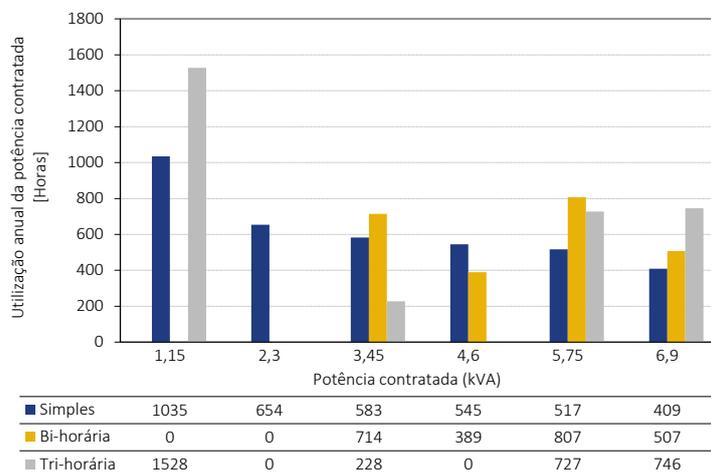


Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 11-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 11-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



12 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo²³, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O número de clientes beneficiários da Tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2025, tem como base a informação mais recente recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira adotam-se as previsões da EDA e da EEM.

Ao longo do ano de 2024 o universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem vindo a diminuir, apresentando um valor mínimo no final do 3.º trimestre de 2024, com cerca de 703 mil clientes em Portugal Continental e cerca de 38 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, de acordo com a informação reportada à ERSE pelos comercializadores.

Os quadros seguintes apresentam as quantidades implícitas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, sendo as quantidades apresentadas por opção tarifária e escalão de potência contratada, para Portugal continental, Região Autónoma dos Açores e Região Autónoma da Madeira.

²³ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6272,64 €, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

Quadro 12-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES	
Potência contratada		(n.º clientes)	
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	8 024	
	2,3	3 218	
Tarifa simples	3,45	347 212	
	4,6	89 230	
	5,75	40 927	
	6,9	177 922	
Tarifa bi-horária	1,15	1	
	2,3	13	
	3,45	11 090	
	4,6	5 958	
	5,75	3 133	
Tarifa tri-horária	6,9	15 250	
	1,15	1	
	2,3	0	
	3,45	320	
	4,6	185	
	5,75	118	
Energia ativa	6,9	415	
	(MWh)		
	Tarifa simples ≤2,3kVA		6 720
	Tarifa simples		1 605 950
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	68 185
		Horas de vazio	45 536
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	425	
	Horas cheias	1 415	
	Horas de vazio	1 437	

Quadro 12-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	198
	2,3	32
Tarifa simples	3,45	7 761
	4,6	332
	5,75	198
	6,9	5 006
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	16
	4,6	5
	5,75	3
	6,9	44
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	2
	3,45	1 730
	4,6	311
	5,75	161
	6,9	2 442
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		123
Tarifa simples		34 339
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	159
	Horas de vazio	90
tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 887
	Horas cheias	7 599
	Horas de vazio	5 797

Quadro 12-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	292
	2,3	59
Tarifa simples	3,45	6 521
	4,6	371
	5,75	184
	6,9	11 368
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	137
	4,6	21
	5,75	6
Tarifa tri-horária	6,9	680
	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2
	4,6	0
Tarifa tri-horária	5,75	0
	6,9	12
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		436
Tarifa simples		46 643
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 828
	Horas de vazio	955
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	8
	Horas cheias	24
	Horas de vazio	31

13 PERFIS DE CONSUMO

O cálculo das tarifas pressupõe uma discriminação das quantidades de energia entregues, tanto a clientes do comercializador de último recurso como a clientes no mercado liberalizado, em quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio) e em duas estações (período seco, trimestres II e III, e período húmido, trimestres I e IV). Nas situações em que a informação de quantidades não satisfaz esta discriminação, é necessário recorrer a diagramas de carga tipo para estimar a parte desconhecida.

No caso das opções tarifárias em MAT, AT, MT e BTE não há necessidade de recorrer a diagramas de carga tipo, pois a totalidade das quantidades são discriminadas nos quatro períodos horários e diferenciadas entre período seco e período húmido.

Quanto às opções tarifárias de BTN, os contadores têm uma discriminação de, no máximo, três períodos horários, pelo que a informação sobre as quantidades não tem o nível de discriminação suficiente e compatível com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

Assim, para a obtenção das quantidades a considerar no cálculo das tarifas, é necessário utilizar diagramas de carga tipo representativos dos perfis de consumo dos consumidores padrão de cada uma das opções tarifárias de BTN.

Este ano procede-se a uma atualização desses perfis, com base nos diagramas de consumo, por opção tarifária, para os clientes BTN, construídos pela E-Redes no âmbito do estudo de caracterização e atualização da amostra de clientes em BTN, de maio de 2024.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2023 e 31 de março de 2024 e são diferenciados entre tarifa simples, bi-horária e tri-horária. Cada uma das figuras seguintes (Figura 13-1 à Figura 13-3), apresenta duas semanas, uma do período húmido e outra do período seco, o que permite observar as diferenças no comportamento do consumo entre esses dois períodos, para as diferentes opções tarifárias.

Figura 13-1 - Perfil de consumo para BTN Simples

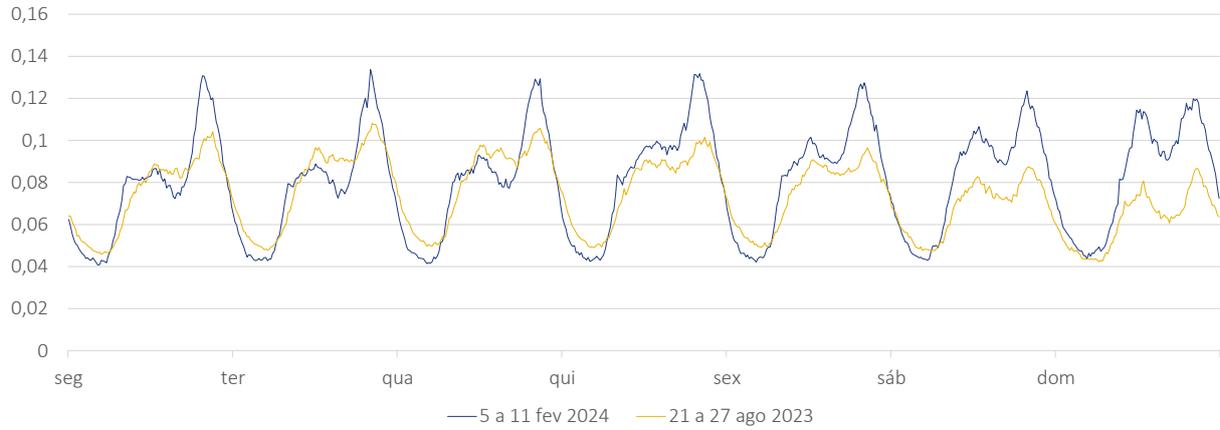


Figura 13-2 - Perfil de consumo para BTN bi-horária

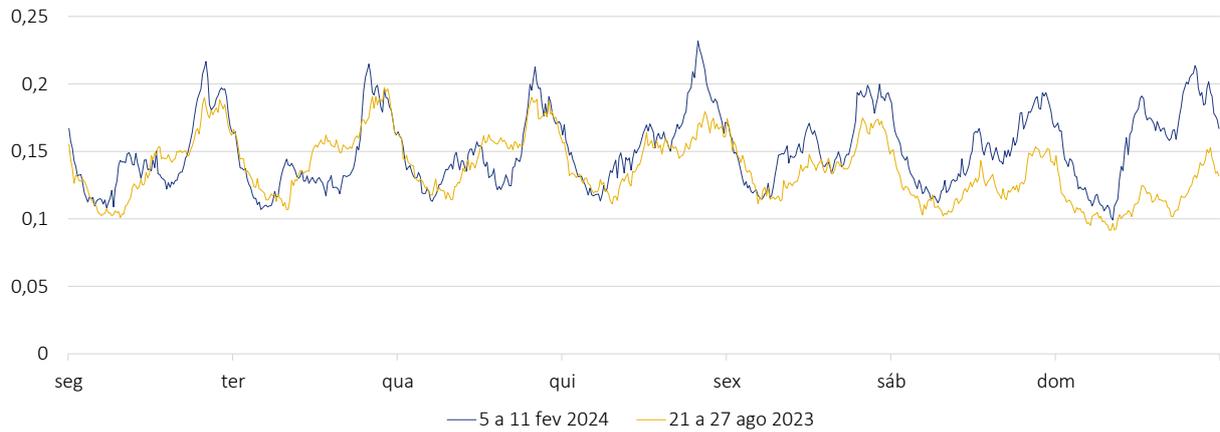
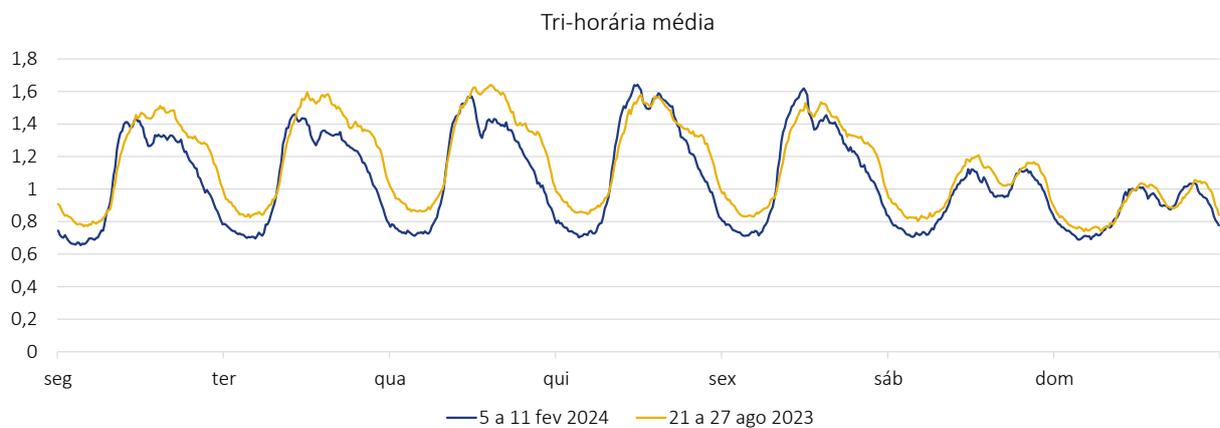


Figura 13-3 - Perfil de consumo para BTN tri-horária



Em seguida apresentam-se os diagramas de carga considerados para a tipificação dos consumos para cada opção tarifária em BTN, determinados com base na informação referida anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados. As estruturas de quantidades obtidas são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

13.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN tri-horária resultante da informação atualizada, apresenta as estruturas de consumos dos Quadro 13-1 e Quadro 13-2. Os Quadro 13-1 e Quadro 13-2 são utilizados tanto para a BTN tri-horária < como para a BTN tri-horária >.

Quadro 13-1 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN tri-horária

BTN 3H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	33%	16%
Período II, III	34%	17%

Quadro 13-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN tri-horária

BTN 3H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	60%	47%	49%
Período II, III	40%	53%	51%

13.2 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN bi-horária resultante da informação atualizada apresenta as estruturas de consumos dos Quadro 13-3, Quadro 13-4 e Quadro 13-5.

Quadro 13-3 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	15%	40%
Período II, III	7%	38%

Quadro 13-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN bi-horária

BTN 2H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	38%	18%
Período II, III	30%	15%

Quadro 13-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	67%	50%	54%
Período II, III	33%	50%	46%

13.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples resultante da informação atualizada apresenta a estrutura de consumos do Quadro 13-6.

Quadro 13-6 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN

Simples

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	25%	15%	5%
Período II, III	5%	24%	12%	5%

14 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

Nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores para os fatores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de junho de cada ano, devidamente justificadas.

14.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme previsto regulamentarmente, a E-Redes, na qualidade de operador da RND, e a REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), na qualidade de operador da RNT, enviaram propostas de fatores de ajustamento para perdas relativos às suas redes.

Após análise das propostas enviadas pela E-Redes e pela REN, a ERSE validou os valores dos fatores de ajustamento apresentados pelos operadores para as respetivas redes.

O quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Refira-se que serão ainda publicados para 2025 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os fatores de ajustamento para perdas agora publicados, sendo produzidos e publicados na internet pelos operadores das redes, por aplicação das metodologias de construção dos perfis de perdas aprovadas pela ERSE na sequência da Consulta Pública n.º 118 ²⁴.

²⁴ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n%C2%BA-118/>

Quadro 14-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
V_{MAT}^h	1,61%	1,50%	1,64%	1,48%
$V_{AT/RNT}^h$	2,11%	2,00%	2,14%	1,98%
V_{AT}^h	1,67%	1,56%	1,26%	1,14%
V_{MT}^h	4,73%	4,35%	3,49%	3,07%
V_{BT}^h	9,65%	8,97%	8,27%	6,52%

Para o ano de 2025 os fatores de ajustamento para perdas por nível de tensão com desagregação tetra-horária, convertidos para uma estrutura bi-horária são os apresentados no Quadro 14-2.

Quadro 14-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

(%)	Períodos horários (h)	
	Fora de Vazio	Vazio
V_{MAT}^h	1,52	1,58
$V_{AT/RNT}^h$	1,68	1,82
V_{AT}^h	1,58	1,22
V_{MT}^h	4,43	3,34
V_{BT}^h	9,16	7,57

No Quadro 14-3 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2025 (integram as perdas da rede do nível de tensão de entrega e as perdas nas redes de montante) convertidos para uma estrutura bi-horária.

Quadro 14-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

(%)	Períodos horários	
	Fora de Vazio	Vazio
AT	3,29	3,06
MT	7,86	6,51
BT	17,75	14,57

14.2 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A empresa Eletricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de atualização dos valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2025.

Uma vez que o mercado liberalizado na Região Autónoma dos Açores não se expressa ainda em termos de consumidores no mercado, a alteração dos valores dos fatores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas.

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2022-2025, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

Deste modo, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, o quadro seguinte apresenta os fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os fatores de ajustamento para perdas na Região Autónoma dos Açores apenas têm aplicação ao tratamento de consumidores no mercado livre. Dado que a liberalização do mercado de eletricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os fatores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 14-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
S. Maria	V_{MT}^h	1,19	1,14	1,06	0,97
S. Miguel	V_{AT}^h	0,25	0,25	0,27	0,30
	V_{MT}^h	1,13	1,12	1,10	1,13
Terceira	V_{MT}^h	1,84	1,79	1,60	1,52
Graciosa	V_{MT}^h	0,38	0,36	0,32	0,28
S. Jorge	V_{MT}^h	1,87	1,73	1,46	1,24
Pico	V_{MT}^h	2,73	2,63	2,39	2,13
Faial	V_{MT}^h	0,81	0,80	0,71	0,65
Flores	V_{MT}^h	0,41	0,39	0,35	0,31
Corvo	V_{MT}^h	0,06	0,06	0,05	0,05

14.3 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2025, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

Uma vez que o mercado liberalizado na Região Autónoma da Madeira não se expressa ainda em termos de consumidores no mercado, a alteração dos valores dos fatores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas.

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2022-2025, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

Deste modo, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, o quadro seguinte apresenta os

fatores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os fatores de ajustamento para perdas na Região Autónoma da Madeira apenas têm aplicação ao tratamento de consumidores no mercado livre. Dado que a liberalização do mercado de eletricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os fatores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 14-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
Madeira	V_{AT}^h	0,24	0,24	0,21	0,21
	V_{MT}^h	1,98	1,92	1,85	1,84
Porto Santo	V_{MT}^h	2,37	2,42	2,48	2,54