

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2026

Dezembro 2025

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

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.....	21
3.2.1	Previsão da procura	21
3.2.2	Desvios da procura	22
3.3	Região Autónoma da Madeira	23
3.3.1	Previsão da procura	23
3.3.2	Desvios da procura	24
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.....	26
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	29
5.1	Fatores de simultaneidade nas redes	30
5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	33
5.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	34
5.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	37
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	48
7.2.1	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	48
7.2.2	Baixa Tensão Normal (≤ 20,7 kVA).....	51
7.2.3	Baixa Tensão Normal Social	54
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	95
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).....	107
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	PROCURA CONSIDERADA NO CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO.....	121
14	PERFIS DE CONSUMO.....	123
14.1	Diagrama de Carga em BTN tri-horária.....	125
14.2	Diagrama de Carga em BTN bi-horária	125
14.3	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	126
15	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES.....	129

15.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	129
15.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	131
15.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	132

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 2024 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 2025 e 2026.....	18
Figura 3-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2025 e 2026	19
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS	25
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	27
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	28
Figura 5-1 - Fator de simultaneidade à saída das redes de transporte e distribuição	32
Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS	34
Figura 5-3 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	36
Figura 5-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	37
Figura 5-5 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD	39
Figura 5-6 - 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	49
Figura 7-2 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	49
Figura 7-3 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	50
Figura 7-4 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	50
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária	51
Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência contratada (BTN \leq 20,7 kVA) *	52
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA) *	53
Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA) *	53

Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	54
Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	55
Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	56
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	56
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)*	94
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 14-1 - Perfil de consumo para BTN Simples	124
Figura 14-2 - Perfil de consumo para BTN bi-horária	124
Figura 14-3 - Perfil de consumo para BTN tri-horária	124

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	20
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	26
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do operador da rede de transporte	26
Quadro 5-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário	29
Quadro 5-2 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.....	30
Quadro 5-3 - Coeficientes de simultaneidade	32
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição	33
Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição	35
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	38
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	47
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP)	48
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	82

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 - Quantidades relativas às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, na modalidade de isenção de 75% dos encargos de CIEG	122
Quadro 13-2 - Quantidades relativas às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, na modalidade de isenção de 85% dos encargos de CIEG	122
Quadro 14-1 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN tri-horária	125
Quadro 14-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN tri-horária	125
Quadro 14-3 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN bi-horária	126
Quadro 14-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN bi-horária	126
Quadro 14-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN bi-horária.	126
Quadro 14-6 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	127
Quadro 15-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	130
Quadro 15-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária	130
Quadro 15-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária.....	131

Quadro 15-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	132
Quadro 15-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	133

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 Baixa Tensão Normal (BTN) do CUR, tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (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 2026. 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 (RT) ¹. 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 2026, 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, no regime vigente ², 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.

¹ [Regulamento n.º 1218/2025](#), de 7 de novembro.

² Conforme o [Decreto-Lei n.º 69/2025](#), de 23 de abril, que altera o 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 as quantidades consideradas para as instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo.
- No capítulo 14 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BTN.
- No capítulo 15 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

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*³, na sequência da instabilidade mundial nos mercados de energia observada em 2022. Posteriormente, foi aprovado o Regulamento (UE) 2023/435⁴, que permite aos Estados-Membros da UE introduzir capítulos do *REPowerEU* nos seus planos de recuperação e resiliência, a fim de acelerar a transição energética na União Europeia, com foco na adoção de energias limpas, em que a eletricidade está em destaque. Em 2024, a reforma do mercado de eletricidade, concretizada através da Diretiva (UE) 2024/1711, de 13 de junho, constitui a resposta de longo prazo da União Europeia (UE) à crise energética de 2022, reforçando o compromisso do mercado europeu de eletricidade com um futuro descarbonizado, assim como com a participação e proteção dos consumidores de energia, visando a estabilidade de preços nos vários segmentos de mercado. O Plano Nacional Energia e Clima para o horizonte 2021-2030 (PNEC 2030), o instrumento nacional de política energética e climática para a presente década, revisto em 2024, mantém o alinhamento com a política energética europeia de descarbonização e eletrificação do setor energético.

O atual contexto macroeconómico é também favorável ao crescimento do consumo de energia elétrica. Assim, a generalidade das instituições nacionais e estrangeiras prevê um crescimento do produto interno bruto (PIB) português em 2026, em cerca de 2,1%⁵. A diminuição da intensidade elétrica do PIB⁶, que se tem verificado nos últimos anos, e que reflete o aumento da eficiência energética, limita o efeito deste crescimento na procura de energia elétrica.

A Figura 2-1 compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão⁷ com a taxa de crescimento real do PIB desde 1996.

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

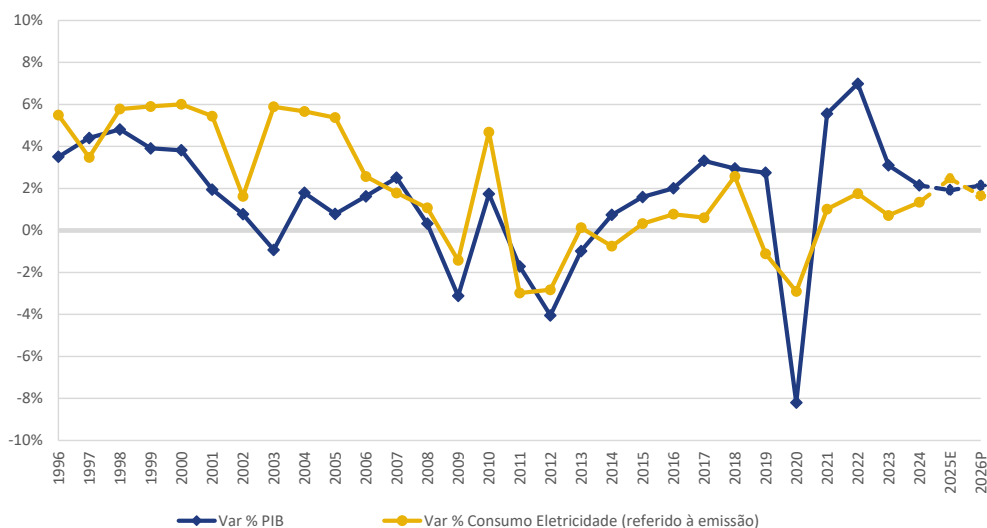
⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=celex%3A32023R0435>

⁵ Média das previsões de: 2,2% do Banco de Portugal – Boletim Económico – outubro de 2025; 2,1% do FMI World Economic Outlook – outubro de 2025; 2,2% da OCDE – Economic Outlook, dezembro de 2025; 2,2% da CE – Previsões Económicas de outono, novembro de 2025; 1,8% do CFP – Perspetivas económicas e orçamentais 2025-2029 (atualização), setembro 2025. No capítulo 3 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico” é feita uma análise mais profunda dos pressupostos macroeconómicos da economia portuguesa.

⁶ Indicador determinado através do quociente entre o consumo de energia elétrica e o produto interno bruto.

⁷ 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

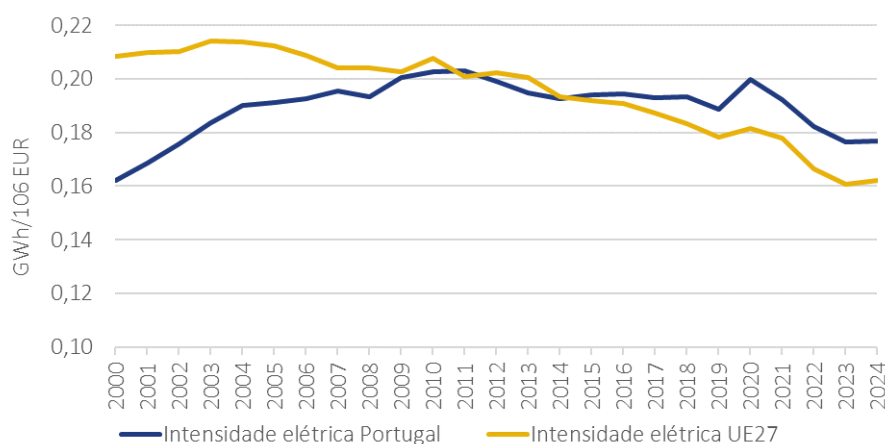


Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, CFP, CE, FMI, MF, OCDE e E-Redes

A partir de 2014 a variação do consumo de energia elétrica passou a ser 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.

Na Figura 2-2 comparam-se as evoluções da intensidade elétrica do PIB em Portugal continental e na UE, corrigidas pela paridade do poder de compra. É possível diferenciar o comportamento da intensidade elétrica em Portugal face à UE em duas fases distintas. Uma primeira fase 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 se verificou uma evolução contrária. Uma segunda fase, a partir de 2009, onde se verificou um alinhamento na tendência decrescente da intensidade elétrica em Portugal e na UE, apenas interrompida em 2020, embora observando-se um nível ligeiramente superior na intensidade elétrica nacional.

Figura 2-2 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE entre 2000 e 2024 corrigida pela paridade do poder de compra



Fonte: ERSE, EUROSTAT

À semelhança dos exercícios tarifários de anos anteriores, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, em junho de 2025 a REN – Rede elétrica nacional (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 2024, 2025 e 2026, 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 são inferiores às previsões da E-Redes ⁸, em 2025 e em 2026, com diferenças de 635 GWh e 879 GWh, respetivamente.

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente do consumo de energia elétrica e de outros indicadores económicos, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica em Portugal continental, para o cálculo tarifário de 2026:

- Para a definição do nível e da estrutura de consumo em 2024:
 - foram considerados os valores reais de fornecimentos ⁹, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes ¹⁰, resultando num valor global de 46 464 GWh, que corresponde a um acréscimo de 1,2% face aos fornecimentos de 2023;
- Para a definição do nível e da estrutura de consumo em 2025:

⁸ 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.

⁹ Consumo no referencial de saída das redes.

¹⁰ Informação real enviada em maio de 2025.

- foram considerados os valores de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes ¹¹, o que conduz a um valor global de 47 636 GWh, 1,1% superior ao valor considerado em tarifas de 2025;
- Para a definição do nível e da estrutura de consumo de 2026:
 - foram considerados os valores de fornecimentos, por nível de tensão, enviados à ERSE pela E-Redes ¹², o que resulta num valor global de 48 283 GWh, 2,5% superior ao valor de 2025 considerado em tarifas de 2025;
- As taxas de perdas nas redes de distribuição, em relação aos fornecimentos a clientes finais em todos os níveis de tensão, excluindo MAT, são as previstas pela E-Redes, 9,15%, 9,10% e 9,55%, respetivamente para 2024, 2025 e 2026 ¹³.
- A taxa de perdas da rede de transporte ¹⁴, em relação ao consumo referido à emissão, são as previstas pela REN, 2,17 %, 1,72% e 1,62%, respetivamente para 2024, 2025 e 2026.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão verificado em 2024 e previsto pela E-Redes em 2025 e 2026.
- Quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2024, iguais aos dados reais do ano 2024. Para os anos de 2025 e 2026, são utilizados os dados da monitorização do mercado liberalizado de eletricidade efetuada pela ERSE ¹⁵, exceto em AT, para o qual se utilizou os valores previstos pela SU Eletricidade para o mercado regulado.

A opção de a ERSE considerar os valores propostos pela E-Redes decorre de se considerar que estes refletem melhor o atual contexto macroeconómico e as incertezas associadas à transição energética. No que se refere à transição energética refira-se, por um lado, a eletrificação do consumo de energia e, por outro lado, o acréscimo do autoconsumo e da eficiência energética.

¹¹ Informação previsional enviada em junho de 2025.

¹² Informação previsional enviada em junho de 2025.

¹³ 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. As taxas de perdas nas redes de distribuição, em relação às entradas, excluindo MAT, são 7,83%, 7,74% e 8,06%, respetivamente para 2024, 2025 e 2026.

¹⁴ 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.

¹⁵ [Boletim do Mercado Liberalizado de Eletricidade - agosto 2025](#).

Com os pressupostos apresentados, o consumo referido à emissão terá um crescimento de 2,5% em 2025 e de 1,7% em 2026. Atendendo às previsões macroeconómicas, enquanto para 2025 se estima uma variação do PIB (cerca de 1,9%) ¹⁶ inferior à do consumo de eletricidade, para 2026 a previsão do crescimento do PIB (cerca de 2,1%) supera a previsão do crescimento da procura de eletricidade para este exercício tarifário. Deste modo, para 2025 estima-se um aumento da intensidade elétrica do PIB, projetando-se que volte a reduzir-se em 2026.

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 real para 2024, a estimativa para 2025 e a previsão para 2026, 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 2025 e 2026 uma evolução positiva do consumo de energia elétrica. Assim, preveem-se para a Região Autónoma dos Açores crescimentos de 2,5% e 2,0% para 2025 e 2026, respetivamente, e para a Região Autónoma da Madeira crescimentos de 2,1% em 2025 e de 2,3% em 2026.

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

- a) Em Portugal continental, a previsão do peso relativo do mercado livre no consumo total é de 94,8% e 94,9%, para 2025 e 2026, 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 9,5% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,0% e 7,5%, na RAA e na RAM, respetivamente.
- d) Na RAA o peso da tarifa tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (30,7%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (14,8%) e na RAM (8,5%).
- e) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2026 é de cerca de 763 mil clientes em Portugal continental e de cerca de 36 mil clientes nas Regiões Autónomas.

Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.

¹⁶ Média das previsões de: 1,9% do Banco de Portugal – Boletim Económico – outubro de 2025; 1,9% do FMI World Economic Outlook – outubro de 2025; 1,9% da OCDE – Economic Outlook, dezembro de 2025; 1,9% da CE – Previsões Económicas de outono, novembro de 2025; 1,9% do CFP – Perspetivas económicas e orçamentais 2025-2029 (atualização), setembro 2025. No capítulo 3 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2026 das empresas reguladas do setor elétrico” é feita uma análise mais profunda dos pressupostos macroeconómicos da economia portuguesa.

3 BALANÇO DE ENERGIA E NÚMERO DE CONSUMIDORES

Neste capítulo caracteriza-se o nível de consumo de energia elétrica estimado para 2025 e previsto para 2026, assim como os dados reais do ano 2024, 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 2024, 2025 e 2026.

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

Unidade: GWh			
	Real 2024	Estimativa 2025	Tarifas 2026
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	51 387	52 650	53 516
(Variação média anual)	1,3%	2,5%	1,6%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	5 139	4 997	5 217
Perdas/Fornecimentos	11,1%	10,5%	10,8%
Fornecimentos a Clientes	46 464	47 636	48 283
(Variação média anual)	1,2%	2,5%	1,4%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	948	968	991
(Variação média anual)	1,9%	2,1%	2,4%
Perdas na Rede	74	76	77
Perdas/Fornecimentos	8,5%	8,5%	8,5%
Fornecimentos a Clientes	873	891	912
(Variação média anual)	1,9%	2,1%	2,3%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	861	883	911
(Variação média anual)	3,1%	2,5%	3,2%
Perdas na Rede	50	51	54
Perdas/Fornecimentos	6,2%	6,2%	6,4%
Fornecimentos a Clientes	807	828	844
(Variação média anual)	2,7%	2,5%	2,0%

Nota: Para o ano de 2024 apresentam-se os valores reportados pelas empresas.

No Quadro 3-2 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2024 e previstos nas tarifas para 2025 e nas tarifas para 2026, em Portugal continental, na RAA e na RAM.

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

2024 Real		ENERGIA										CONSUMIDORES									
Nível de Tensão / Tipo de fornecimento	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	12	0,5%	2 502	5,7%	0	0,0%	0	0,0%	2 514	5,2%	2	0,0%	85	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	86	0,0%	
AT	0	0,0%	6 823	15,6%	0	0,0%	0	0,0%	6 824	14,2%	3	0,0%	346	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	349	0,0%	
MT	79	3,0%	14 648	33,4%	290	36,1%	234	26,8%	15 251	31,7%	561	0,1%	25 761	0,5%	758	0,6%	335	0,2%	27 415	0,4%	
BT	2 540	96,5%	19 860	45,3%	513	63,9%	638	73,2%	23 551	48,9%	892 687	99,9%	5 593 126	99,5%	130 029	99,4%	147 047	99,8%	6 762 889	99,6%	
BTE	67	2,5%	3 239	7,4%	74	9,2%	144	16,6%	3 524	7,3%	1 194	0,1%	39 327	0,7%	829	0,6%	1 354	0,9%	42 704	0,6%	
BTN > 20.7 kVA	221	8,4%	1 707	3,9%	53	6,6%	67	7,6%	2 048	4,3%	9 416	1,1%	63 341	1,1%	2 015	1,5%	2 593	1,8%	77 365	1,1%	
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 223	84,5%	14 855	33,9%	385	47,9%	423	48,5%	17 885	37,2%	779 348	87,2%	5 291 786	94,2%	124 316	95,1%	139 113	94,4%	6 334 562	93,3%	
BTN <= 2.3 kVA	29	1,1%	59	0,1%	1	0,1%	4	0,5%	93	0,2%	102 729	11,5%	198 672	3,5%	2 870	2,2%	3 986	2,7%	308 258	4,5%	
TOTAL	2 631	100,0%	43 833	100,0%	803	100,0%	872	100,0%	48 139	100,0%	893 253	100,0%	5 619 317	100,0%	130 787	100,0%	147 382	100,0%	6 790 739	100,0%	

2025Tarifas		ENERGIA										CONSUMIDORES									
Nível de Tensão / Tipo de fornecimento	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%	288	37,2%	229	27,0%	15 533	31,9%	335	0,0%	26 197	0,5%	823	0,6%	339	0,2%	27 694	0,4%	
BT	2 382	96,9%	20 464	45,8%	488	62,8%	618	73,0%	23 951	49,1%	826 534	100,0%	5 707 916	99,5%	130 747	99,4%	145 095	99,8%	6 810 292	99,6%	
BTE	65	2,7%	3 285	7,4%	65	8,4%	143	16,9%	3 558	7,3%	464	0,1%	41 100	0,7%	806	0,6%	1 297	0,9%	43 667	0,6%	
BTN > 20.7 kVA	233	9,5%	1 767	4,0%	50	6,4%	63	7,4%	2 112	4,3%	9 301	1,1%	62 960	1,1%	2 007	1,5%	2 484	1,7%	76 751	1,1%	
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 051	83,5%	15 348	34,4%	371	47,9%	408	48,2%	18 179	37,3%	720 277	87,1%	5 381 653	93,8%	124 601	94,7%	137 211	94,3%	6 363 742	93,1%	
BTN <= 2.3 kVA	32	1,3%	64	0,1%	1	0,2%	4	0,5%	101	0,2%	96 492	11,7%	222 203	3,9%	3 333	2,5%	4 104	2,8%	326 132	4,8%	
TOTAL	2 457	100,0%	44 670	100,0%	776	100,0%	847	100,0%	48 750	100,0%	826 872	100,0%	5 734 550	100,0%	131 570	100,0%	145 434	100,0%	6 838 427	100,0%	

2026Tarifas		ENERGIA										CONSUMIDORES									
Nível de Tensão / Tipo de fornecimento	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%	2 733	6,0%	0	0,0%	0	0,0%	2 733	5,5%	0	0,0%	92	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	92	0,0%	
AT	0	0,0%	7 069	15,5%	0	0,0%	0	0,0%	7 069	14,1%	0	0,0%	362	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	362	0,0%	
MT	69	2,7%	14 834	32,4%	306	36,2%	242	26,5%	15 451	30,9%	475	0,1%	26 840	0,5%	955	0,7%	338	0,2%	28 609	0,4%	
BT	2 494	97,3%	21 084	46,1%	538	63,8%	669	73,5%	24 785	49,5%	827 022	99,9%	5 752 827	99,5%	134 705	99,3%	149 700	99,8%	6 864 255	99,6%	
BTE	51	2,0%	3 361	7,4%	77	9,1%	151	16,6%	3 641	7,3%	919	0,1%	41 680	0,7%	875	0,6%	1 382	0,9%	44 856	0,7%	
BTN > 20.7 kVA	231	9,0%	1 823	4,0%	59	7,0%	70	7,7%	2 183	4,4%	8 783	1,1%	65 011	1,1%	2 266	1,7%	2 645	1,8%	78 705	1,1%	
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 182	85,2%	15 836	34,6%	401	47,5%	443	48,7%	18 862	37,7%	722 552	87,3%	5 435 208	94,0%	128 711	94,9%	141 611	94,4%	6 428 082	93,3%	
BTN <= 2.3 kVA	29	1,1%	64	0,1%	1	0,1%	4	0,5%	99	0,2%	94 767	11,5%	210 929	3,6%	2 853	2,1%	4 062	2,7%	312 612	4,5%	
TOTAL	2 562	100,0%	45 720	100,0%	844	100,0%	911	100,0%	50 038	100,0%	827 498	100,0%	5 780 121	100,0%	135 660	100,0%	150 039	100,0%	6 893 318	100,0%	

3.1 PORTUGAL CONTINENTAL

3.1.1 PREVISÃO DA PROCURA

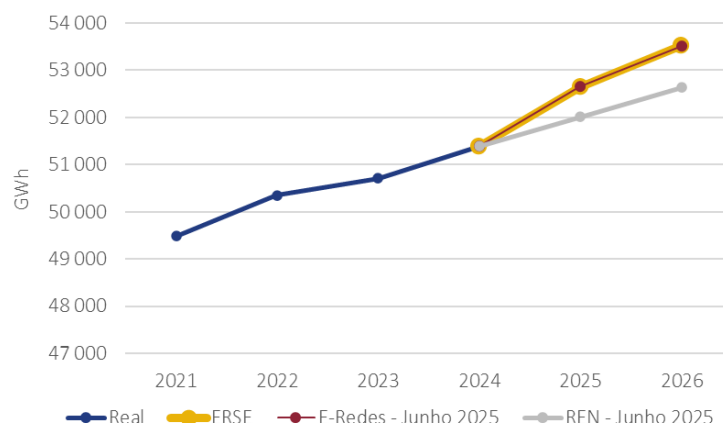
Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário em vigor, a REN e a E-Redes submeteram à ERSE informação sobre o balanço de energia elétrica em 2024, assim como uma estimativa para 2025 e uma previsão para 2026. O Quadro 3-3 e a Figura 3-1 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE em 2025 e 2026, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

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

		Unidade: GWh					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Real		49 484	50 351	50 710	51 387		
	(Variação média anual)	1,0%	1,8%	0,7%	1,3%		
Previsões para Tarifas 2026							
REN - Junho 2025						52 015	52 637
	(Variação média anual)					1,2%	1,2%
E-Redes - Junho 2025 [1]						52 650	53 516
	(Variação média anual)					2,5%	1,6%
ERSE						52 650	53 516
						2,5%	1,6%

[1] Para obter o consumo no referencial da emissão, 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



Fonte: REN, E-REDES, ERSE

O Quadro 3-4 resume as estimativas para 2025 e as previsões para 2026 dos fornecimentos de energia elétrica, por nível de tensão, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2026, bem como os valores correspondentes perspetivados pela E-Redes.

Refira-se que, quer o consumo para bombagem hidroelétrica abastecida pela RND ¹⁷, quer a recuperação de consumo ilícito ¹⁸, 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.

¹⁷ Decorre da isenção do pagamento das tarifas de acesso às redes prevista no número 1 do artigo 56.º do RT.

¹⁸ 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 2025		ERSE Tarifas 2026		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2023	2024	2025	2026	2025	2026	2025	2026
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO¹	49 925	50 597	51 838	52 739	51 838	52 739	0	0
- Bombagem abastecida pela RND	42	60	59	54	59	54	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	44	44	44	45	44	45	0	0
- Consumos associados a Projeto Piloto	14	6	6	7	6	7	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	3 934	4 023	4 092	4 350	4 092	4 350	0	0
(Perdas/Fornecimentos)	0,01%	0,01%	9,08%	9,53%	9,10%	9,55%		
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO	45 891	46 464	47 636	48 283	47 636	48 283	0	0
(Variação média anual)	1,0%	1,2%	2,5%	1,4%	2,5%	1,4%		
BT	22 216	22 400	23 173	23 578	23 173	23 578	0	0
(Variação média anual)	3,4%	0,8%	3,5%	1,7%	3,5%	1,7%		
MT	14 685	14 727	14 823	14 903	14 823	14 903	0	0
(Variação média anual)	-1,4%	0,3%	0,6%	0,5%	0,6%	0,5%		
AT	6 622	6 824	6 978	7 069	6 978	7 069	0	0
(Variação média anual)	-2,7%	3,0%	2,3%	1,3%	2,3%	1,3%		
MAT	2 368	2 514	2 733	2 733	2 662	2 733	0	0
(Variação média anual)	5,6%	6,2%	5,9%	2,7%	5,9%	2,7%		

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 2026 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 2025		ERSE Tarifas 2026		Diferenças ERSE - SU Eletricidade	
	2023	2024	2025	2026	2025	2026	2025	2026
= Total das Aquisições do CUR	3 478	3 054	2 806	2 589	2 915	2 956	110	367
- Perdas na rede de Distribuição	393	357	388	358	334	345	-54	-13
(perdas/fornecimentos)	13,0%	13,6%	16,0%	16,1%	13,2%	13,5%	-47,6%	-3,8%
- Perdas na rede de Transporte	70	67	0	0	50	48	50	48
(perdas/fornecimentos)	2,3%	2,5%	0,0%	0,0%	2,0%	1,9%	44,6%	14,5%
= Total dos Fornecimentos do CUR	3 015	2 631	2 418	2 231	2 531	2 562	113	331

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

A partir de 1 de janeiro de 2013, foram definitivamente extintas as tarifas reguladas de fornecimento de eletricidade a clientes finais. Este marco insere-se na sequência do processo de extinção de tarifas reguladas que já tinha abrangido os consumidores em BTE, MT, AT e MAT.

Desde essa data, e com a extensão do período transitório até ao final de 2027 para os clientes em BTN, passaram a vigorar as tarifas transitórias definidas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto, dado o seu impacto estrutural.

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

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o que resta do ano de 2025 e para a globalidade de 2026 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 respetiva dinâmica temporal.

Com base nestes fatores, e considerando o prolongamento do período de extinção das tarifas reguladas para clientes BTN, a possibilidade de retorno ao CUR, o contexto de volatilidade dos preços e a evolução prevista do número de clientes e do consumo no mercado livre, assume-se que a transferência gradual para o mercado livre continuará a verificar-se, embora com menor intensidade face ao ano anterior.

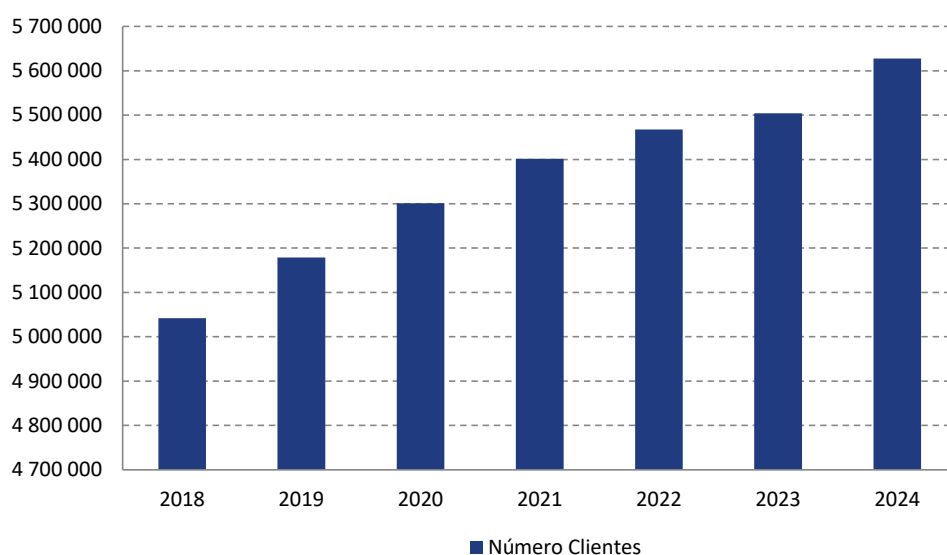
Durante o ano de 2024, o número médio de clientes com consumo no mercado livre foi de aproximadamente 5,6 milhões, representando um crescimento de cerca de 2,2% face a 2023. A maioria destes clientes pertence ao segmento BTN, que, apesar do abrandamento no ritmo de crescimento, continua a apresentar tendência ascendente. Os restantes segmentos de tensão encontram-se, em grande parte, já integrados no mercado livre.

No final de 2024 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado ¹⁹ de cerca de 42,5 TWh, valor semelhante ao registado em 2023.

No final do mês de agosto de 2025, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 760 182, representando o seu consumo cerca de 94,9% do consumo total.

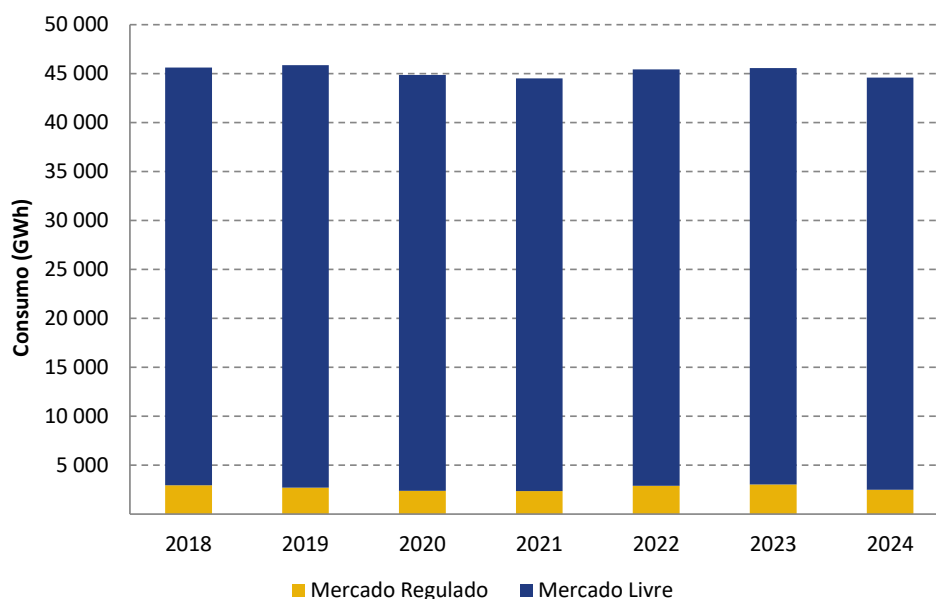
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2018 encontra-se representada na Figura 3-2, enquanto a Figura 3-3 apresenta a evolução do consumo anual dos clientes no mercado livre e no mercado regulado, igualmente desde 2018.

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



¹⁹ Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

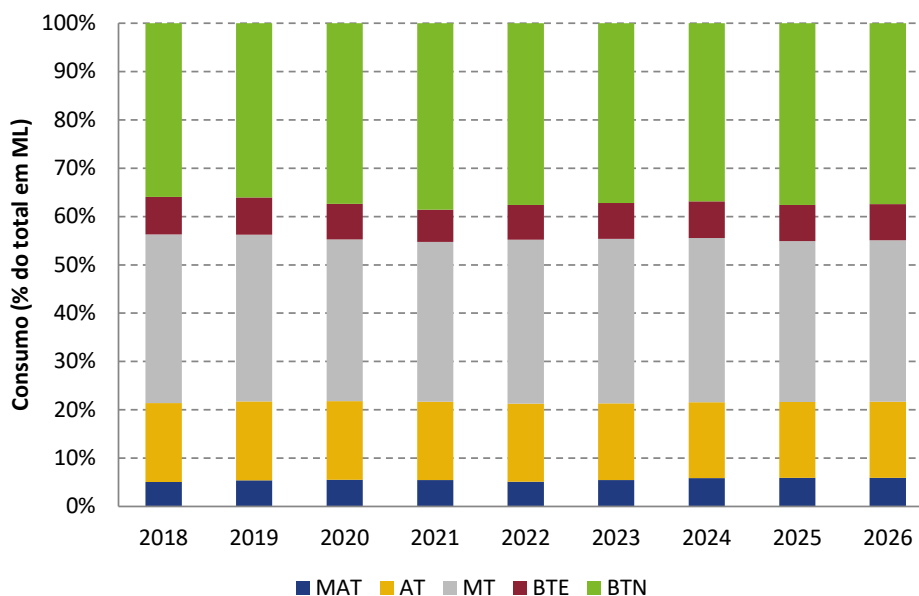
Figura 3-3 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



Apesar de os clientes em BTN constituírem, em número, a esmagadora maioria dos consumidores no mercado livre, os restantes segmentos — nomeadamente os clientes em MT, AT e MAT — representam, proporcionalmente, um peso superior em termos de consumo. Ainda assim, importa recordar 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, conforme ilustrado na Figura 3-4, evidencia que a maioria dos consumos é já imputável a clientes de BTN e MT. Adicionalmente, observa-se que a migração do consumo dos clientes BTN para o mercado livre tem vindo a estabilizar-se nos últimos anos, refletindo uma maturação gradual deste segmento no contexto da liberalização do setor elétrico.

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



Com base na evolução observada, 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 5,74 milhões de clientes em 2025, aumentando para aproximadamente 5,81 milhões em 2026. No que respeita às estimativas de consumo, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de 94,8% em 2025, valor que se prevê subir para 94,9% em 2026. Em 2026, esta evolução resulta, entre outros aspetos, do crescimento do consumo anualizado que se tem vindo a verificar durante este ano, fruto ainda do impacto 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, conforme anteriormente referido, importa destacar a evolução do número de clientes que optaram por esta mudança. Entre janeiro de 2018 e dezembro de 2021, registou-se o regresso de 46 321 clientes ao mercado regulado. Em 2022, este número aumentou significativamente, com cerca de 100 mil clientes a efetuarem o regresso, impulsionados pela crise energética que se verificou nesse período.

A partir de 2023, observou-se uma redução substancial neste movimento. No primeiro semestre de 2025, apenas cerca de 9 000 clientes regressaram ao CUR, evidenciando, à data, uma desaceleração acentuada na tendência de retorno ao mercado regulado.

Figura 3-5 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2025 e 2026

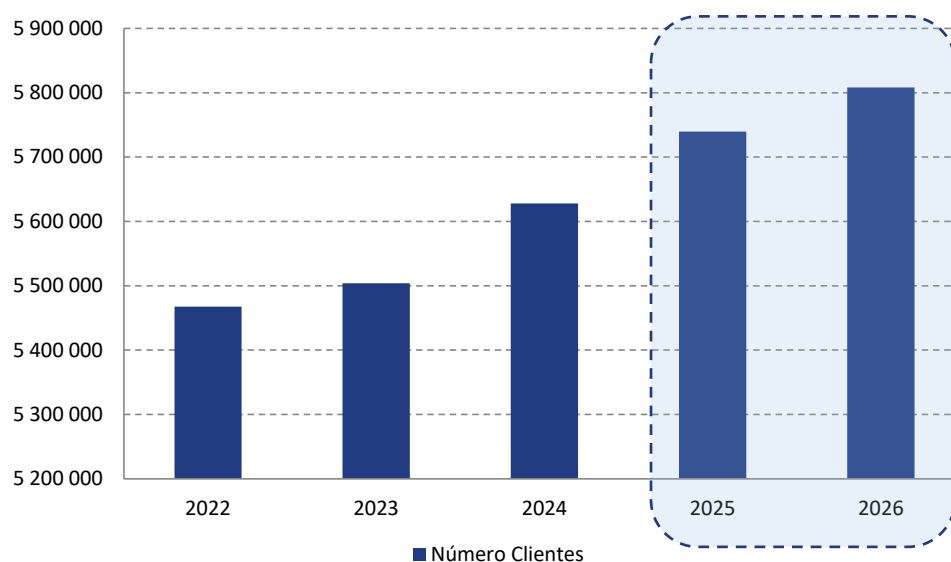
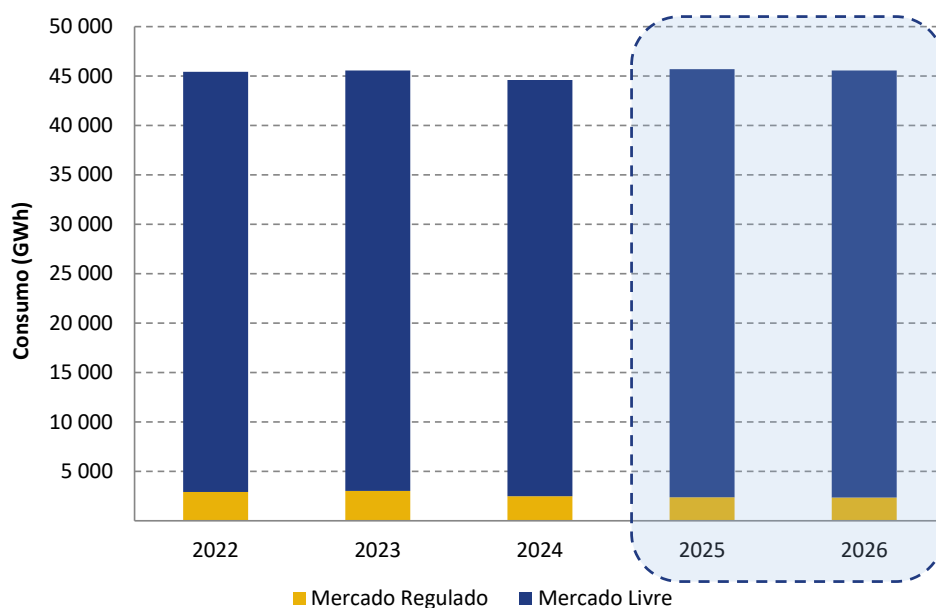


Figura 3-6 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2025 e 2026



3.1.2 DESVIOS DA PROCURA

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2024 com os valores previstos em 2023 para fixação das tarifas de 2024 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão situou-se 0,6% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2024;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 0,7% inferior à previsão no cálculo de tarifas de 2024, com os fornecimentos no mercado regulado 10,4% abaixo do previsto e os fornecimentos no mercado liberalizado igual ao valor previsto;
- as perdas (em GWh) em 2024 na rede de transporte foram superiores às previsões para tarifas em 62,3% (em taxa²⁰ superior em 0,8 p.p.), enquanto que nas redes de distribuição foram inferiores em 4,6% (em taxa²¹ inferior em 0,3 p.p.).

²⁰ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

²¹ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição em GWh / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT) em GWh.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores reais ocorridos no ano de 2024 com os valores correspondentes considerados pela ERSE, no cálculo das tarifas de 2024.

Quadro 3-6 - Consumo referido à emissão

	2024 (real)	Tarifas 2024				Proposta REN para Tarifas 2024		
		GWh	2024 (real - previsto)			GWh	2024 (real - previsto)	
			GWh	%			GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	51 387 1,3%	51 703 0,6%	-316	-0,6%		51 200 -0,4%	187	0,4%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	1 121 2,18%	691 1,34%	430	62,3%		684 1,34%	437	63,9%
- Consumos Próprios	15	15	0			15	0	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	50 250 -1,1%	50 997 -1,5%	-746	-1,5%		50 488 -0,5%	-238	-0,5%

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

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

	2024 (real)	Tarifas 2024				Proposta E-Redes para Tarifas 2024		
		GWh	2024 (real - previsto)			GWh	2024 (real - previsto)	
			GWh	%			GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	50 597	51 094	-497	-1,0%		51 094	-497	-1,0%
- Bombagem abastecida pela RND	60	38	22	58,1%		38	22	58,1%
- Consumos ilícitos recuperados na RND	44	49	-5	-10,5%		49	-5	-10,5%
- Consumo do Projeto Piloto	6	10	-4	-38,8%		10	-4	-38,8%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 023 9,15%	4 215 9,48%	-193	-4,6%		4 215 9,48%	-193	-4,6%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 464	46 781	-317	-0,7%		46 781	-317	-0,7%
Clientes do comercializador de último recurso	2 631	2 935	-304	-10,4%		2 736	-105	-3,8%
MAT	12	0	12	n.a.		0	12	n.a.
AT	0	0	0	n.a.		0	0	n.a.
MT	79	77	1	1,5%		128	-50	-38,7%
BT	2 540	2 858	-318	-11,1%		2 608	-68	-2,6%
Clientes no mercado	43 833	43 846	-13	0,0%		44 046	-212	-0,5%
MAT	2 502	2 316	186	8,0%		2 316	186	8,0%
AT	6 823	6 939	-116	-1,7%		6 939	-116	-1,7%
MT	14 648	15 359	-711	-4,6%		15 309	-660	-4,3%
BT	19 860	19 232	628	3,3%		19 483	378	1,9%

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 EDA enviou o balanço de energia elétrica para 2024, a estimativa para 2025 e a previsão para 2026. A ERSE aceitou as previsões da empresa, que prevê uma ligeira desaceleração do crescimento do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2025 e em 2026, em relação ao verificado em 2024. O fator de variação do consumo entre 2025 e 2026 é diferenciado entre BT (maioritariamente setor doméstico), para o qual se prevê um crescimento de 1,6%, menos acentuado que em MT (restantes setores), para o qual se prevê um aumento do consumo de 2,8%, em 2026.

O Quadro 3-8 apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2025 e previstos para 2026, para a RAA, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2023 e 2024.

Quadro 3-8 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2023	2024	Estimativa 2025	Tarifas 2026
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	834 739	858 544	880 221	899 703
(Variação média anual)	1,4%	2,9%	2,5%	2,2%
- Perdas nas redes	46 887	49 789	50 973	53 758
(perdas/fornecimentos)	6,0%	6,2%	6,2%	6,4%
- Consumos Próprios ¹	1 655	1 626	1 721	1 729
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	786 198	807 128	827 527	844 216
(Variação média anual)	2,6%	2,7%	2,5%	2,0%
BT	494 084	517 138	530 009	538 388
(Variação média anual)	2,3%	4,7%	2,5%	1,6%
MT	292 114	289 991	297 518	305 828
(Variação média anual)	3,2%	-0,7%	2,6%	2,8%

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 RAA em 2024, bem como os valores previstos nas tarifas de 2024. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão situou-se 2,8% acima do previsto em tarifas de 2024;
- os fornecimentos totais ocorridos em 2024 situaram-se 4,0% acima do previsto na fixação das tarifas, tendo o desvio nos fornecimentos em BT sido superior ao desvio médio;
- as perdas (em GWh) em 2024 nas redes foram inferiores às previsões para tarifas em 12,2% (que corresponde a uma diminuição de 1,1 p.p. em taxa de perdas).

Quadro 3-9 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2024 (real)	Tarifas 2024 = Proposta EDA		
		MWh	2024 (real-previsto)	
	MWh		MWh	%
Produção				
Centrais da EDA	585 984	545 394	40 590	7,4%
Consumo e perdas nas centrais	19 758	20 932	-1 174	-5,6%
Emissão própria	566 226	524 462	41 764	8,0%
Outros produtores do SPA	0	0	0	-
Microgeração	228	592	-365	-61,6%
Produtores não vinculados	293 100	315 008	-21 908	-7,0%
Consumo referido à emissão	858 544	834 786	23 758	2,8%
Consumos próprios	1 626	1 926	-300	-15,6%
Fornecimentos	807 128	776 182	30 946	4,0%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	807 128	776 182	30 946	4,0%
MT	289 991	288 242	1 749	0,6%
BT	517 138	487 941	29 197	6,0%
Energia saída da rede	808 754	778 109	30 646	3,9%
Perdas na rede	49 789	56 677	-6 888	-12,2%
Taxa de perdas^[1]	6,2%	7,3%		1,13%

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 EEM enviou os valores reais do consumo de energia elétrica para 2024, estimativas para 2025 e previsões para 2026. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2025 e 2026 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2024. De acordo com a empresa, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam uma recuperação em 2025 (2,1%) face a 2024. Para 2026, a EEM prevê um crescimento do consumo de 2,3% face ao estimado para 2025, com maior preponderância na BT (2,6%) face à MT (1,8%).

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 2026.

Quadro 3-10 - Balanço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2023	2024	Estimativa 2025	Tarifas 2026
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	931 069	948 303	968 397	991 155
(Variação média anual)	3,1%	1,9%	2,1%	2,4%
- Perdas nas redes	73 263	74 024	75 614	77 391
(perdas/fornecimentos)	8,6%	8,5%	8,5%	8,5%
- Consumos Próprios ¹	1 478	1 384	1 412	1 445
	21,8%	-6,3%	2,0%	2,3%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	856 327	872 894	891 372	912 319
(Variação média anual)	3,1%	1,9%	2,1%	2,3%
BT	621 136	638 801	653 431	670 207
(Variação média anual)	3,0%	2,8%	2,3%	2,6%
MT	235 192	234 093	237 941	242 112
(Variação média anual)	3,5%	-0,5%	1,6%	1,8%

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 2024 com os valores previstos nas tarifas para 2024. Evidenciam-se os seguintes pontos:

- o consumo referido à emissão registou um desvio positivo relativo à previsão para o cálculo tarifário de 2024 (2,8%);
- o total dos fornecimentos foi superior ao valor previsto em tarifa em 3,0%, com desvios por nível de tensão de 2,2% na MT e de 3,3% na BT
- as perdas (em GWh) em 2024 nas redes foram superiores às previsões para tarifas em 0,9% (que corresponde a um aumento de 0,21 p.p. em taxa de perdas).

Quadro 3-11 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2024 (real)	Tarifas 2024 = Proposta EEM		
		MWh	2024 (real-previsto)	
	MWh		MWh	%
Produção				
Centrais da EEM	520 925	506 773	14 152	2,8%
Consumo e perdas nas centrais	9 471	11 123	-1 652	-14,9%
Emissão própria	511 455	495 650	15 804	3,2%
Outros produtores do SPM	192 952	192 000	952	0,5%
Produtores não vinculados	243 668	239 240	4 428	
Total da energia entrada na rede	953 484	926 890	-26 594	-2,9%
Bombagem	5 182	4 637	545	11,8%
Consumo referido à emissão	948 303	922 253	26 050	2,8%
Consumos próprios	1 384	1 240	145	11,7%
Fornecimentos	872 894	847 664	25 230	3,0%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	872 894	847 664	25 230	3,0%
MT	234 093	229 146	4 947	2,2%
BT	638 801	618 518	20 283	3,3%
Energia saída da rede	874 279	848 904	25 375	3,0%
Perdas na rede	74 024	73 349	675	0,9%
Taxa de perdas ^[1]	8,48%	9%		0,17%

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

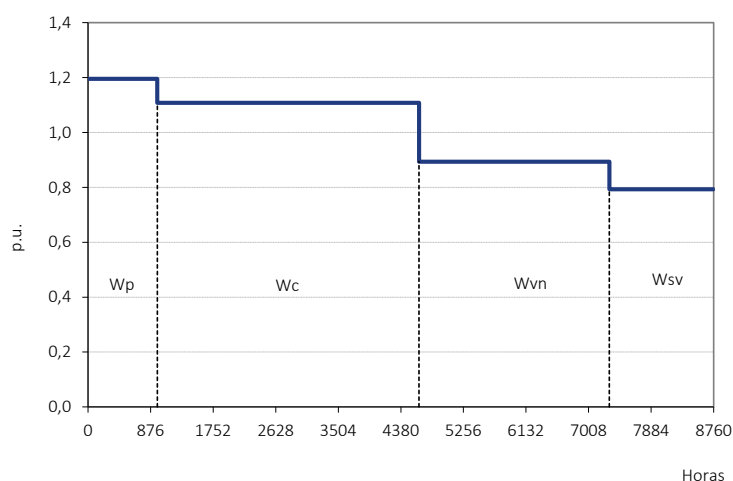
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em AT e MT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 981 600
	Horas cheias	24 439 860
	Horas de vazio normal	14 344 507
	Horas de super vazio	6 972 702

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	6 020

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

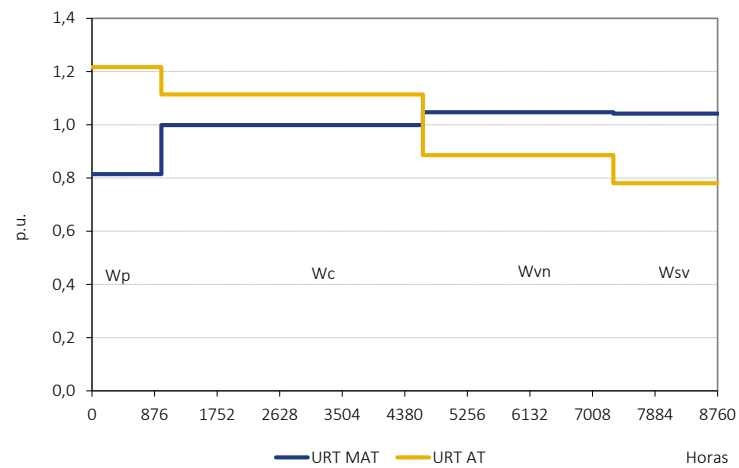
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	258 015
	Contratada	826 791
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	138 716
	Horas cheias	548 445
	Horas de vazio normal	429 860
	Horas de super vazio	238 928
Períodos II, III	Horas de ponta	107 706
	Horas cheias	592 860
	Horas de vazio normal	441 158
	Horas de super vazio	235 703
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	66 374 365
	Capacitiva	57 503 477

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	6 748 983
	Contratada	9 800 007
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 387 781
	Horas cheias	11 513 492
	Horas de vazio normal	7 010 058
	Horas de super vazio	3 301 876
Períodos II, III	Horas de ponta	2 347 397
	Horas cheias	11 785 063
	Horas de vazio normal	6 463 431
	Horas de super vazio	3 196 195
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	32 047 418
	Capacitiva	532 069 197

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

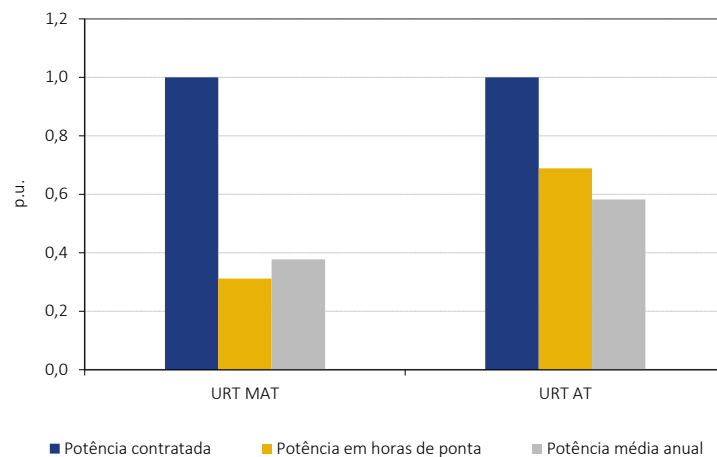


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	312	5 708

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	827	9 800

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 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 UGS, de URT e de URD.

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A evolução dos fornecimentos que afeta a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para o ano 2026 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 2025	Tarifas 2026	$\Delta\% \text{ T2026} / \text{T2025}$
Fornecimentos CUR + ML	47 127	48 283	2,5%
MAT	2 471	2 733	10,6%
AT	6 795	7 069	4,0%
MT	15 016	14 903	-0,7%
BTE	3 351	3 413	1,9%
BTN	19 495	20 165	3,4%

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

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores globais de energia ativa e do número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2026 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	2 733	5,7%	92	0,0%
AT	7 069	14,6%	362	0,0%
MT	14 903	30,9%	27 316	0,4%
BT	23 578	48,8%	6 579 850	99,6%
BTE	3 413	14,5%	42 599	0,6%
BTN	20 165	85,5%	6 537 251	99,4%
Total	48 283	100,0%	6 607 619	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 14 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 15.

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 Elétrico²² 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 .

²² Artigos 184.º e 185.º do RT.

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 (δ_{DAT}) na sua aplicação aos consumos em MT e BT (δ_{AT}) e (iii) para a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT (δ_{DMT}) 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 ²³: $1+\delta_i=(1/s_i)$.

Tendo em vista o início de um novo período de regulação, realizou-se uma análise para determinar os coeficientes de simultaneidade a adotar nas tarifas do novo período de regulação de 2026-2029. Para tal, foram avaliados os trânsitos de energia nas redes de transporte e distribuição. Mais concretamente, tendo em conta a informação utilizada no âmbito do «Estudo para Atualização da Localização dos Períodos Horários em Portugal continental» ²⁴, foi possível determinar as variáveis de potência em horas de ponta e de potência contratada, numa ótica de agregação nas redes de transporte e distribuição ²⁵. Dividindo a potência em horas de ponta pela potência contratada obteve-se o fator de simultaneidade nas redes de transporte e distribuição.

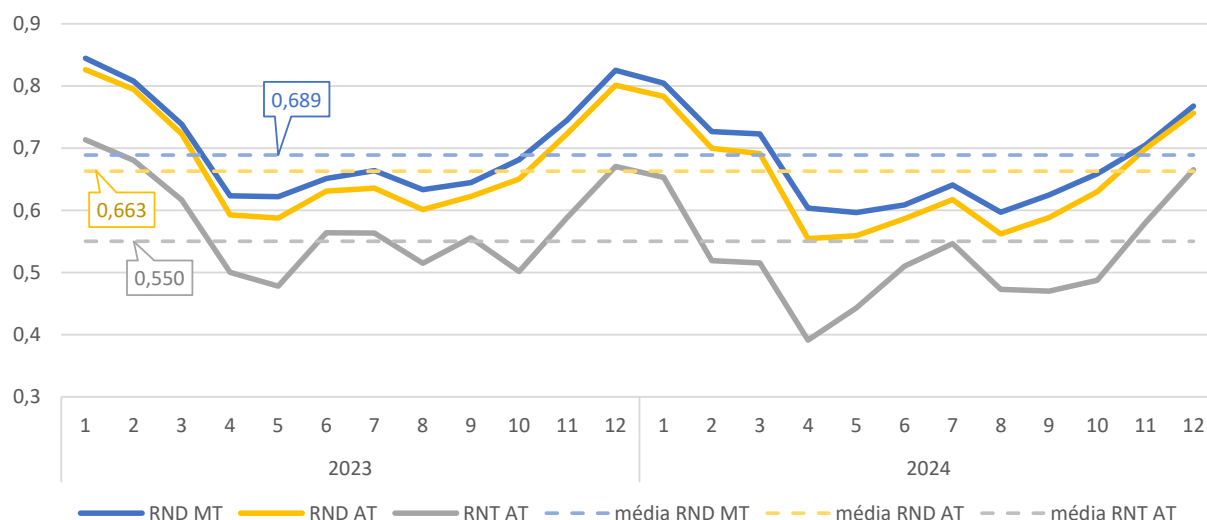
A Figura 5-1 mostra a evolução mensal do fator de simultaneidade s_i à saída da Rede Nacional de Transporte em AT (RNT AT), à saída da Rede Nacional de Distribuição em AT (RND AT) e à saída da Rede Nacional de Distribuição em MT (RND MT) em 2023 e 2024.

²³ A conversão do preço de potência contratada (P_{pc}) para o preço de potência em horas de ponta (P_{php}) resulta da seguinte multiplicação: $P_{php}=(1+\delta_i)\times P_{pc}$.

²⁴ Ver capítulo 6 do documento “[Estrutura tarifária do setor elétrico em 2025](#)”, ERSE (Dezembro de 2024).

²⁵ De referir que esta análise considera os trânsitos de energia na rede, e não apenas os consumos de clientes. Isto significa que o impacto da geração distribuída nos trânsitos de energia na rede foi tido em conta.

Figura 5-1 - Fator de simultaneidade à saída das redes de transporte e distribuição



A média do período de 2023-2024 para os três fatores de simultaneidade é de 0,550 (RNT AT), de 0,663 (RND AT) e de 0,689 (RND MT). Uma vez que historicamente a ERSE tem utilizado um fator de simultaneidade uniforme nos vários níveis de tensão, determinou-se a mediana destes três valores, resultando assim num fator de simultaneidade de $s_i=0,663$. Este valor compara com um valor de $s_i=0,696$ utilizado no período de regulação de 2022-2025.

Tendo em conta o disposto no Regulamento Tarifário, o coeficiente de simultaneidade ²⁶ a adotar nas metodologias de cálculo das tarifas URT, URDAT e URDMT é igual a $\delta_i=0,508$, para os vários níveis de tensão ($i=$ MAT, AT e MT), como se mostra no Quadro 5-3.

Quadro 5-3 - Coeficientes de simultaneidade

δ_{MAT}	0,508
δ_{AT}	0,508
δ_{MT}	0,508

²⁶ De relembrar que o coeficiente de simultaneidade δ_i se relaciona com o fator de simultaneidade s_i da seguinte forma: $1+\delta_i=(1/s_i)$.

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 da 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 ²⁷.

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

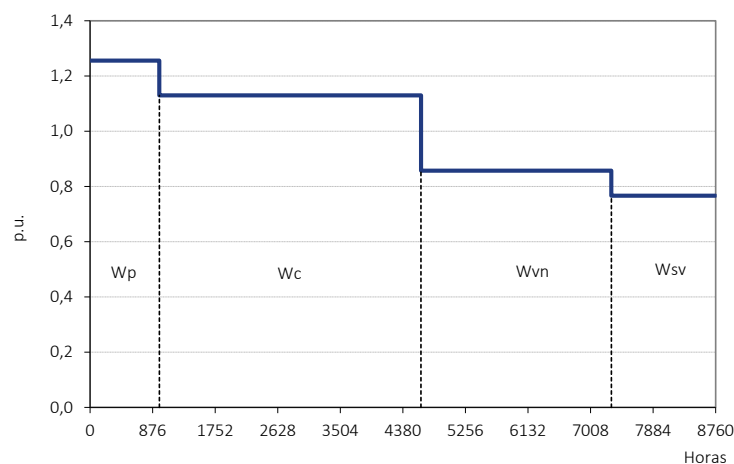
USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência em horas de ponta		(kW)
MAT		258 015
AT		800 664
MT		2 105 177
BTE		490 040
Potência contratada		(kW)
MAT		826 791
AT		1 631 304
MT		6 833 856
BTE		2 412 197
BTN >		2 570 102
BTN <		38 136 851
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 595 852
	Horas cheias	22 674 833
	Horas de vazio normal	12 690 813
	Horas de super vazio	6 321 204
MAT		2 733 376
AT		7 068 710
MT		14 903 042
BTE		3 412 571
BTN >		2 053 604
BTN <		18 111 400

Na Figura 5-2 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).

²⁷ No seguimento da [Consulta Pública n.º 113](#), Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

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 RT.

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



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 974

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	258 015
	Contratada	826 791
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	138 716
	Horas cheias	548 445
	Horas de vazio normal	429 860
	Horas de super vazio	238 928
Períodos II, III	Horas de ponta	107 706
	Horas cheias	592 860
	Horas de vazio normal	441 158
	Horas de super vazio	235 703
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	66 374 365
	Capacitiva	57 503 477

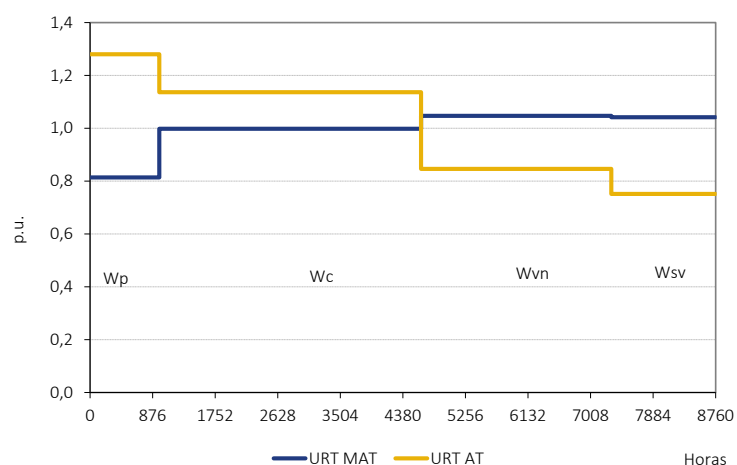
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

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	6 962 740
	Contratada	10 501 870
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 442 936
	Horas cheias	11 701 252
	Horas de vazio normal	6 605 646
	Horas de super vazio	3 142 237
Períodos II, III	Horas de ponta	2 587 007
	Horas cheias	11 887 179
	Horas de vazio normal	6 176 353
	Horas de super vazio	3 073 178
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

Na Figura 5-3 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 5-3 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT

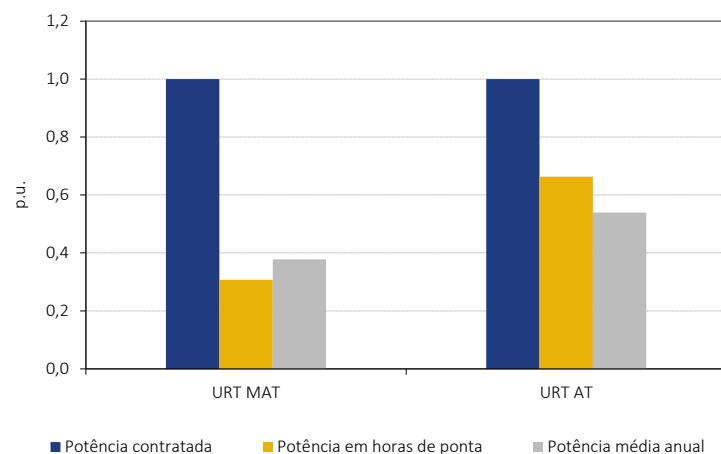


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	312	5 664

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

Na Figura 5-4 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 5-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT



Potência de base [MW/mês]	URT MAT	URT AT
Potência contratada	827	10 502

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 URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 855 115
	Contratada	10 763 205
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 374 260
	Horas cheias	11 534 009
	Horas de vazio normal	6 528 609
	Horas de super vazio	3 108 971
Períodos II, III	Horas de ponta	2 547 018
	Horas cheias	11 717 278
	Horas de vazio normal	6 104 322
	Horas de super vazio	3 040 643
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	113 159 729
	Capacitiva	62 721 765

Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição

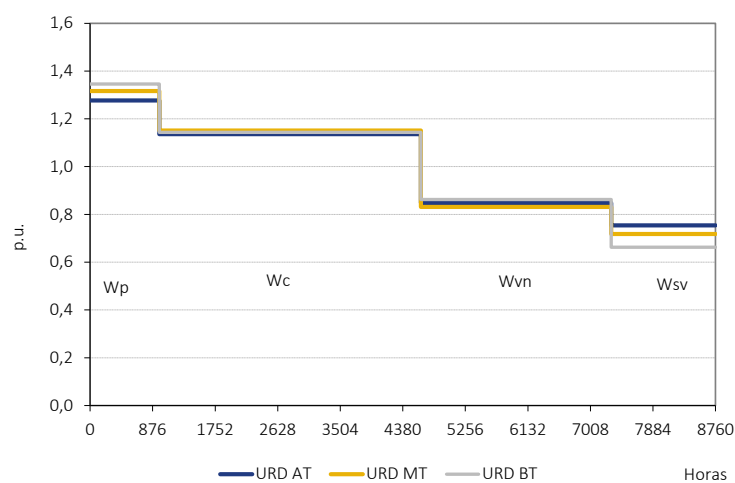
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 799 282
	Contratada	12 405 658
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 739 890
	Horas cheias	9 696 258
	Horas de vazio normal	5 322 105
	Horas de super vazio	2 453 971
Períodos II, III	Horas de ponta	2 143 094
	Horas cheias	9 740 661
	Horas de vazio normal	4 885 849
	Horas de super vazio	2 376 667
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	536 078 930
	Capacitiva	180 006 168

Quadro 5-9 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	3 391 888
	Contratada	43 119 150
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 299 576
	Horas cheias	5 749 514
	Horas de vazio normal	3 340 433
	Horas de super vazio	1 360 788
Períodos II, III	Horas de ponta	1 213 291
	Horas cheias	5 523 934
	Horas de vazio normal	2 847 744
	Horas de super vazio	1 242 294
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	171 345 266
	Capacitiva	106 948 380

Na Figura 5-5 apresenta-se o diagrama de carga anuais das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT} retangularizados, em p.u., discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

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

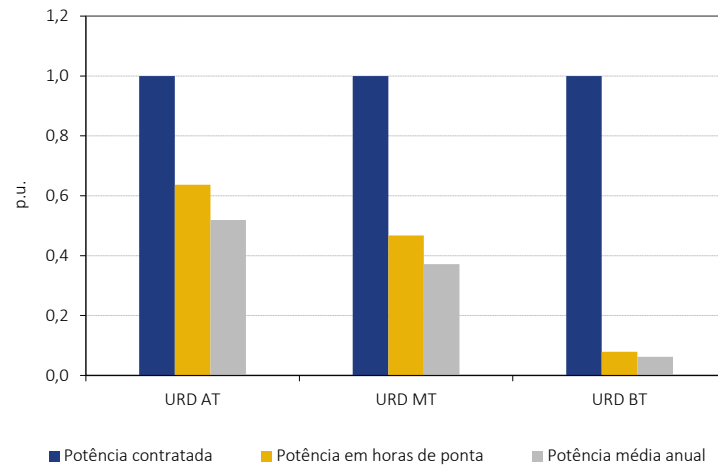


Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 588	4 607	2 692

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

Na Figura 5-6 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 5-6 - 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	10 763	12 406	43 119

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

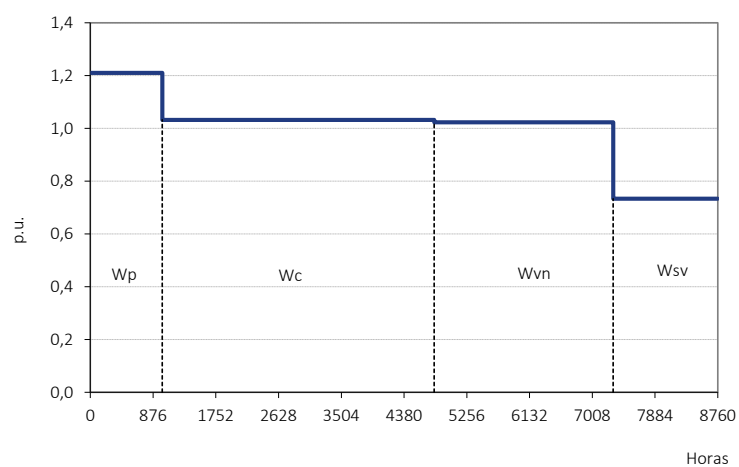
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da tarifa de Energia a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do CUR até à saída da RNT em AT, por aplicação de fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no RT. Os fornecimentos a clientes finais do CUR 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	268 660
	Horas cheias	659 876
	Horas de vazio normal	451 056
	Horas de super vazio	183 400
Períodos II, III	Horas de ponta	134 169
	Horas cheias	637 723
	Horas de vazio normal	395 449
	Horas de super vazio	171 224

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	331

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)	475
Energia ativa	(MWh)	68 683
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	919
Energia ativa	(MWh)	51 490
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	826 103
Energia ativa	(MWh)	2 442 309

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 CUR 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 2024, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2026 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	2 442	826 103
Total	2 442	826 103

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	91
	34,5	73
	41,4	108
Tarifa de médias utilizações	27,6	2 866
	34,5	2 280
	41,4	3 261
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	2 126
	Horas cheias	6 253
	Horas vazio	3 448
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	39 722
	Horas cheias	107 575
	Horas vazio	69 423

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	36
	34,50	28
	41,40	41
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	262
	Horas cheias	875
	Horas de vazio	930

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 ≤ 20,7 kVA (exceto simples ≤ 2,3 kVA)			QUANTIDADES
Potência contratada			(n.º de clientes)
	Tarifa simples	3,45	268 591
		4,60	64 301
		5,75	33 960
		6,90	177 725
		10,35	39 432
		13,80	15 600
		17,25	5 386
		20,70	17 322
	Tarifa bi-horária	1,15	31
		2,30	13
		3,45	8 173
		4,60	4 604
		5,75	2 979
		6,90	18 452
		10,35	5 355
		13,80	2 590
		17,25	874
		20,70	2 985
	Tarifa tri-horária	1,15	215
		2,30	9
		3,45	575
		4,60	220
		5,75	130
		6,90	884
		10,35	423
		13,80	290
		17,25	193
		20,70	828
Energia ativa			(MWh)
Tarifa simples			1 528 352
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	110 457	
	Horas de vazio	83 793	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	3 927	
	Horas de cheias	12 040	
	Horas de vazio	10 294	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SIMPLES (≤ 2,3 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	81 473
	2,30	13 294
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		29 244

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 (≤ 20,7 kVA)			QUANTIDADES
Potência contratada			(n.º de clientes)
	Tarifa simples	3,45	6 203
		4,60	367
		5,75	128
		6,90	7 846
		10,35	3 284
		13,80	633
		17,25	154
		20,70	532
	Tarifa bi-horária	3,45	10
		4,60	1
		5,75	1
		6,90	72
		10,35	118
		13,80	44
		17,25	18
		20,70	76
	Tarifa tri-horária	3,45	1
		4,60	0
		5,75	0
		6,90	19
		10,35	25
		13,80	15
		17,25	1
		20,70	6
Energia ativa			(MWh)
	Tarifa simples		15 158
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	502
		Horas de vazio	612
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	27
		Horas de cheias	82
		Horas de vazio	80

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			116 899
Energia ativa			(MWh)
	Tarifa simples		0
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
		Horas de vazio	0
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	32 826
		Horas cheias	100 570
		Horas de vazio	283 732

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.

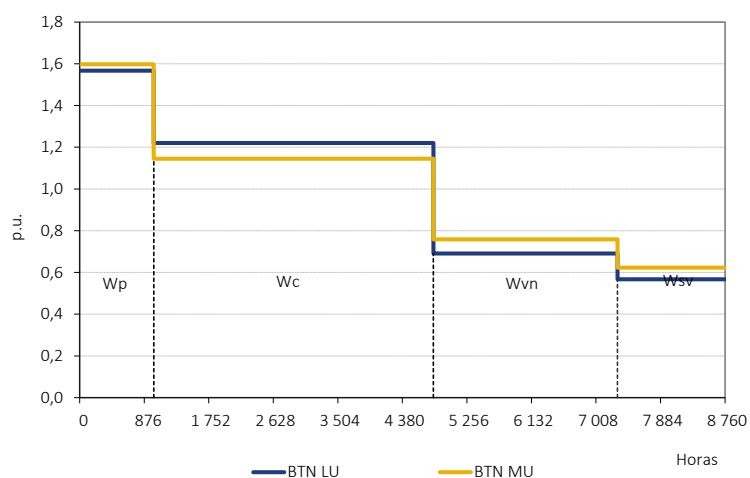
Efetua-se também uma análise separada para as instalações com Tarifa Social, para além da análise agregada de toda a BTN ($\leq 20,7$ kVA).

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 14.1 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

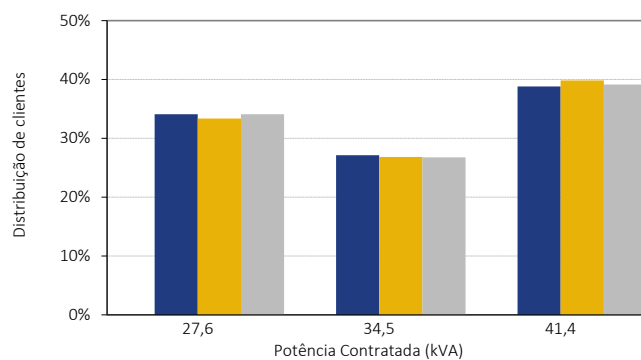


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	1 350	24 740
Potência média anual por cliente	5	3

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)

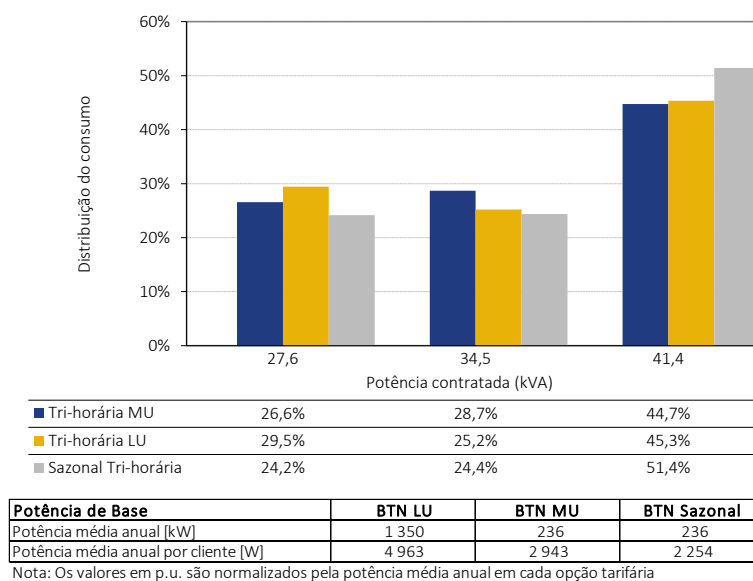


	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	34,1%	27,1%	38,8%
■ Tri-horária LU	33,3%	26,8%	39,8%
■ Sazonal Tri-horária	34,1%	26,8%	39,1%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	272	8 407	105

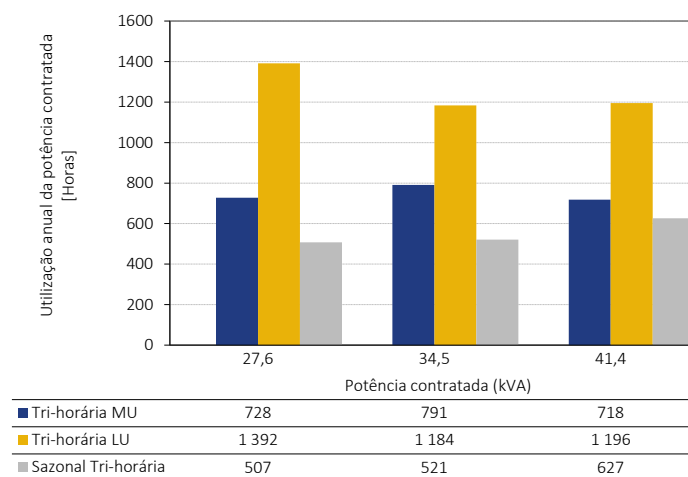
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

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)



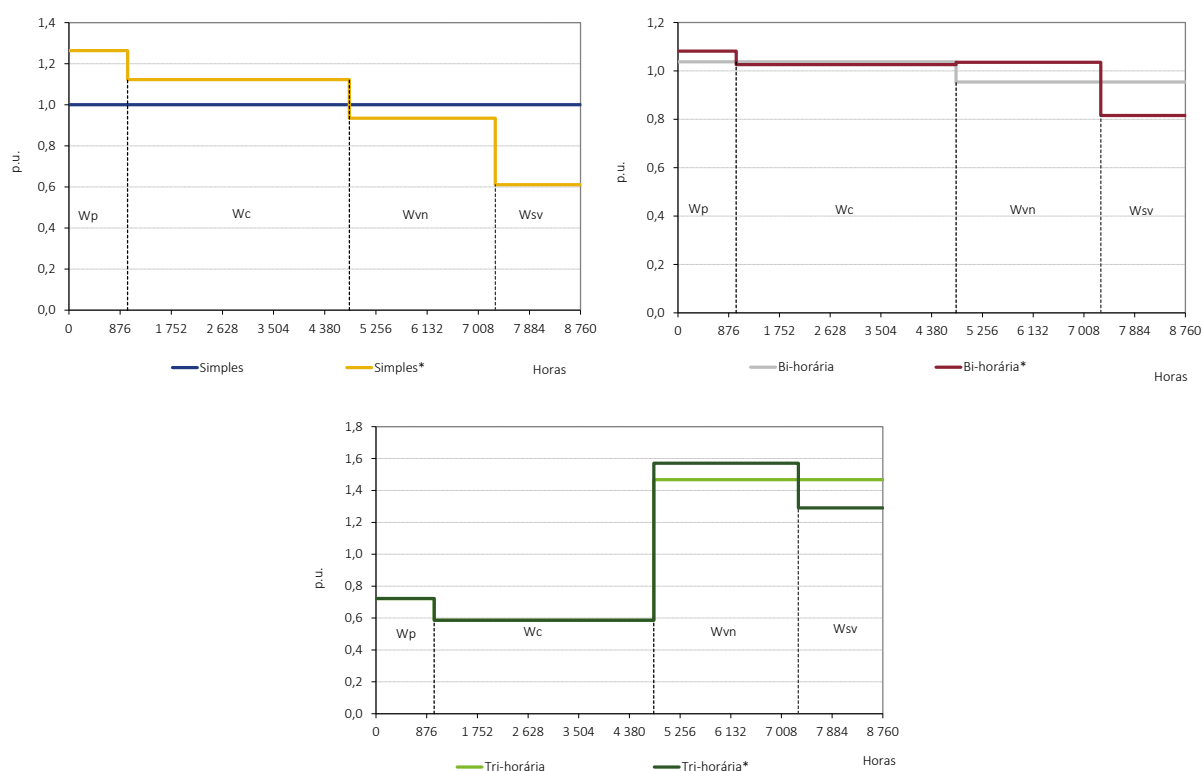
7.2.2 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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 14.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 14.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 14.3 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	174 469	22 175	50 615
Potência média anual por cliente	0,28	0,48	1,46

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

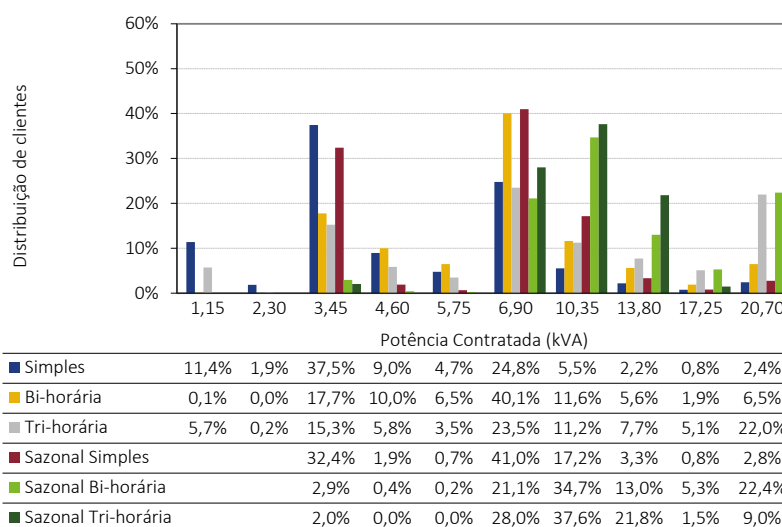
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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) *

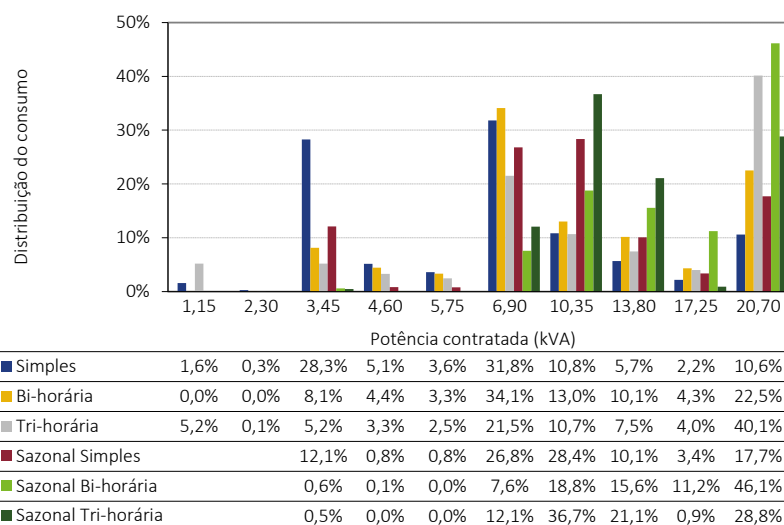


Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
	717 086	46 056	3 768	19 147	340	67

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) *



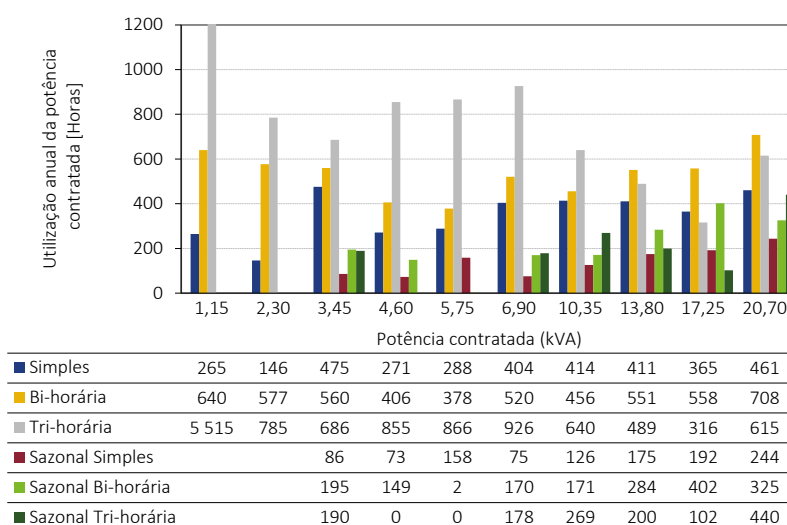
Potência de Base	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
Potência média anual [kW]	177 808	22 175	2 998	1 730	127	22
Potência média anual por cliente [W]	248	481	796	90	373	326

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

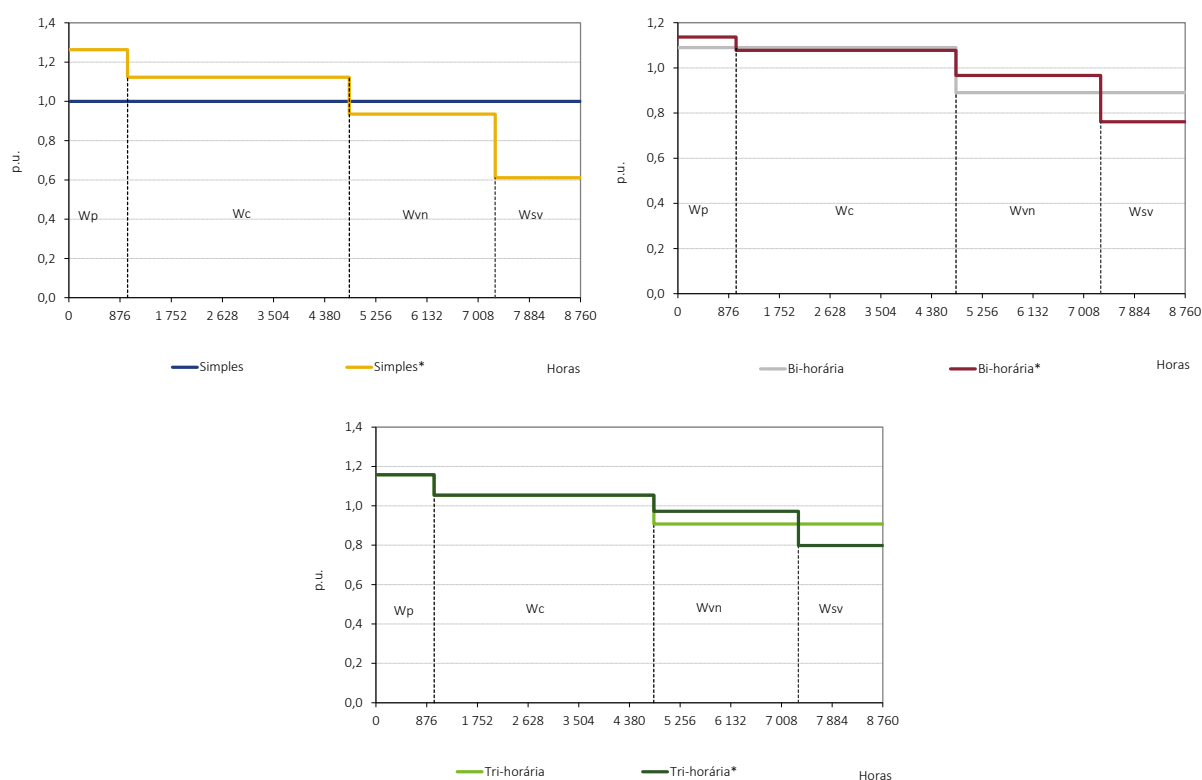
7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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 14 e mais especificamente o referido no ponto 14.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 14.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 14.3 para a opção tarifária Simples.

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



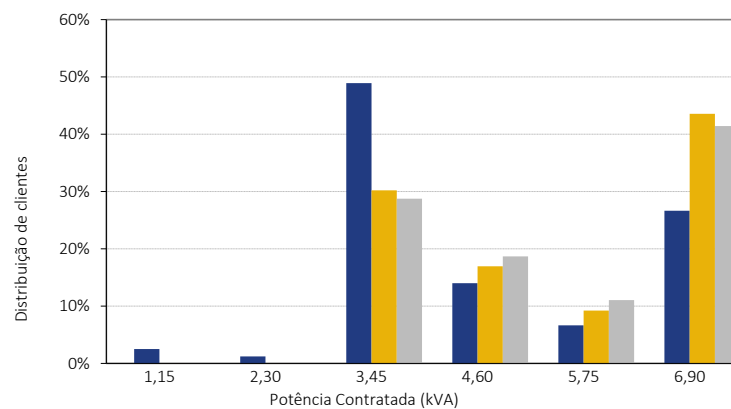
Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	21 109	1 375	43
Potência média anual por cliente	0,27	0,35	0,36

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)

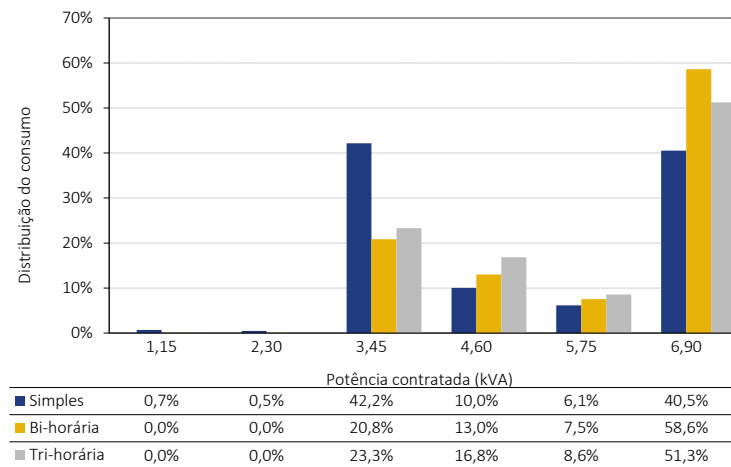


■ Simples	2,5%	1,2%	48,9%	14,0%	6,7%	26,6%
■ Bi-horária	0,0%	0,0%	30,2%	17,0%	9,2%	43,6%
■ Tri-horária	0,1%	0,0%	28,8%	18,7%	11,0%	41,4%

Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	84 301	4 120	128

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

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

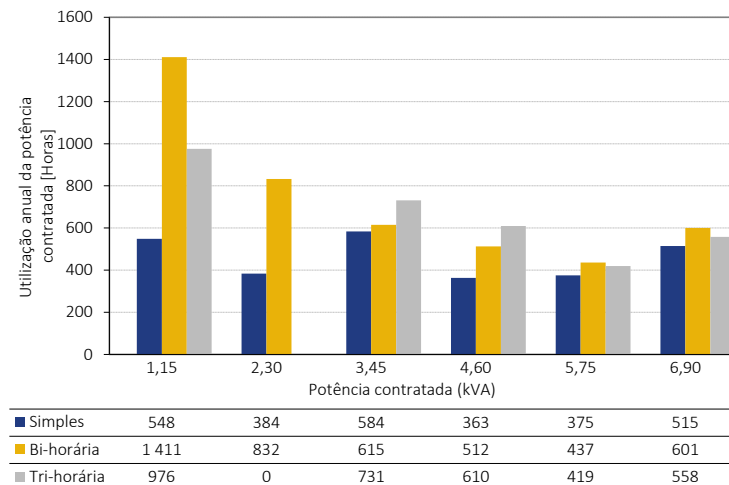


Potência de Base	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	21 355	1 375	43
Potência média anual por cliente [W]	267	351	355

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

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 26 do RT.

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 2026, 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	69	57,2%	475	34,1%
BTE	51	42,8%	919	65,9%
Total	120	100%	1 394	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 CUR 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)	475
Potência			(kW)
		Horas de ponta	9 702
		Contratada	31 495
Energia ativa			(MWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	5 694
		Horas cheias	16 011
		Horas de vazio normal	7 950
		Horas de super vazio	4 645
	Períodos II, III	Horas de ponta	3 787
		Horas cheias	17 341
		Horas de vazio normal	8 385
		Horas de super vazio	4 870
Energia reativa			(kvarh)
		Indutiva	2 470 588
		Capacitiva	829 581

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)	919
Potência			(kW)
		Horas de ponta	7 394
		Contratada	36 396
Energia ativa		(MWh)	(MWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	4 796
		Horas cheias	12 625
		Horas de vazio normal	5 311
		Horas de super vazio	2 890
	Períodos II, III	Horas de ponta	4 204
		Horas cheias	12 975
		Horas de vazio normal	5 650
		Horas de super vazio	3 039
Energia reativa		(kvarh)	(kvarh)
		Indutiva	2 585 328
		Capacitiva	1 613 681

9 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado. As entregas de energia e potência utilizadas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado 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 2024, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2026 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	2 733	6,0%	92	0,0%
AT	7 069	15,5%	362	0,0%
MT	14 834	32,4%	26 840	0,5%
BT	21 084	46,1%	5 752 827	99,5%
BTE	3 361	15,9%	41 680	0,7%
BTN	17 723	84,1%	5 711 147	99,3%
Total	45 720	100,0%	5 780 121	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)	92
Potência		(kW)
	Horas de ponta	258 015
	Contratada	826 791
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	138 716
	Horas cheias	548 445
	Horas de vazio normal	429 860
	Horas de super vazio	238 928
Períodos II, III	Horas de ponta	107 706
	Horas cheias	592 860
	Horas de vazio normal	441 158
	Horas de super vazio	235 703
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	66 374 365
	Capacitiva	57 503 477

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)	362
Potência		(kW)
	Horas de ponta	800 664
	Contratada	1 631 304
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	469 814
	Horas cheias	1 443 114
	Horas de vazio normal	1 030 342
	Horas de super vazio	583 835
Períodos II, III	Horas de ponta	309 628
	Horas cheias	1 580 173
	Horas de vazio normal	1 056 752
	Horas de super vazio	595 053
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	113 159 729
	Capacitiva	62 721 765

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)	26 840
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 095 475
	Contratada	6 802 361
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 229 728
	Horas cheias	3 458 122
	Horas de vazio normal	1 717 176
	Horas de super vazio	1 003 353
Períodos II, III	Horas de ponta	817 912
	Horas cheias	3 745 319
	Horas de vazio normal	1 811 013
	Horas de super vazio	1 051 736
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	533 608 342
	Capacitiva	179 176 587

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)	41 680
Potência		(kW)
	Horas de ponta	482 646
	Contratada	2 375 800
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	313 064
	Horas cheias	824 101
	Horas de vazio normal	346 663
	Horas de super vazio	188 672
Períodos II, III	Horas de ponta	274 446
	Horas cheias	846 967
	Horas de vazio normal	368 802
	Horas de super vazio	198 365
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	168 759 939
	Capacitiva	105 334 699

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	22 150
	34,50	17 620
	41,40	25 241
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	332 879
	Horas cheias	906 721
	Horas de vazio	583 389

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	2 147 606
	4,60	505 399
	5,75	266 415
	6,90	1 450 303
	10,35	333 839
	13,80	126 867
	17,25	43 302
	20,70	139 536
Tarifa bi-horária	1,15	244
	2,30	103
	3,45	63 950
	4,60	35 996
	5,75	23 286
	6,90	144 767
	10,35	42 774
	13,80	20 590
Tarifa tri-horária	17,25	6 971
	20,70	23 921
	1,15	1 683
	2,30	71
	3,45	4 506
	4,60	1 717
	5,75	1 018
	6,90	7 058
Energia ativa	10,35	3 502
	13,80	2 381
	17,25	1 513
	20,70	6 518
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		13 616 430
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	978 850
	Horas de vazio	744 596
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	34 881
	Horas cheias	106 937
	Horas de vazio	91 517

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	181 340
	2,3	29 589
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		64 089

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		73 538
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	20 650
	Horas cheias	63 266
	Horas de vazio	178 489

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.

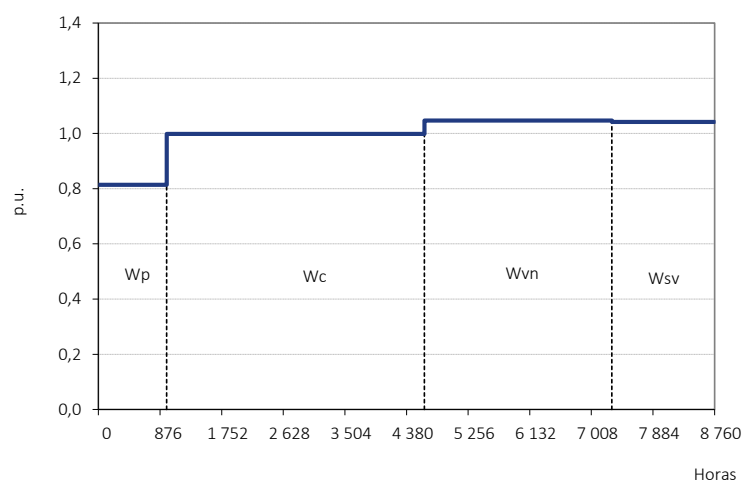
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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 MAT, discriminado por período tarifário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta.

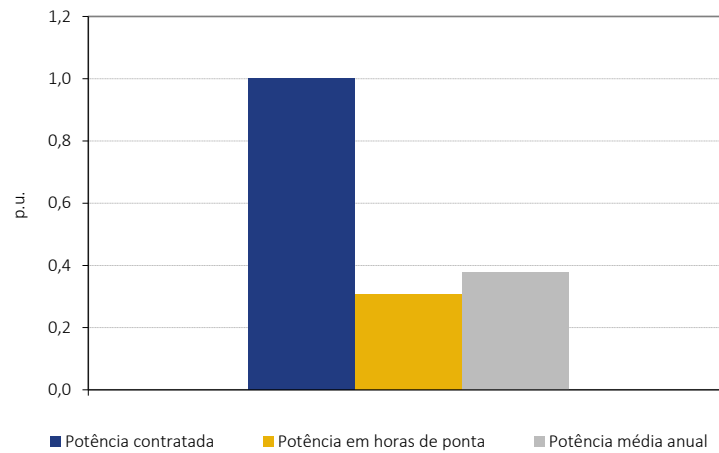
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	312 029
Potência média anual por cliente	3 392

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



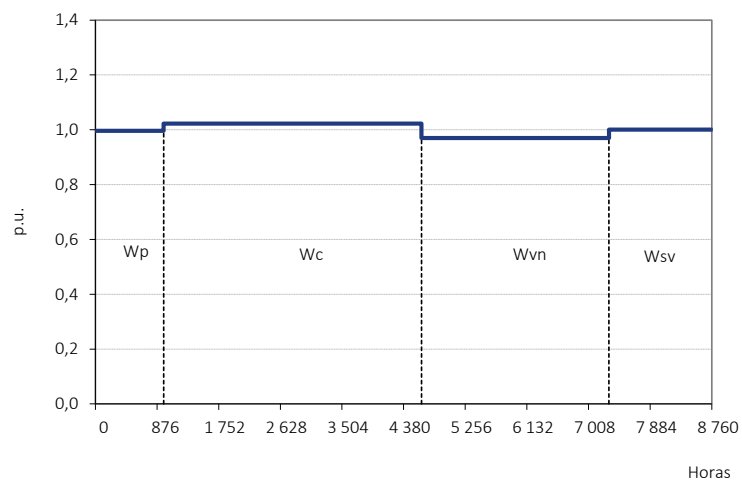
Potência de Base [kW/mês]	MAT
Potência contratada	826 791
Potência contratada por cliente	8 987

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 AT, discriminado por período tarifário. Na Figura 9-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

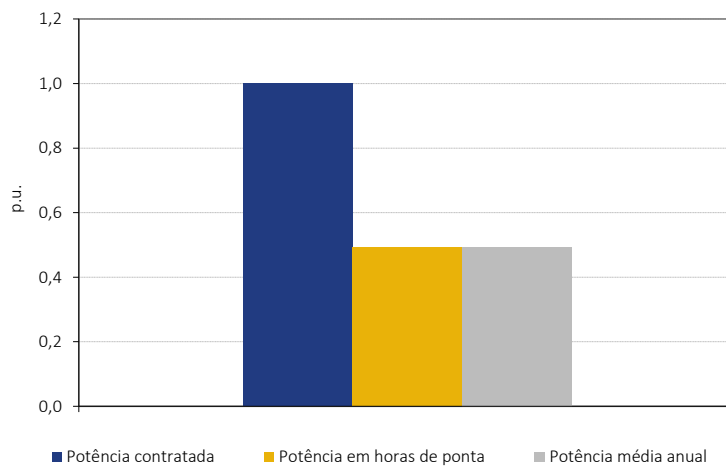
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	AT
Potência média anual	806 930
Potência média anual por cliente	2 229

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



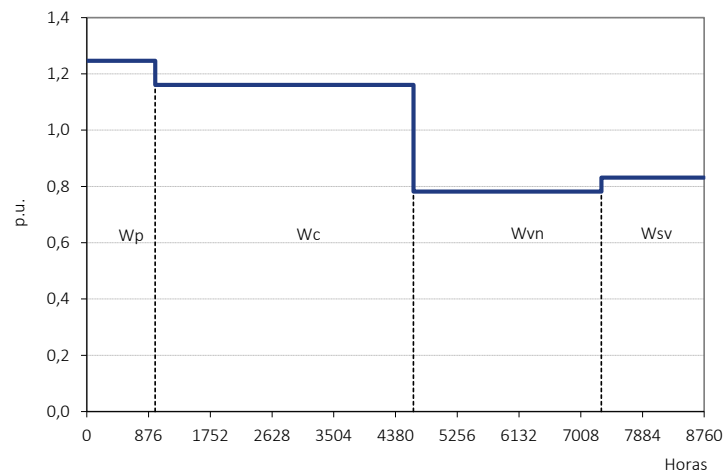
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 631 304
Potência contratada por cliente	4 506

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 MT, discriminado por período tarifário. Na Figura 9-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

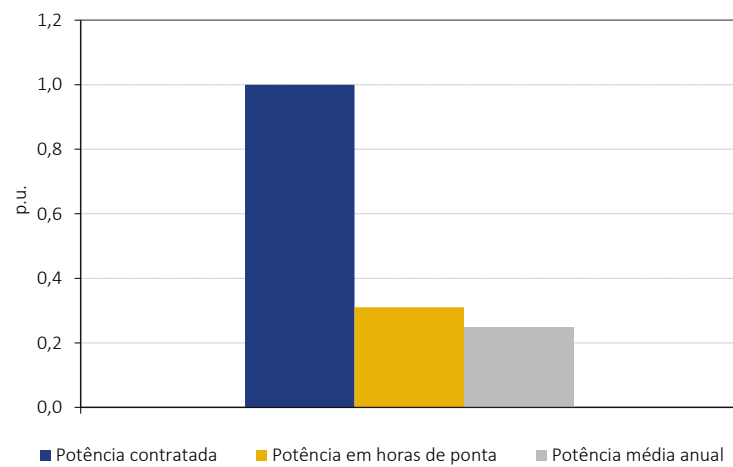
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 693 420
Potência média anual por cliente	63

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



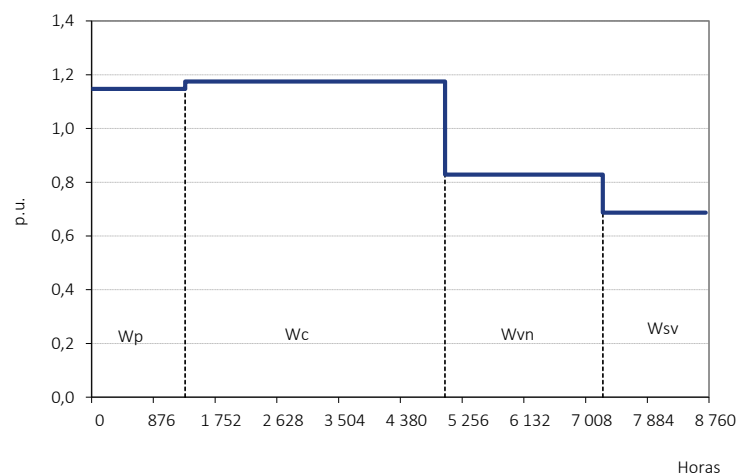
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	6 802 361
Potência contratada por cliente	253

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.

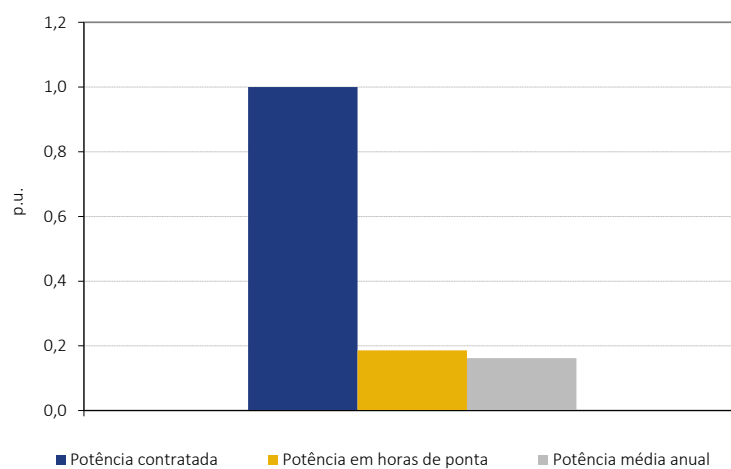
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	385 777
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	2 375 800
Potência contratada por cliente	57

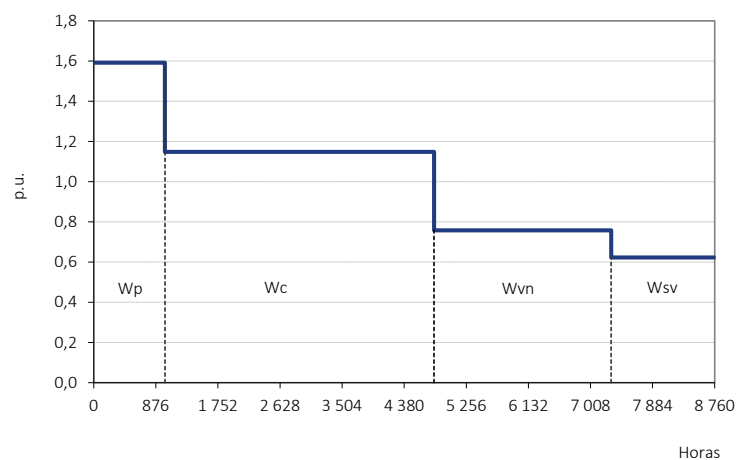
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

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 14.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

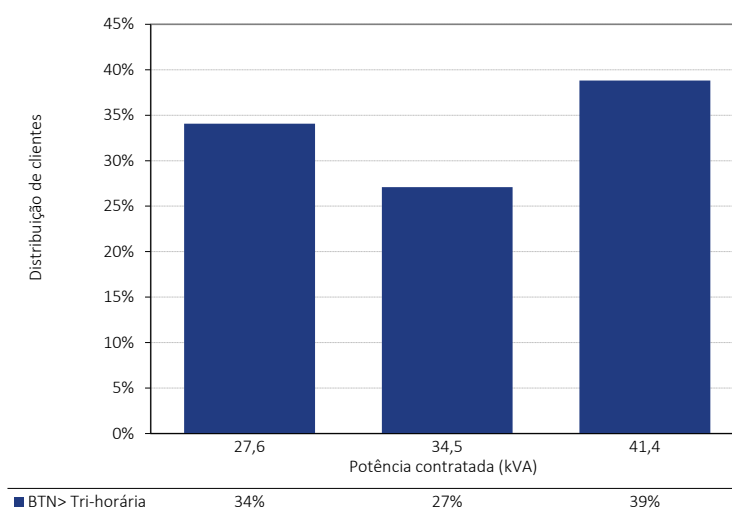


Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	208 104
Potência média anual por cliente	3,20

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.

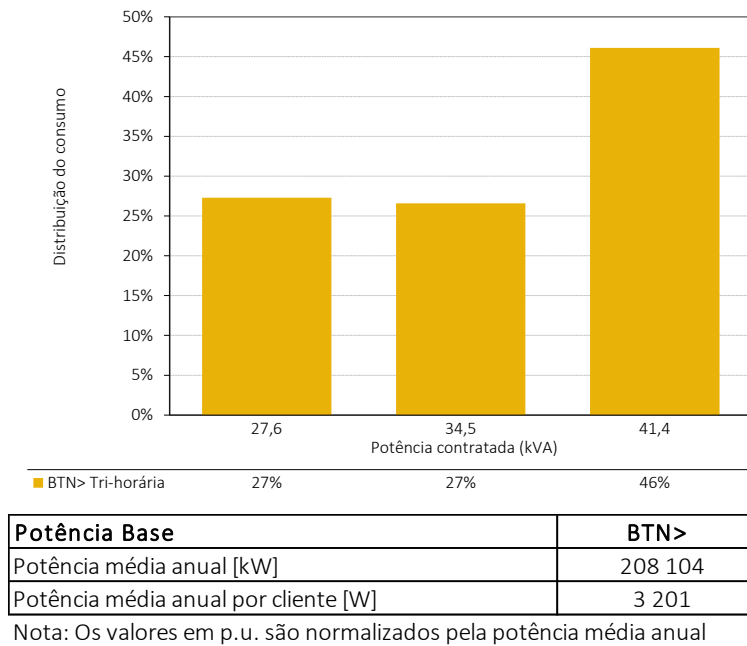
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	65 011

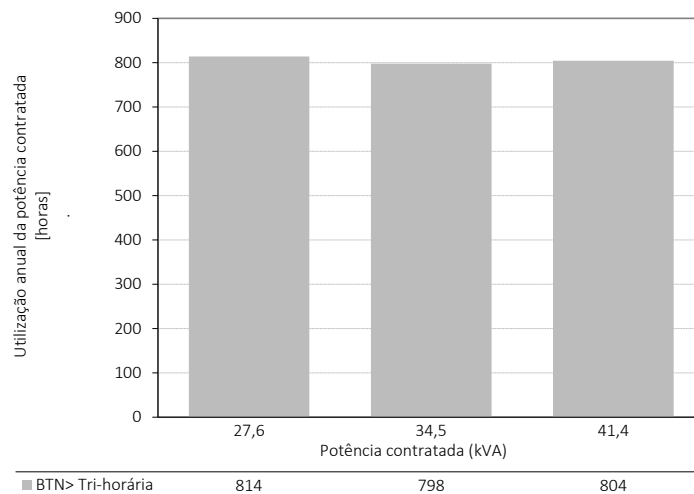
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

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)



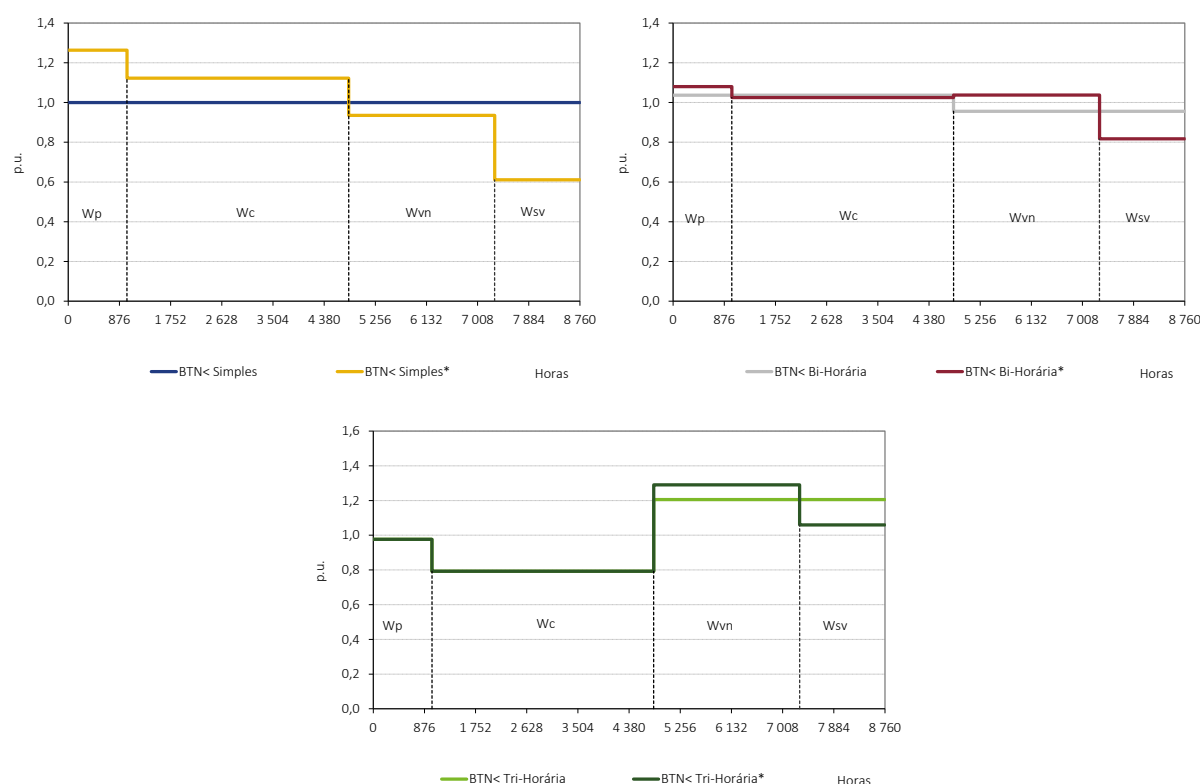
9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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 14 e mais especificamente o referido no ponto 14.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 14.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 14.3 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	1 554 387	196 740	56 591
Potência média anual por cliente	0,31	0,54	0,95

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

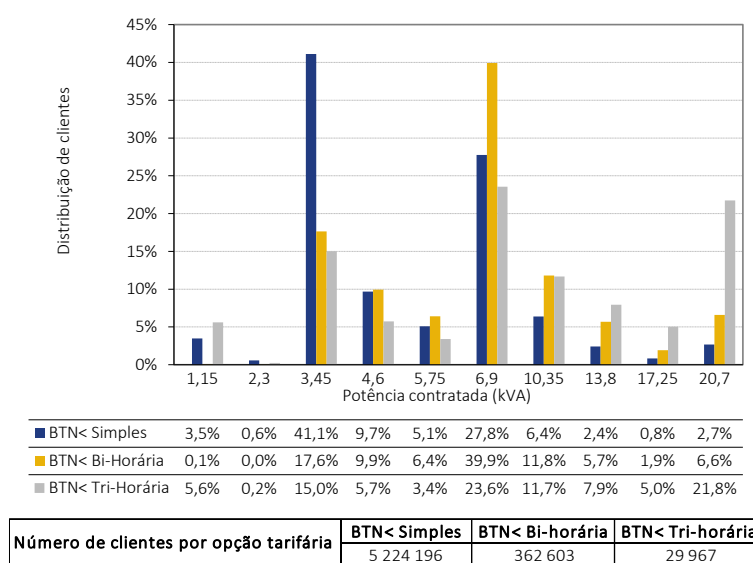
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

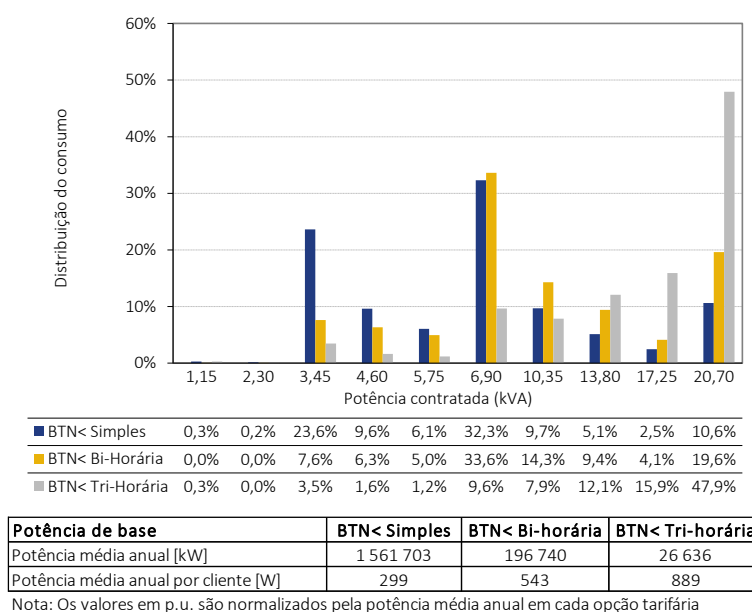
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA) *



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

*Exclui IP

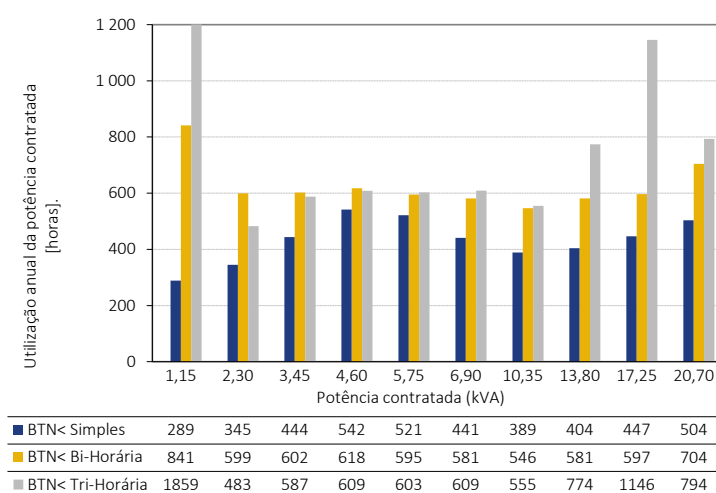
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*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

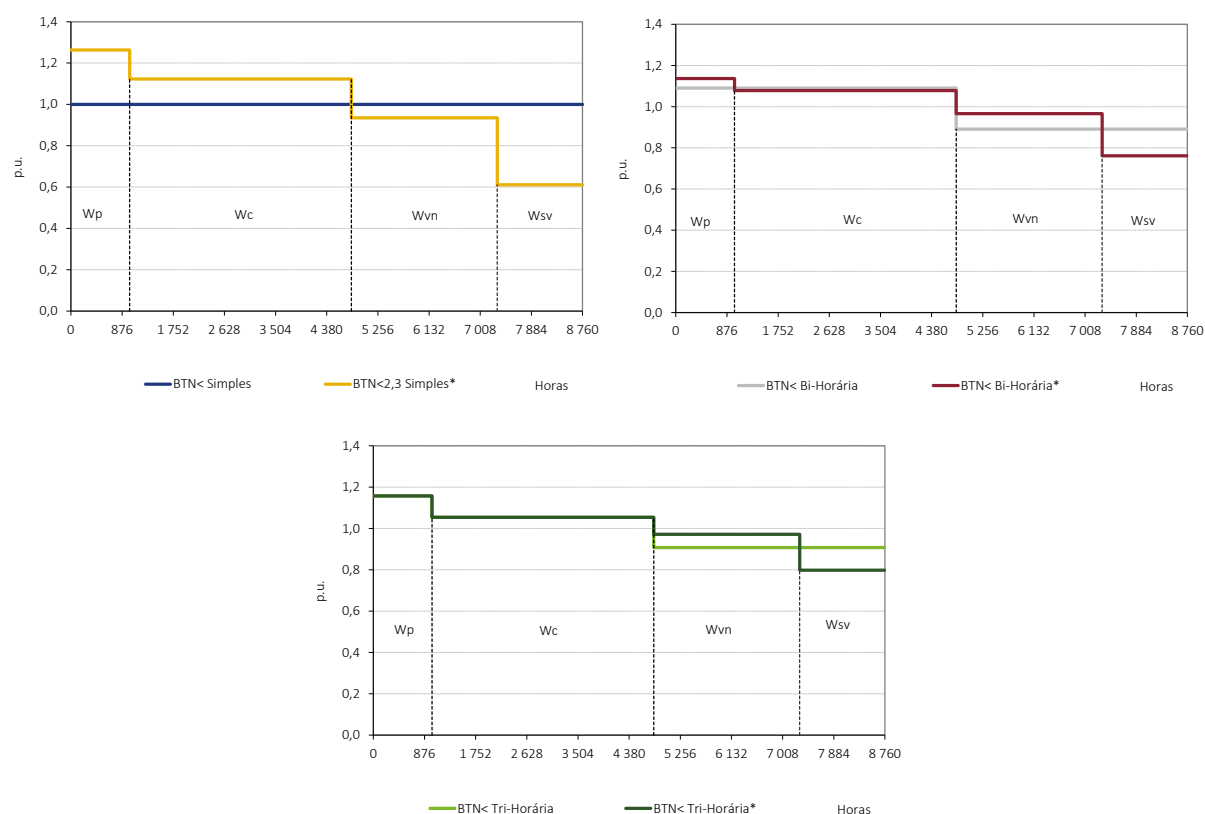
9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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 14 e mais especificamente o referido no ponto 14.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 14.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 14.3 para a opção tarifária simples.

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



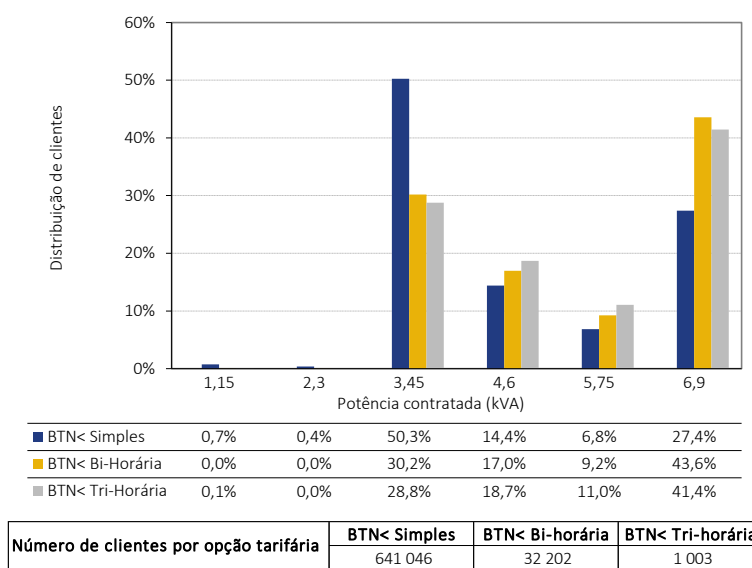
Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	540	12 131	382
Potência média anual por cliente	0,08	0,40	0,40

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).

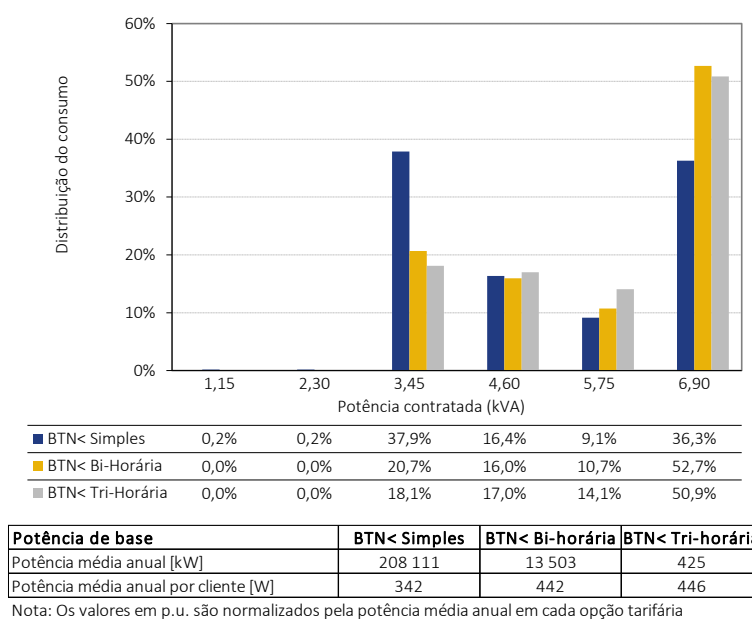
Na Figura 9-18 e na Figura 9-19 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



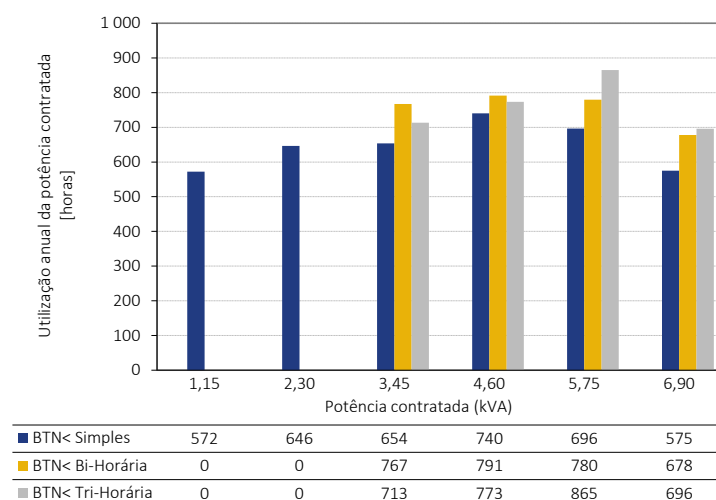
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

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



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 RAA.

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	306	36,2%	955	0,7%
BT	538	63,8%	134 705	99,3%
BTE	77	14,3%	875	0,6%
BTN	461	85,7%	133 830	99,4%
Total	844	100,0%	135 660	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)	955
Potência		(kW)
	Horas de ponta	37 771
	Contratada	138 276
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	27 807
	Horas cheias	69 250
	Horas de vazio normal	30 610
	Horas super vazio	18 515
Períodos II, III	Horas de ponta	30 363
	Horas cheias	75 605
	Horas de vazio normal	33 430
	Horas super vazio	20 223
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	10 159 836
	Capacitiva	3 483 393

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)	875
Potência		(kW)
	Horas de ponta	9 958
	Contratada	44 709
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	7 677
	Horas cheias	19 118
	Horas de vazio normal	7 407
	Horas super vazio	4 346
Períodos II, III	Horas de ponta	7 663
	Horas cheias	19 082
	Horas de vazio normal	7 393
	Horas super vazio	4 338
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	4 465 109
	Capacitiva	1 534 618

**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	1 095
	34,50	550
	41,40	621
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	11 445
	Horas cheias	29 254
	Horas de vazio	18 675

**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	43 416
	4,60	1 838
	5,75	1 377
	6,90	38 883
	10,35	4 351
	13,80	1 452
	17,25	1 879
	20,70	2 103
Tarifa bi-horária	1,15	4
	2,30	1
	3,45	186
	4,60	32
	5,75	21
	6,90	708
	10,35	166
	13,80	98
	17,25	112
	20,70	80
Tarifa tri-horária	1,15	21
	2,30	21
	3,45	6 860
	4,60	1 097
	5,75	805
	6,90	16 198
	10,35	1 490
	13,80	558
	17,25	733
	20,70	2 303
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		250 140
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	5 432
	Horas de vazio	3 634
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	21 847
	Horas cheias	57 736
	Horas de vazio	46 966

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SIMPLES ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	2 556
	2,3	297
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		884

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		4 258
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 658
	Horas cheias	2 347
	Horas de vazio	10 959

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.

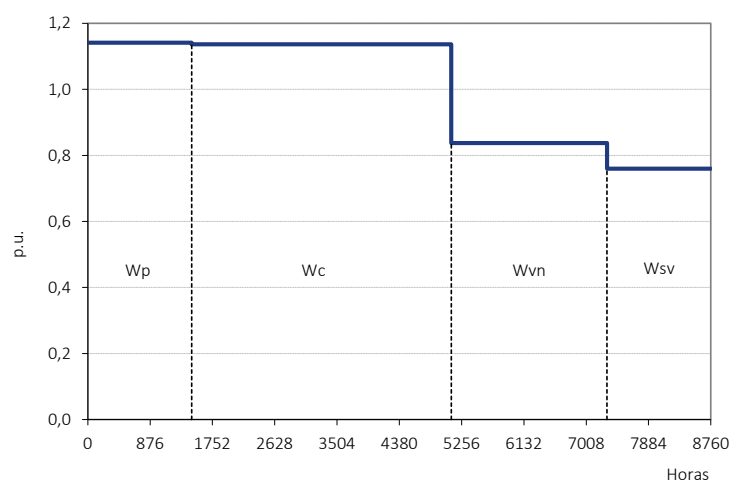
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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.

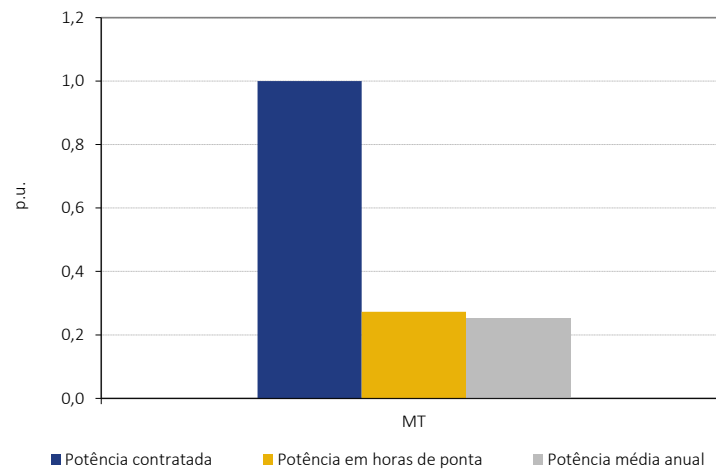
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	34 909
Potência média anual por cliente	37

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



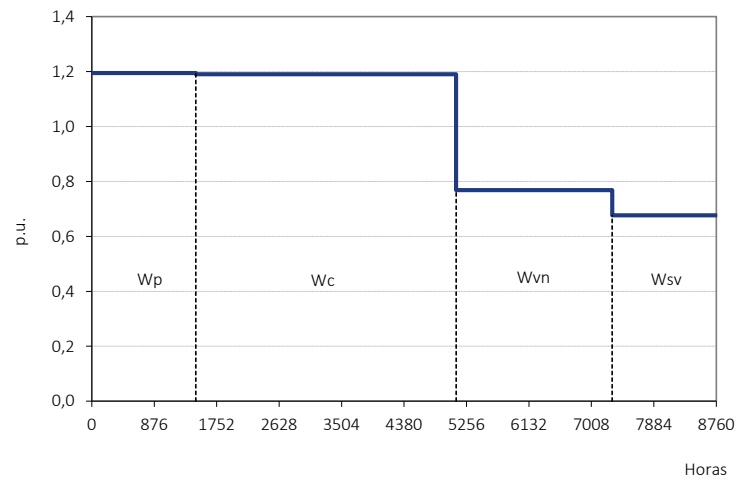
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	138 276
Potência contratada por cliente	145

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.

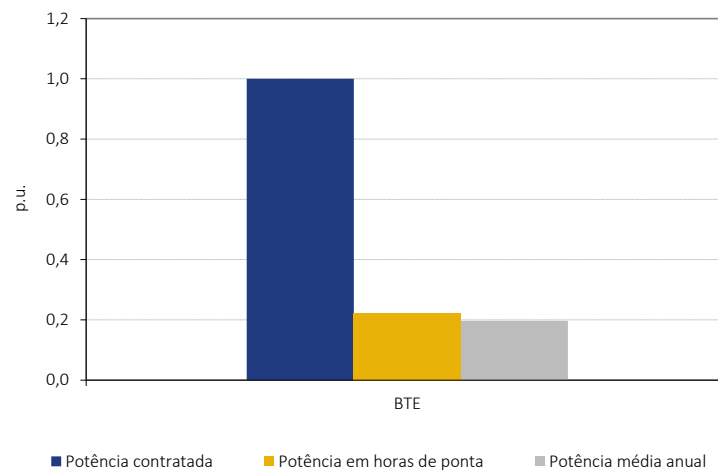
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	8 793
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	44 709
Potência contratada por cliente	51

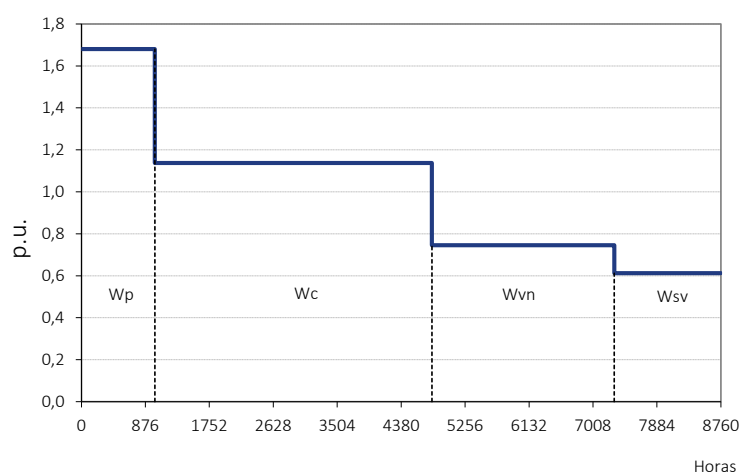
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

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 14.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

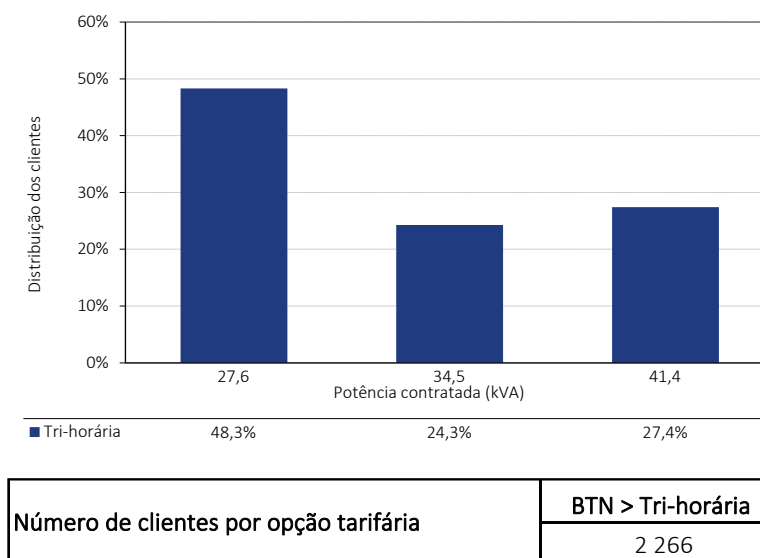


Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	6 778
Potência média anual por cliente	2,99

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

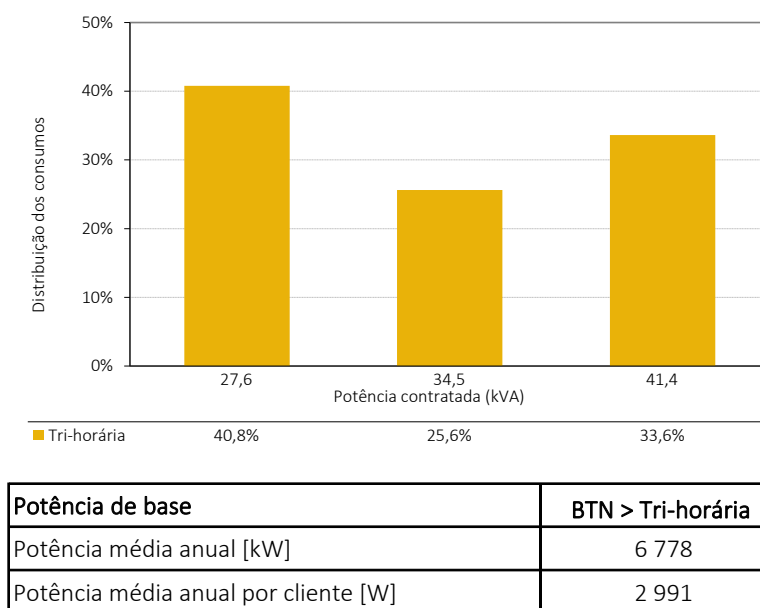
Na Figura 10-6 e na Figura 10-7 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

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



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

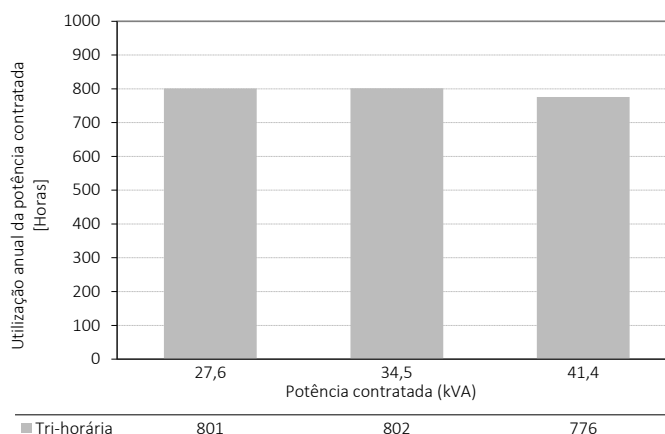
Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



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)



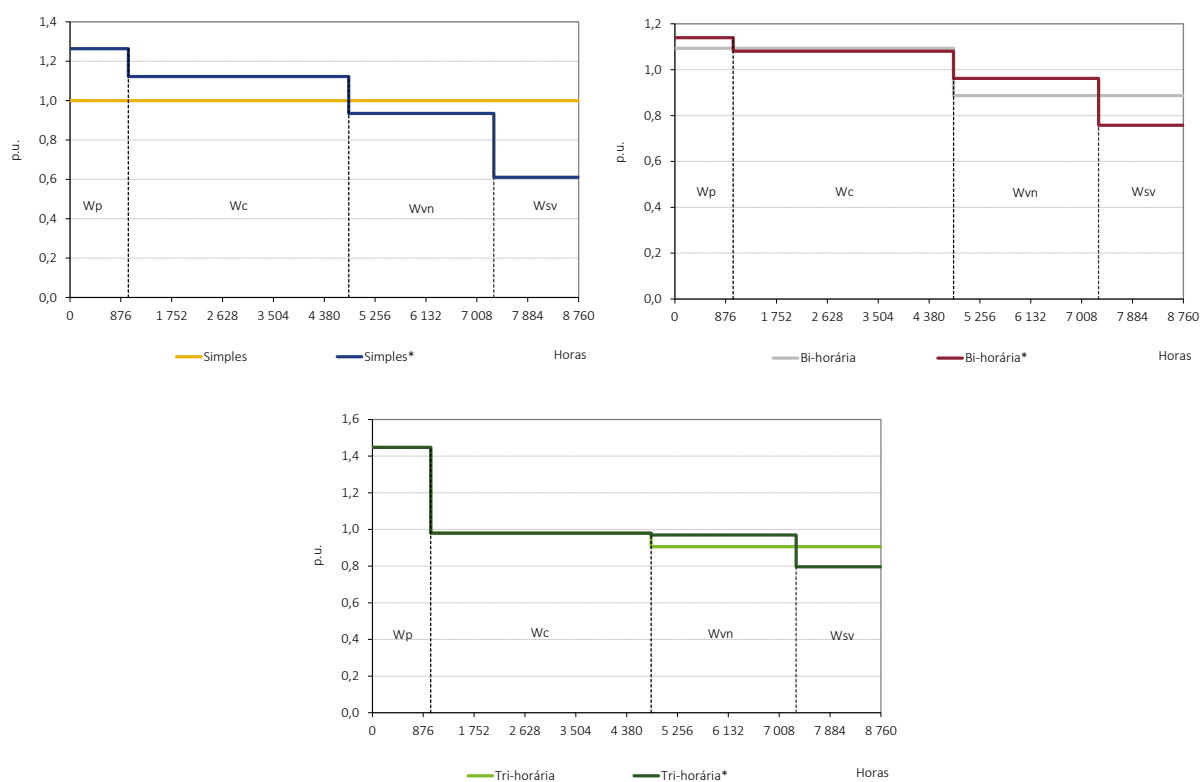
10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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 14 e mais especificamente o referido no ponto 14.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 14.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 14.3 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	28 555	1 035	16 154
Potência média anual por cliente	0,30	0,73	0,54

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.

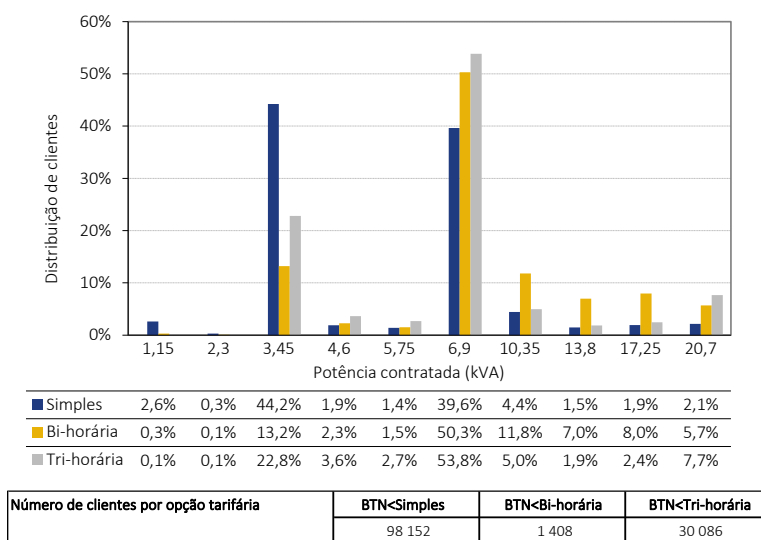
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária. Efetivamente, a tarifa bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de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

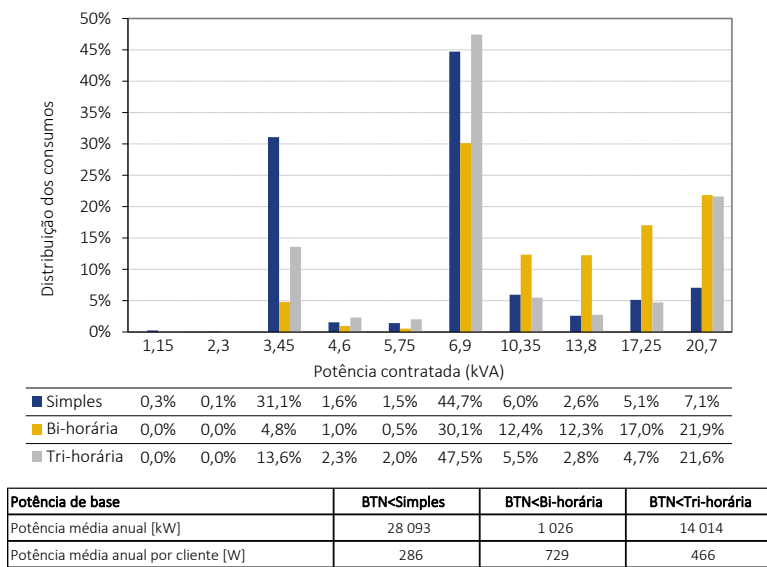
Na Figura 10-10 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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

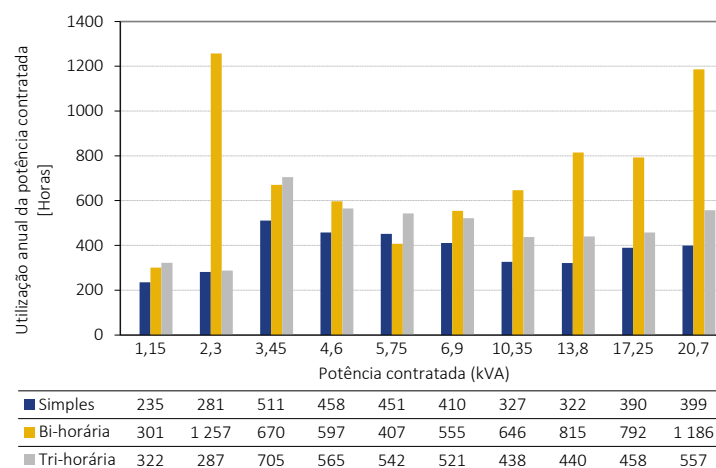
*Exclui IP

Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ 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

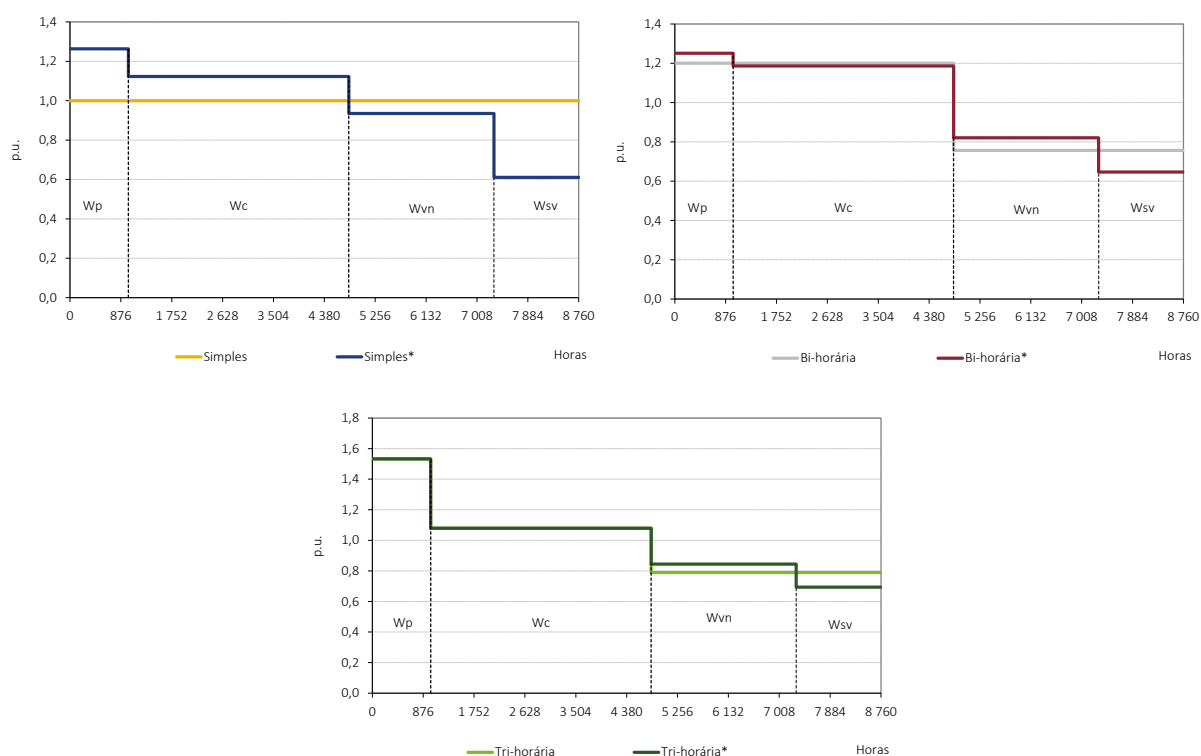
10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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 14 e mais especificamente o referido no ponto 14.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 14.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 14.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



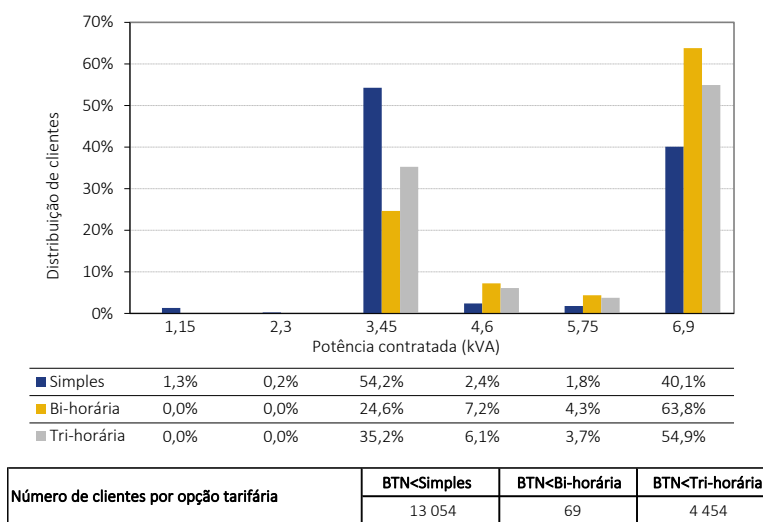
Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	3 983	26	1 819
Potência média anual por cliente	0,31	0,37	0,41

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

Importa 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).

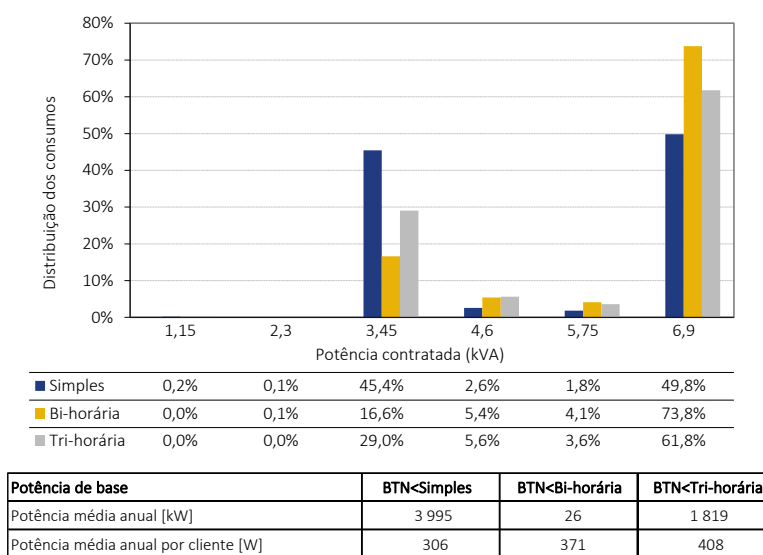
Na Figura 10-14 e na Figura 10-15 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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

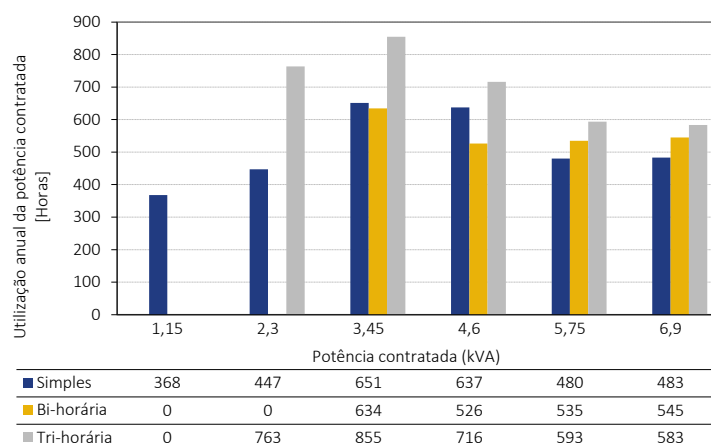
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social)



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	242	26,5%	338	0,2%
BT	669	73,5%	149 700	99,8%
BTE	151	22,6%	1 382	0,9%
BTN	518	77,4%	148 319	99,1%
Total	911	100,0%	150 039	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)	338
Potência		(kW)
	Horas de ponta	30 097
	Contratada	95 981
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	20 686
	Horas cheias	53 297
	Horas de vazio normal	24 727
	Horas de super vazio	13 966
	Horas de ponta	23 288
	Horas cheias	60 690
	Horas de vazio normal	28 730
	Horas de super vazio	16 477
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	7 211 994
	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)	1 382
Potência		(kW)
	Horas de ponta	20 573
	Contratada	107 282
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	14 318
	Horas cheias	37 515
	Horas de vazio normal	13 949
	Horas de super vazio	7 437
	Horas de ponta	15 728
	Horas cheias	39 316
	Horas de vazio normal	15 002
	Horas de super vazio	8 079
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	10 147 006
	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	1 008
	34,50	757
	41,40	880
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	14 716
	Horas cheias	35 145
	Horas de vazio	20 341

**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	43 585
	4,60	2 056
	5,75	1 087
	6,90	73 200
	10,35	5 307
	13,80	2 226
	17,25	1 092
	20,70	3 507
Tarifa bi-horária	1,15	9
	2,30	7
	3,45	911
	4,60	115
	5,75	45
	6,90	4 966
	10,35	609
	13,80	323
	17,25	169
tarifa tri-horária	20,70	620
	1,15	5
	2,30	3
	3,45	71
	4,60	11
	5,75	9
	6,90	126
	10,35	30
	13,80	30
	17,25	11
	20,70	72
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		360 870
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	23 956
	Horas de vazio	14 741
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	543
	Horas cheias	1 350
	Horas de vazio	1 718

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	3 439
	2,3	623
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		4 332

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		5 617
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		16
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	64
	Horas de vazio	97
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 289
	Horas cheias	5 771
	Horas de vazio	28 932

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.

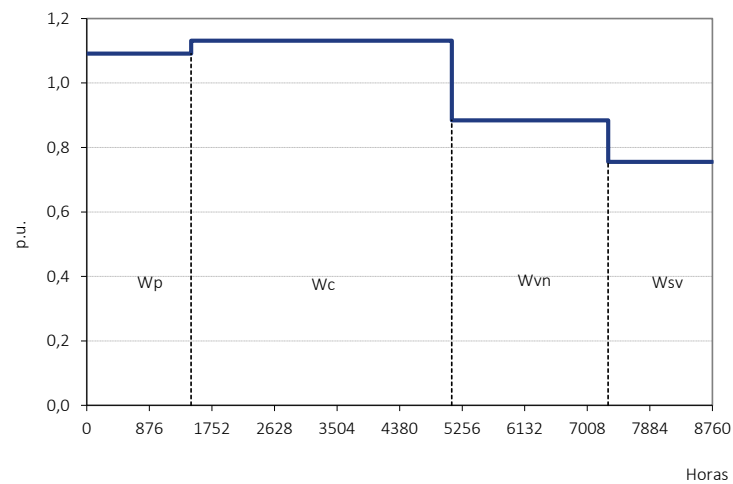
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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.

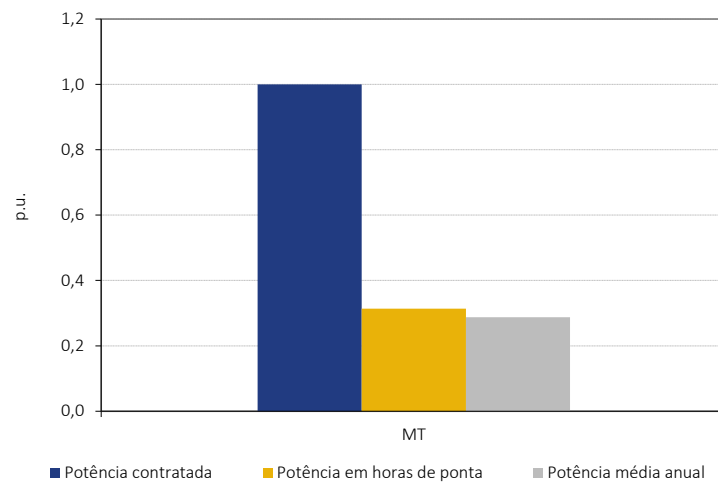
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	27 610
Potência média anual por cliente	82

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



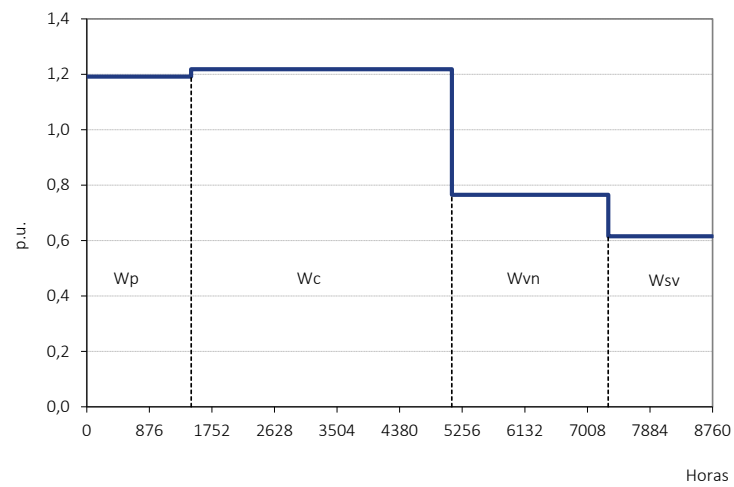
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	95 981
Potência contratada por cliente	284

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.

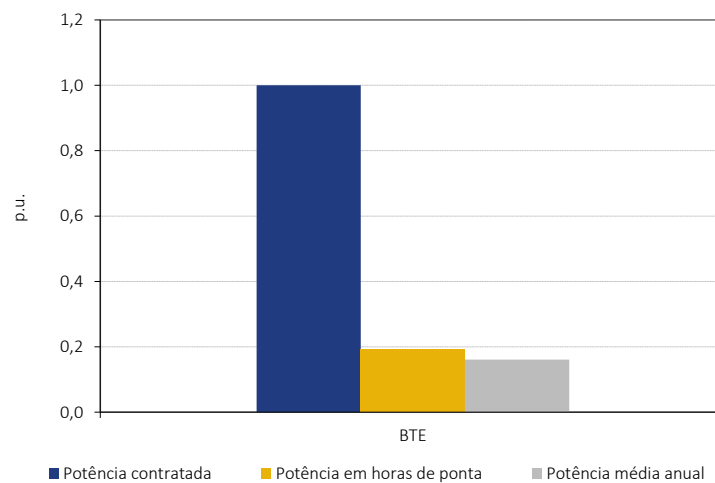
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	17 277
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	107 282
Potência contratada por cliente	78

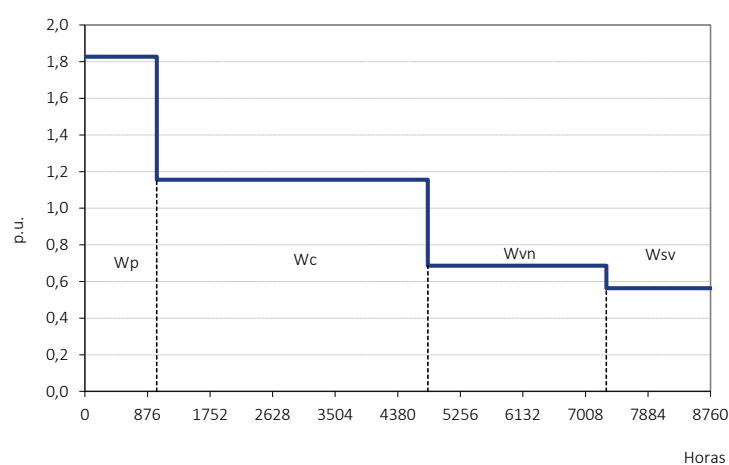
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

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 14.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

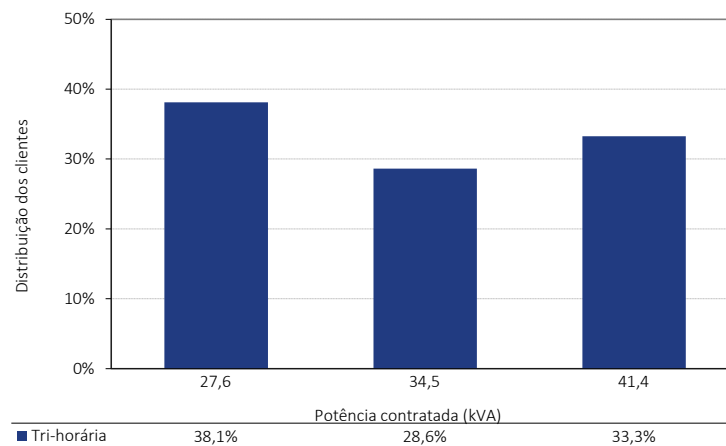


Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	8 014
Potência média anual por cliente	3,03

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.

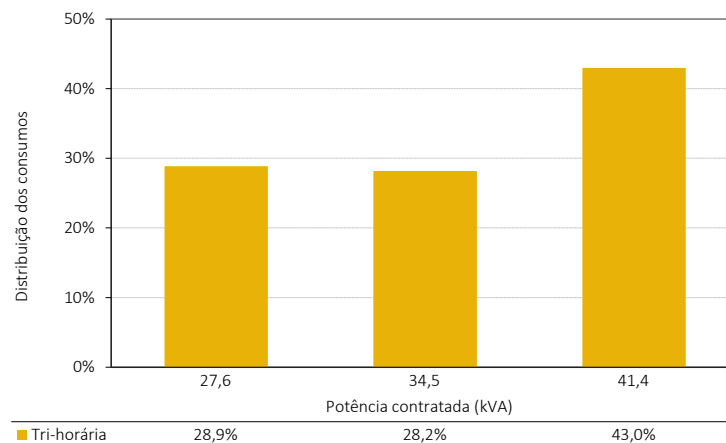
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 645

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)

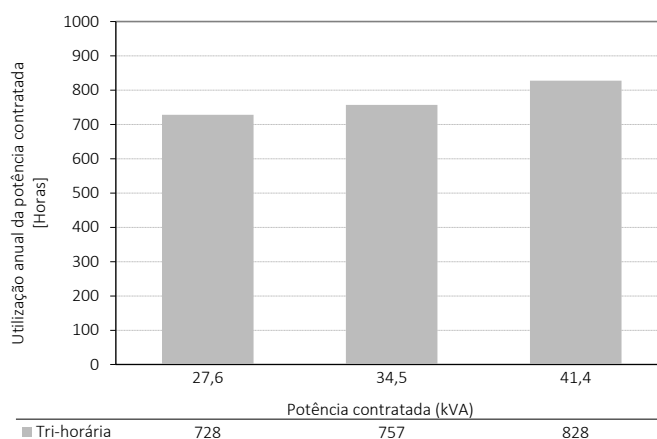


Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	8 014
Potência média anual por cliente [W]	3 030

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)



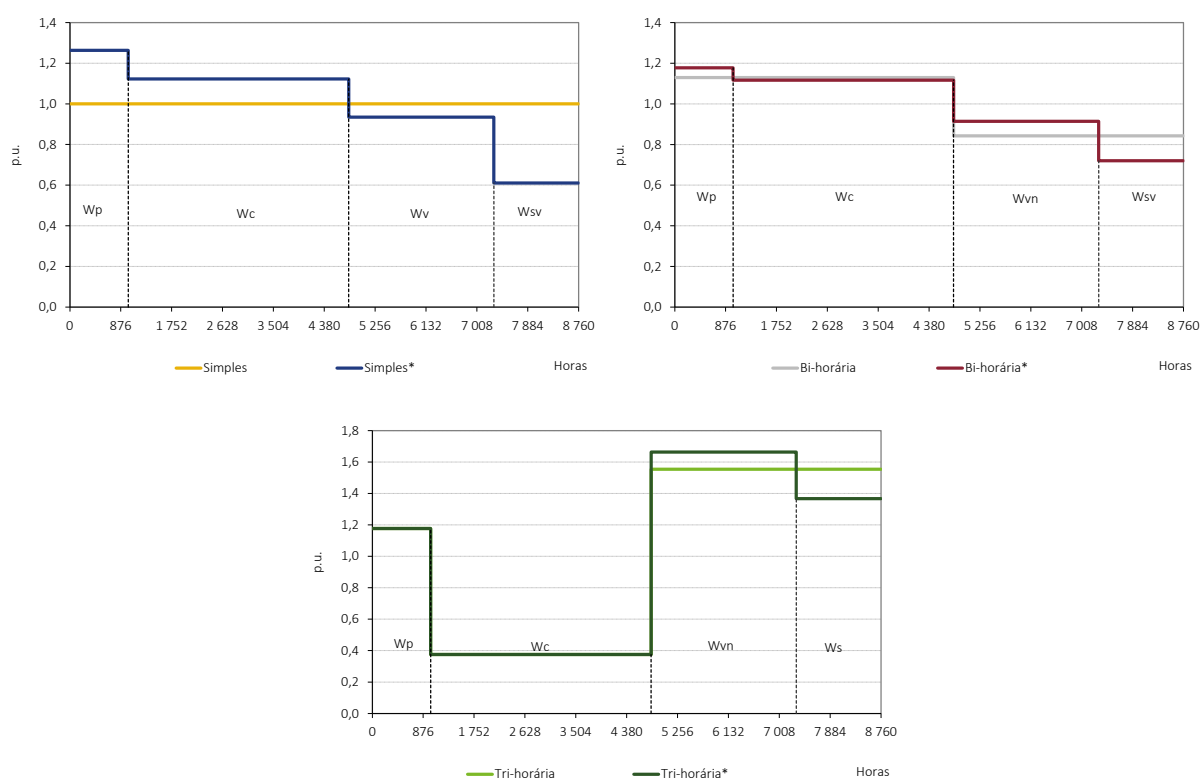
11.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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 14.1 para a opção tarifária tri-horária, no ponto 14.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 14.3 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	41 195	4 417	4 998
Potência média anual por cliente	0,31	0,57	2,82

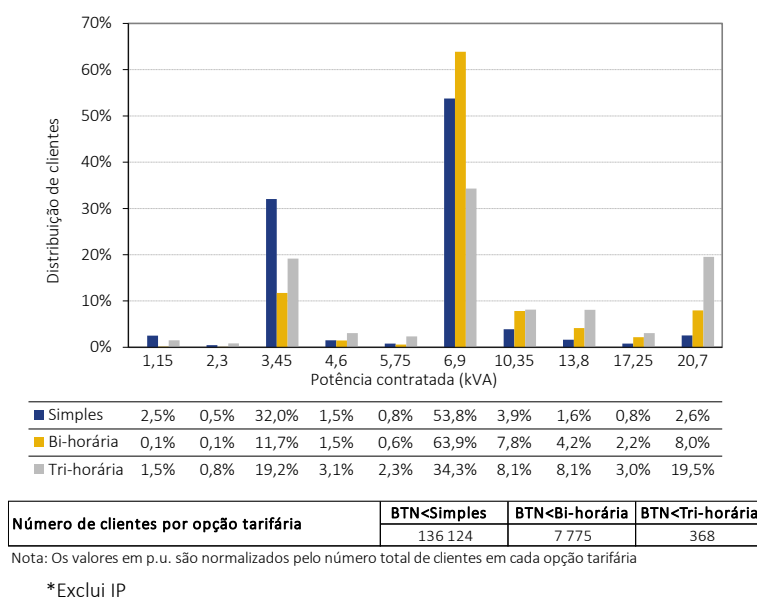
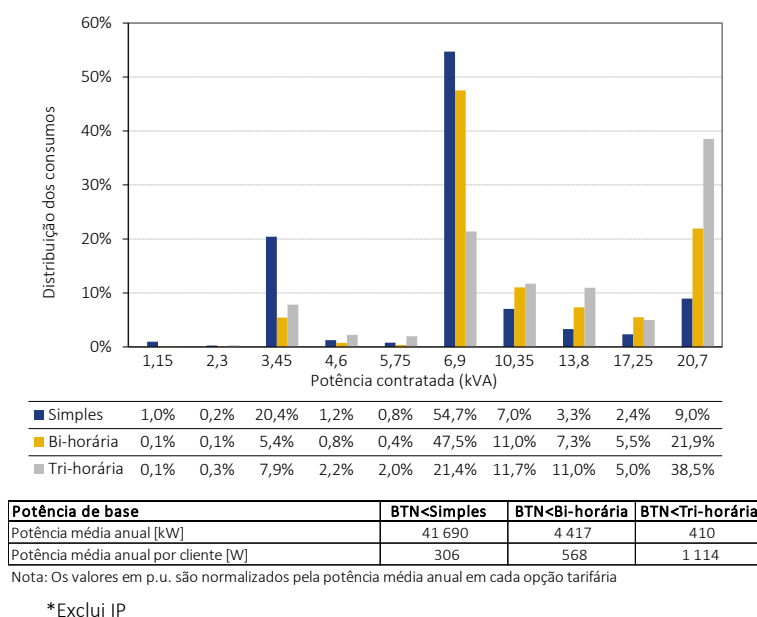
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

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.

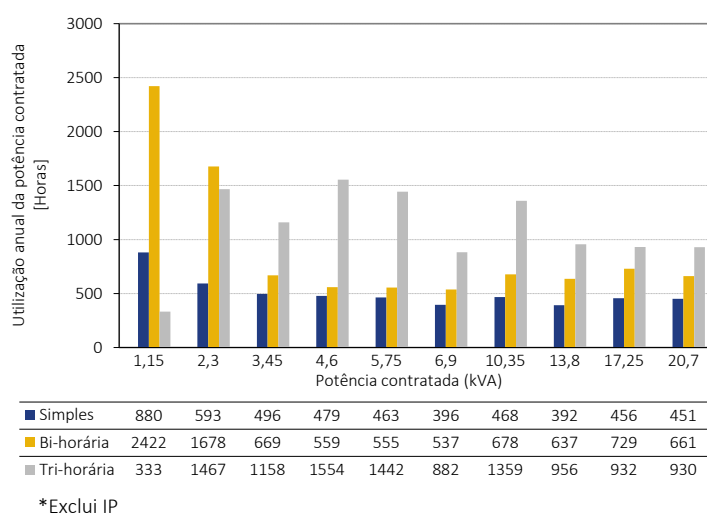
Importa destacar o facto de o diagrama de carga da tarifa tri-horária constituir-se como um resultado do domínio de consumidores afetos à iluminação pública, com consumo dominante em vazio e super vazio.

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

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)*



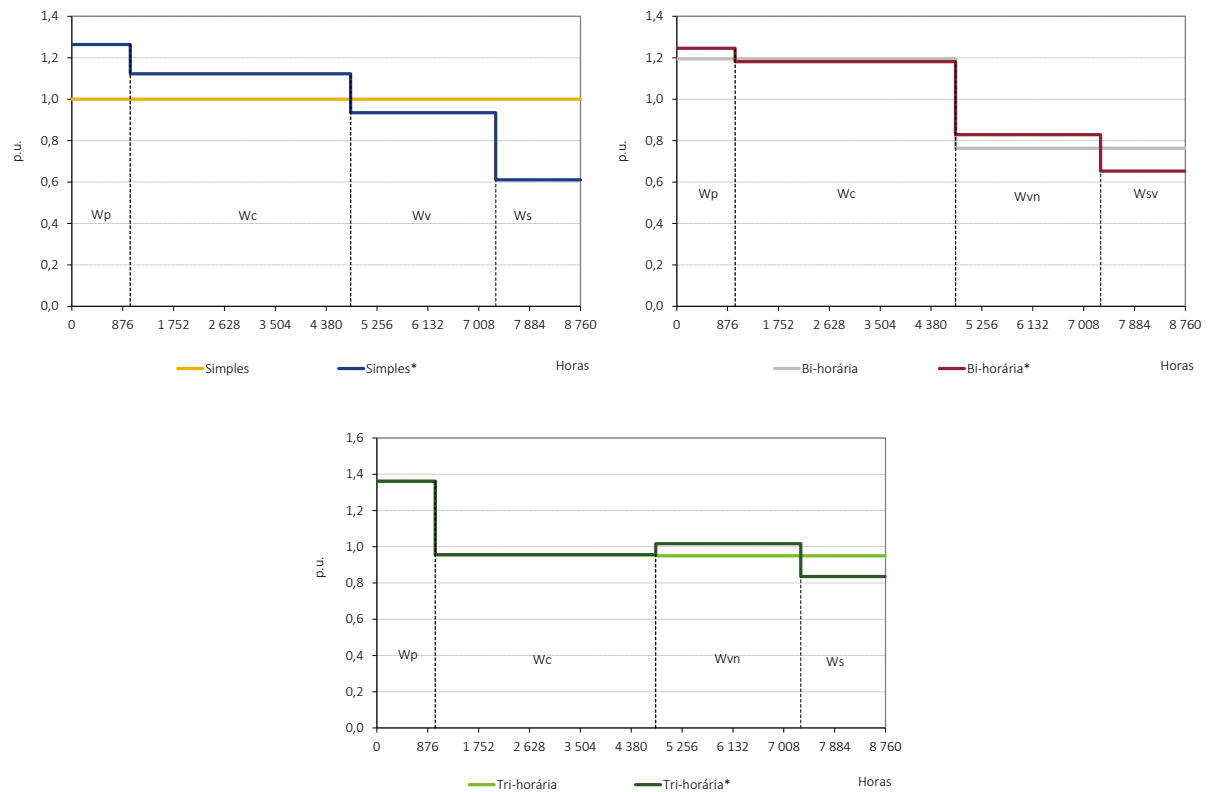
11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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 14 e mais especificamente o referido no ponto 14.1 para a opção tarifária tri-horária<, no ponto 14.2 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 14.3 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	5 518	316	9
Potência média anual por cliente	0,30	0,39	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)

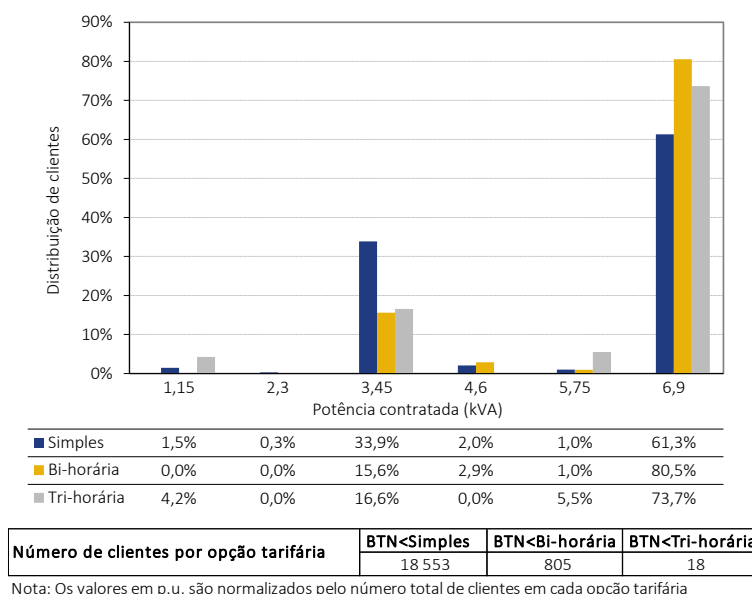
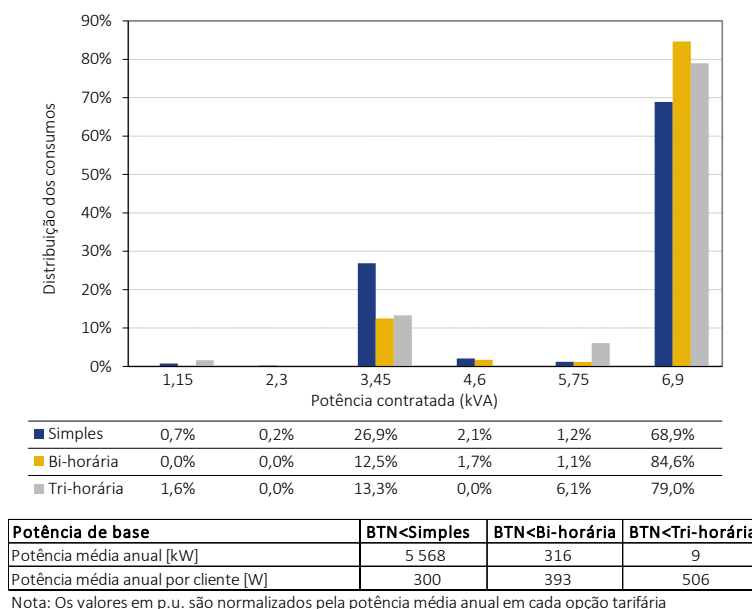
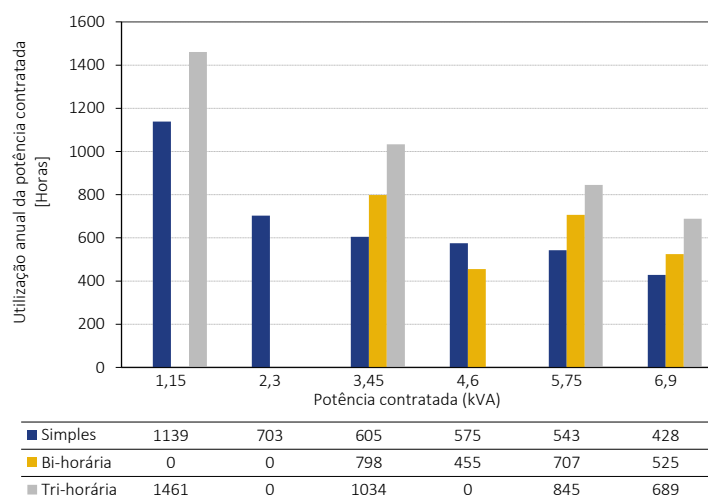


Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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 máximo ²⁸, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O número de clientes beneficiários da Tarifa Social de eletricidade, para o ano de 2026, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores, da EDA e da EEM referente ao 2.º trimestre de 2025, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade.

No 1.º trimestre de 2025 o universo de clientes finais beneficiários da tarifa social aumentou face ao 4.º trimestre de 2024, tendo diminuído no final do 2.º trimestre de 2025, apresentando cerca de 763 mil clientes em Portugal Continental e cerca de 36 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, RAA e RAM.

²⁸ 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	6 875
	2,3	3 395
Tarifa simples	3,45	363 447
	4,6	104 127
	5,75	49 465
	6,9	198 037
Tarifa bi-horária	1,15	2
	2,3	16
	3,45	10 967
	4,6	6 159
	5,75	3 355
	6,9	15 822
Tarifa tri-horária	1,15	1
	2,3	0
	3,45	325
	4,6	211
	5,75	125
	6,9	469
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		6 351
Tarifa simples		1 769 314
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	70 010
	Horas de vazio	47 163
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	479
	Horas cheias	1 648
	Horas de vazio	1 480

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	169
	2,3	30
Tarifa simples	3,45	6 975
	4,6	306
	5,75	229
	6,9	5 151
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	17
	4,6	5
	5,75	3
	6,9	43
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	1
	3,45	1 546
	4,6	267
	5,75	165
	6,9	2 410
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		102
Tarifa simples		34 374
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	145
	Horas de vazio	76
tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 761
	Horas cheias	7 336
	Horas de vazio	5 599

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	259
	2,3	50
Tarifa simples	3,45	5 971
	4,6	361
	5,75	179
	6,9	10 811
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	119
	4,6	22
	5,75	7
	6,9	616
Tarifa tri-horária	1,15	1
	2,3	0
	3,45	3
	4,6	0
	5,75	1
	6,9	13
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		420
Tarifa simples		45 933
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 725
	Horas de vazio	909
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	12
	Horas cheias	32
	Horas de vazio	33

13 PROCURA CONSIDERADA NO CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

A 24 de abril de 2025, a Comissão Europeia, no âmbito do processo de decisão de auxílios de Estado, aprovou o regime de apoio a instalações de consumo com o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, estabelecido no art.º 195.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, posteriormente regulamentado pela Portaria n.º 112/2022, de 14 de março. Também a 24 de abril, foi publicada a Portaria n.º 203-A/2025/1, que altera a Portaria n.º 112/2022, tendo ficado, assim, reunidas as condições para a concretização do regime. A Diretiva n.º 8/2025, de 30 de julho, que procede à primeira alteração à Diretiva n.º 2/2025, de 10 de janeiro, que aprovou as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar em 2025, fixou os preços das tarifas de Acesso às Redes, das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP e da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, aplicáveis às instalações de consumo que obtenham o estatuto do Cliente Eletrointensivo.

Para 2026, mantendo-se o regime em operação, o cálculo tarifário incorpora as isenções na componente do consumo de energia elétrica ²⁹, de acordo com a lista de instalações beneficiárias para esse ano. Os quadros seguintes apresentam a previsão, para 2026, das quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa de Acesso às Redes para as instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, nas modalidades de isenção de 75% e 85% dos encargos de CIEG ³⁰.

²⁹ No que se refere à componente do consumo de energia elétrica, a isenção tarifária corresponde a uma redução de 75% ou 85% dos encargos correspondentes aos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG) previstos no artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema. Mais detalhes sobre o estatuto podem ser encontrados no capítulo 3.10 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e parâmetros para o período de regulação 2026-2029 do setor elétrico em 2026» e no capítulo 3.1 do documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2026».

³⁰ No capítulo 3.1 do documento «Estrutura tarifária do setor elétrico em 2026» é apresentada uma breve caracterização das instalações abrangidas, a partir das listagens das instalações de consumo beneficiárias da isenção de CIEG, enviadas pela Direção-Geral de Energia e Geologia, a 8 de setembro de 2025, ao abrigo do estabelecido na Portaria n.º 112/2022, na redação vigente [art.º 9.º, n.º 3].

Quadro 13-1 - Quantidades relativas às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, na modalidade de isenção de 75% dos encargos de CIEG

QUANTIDADES RELATIVAS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 75% DE CIEG						
Nível de tensão	Potência (kW)		Energia ativa (kWh)			
	Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0	0	0	0	0	0
AT	7 319	14 912	7 124 772	27 635 443	19 077 837	10 776 051
MT	5 302	17 210	5 180 600	18 224 955	8 926 439	5 199 446
BTE	0	0	0	0	0	0

Quadro 13-2 - Quantidades relativas às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, na modalidade de isenção de 85% dos encargos de CIEG

QUANTIDADES RELATIVAS ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO - ISENÇÃO 85% DE CIEG						
Nível de tensão	Potência (kW)		Energia ativa (kWh)			
	Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	169 542	543 286	161 924 137	749 953 621	572 347 475	311 881 028
AT	562 995	1 147 068	548 072 821	2 125 855 558	1 467 562 001	828 947 357
MT	20 046	65 072	19 588 047	68 909 258	33 751 211	19 659 305
BTE	0	0	0	0	0	0

14 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 2025.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2024 e 31 de março de 2025 e são diferenciados entre tarifa simples, bi-horária e tri-horária. Cada uma das figuras seguintes (Figura 14-1 à Figura 14-3), 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 14-1 - Perfil de consumo para BTN Simples

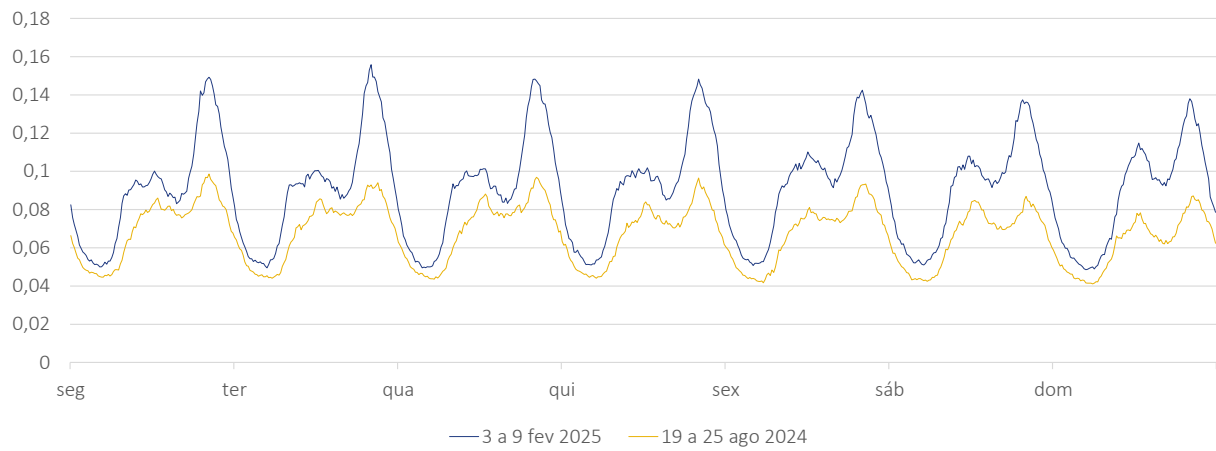


Figura 14-2 - Perfil de consumo para BTN bi-horária

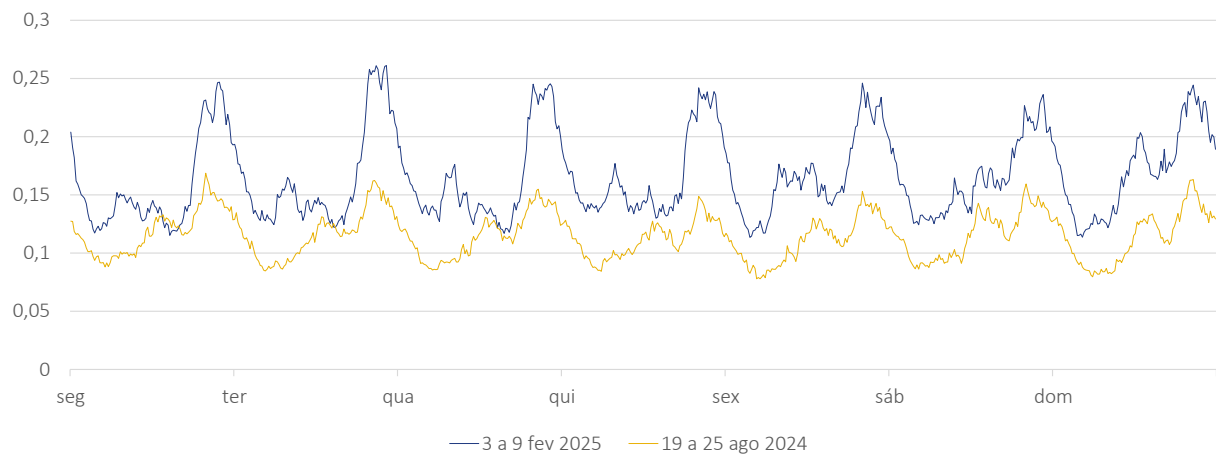
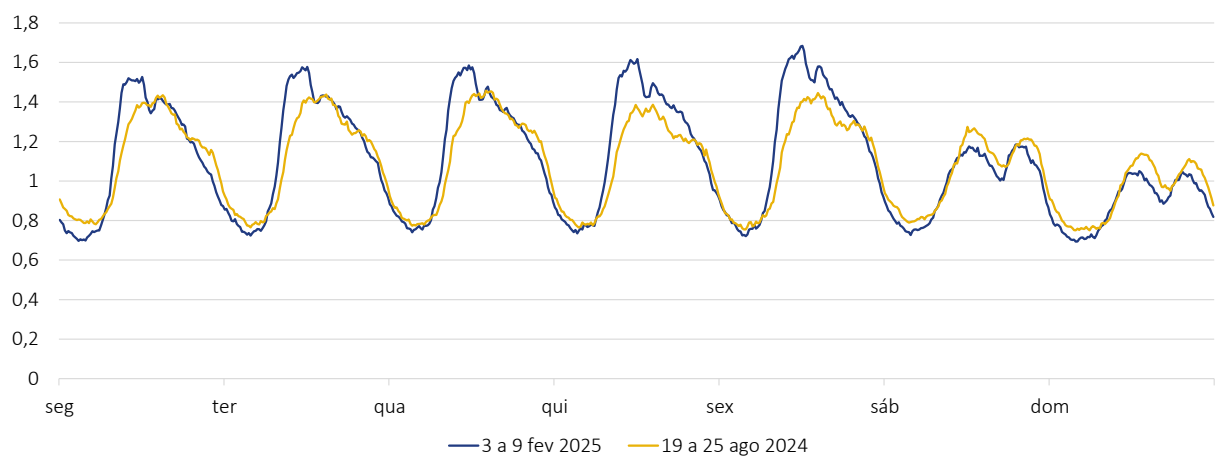


Figura 14-3 - Perfil de consumo para BTN tri-horária



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.

14.1 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 14-1 e Quadro 14-2. Os Quadro 14-1 e Quadro 14-2 são utilizados tanto para a BTN tri-horária < como para a BTN tri-horária >.

Quadro 14-1 - 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 14-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN tri-horária

BTN 3H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	60%	48%	49%
Período II, III	40%	52%	51%

14.2 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 14-3, Quadro 14-4 e Quadro 14-5.

Quadro 14-3 - 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%	41%
Período II, III	6%	37%

Quadro 14-4 - 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	39%	17%
Período II, III	30%	14%

Quadro 14-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	70%	53%	56%
Período II, III	30%	47%	44%

14.3 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 14-6.

Quadro 14-6 - 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	4%	23%	12%	5%

15 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.

15.1 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 valida a proposta da E-Redes, que apresenta uma redução face aos valores publicados, em sintonia com o facto de, nos últimos anos, os fatores de ajustamento terem apresentado valores superiores ao valor das perdas reais, e os desvios do SEN por excesso terem sido superiores aos desvios por defeito.

No caso da REN, a ERSE mantém para 2026 os fatores de ajustamento para perdas em vigor em 2025. Analisando o valor das perdas na RNT referidas à saída com base no Balanço de Energia da REN, obtém-se um valor que está em linha com os valores aplicados em 2025, não justificando a proposta de aumento da REN.

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 2026 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 ³¹.

³¹ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-118/>

Quadro 15-1 - 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	1,57%	1,45%	1,18%	1,07%
V_{MT}^h	4,40%	4,07%	3,31%	2,90%
V_{BT}^h	8,91%	8,22%	7,68%	6,26%

Para o ano de 2026 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 15-2.

Quadro 15-2 - 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
$V_{AT/RNT}^h$	2,02	2,08
V_{AT}^h	1,48	1,14
V_{MT}^h	4,14	3,16
V_{BT}^h	8,42	7,11

No Quadro 15-3 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2026 (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 15-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

	Períodos horários	
(%)	Fora de Vazio	Vazio
AT	3,53	3,25
MT	7,81	6,52
BT	16,89	14,09

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

A 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 2026 que traduz, na generalidade, uma redução face aos valores publicados.

Uma vez que o mercado liberalizado na RAA 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 adotado nos períodos regulatórios anteriores, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório 2026-2029.

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 RAA 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 15-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

	(%)	Períodos horários (h)			
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
S. Maria	V_{MT}^h	1,04	1,01	0,87	0,75
S. Miguel	V_{AT}^h	0,26	0,25	0,25	0,27
	V_{MT}^h	1,12	1,11	1,12	1,18
Terceira	V_{MT}^h	1,83	1,78	1,50	1,35
Graciosa	V_{MT}^h	0,37	0,36	0,30	0,25
S. Jorge	V_{MT}^h	1,62	1,49	1,22	1,00
Pico	V_{MT}^h	3,28	3,18	2,72	2,33
Faial	V_{MT}^h	0,80	0,77	0,65	0,56
Flores	V_{MT}^h	0,50	0,48	0,40	0,35
Corvo	V_{MT}^h	0,07	0,07	0,06	0,05

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

A EEM enviou à ERSE a proposta de valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2026, que reflete um ligeiro aumento para a ilha da Madeira e uma redução para a ilha de Porto Santo.

Uma vez que o mercado liberalizado na RAM 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 adotado nos períodos regulatórios anteriores, os valores agora publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório 2026-2029.

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 RAM 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 15-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

	(%)	Períodos horários (h)			
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,76	0,63	0,78	0,90
	γ_{MT}^h	3,01	2,27	2,60	2,69
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,07	1,62	1,63	1,65