

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021**

Dezembro de 2020

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	BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	5
2.1	Balanço de energia elétrica para o Continente	5
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores	18
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira.....	19
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal.....	20
3	PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....	23
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	25
4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	25
4.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	26
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	29
5.1	Fatores de simultaneidade nas redes.....	29
5.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	30
5.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	32
5.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	35
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	39
6.1	Tarifa Transitória de Energia.....	39
6.2	Tarifas de Comercialização	40
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	49
7.2.1	Média Tensão.....	50
7.2.2	Baixa Tensão Especial	51
7.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	52
7.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	54
7.2.5	Baixa Tensão Normal Social	57
8	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	61
8.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado	62
8.2	Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado	66
8.2.1	Muito Alta Tensão.....	67
8.2.2	Alta Tensão.....	68
8.2.3	Média Tensão.....	69

8.2.4	Baixa Tensão Especial	71
8.2.5	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	72
8.2.6	Baixa Tensão Normal (≤ 20,7 kVA).....	74
8.2.7	Baixa Tensão Normal Social	78
9	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	81
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	82
9.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	85
9.2.1	Média Tensão.....	86
9.2.2	Baixa Tensão Especial	87
9.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	88
9.2.4	Baixa Tensão Normal (≤20,7 kVA)	90
9.2.5	Baixa Tensão Normal Social	93
10	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	97
10.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	98
10.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	101
10.2.1	Média Tensão.....	102
10.2.2	Baixa Tensão Especial	103
10.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	104
10.2.4	Baixa Tensão Normal (≤20,7 kVA)	106
10.2.5	Baixa Tensão Normal Social	109
11	PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES	113
12	PERFIS DE CONSUMO	117
12.1	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária.....	119
12.2	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária	120
12.3	Diagrama de Carga em BTN Simples	121
13	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES.....	123
13.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	123
13.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores	125
13.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica (GWh) em Portugal continental por mercado e nível de tensão	8
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental	11
Figura 2-3 - Número acumulado de clientes no mercado livre	14
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado	15
Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão.....	16
Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2020 e 2021.....	17
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2020 e 2021	18
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS.....	25
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT	28
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT	28
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS.....	32
Figura 5-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT	34
Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT	35
Figura 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD.....	37
Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URD.....	38
Figura 6-1 - Diagrama de carga anual da tarifa transitória de energia.....	40
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário e por opção tarifária	50
Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	50
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária	51
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	51
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	52
Figura 7-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	53
Figura 7-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	53
Figura 7-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA)	54
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	55
Figura 7-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA)*	56

Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	56
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	57
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	58
Figura 7-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	59
Figura 7-15 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	59
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	60
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário	67
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT	68
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário	68
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT	69
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário	70
Figura 8-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT.....	70
Figura 8-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário	71
Figura 8-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE.....	72
Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário	73
Figura 8-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	73
Figura 8-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	74
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)	74
Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (≤ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	75
Figura 8-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	76
Figura 8-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	77
Figura 8-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*	77
Figura 8-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	78

Figura 8-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	79
Figura 8-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	79
Figura 8-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	80
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário	86
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT	86
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário	87
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE	87
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário	88
Figura 9-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	89
Figura 9-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA).....	89
Figura 9-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)	90
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	91
Figura 9-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)*	92
Figura 9-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	92
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	93
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	94
Figura 9-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	95
Figura 9-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social)	95
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	96
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário	102
Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT	102
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário.....	103
Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE	103
Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário	104
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA).....	105
Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA).....	105
Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA)	106

Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	107
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	108
Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	108
Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*	109
Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária	110
Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ..	111
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ..	111
Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)	112
Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTN Simples.....	118
Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária	119
Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária	119

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário	5
Quadro 2-2 -Evolução do número de consumidores de energia elétrica em Portugal continental.....	6
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal continental	7
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental	11
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental	12
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental.....	12
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	19
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM.....	20
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	21
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador	23
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.....	27
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do operador da rede de transporte	27
Quadro 5-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	29
Quadro 5-2 - Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada de uso de redes	30
Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição.....	31
Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} dos operadores das redes de distribuição.....	33
Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} dos operadores das redes de distribuição.....	34
Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} dos operadores das redes de distribuição.....	36
Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição.....	36
Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} dos operadores das redes de distribuição.....	37
Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia do Comercializador de Último Recurso.....	39
Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de comercialização do Comercializador de Último Recurso.....	41
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 MT	44
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE.....	45
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA)	46
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal.....	46
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA).....	47
Quadro 7-7 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal.....	48
Quadro 7-8 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP).....	49
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado.....	61

Quadro 8-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT	62
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT	63
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT.....	63
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	64
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)	64
Quadro 8-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (\leq 20,7 kVA)	65
Quadro 8-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP).....	66
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	81
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT	82
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE.....	83
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)	83
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA).....	84
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)	85
Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	97
Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT	98
Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE	99
Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA)	99
Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA).....	100
Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP)	101
Quadro 11-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Continente ...	114
Quadro 11-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAA.....	115
Quadro 11-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – RAM.....	116
Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipo A, B e C.....	117

Quadro 12-2 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária	120
Quadro 12-3 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária	120
Quadro 12-4 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária	120
Quadro 12-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária	121
Quadro 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.	121
Quadro 12-7 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	121
Quadro 13-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	124
Quadro 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária.....	124
Quadro 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária	125
Quadro 13-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	126
Quadro 13-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	127

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 operador logístico de mudança de comercializador, tarifas por atividade do comercializador de último recurso (CUR), tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental 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 2021. 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.

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 da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (Portugal continental) e da tarifa de Venda a Clientes Finais (Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira) condicionam o cálculo das tarifas por atividade do operador da rede de transporte, das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição e das tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador, e por consequência das tarifas de Acesso às Redes.

Na procura dos comercializadores de último recurso em Portugal continental considerou-se que as tarifas de Venda a Clientes Finais foram extintas a 1 de janeiro de 2013, nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, passando-se a aplicar tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

A Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, vem consagrar a possibilidade de os clientes com contratos em regime de mercado optarem pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, viabilizando, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, a contratação com o comercializador de último recurso.

A Lei do Orçamento de Estado para 2020, prevê a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN), para 31 de dezembro de 2025. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio concretizar essa prorrogação para a BTN e prorrogar também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), para 2021 e 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2021 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em AT e MAT.

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se a caracterização da procura agregada de energia elétrica, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- No capítulo 3 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa por atividade a aplicar pelo operador logístico de mudança de comercializador.
- 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 entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 9 e 10 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 11 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa social de acesso às redes.
- No capítulo 12 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BTN.
- No capítulo 13 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).

Da informação apresentada neste documento importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A atual conjuntura criada pelas medidas de contenção da propagação da pandemia da COVID-19 é um fator excecional de incerteza para as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo de tarifas

para 2021. De facto, os dados mais recentes demonstram que a crise pandémica da COVID-19 tem reflexos nas economias portuguesa e europeia, que podem ser conjunturais e de duração incerta, mas também estruturais, e que provocam alterações na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por nível de tensão.

- b) Para Portugal continental, a ERSE estima uma redução de 3,8% nos fornecimentos totais para 2020, 43 866 GWh, e prevê um aumento de 3,9% para 2021, atingindo 45 599 GWh. Para 2021, a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão assumida pela ERSE é igual à apresentada pela E-Redes¹ na sua previsão de setembro de 2020².
- c) Para a definição do nível de consumo do Continente, em 2020 e 2021, a ERSE teve em conta as previsões das empresas, de setembro de 2020, e a taxa de variação por nível de tensão dos consumos reais acumulados entre janeiro e agosto de 2020 e o período homólogo de 2019, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica.
- d) Para o nível de fornecimentos referido nas alíneas anteriores, a ERSE estima que o consumo referido à emissão diminua 3,5% em 2020, em linha com a previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN, que mostra que a variação homóloga do consumo referido à emissão acumulado a novembro de 2020 é de 3,5%. Para o ano de 2021 a ERSE prevê uma recuperação de 3,6%, sendo que a retoma da atividade económica poderá vir a ser influenciada pelo maior ou menor controlo da pandemia da COVID-19.
- e) No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas (EDA e EEM), segundo as quais em 2020 e 2021 se deverá registar um decréscimo do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2019. Esta previsão é suportada pelo impacto da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nestes arquipélagos. Assim, estima-se um decréscimo em 2020 de 9,6% e 8%, para a Região Autónoma dos Açores e para a Região Autónoma da Madeira, respetivamente. Relativamente a 2021, a previsão da EDA é de um crescimento de 2%, enquanto que a EEM prevê um crescimento de 6% no consumo de energia elétrica.
- f) No que respeita às estimativas de consumo para Portugal continental, para 2020 e 2021, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 94,8% e 95,3%. Em 2020, esta evolução

¹ A ERSE, através da Instrução n.º 4/2020 determinou a mudança de imagem e denominação da EDP Distribuição das restantes entidades do universo do grupo EDP, passando a designar-se E-Redes.

² Inclui dados reais do consumo por nível de tensão até ao final de agosto de 2020.

resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo devido à extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais e à diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado, refira-se que, de janeiro de 2018 a outubro de 2020, regressaram 16 909 clientes ao mercado regulado.

- g) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga, visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento. Verifica-se uma diferenciação acentuada nos diagramas de carga das instalações BTN Social (opção Tri-horária) face aos diagramas de carga das instalações BTN.
- h) A tarifa Bi-horária representa 13,5% do total dos consumos em BTN em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,8% e 9,1%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- i) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (33,8%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (8,0%) e na Região Autónoma da Madeira (11,5%).
- j) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2021 é de cerca de 885 mil clientes em Portugal continental e cerca de 49 mil clientes nas Regiões Autónomas.
- k) Para os anos de 2020 e 2021 os valores das taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes, 9,63% e 9,30% respetivamente. No que se refere à rede de transporte, a taxa de perdas para 2020 é 1,46% igual ao valor previsional da REN e 2021 é 1,45% igual à média das taxas de perdas da rede de transporte ocorridas entre 2017 e 2019.
- l) Foram atualizados os perfis de consumo para BTN.

2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica que suporta o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2021, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. As quantidades globais assumidas têm como base a informação previsional enviada pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes.

Adicionalmente, a ERSE analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, de evolução do mercado liberalizado e os indicadores macroeconómicos, tendo em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pela crise pandémica da COVID-19 e pelas medidas de contenção da sua propagação em Portugal. Neste contexto, as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2021 procuraram refletir os efeitos desta crise, embora a evolução da economia portuguesa e europeia estejam afetadas de fatores extraordinários de incerteza com duração indefinida, que poderão ser conjunturais, mas também estruturais, provocando alterações de médio e longo prazo na procura de eletricidade, nomeadamente no valor total do consumo e na estrutura por níveis de tensão.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2021. O Quadro 2-1 apresenta a variação dos fornecimentos por nível de tensão considerados para tarifas 2021, face aos valores do anterior exercício tarifário.

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental considerado no cálculo tarifário

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2020	Tarifas 2021	$\Delta\%$ T2021 / T2020
Fornecimentos CUR + ML	46 298	45 599	-1,5%
MAT	2 382	2 436	2,3%
AT	7 131	7 034	-1,4%
MT	15 270	14 623	-4,2%
BTE	3 374	3 192	-5,4%
BTN	18 141	18 313	1,0%

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores reais at 2019, as estimativas para 2020 e as previsões para 2021 do nmero de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado (MR) e mercado livre (ML), so sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

Quadro 2-2 -Evolução do nmero de consumidores de energia elctrica em Portugal continental

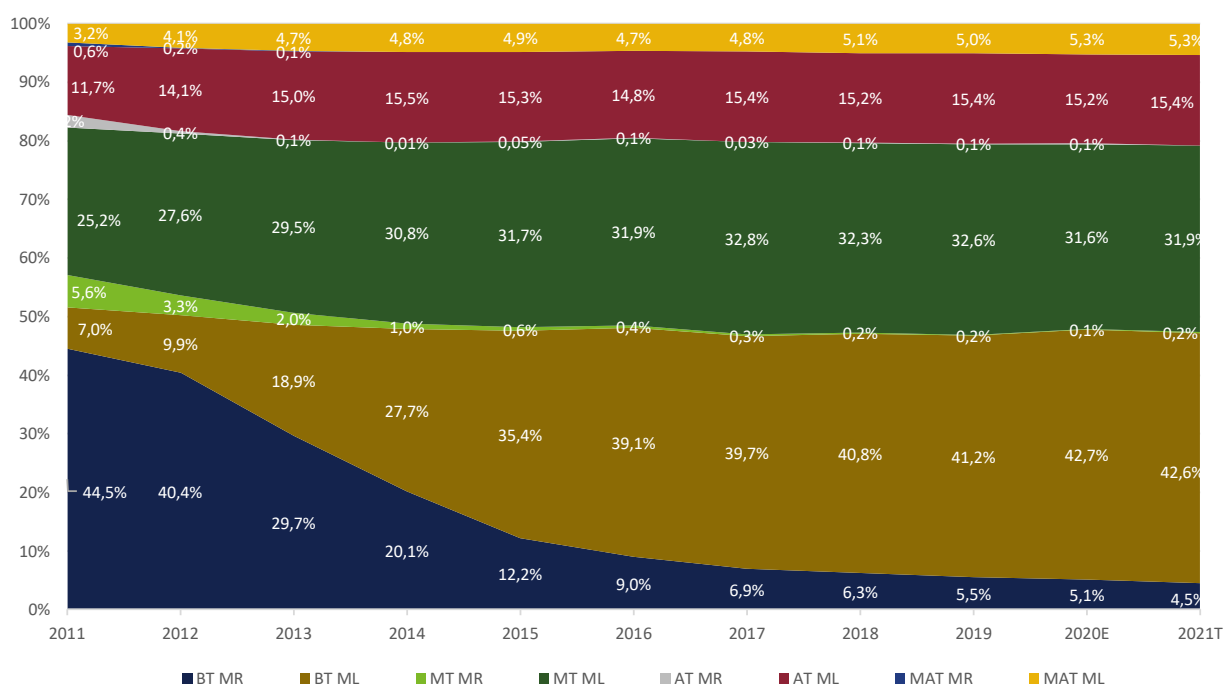
	Número mdeo de consumidores									
	2018 real	2019 real	$\Delta\%$	Tarifas 2020	2020E	$\Delta\%$ 2020E / T2020	$\Delta\%$ 2020E / 2019	Tarifas 2021	$\Delta\%$ T2021 / 2019	$\Delta\%$ T2021 /
N.º de consumidores no MR	1 173 943	1 079 673	-8,0%	976 839	987 972	1,1%	-8,5%	907 487	-15,9%	-7,1%
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	2	2	0,0%	2	2	-2,6%	-1,2%	0	-100,0%	-100,0%
MT	791	657	-16,9%	342	515	50,4%	-21,7%	278	-57,6%	-18,7%
BTE	1 683	1 421	-15,6%	726	1 043	43,7%	-26,6%	564	-60,3%	-22,3%
BTN	1 171 468	1 077 594	-8,0%	975 769	986 412	1,1%	-8,5%	906 645	-15,9%	-7,1%
N.º de consumidores no ML	5 032 369	5 171 828	2,8%	5 316 505	5 293 680	-0,4%	-2,3%	5 391 294	4,2%	1,4%
MAT	73	74	0,7%	74	75	0,7%	-1,3%	75	2,0%	1,4%
AT	304	311	2,1%	314	316	0,3%	-1,6%	321	3,2%	1,9%
MT	23 807	24 214	1,7%	24 791	24 513	-1,1%	-1,2%	24 827	2,5%	0,1%
BTE	34 419	35 378	2,8%	36 729	35 634	-3,0%	-0,7%	35 966	1,7%	-2,1%
BTN	4 973 766	5 111 852	2,8%	5 254 597	5 233 143	-0,4%	-2,3%	5 330 106	4,3%	1,4%
N.º de consumidores MR + ML	6 206 312	6 251 501	0,7%	6 293 345	6 281 652	-0,2%	-0,5%	6 298 782	0,8%	0,1%
MAT	73	74	0,7%	74	75	0,7%	-1,3%	75	2,0%	1,4%
AT	306	313	2,1%	317	318	0,3%	-1,6%	321	2,6%	1,3%
MT	24 598	24 871	1,1%	25 134	25 028	-0,4%	-0,6%	25 105	0,9%	-0,1%
BTE	36 101	36 799	1,9%	37 455	36 677	-2,1%	0,3%	36 530	-0,7%	-2,5%
BTN	6 145 234	6 189 446	0,7%	6 230 366	6 219 556	-0,2%	-0,5%	6 236 751	0,8%	0,1%
Quotas do ML	81,1%	82,7%		84,5%	84,3%			85,6%		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,3%	99,4%		99,4%	99,4%			100,0%		
MT	96,8%	97,4%		98,6%	97,9%			98,9%		
BTE	95,3%	96,1%		98,1%	97,2%			98,5%		
BTN	80,9%	82,6%		84,3%	84,1%			85,5%		

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica em Portugal continental

	Fornecimentos de Energia Elétrica (GWh)									
	2018 real	2019 real	Δ%	Tarifas 2020	2020E	Δ% 2020E / T2020	Δ% 2020E / 2019	Tarifas 2021	Δ% T2021 / 2019	Δ% T2021 /
Fornecimentos MR	3 016	2 658	-11,9%	2 421	2 337	-3,5%	-12,1%	2 141	-19,5%	-11,6%
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	28	50	79,2%	35	47	34,7%	-5,8%	0	-100,0%	-100,0%
MT	95	77	-19,1%	36	56	56,4%	-27,3%	82	5,7%	127,3%
BTE	101	85	-15,5%	48	54	12,4%	-36,8%	29	-66,2%	-39,9%
BTN	2 792	2 445	-12,4%	2 302	2 180	-5,3%	-10,9%	2 030	-17,0%	-11,8%
Fornecimentos ML	43 042	42 941	-0,2%	43 877	41 529	-5,4%	3,4%	43 458	1,2%	-1,0%
MAT	2 338	2 293	-1,9%	2 382	2 314	-2,8%	-0,9%	2 436	6,2%	2,3%
AT	7 017	7 035	0,3%	7 096	6 655	-6,2%	5,7%	7 034	0,0%	-0,9%
MT	14 886	14 846	-0,3%	15 234	13 842	-9,1%	7,3%	14 541	-2,1%	-4,5%
BTE	3 258	3 270	0,4%	3 326	2 878	-13,5%	13,6%	3 164	-3,3%	-4,9%
BTN	15 543	15 497	-0,3%	15 838	15 840	0,0%	-2,2%	16 283	5,1%	2,8%
Fornecimentos MR + ML	46 059	45 599	-1,0%	46 298	43 866	-5,3%	4,0%	45 599	0,0%	-1,5%
MAT	2 338	2 293	-1,9%	2 382	2 314	-2,8%	-0,9%	2 436	6,2%	2,3%
AT	7 045	7 085	0,6%	7 131	6 702	-6,0%	5,7%	7 034	-0,7%	-1,4%
MT	14 981	14 923	-0,4%	15 270	13 898	-9,0%	7,4%	14 623	-2,0%	-4,2%
BTE	3 359	3 355	-0,1%	3 374	2 932	-13,1%	14,4%	3 192	-4,9%	-5,4%
BTN	18 335	17 942	-2,1%	18 141	18 020	-0,7%	-0,4%	18 313	2,1%	1,0%
Quotas do ML (média ano)	93,5%	94,2%		94,8%	94,7%			95,3%		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,6%	99,3%		99,5%	99,3%			100,0%		
MT	99,4%	99,5%		99,8%	99,6%			99,4%		
BTE	97,0%	97,5%		98,6%	98,2%			99,1%		
BTN	84,8%	86,4%		87,3%	87,9%			88,9%		

A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia elétrica de Portugal continental, que são desagregados por nível de tensão e por mercado, mostrando a evolução até 2019, as estimativas para 2020 e as previsões para 2021.

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia eléctrica (GWh) em Portugal continental por mercado e nível de tensão



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2020 a REN, a E-Redes e a SU Eletricidade enviaram as estimativas e as previsões de consumo e do número de consumidores para os anos de 2020 e 2021, respetivamente. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que ao nível do consumo referido à emissão³ as previsões são muito semelhantes para o ano de 2020 (diferença de apenas 2 GWh), no entanto, para 2021 a previsão da REN é 2 037 GWh inferior à da E-Redes.

Todavia, para a definição do nível de consumo em 2020 e 2021, a ERSE assumiu uma variação anual dos fornecimentos por nível de tensão resultante da aplicação da taxa de variação dos valores reais acumulados de janeiro a agosto de 2020, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica. Na previsão de procura disponibilizada mais

³ 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.

recentemente pela REN⁴, verifica-se que o consumo referido à emissão acumulado até ao final de novembro de 2020 se situa 3,5% abaixo do ocorrido no período homólogo de 2019 e que a atual previsão deste operador para consumo em 2020 é de uma queda de 3,6%.

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente do consumo de energia elétrica, de outros indicadores económicos e do contexto legislativo, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2021:

- Fornecimentos totais a clientes de 43 866 GWh para 2020, que corresponde a um decréscimo de 3,8% face aos fornecimentos de 2019 e de 45 599 GWh para 2021, que é 4,0% superior à estimativa de 2020.
- Para 2021, a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão é a apresentada pela E-Redes na sua previsão de setembro. Para o ano de 2020 a estrutura por nível de tensão resulta da aplicação da taxa de variação entre janeiro e agosto de 2020 e o período homólogo de 2019, por nível de tensão, aos consumos reais de 2019.
- As taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela E-Redes em setembro, 9,63% e 9,30%, respetivamente para 2020 e 2021⁵.
- A taxa de perdas da rede de transporte⁶ para 2020 é de 1,46%, igual ao valor previsional da REN, e para 2021 é de 1,45%, igual à média da taxa de perdas da rede de transporte ocorrida entre 2017 e 2019.
- Consumo referido à emissão, obtido através da conjugação dos pressupostos anteriores, de 48 593 GWh para 2020, que corresponde a um decréscimo de 3,5% em relação ao ocorrido em 2019, e de 50 359 GWh para 2021, que reflete uma recuperação de 3,6% face ao valor estimado para o ano de 2020.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela E-Redes, em junho, para 2020 e 2021.

⁴ REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – dezembro 2020”

⁵ 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.

⁶ 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.

-
- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2020 e 2021, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2020 e com o quadro legal para a extinção das tarifas transitórias.
 - Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2020 e 2021, através da aplicação das quotas de mercado aos fornecimentos totais e ao número total de consumidores.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2021 é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma evolução negativa em 2020 e uma recuperação em 2021. No capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2021” da ERSE é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

Existe uma correlação entre a evolução da atividade económica e o consumo de energia elétrica, observando-se, de uma forma geral, que o consumo de energia elétrica apresenta uma tendência próxima das variações da atividade económica. Contudo para 2020 e 2021 antevê-se um contexto macroeconómico excecional, pelo que a correlação entre a atividade económica e consumo de energia elétrica poderá ser alterada, uma vez que, os dados do passado indicam que quando há mudanças dos ciclos económicos ou momentos de crise que afetam a economia portuguesa, o comportamento desta correlação é afetado.

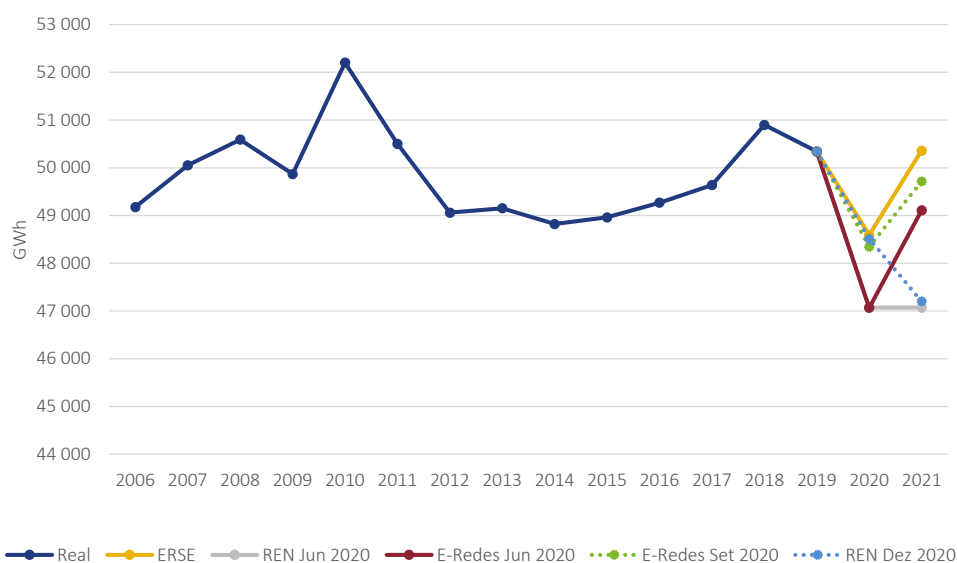
O Quadro 2-4 e a Figura 2-2 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental

		Unidade: GWh					
		2016	2017	2018	2019	2020	2021
Real		49 269	49 637	50 898	50 340		
	(Variação média anual)	0,6%	0,7%	2,5%	-1,1%		
Previsões para Tarifas 2021							
REN - Junho 2020						47 070	47 070
	(Variação média anual)					-6,5%	0,0%
E-Redes - Junho 2020 [1]						47 069	49 107
	(Variação média anual)					-6,5%	4,3%
E-Redes - Setembro 2020 [1]						48 346	49 713
	(Variação média anual)					-4,0%	2,8%
REN - Dezembro 2020						48 512	47 202
	(Variação média anual)					-3,6%	-2,7%
ERSE						48 593	50 359
	(Variação média anual)					-3,5%	3,6%

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

Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2020 e as previsões para 2021 das entregas de eletricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2021, bem como os valores correspondentes perspectivados pela E-Redes.

Refira-se que, quer o consumo para bombagem hidroelétrica abastecida pela RND, quer a recuperação de consumo ilícito não são considerados no cálculo das tarifas de acesso às redes. No primeiro caso, tal

decorre da isenção do pagamento das tarifas de acesso às redes prevista no número 2 do artigo 24.º do Regulamento do Acesso às Redes e Interligações. 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 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta E-Redes junho 2020		ERSE Tarifas 2021		Diferenças ERSE - E-Redes	
	2018	2019	2020	2021	2020	2021	2020	2021
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO¹	50 263	49 805	46 366	48 524	47 913	49 690	1 547	1 165
- Bombagem abastecida pela RND	19	33	15	26	15	26	0	0
- Consumos ilícitos recuperados na RND	40	57	30	50	30	50	0	0
- Perdas na rede de Distribuição	4 146	4 117	3 869	3 930	4 002	4 015	133	85
(Perdas/Fornecimentos)	9,48%	9,51%	9,63%	9,30%	9,63%	9,30%		
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO	46 059	45 599	42 453	44 519	43 866	45 599	1 413	1 080
(Variação média anual)	2,9%	-1,0%	-6,9%	4,9%	-3,8%	4,0%		
BT	21 694	21 297	20 413	20 901	20 952	21 506	539	605
(Variação média anual)	3,9%	-1,8%	-4,2%	2,4%	-1,6%	2,6%		
MT	14 981	14 923	13 178	14 296	13 898	14 623	720	327
(Variação média anual)	1,0%	-0,4%	-11,7%	8,5%	-6,9%	5,2%		
AT	7 045	7 085	6 538	6 969	6 702	7 034	164	65
(Variação média anual)	2,1%	0,6%	-7,7%	6,6%	-5,4%	5,0%		
MAT	2 338	2 293	2 325	2 353	2 314	2 436	-10	84
(Variação média anual)	9,1%	-1,9%	1,4%	1,2%	0,9%	5,3%		

¹ inclui o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroelétricos ligados em AT e o consumo ilícito recuperado.

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2021 e os valores homólogos da SU Eletricidade.

Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta SU Eletricidade junho 2020		ERSE Tarifas 2021		Diferenças ERSE - SU Eletricidade	
	2018	2019	2020	2021	2020	2021	2020	2021
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-17 951	-19 533	-18 419	-19 309	-18 893	-19 966	-474	-657
+ Produção em regime especial	21 456	22 620	21 357	22 033	21 581	22 445	224	412
= Total das Aquisições do CUR	3 505	3 088	2 938	2 724	2 688	2 479	-250	-245
- Perdas na rede de Distribuição	436	385	396	367	311	302	-85	-64
(perdas/fornecimentos)	14,4%	14,5%	15,6%	15,6%	13,3%	14,1%	41,4%	29,6%
- Perdas na rede de Transporte	52	45	0	0	39	36	39	36
(perdas/fornecimentos)	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	1,7%	1,7%	-19,3%	-16,7%
= Total dos Fornecimentos do CUR	3 016	2 658	2 542	2 357	2 337	2 141	-205	-217

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

A partir dessa data e, com o alargamento do período transitório, até final de 2025, vão vigorar tarifas transitórias para os clientes finais em baixa tensão normal, publicadas pela ERSE, não podendo a evolução previsional do mercado livre deixar de considerar este facto. Por outro lado, a análise previsional da ERSE considerou a possibilidade de os clientes em BTN poderem regressar às tarifas reguladas do comercializador de último recurso (CUR).

Entretanto, foram definidos, pela Portaria n.º 83/2020, novos prazos para a extinção das tarifas transitórias de fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, com data de 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2021 tem ainda em consideração a seguinte informação:

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

Assim, considerando a evolução histórica do mercado livre, o alargamento do período para a extinção de tarifas reguladas para os clientes de energia elétrica em baixa tensão, a possibilidade dos clientes em BTN regressarem ao CUR e a evolução previsional quer do número de clientes, quer do consumo realizado em mercado livre que aqui se apresenta, parte dos seguintes pressupostos:

- Os clientes em AT ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante do ano 2020;
- Os clientes em MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante do ano 2020 e ainda durante os anos de 2021 e 2022, respetivamente;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2020 e 2021, mesmo tendo em conta o enquadramento de retorno à tarifa regulada.

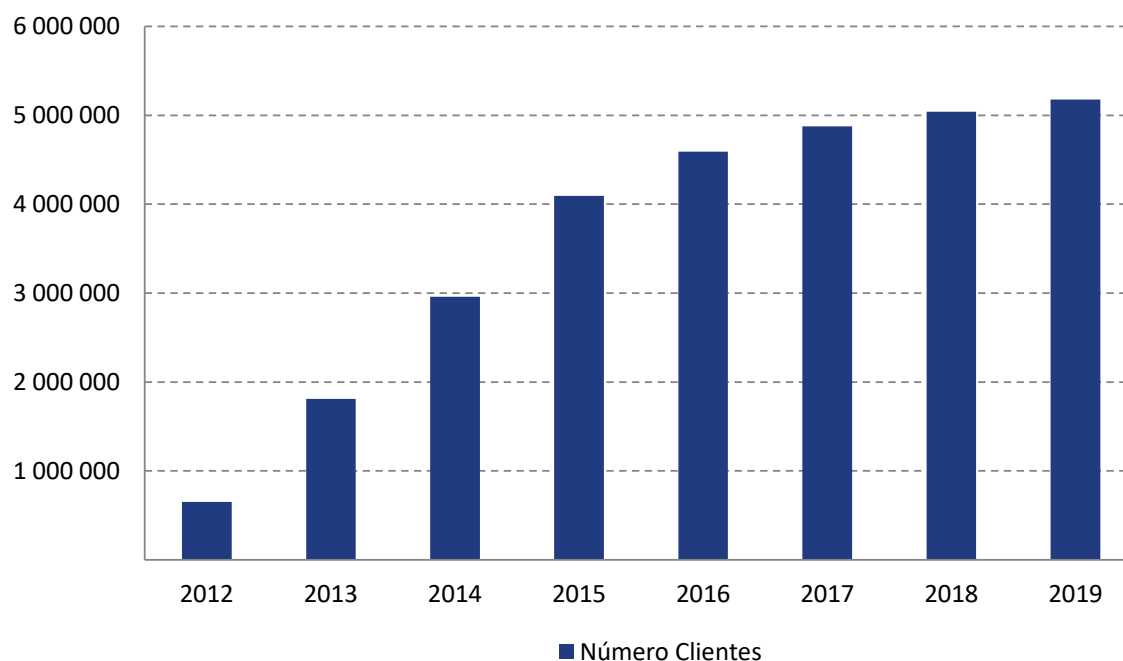
Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2019, cerca de 5,2 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento de cerca de 3% face a 2018. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, apesar do abrandamento do ritmo de crescimento tem vindo a aumentar. Os restantes segmentos de nível de tensão já estão, na sua maioria, no mercado livre.

No final de 2019 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado⁷ próximo dos 43,3 TWh, valor cerca de 1% superior ao observado em 2018 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de outubro de 2020, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 331 127, representando o seu consumo cerca de 94,7% do consumo total.

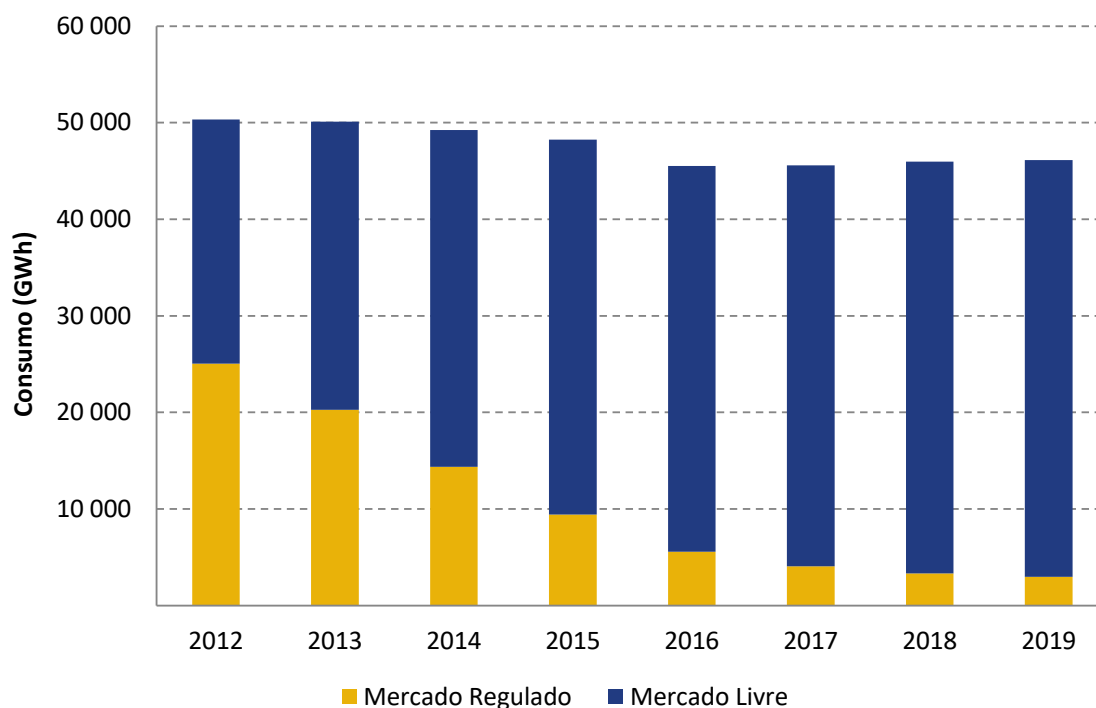
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2012 consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2012, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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



⁷ Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

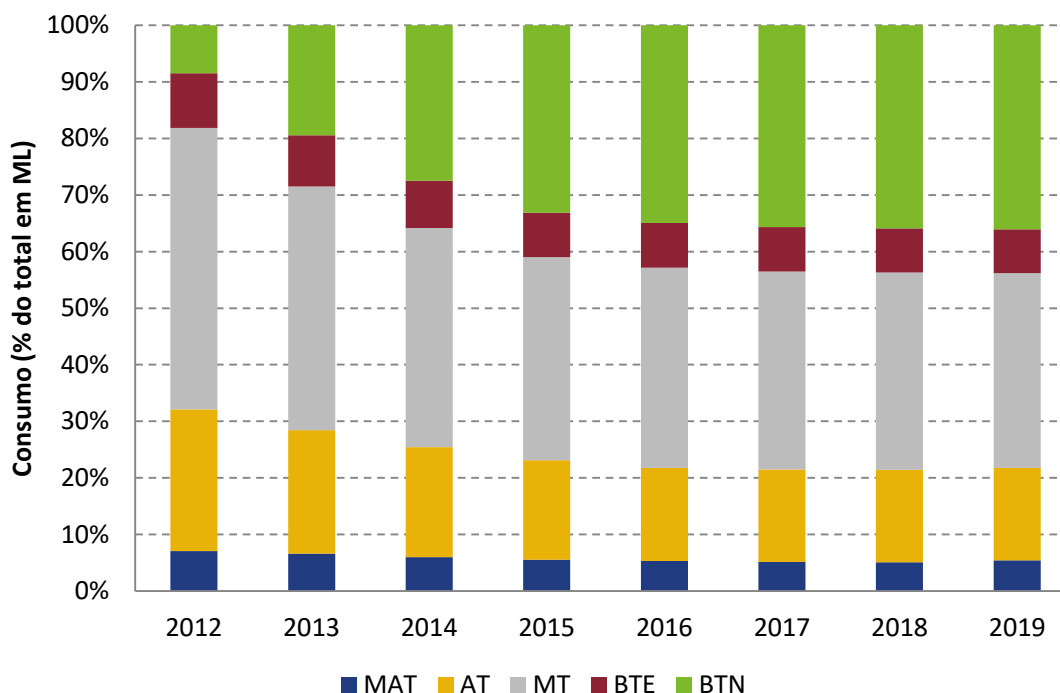
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



A evolução do número de clientes em mercado livre foi notoriamente influenciada pela extinção das tarifas. Apesar dos clientes em BTN representarem, em número, a esmagadora maioria dos clientes em mercado livre, os restantes clientes, que representam um peso maior em termos de consumo, aumentaram de forma bem mais significativa neste mercado nestes últimos anos. Ainda assim, refira-se que desde o início de 2018 que é possível aos consumidores estabelecer um contrato com o comercializador de último recurso.

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-5, demonstra que, em 2012, parte substancial dos consumos era atribuível a clientes de AT e MT. Todavia, com a extinção das tarifas para clientes BTN, é notória, a partir de 2013, a intensificação da migração para mercado de clientes em BTN, facto que vem determinar uma alteração da estrutura do consumo do mercado livre quando caracterizada por nível de tensão.

Figura 2-5 - Estrutura do consumo em mercado livre por nível de tensão



Deste quadro evolutivo, resulta a estimativa de número e consumo de clientes em mercado livre que constam da Figura 2-6 e da Figura 2-7. O quadro evolutivo do número de clientes aponta para um valor médio global de cerca de 5,30 milhões clientes em 2020 e cerca de 5,39 milhões em 2021. No que respeita às estimativas de consumo para 2020 e 2021, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 94,8% e 95,3% do consumo total. Em 2020, esta evolução resulta, entre outros aspetos, da continuação da migração gradual dos clientes de maior consumo individual devido, por um lado, à extinção das tarifas para todos os clientes e, por outro, pela diversidade de ofertas competitivas que vão aparecendo no mercado. Embora este facto contribua para o ritmo de entrada dos clientes em BTN no mercado livre desde o final de 2012, a possibilidade de regresso ao mercado regulado, desde janeiro de 2018, e a conseqüente redução do impacto da passagem de clientes do mercado regulado para o mercado livre é expectável que haja uma redução do ritmo acentuado de crescimento apresentado por este segmento de clientes no mercado livre. Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado anteriormente mencionado, refira-se que, entre janeiro de 2018 e outubro de 2020, regressaram 16 909 clientes ao mercado regulado.

Figura 2-6 - Nmero de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2020 e 2021

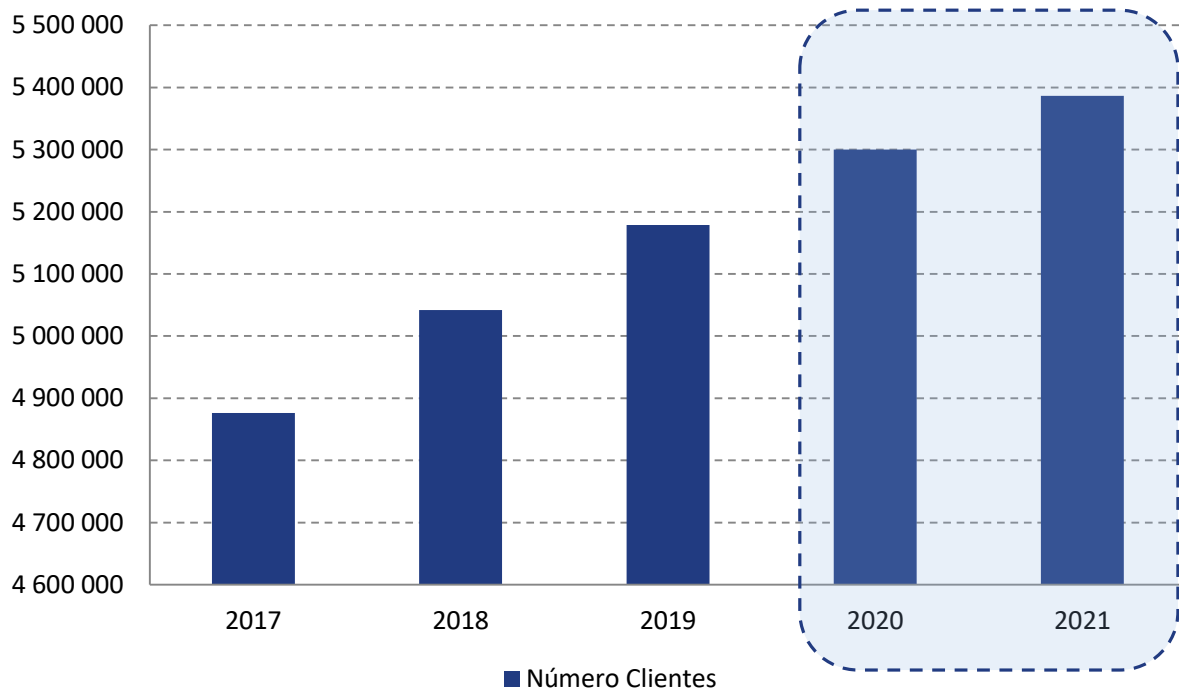
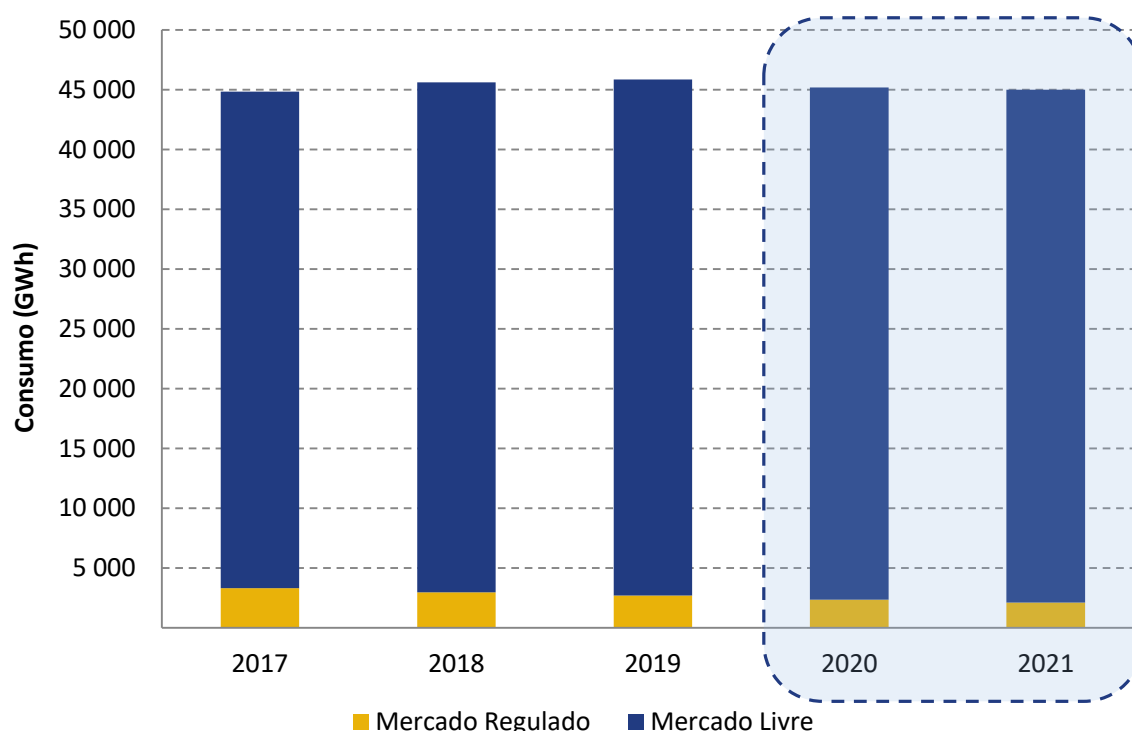


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2020 e 2021



2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, a Eletricidade dos Açores (EDA) enviou o balanço de energia elétrica para 2019, a estimativa para 2020 e a previsão para 2021. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais se prevê um decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2020 e um crescimento em 2021. A estimativa de decréscimo para 2020 assenta no impacto da pandemia do COVID-19, que tem por base os valores reais dos primeiros meses de 2020. Para 2021, a EDA aplicou um fator de retoma do consumo diferenciando o sector doméstico, que se prevê ter uma recuperação dos consumos mais acentuada, dos restantes sectores. Esta previsão estima que em 2020 se registre o valor de consumo mais baixo dos últimos 10 anos e para 2021 prevê um crescimento que, no entanto, não supera o valor registado em 2014.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2018 e 2019, a estimativa para 2020 e a previsão para 2021 da EDA, que

foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2021.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2018	2019	Estimativa 2020	Tarifas 2021
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	794 747	793 491	717 578	731 953
(Variação média anual)	1,3%	-0,2%	-9,6%	2,0%
- Perdas nas redes	50 469	50 114	45 429	46 095
(perdas/fornecimentos)	6,8%	6,8%	6,8%	6,7%
- Consumos Próprios ¹	1 797	1 851	1 866	1 874
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	742 481	741 526	670 283	683 981
(Variação média anual)	1,3%	-0,1%	-9,6%	2,0%
BT	455 771	458 492	415 039	421 170
(Variação média anual)	1,2%	0,6%	-9,5%	1,5%
MT	286 709	283 035	255 244	262 811
(Variação média anual)	1,5%	-1,3%	-9,8%	3,0%

¹Exclui consumos próprios das centrais.

2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

De acordo com os prazos regulamentares estabelecidos, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou os valores reais do balanço de energia elétrica para 2019, estimativas para 2020 e previsões para 2021. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2020 e 2021 se deverá registar um decréscimo do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira relativamente ao ocorrido em 2019. Esta previsão é suportada pelo impacto da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nesta região autónoma. De acordo com a EEM, os dados reais acumulados do consumo mais recentes confirmam o decréscimo de 8% em 2020, que foi perspetivado nos valores estimados em junho. Para 2021, a EEM antevê uma retoma do crescimento do consumo, embora menos acentuada que o decréscimo estimado para 2020.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira que a ERSE decidiu aceitar integralmente na determinação dos proveitos permitidos e das tarifas para 2021.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2018	2019	Estimativa 2020	Tarifas 2021
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	863 907	881 990	811 039	862 080
(Variação média anual)	-0,4%	2,1%	-8,0%	6,3%
- Perdas nas redes	71 496	72 447	66 430	70 479
(perdas/fornecimentos)	9,0%	9,0%	8,9%	8,9%
- Consumos Próprios ¹	1 107	1 106	1 106	1 106
	-0,7%	-0,1%	0,0%	0,0%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	791 304	808 436	743 503	790 495
(Variação média anual)	-0,4%	2,2%	-8,0%	6,3%
BT	583 272	582 957	541 877	572 738
(Variação média anual)	0,9%	-0,1%	-7,0%	5,7%
MT	208 032	225 479	201 627	217 757
(Variação média anual)	-3,6%	8,4%	-10,6%	8,0%

¹ Exclui consumos próprios das centrais.

2.4 CONSUMOS E NÚMERO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL

No Quadro 2-9 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia elétrica verificados em 2019 (2019R) e previstos nas tarifas para 2020 (2020T) e nas tarifas para 2021 (2021T), em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal

2019 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 293	5,3%	0	0,0%	0	0,0%	2 293	4,9%	0	0,0%	74	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	74	0,0%
AT	50	1,9%	7 035	16,4%	0	0,0%	0	0,0%	7 085	15,0%	2	0,0%	311	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	313	0,0%
MT	77	2,9%	14 846	34,6%	283	38,2%	225	27,9%	15 431	32,7%	657	0,1%	24 214	0,5%	751	0,6%	321	0,2%	25 942	0,4%
BT	2 531	95,2%	18 766	43,7%	458	61,8%	583	72,1%	22 339	47,4%	1 079 014	99,9%	5 147 230	99,5%	124 375	99,4%	138 553	99,8%	6 489 172	99,6%
BTE	85	3,2%	3 270	7,6%	61	8,3%	146	18,0%	3 562	7,6%	1 421	0,1%	35 378	0,7%	716	0,6%	1 222	0,9%	38 736	0,6%
BTN > 20,7 kVA	144	5,4%	1 791	4,2%	46	6,2%	61	7,6%	2 042	4,3%	6 476	0,6%	60 698	1,2%	1 683	1,3%	2 340	1,7%	71 197	1,1%
BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 262	85,1%	13 619	31,7%	349	47,1%	372	46,0%	16 602	35,2%	934 178	86,5%	4 835 015	93,5%	117 828	94,2%	130 916	94,3%	6 017 937	92,4%
BTN <= 2,3 kVA	40	1,5%	87	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	132	0,3%	136 939	12,7%	216 139	4,2%	4 148	3,3%	4 075	2,9%	361 301	5,5%
TOTAL	2 658	100,0%	42 941	100,0%	742	100,0%	808	100,0%	47 149	100,0%	1 079 673	100,0%	5 171 828	100,0%	125 126	100,0%	138 873	100,0%	6 515 500	100,0%

2020 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 382	5,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 382	5,0%	0	0,0%	74	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	74	0,0%
AT	35	1,4%	7 096	16,2%	0	0,0%	0	0,0%	7 131	14,9%	2	0,0%	314	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	317	0,0%
MT	36	1,5%	15 234	34,7%	292	38,6%	210	26,3%	15 772	33,0%	342	0,0%	24 791	0,5%	757	0,6%	313	0,2%	26 204	0,4%
BT	2 350	97,1%	19 164	43,7%	463	61,4%	589	73,7%	22 567	47,2%	976 495	100,0%	5 291 326	99,5%	125 159	99,4%	139 878	99,8%	6 532 857	99,6%
BTE	48	2,0%	3 326	7,6%	59	7,9%	147	18,4%	3 581	7,5%	726	0,1%	36 729	0,7%	714	0,6%	1 214	0,9%	39 382	0,6%
BTN > 20,7 kVA	145	6,0%	1 771	4,0%	42	5,6%	60	7,5%	2 018	4,2%	6 118	0,6%	60 794	1,1%	1 671	1,3%	2 323	1,7%	70 906	1,1%
BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	2 123	87,7%	13 955	31,8%	360	47,7%	378	47,3%	16 816	35,1%	846 314	86,6%	4 948 013	93,1%	118 599	94,2%	132 266	94,3%	6 045 192	92,2%
BTN <= 2,3 kVA	35	1,4%	112	0,3%	2	0,2%	4	0,5%	152	0,3%	123 337	12,6%	245 790	4,6%	4 175	3,3%	4 075	2,9%	377 377	5,8%
TOTAL	2 421	100,0%	43 877	100,0%	755	100,0%	799	100,0%	47 852	100,0%	976 839	100,0%	5 316 505	100,0%	125 916	100,0%	140 191	100,0%	6 559 452	100,0%

2021 Tarifas	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	0	0,0%	2 436	5,6%	0	0,0%	0	0,0%	2 436	5,2%	0	0,0%	75	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	75	0,0%
AT	0	0,0%	7 034	16,2%	0	0,0%	0	0,0%	7 034	14,9%	0	0,0%	321	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	321	0,0%
MT	82	3,8%	14 541	33,5%	263	38,4%	218	27,5%	15 103	32,1%	278	0,0%	24 827	0,5%	760	0,6%	321	0,2%	26 186	0,4%
BT	2 059	96,2%	19 447	44,7%	421	61,6%	573	72,5%	22 500	47,8%	907 209	100,0%	5 366 072	99,5%	125 418	99,4%	139 824	99,8%	6 538 523	99,6%
BTE	29	1,3%	3 164	7,3%	56	8,2%	138	17,4%	3 386	7,2%	564	0,1%	35 966	0,7%	728	0,6%	1 222	0,9%	38 480	0,6%
BTN > 20,7 kVA	115	5,4%	1 865	4,3%	42	6,2%	61	7,7%	2 084	4,4%	5 434	0,6%	62 239	1,2%	1 727	1,4%	2 339	1,7%	71 740	1,1%
BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA (Inclui IP)	1 884	88,0%	14 320	33,0%	321	46,9%	370	46,8%	16 894	35,9%	786 758	86,7%	5 026 617	93,2%	118 975	94,3%	132 188	94,3%	6 064 538	92,4%
BTN <= 2,3 kVA	31	1,5%	98	0,2%	2	0,2%	4	0,5%	135	0,3%	114 452	12,6%	241 250	4,5%	3 988	3,2%	4 074	2,9%	363 765	5,5%
TOTAL	2 141	100,0%	43 458	100,0%	684	100,0%	790	100,0%	47 073	100,0%	907 487	100,0%	5 391 294	100,0%	126 178	100,0%	140 144	100,0%	6 565 104	100,0%

3 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa por atividade do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) é aplicada pelo OLMC ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às entregas dos operadores das redes de distribuição, sendo repercutida nas tarifas de acesso às redes.

O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador. Considera-se a repercussão dos custos do OLMC através de preços de potência contratada, diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, no referencial de entrega a clientes finais.

Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa OLMC do operador logístico de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	QUANTIDADES
Potência contratada	(kW)
MAT	760 387
AT	1 562 604
MT	5 931 229
BTE	1 953 290
BTN	37 949 034

4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

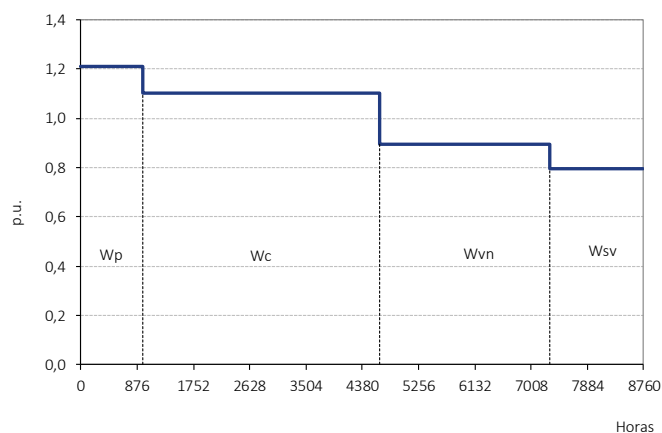
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 615 577
	Horas cheias	23 033 650
	Horas de vazio normal	13 432 978
	Horas de super vazio	6 607 302

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

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



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 672

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	167 869
	Contratada	760 387
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	102 392
	Horas cheias	519 985
	Horas de vazio normal	410 734
	Horas de super vazio	236 176
Períodos II, III	Horas de ponta	61 484
	Horas cheias	494 774
	Horas de vazio normal	392 713
	Horas de super vazio	217 972
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	36 832 567
	Capacitiva	52 386 769

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	6 507 787
	Contratada	8 295 761
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 142 627
	Horas cheias	10 791 087
	Horas de vazio normal	6 408 288
	Horas de super vazio	3 111 577
Períodos II, III	Horas de ponta	2 309 073
	Horas cheias	11 227 804
	Horas de vazio normal	6 221 243
	Horas de super vazio	3 041 577
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	44 002 500
	Capacitiva	101 217 488

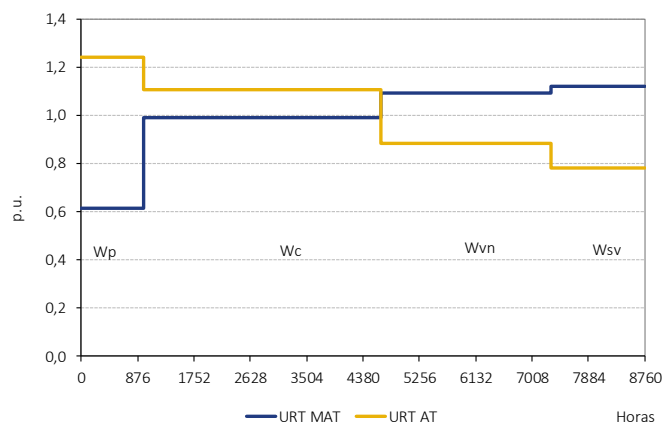
O quadro seguinte apresenta as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores em MAT, AT e MT.

Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do operador da rede de transporte

USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL AOS PRODUTORES EM MAT, AT E MT		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
	Horas de fora de vazio	30 868 188
	Horas de vazio	19 290 300

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

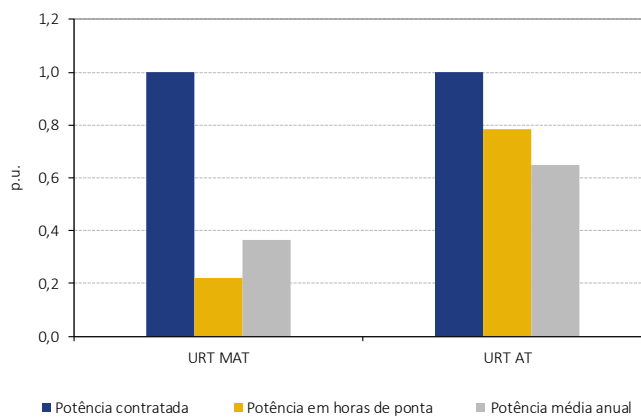


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	278	5 394

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	760	8 296

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 das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, quer sejam clientes no mercado liberalizado. Estas tarifas fazem parte das tarifas a pagar pelo acesso às redes, as quais são obtidas para cada nível de tensão adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e as tarifas por atividade do operador logístico de mudança de comercializador de cada nível de tensão.

No Quadro 5-1 apresentam-se os valores globais de energia ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2021 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do comercializador de último recurso e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

Quadro 5-1 - 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	2 436	5,3%	75	0,0%
AT	7 034	15,4%	321	0,0%
MT	14 623	32,1%	25 105	0,4%
BT	21 506	47,2%	6 273 281	99,6%
BTE	3 192	14,8%	36 530	0,6%
BTN	18 313	85,2%	6 236 751	99,4%
Total	45 599	100,0%	6 298 782	100,0%

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas 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 12 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 13.

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 da potência contratada é aplicado à potência em horas de ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). O Regulamento Tarifário 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 mesmo é dizer que as quantidades de potência contratada às quais se aplica a tarifa de uso de redes, relativamente às potências em horas de ponta nas redes de jusante, são afetadas pelos referidos coeficientes.

O Regulamento Tarifário define três coeficientes para converter, respetivamente, (i) a tarifa de URT na sua aplicação em AT, MT e BT (δ_{MAT}), (ii) a tarifa de URD_{AT} na sua aplicação aos consumos em MT e BT (δ_{AT}) e (iii) a tarifa de URD_{MT} na sua aplicação aos consumos em BT (δ_{MT}).

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores dos coeficientes de potência em horas de ponta / potência contratada para 2021, de acordo com o estudo elaborado e apresentado no documento de “Caraterização da Procura de Energia Elétrica em 2018”.

Quadro 5-2 - Coeficientes Potência em horas de ponta / Potência contratada de uso de redes

δ_{AT}	0,700
δ_{MT}	0,700
δ_{BT}	0,700

5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Quadro 5-3 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.

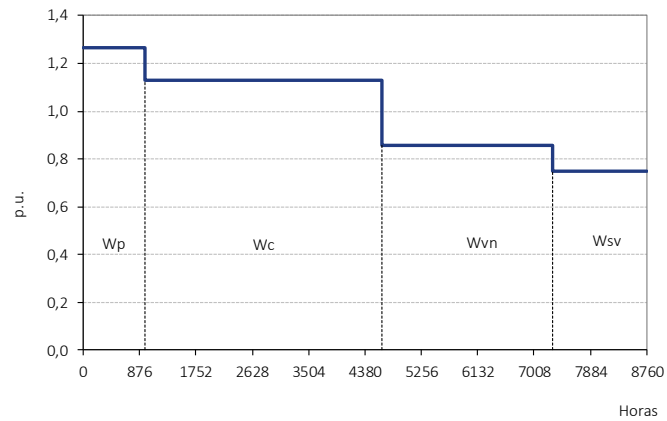
Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada		(kW)
MAT		760 387
AT		1 562 604
MT		5 931 229
BTE		1 953 290
BTN >		2 344 616
BTN <		35 604 418
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 188 847
	Horas cheias	21 566 105
	Horas de vazio normal	11 939 144
	Horas de super vazio	5 904 491
MAT		2 436 230
AT		7 034 019
MT		14 622 573
BTE		3 192 395
BTN >		1 980 495
BTN <		16 332 874

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

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

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



Potência de base [MW]	UGS
Potência média anual	5 641

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

5.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 5-4 e o Quadro 5-5 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 5-4 - 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	167 869
	Contratada	760 387
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	102 392
	Horas cheias	519 985
	Horas de vazio normal	410 734
	Horas de super vazio	236 176
Períodos II, III	Horas de ponta	61 484
	Horas cheias	494 774
	Horas de vazio normal	392 713
	Horas de super vazio	217 972
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	36 832 567
	Capacitiva	52 386 769

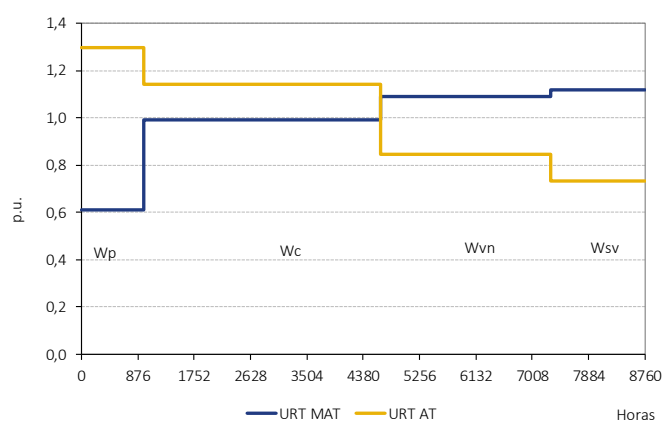
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

Quadro 5-5 - 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	6 710 139
	Contratada	9 585 913
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 111 144
	Horas cheias	10 884 843
	Horas de vazio normal	6 002 121
	Horas de super vazio	2 835 690
Períodos II, III	Horas de ponta	2 590 930
	Horas cheias	11 651 112
	Horas de vazio normal	6 017 107
	Horas de super vazio	2 897 860
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

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

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

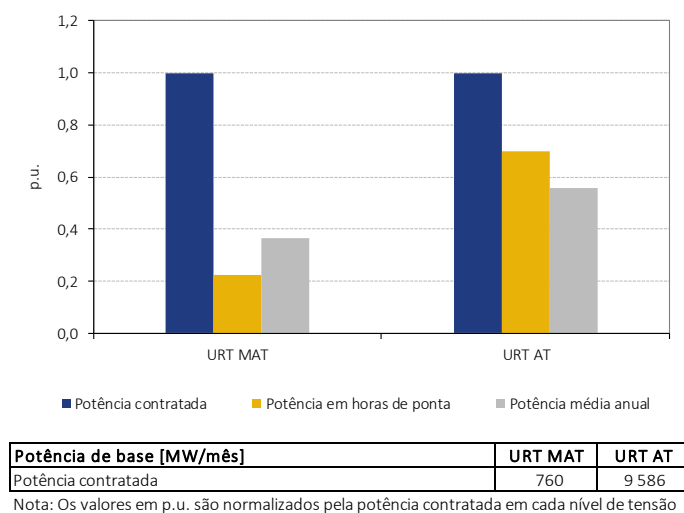


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	278	5 364

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

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

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



5.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-6, o Quadro 5-7 e o Quadro 5-8 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 5-6 - 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	6 603 168
	Contratada	9 844 647
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 045 605
	Horas cheias	10 728 212
	Horas de vazio normal	5 930 364
	Horas de super vazio	2 807 335
Períodos II, III	Horas de ponta	2 549 626
	Horas cheias	11 483 453
	Horas de vazio normal	5 945 171
	Horas de super vazio	2 868 884
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	97 400 354
	Capacitiva	43 118 021

Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} dos operadores das redes de distribuição

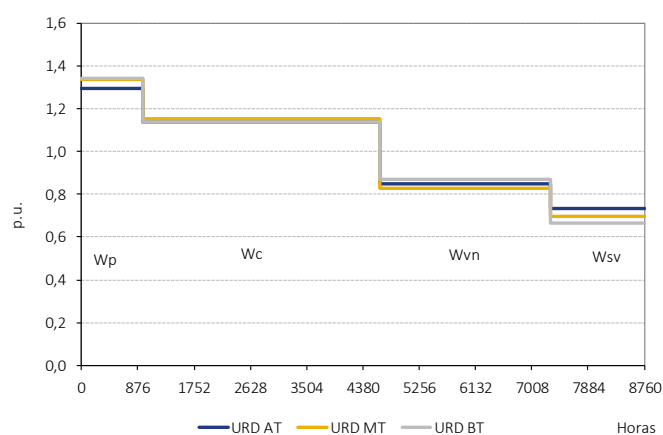
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 536 125
	Contratada	10 754 597
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 426 387
	Horas cheias	8 968 031
	Horas de vazio normal	4 785 928
	Horas de super vazio	2 181 726
Períodos II, III	Horas de ponta	2 142 219
	Horas cheias	9 453 514
	Horas de vazio normal	4 700 130
	Horas de super vazio	2 203 120
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	399 935 127
	Capacitiva	123 232 168

Quadro 5-8 - 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	3 078 372
	Contratada	39 902 324
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 009 499
	Horas cheias	5 115 026
	Horas de vazio normal	2 936 167
	Horas de super vazio	1 200 217
Períodos II, III	Horas de ponta	1 166 357
	Horas cheias	5 193 652
	Horas de vazio normal	2 708 697
	Horas de super vazio	1 176 149
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	181 997 264
	Capacitiva	70 021 679

Na Figura 5-4 apresenta-se o diagrama de carga anual 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 5-4 - Diagrama de carga anual da tarifa de URD

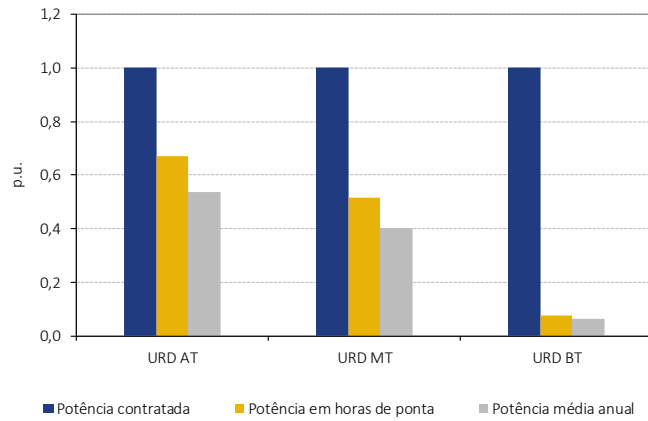


Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 292	4 322	2 455

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

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

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



Potência de base [MW/mês]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada	9 845	10 755	39 902

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

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

6.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

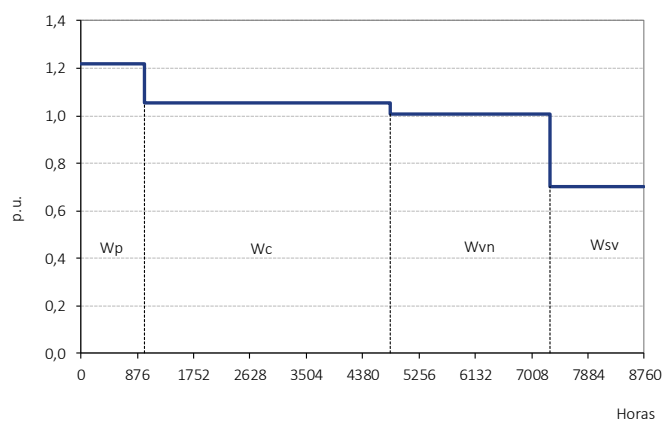
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes em MT, BTE e BTN. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de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

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

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	217 863
	Horas cheias	549 365
	Horas de vazio normal	361 074
	Horas de super vazio	143 013
Períodos II, III	Horas de ponta	117 727
	Horas cheias	559 760
	Horas de vazio normal	335 708
	Horas de super vazio	140 790

Na Figura 6-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da Tarifa Transitória 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 transitória de energia



Potência de base [MW]	Tarifa de Energia
Potência média anual	277

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 aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN. 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 MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	278
Energia ativa	(MWh)	81 604

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	564
Energia ativa	(MWh)	28 809

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	906 645
Energia ativa	(MWh)	2 030 364

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 MT, BTE e BTN do Comercializador de Último Recurso apresentam-se nos quadros seguintes. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-8 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

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 2019, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2021 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	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	82	3,8%	278	0,0%
BT	2 059	96,2%	907 209	100,0%
BTE	29	1,4%	564	0,1%
BTN	2 030	98,6%	906 645	99,9%
Total	2 141	100,0%	907 487	100,0%

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

Quadro 7-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	278	
Potência		(kW)	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	3 490	
	Contratada	8 567	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	7 919	
	Contratada	18 766	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	644	
	Contratada	5 767	
Energia ativa		(MWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	2 130
		Horas cheias	6 372
		Horas de vazio normal	3 349
		Horas de super vazio	1 979
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 358
		Horas cheias	6 709
		Horas de vazio normal	3 346
		Horas de super vazio	1 967
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	4 301
		Horas cheias	11 640
		Horas de vazio normal	5 194
		Horas de super vazio	2 863
	Períodos II, III	Horas de ponta	3 193
		Horas cheias	13 442
		Horas de vazio normal	6 005
		Horas de super vazio	3 069
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	391
		Horas cheias	1 010
		Horas de vazio normal	557
		Horas de super vazio	330
	Períodos II, III	Horas de ponta	265
		Horas cheias	1 103
		Horas de vazio normal	634
		Horas de super vazio	396
Energia reativa		(kvarh)	
	Indutiva	2 231 920	
	Capacitiva	687 722	

Quadro 7-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)		564
Potência			(kW)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		1 324
	Contratada		3 480
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		2 690
	Contratada		14 147
Energia ativa			(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	948
		Horas cheias	2 594
		Horas de vazio normal	1 196
		Horas de super vazio	608
	Períodos II, III	Horas de ponta	758
		Horas cheias	2 522
		Horas de vazio normal	1 093
		Horas de super vazio	512
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	1 737
		Horas cheias	4 637
		Horas de vazio normal	1 761
		Horas de super vazio	933
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 569
		Horas cheias	4 854
		Horas de vazio normal	2 004
		Horas de super vazio	1 082
Energia reativa			(kvarh)
	Indutiva		1 642 376
	Capacitiva		631 888

Quadro 7-4 - 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		(nº de clientes)
Tarifa de longas utilizações	27,6	34
	34,5	22
	41,4	42
Tarifa de médias utilizações	27,6	1 808
	34,5	1 523
	41,4	1 914
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	907
	Horas cheias	2 743
	Horas vazio	1 499
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	20 058
	Horas cheias	55 108
	Horas vazio	33 931

Quadro 7-5 - 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		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	29
	34,50	31
	41,40	30
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	147
	Horas cheias	494
	Horas de vazio	504

Quadro 7-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada		(nº de clientes)	
Tarifa simples	3,45	334 652	
	4,60	49 782	
	5,75	23 512	
	6,90	175 930	
	10,35	41 534	
	13,80	16 717	
	17,25	5 572	
	20,70	18 825	
	Tarifa bi-horária	1,15	25
		2,30	5
3,45		15 113	
4,60		6 996	
5,75		3 944	
6,90		30 217	
10,35		8 460	
13,80		4 254	
Tarifa tri-horária	17,25	1 380	
	20,70	4 415	
	1,15	59	
	2,30	8	
	3,45	1 738	
	4,60	605	
	5,75	309	
	6,90	2 396	
	10,35	703	
	13,80	422	
17,25	170		
20,70	697		
Energia ativa		(MWh)	
Tarifa simples		1 254 937	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	147 779	
	Horas de vazio	105 529	
	Horas de ponta	4 705	
Tarifa tri-horária	Horas de cheias	13 454	
	Horas de vazio	11 403	

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	101 665
	2,30	12 787
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		31 409

Quadro 7-7 - 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		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	7 434
	4,60	269
	5,75	75
	6,90	8 700
	10,35	3 594
	13,80	694
	17,25	151
	20,70	622
Tarifa bi-horária	3,45	20
	4,60	5
	5,75	1
	6,90	108
	10,35	164
	13,80	76
	17,25	25
	20,70	121
Tarifa tri-horária	3,45	19
	4,60	0
	5,75	0
	6,90	136
	10,35	136
	13,80	84
	17,25	4
	20,70	26
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		12 203
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	723
	Horas de vazio	747
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	95
	Horas de cheias	236
	Horas de vazio	208

Quadro 7-8 - 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		81 275
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	23 568
	Horas cheias	83 173
	Horas de vazio	224 804

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 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).

7.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 7-1 apresentam-se os diagramas de carga de MT, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

Na Figura 7-2 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em MT.

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário e por opção tarifária

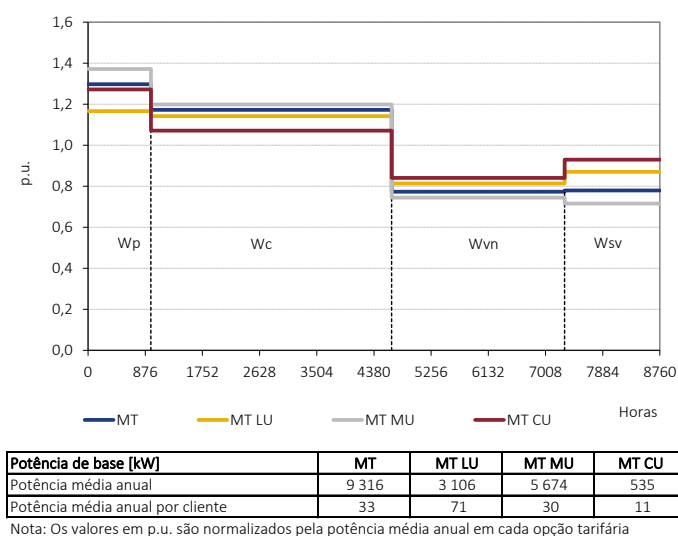
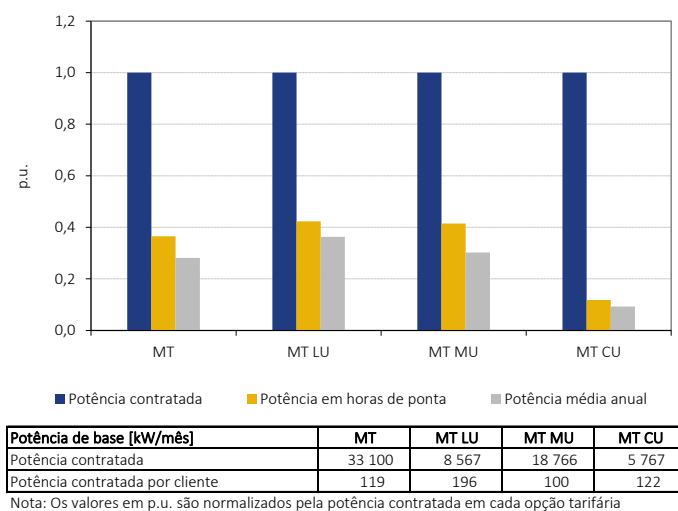


Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT



7.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 7-3 apresentam-se os diagramas de carga de BTE, em p.u., discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

Na Figura 7-4 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em BTE.

Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária

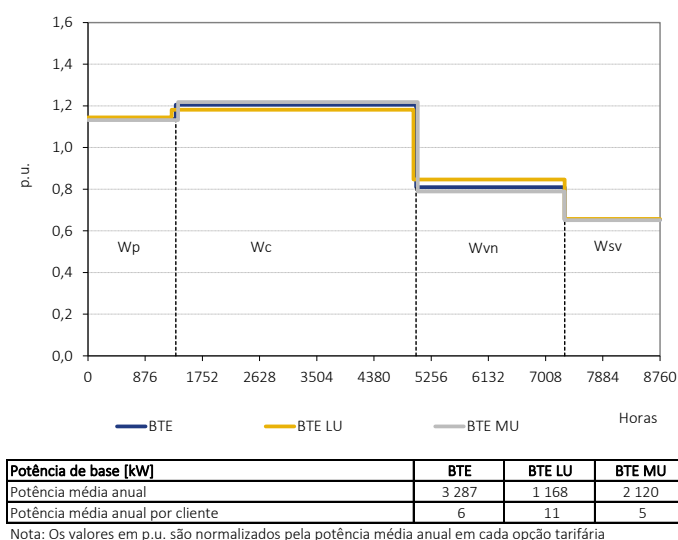
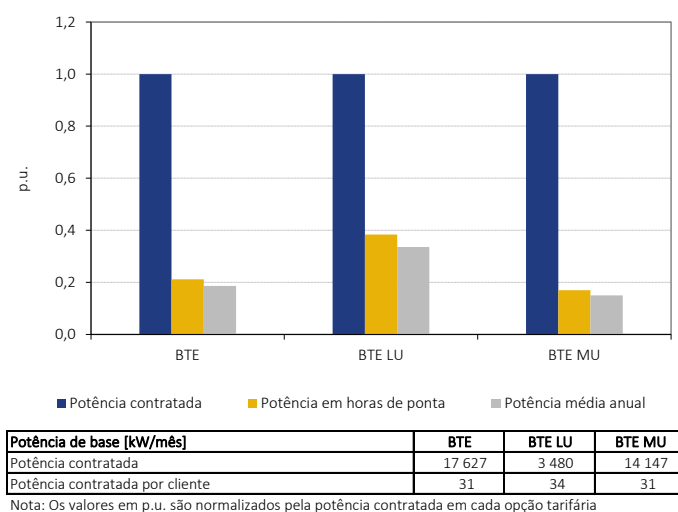


Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE

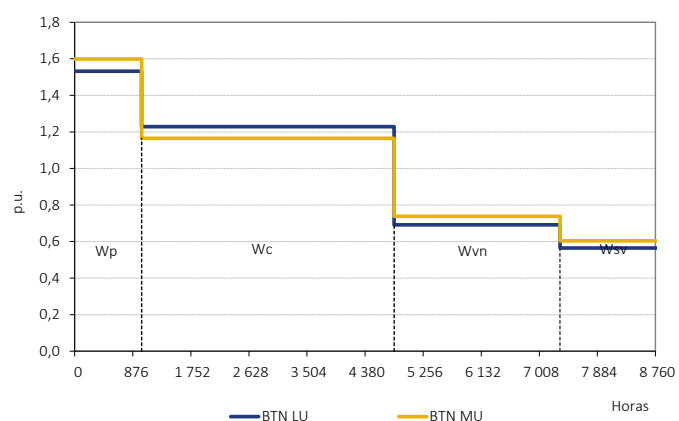


7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 7-5 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 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

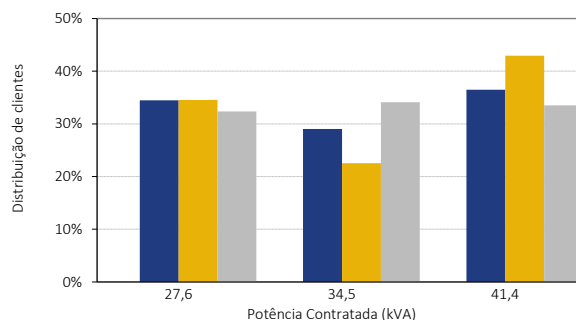


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	586	12 420
Potência média anual por cliente	6	2

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

Na Figura 7-6 e na Figura 7-7 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

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

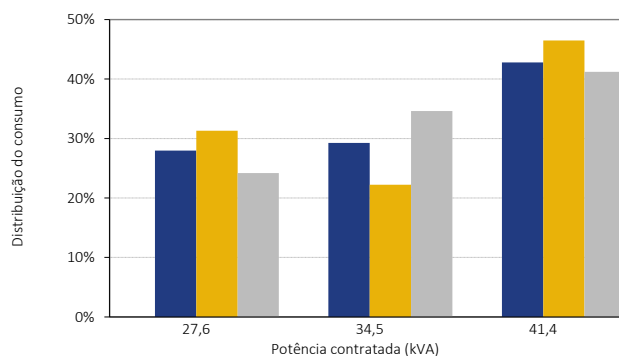


	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	34,5%	29,0%	36,5%
■ Tri-horária LU	34,5%	22,5%	42,9%
■ Sazonal Tri-horária	32,4%	34,1%	33,5%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	99	5 245	90

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

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



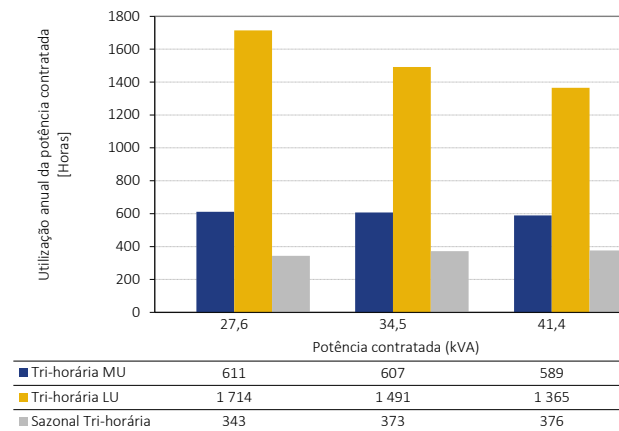
	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	28,0%	29,3%	42,8%
■ Tri-horária LU	31,3%	22,2%	46,5%
■ Sazonal Tri-horária	24,2%	34,6%	41,2%

Potência de Base	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
Potência média anual [kW]	586	130	130
Potência média anual por cliente [W]	5 942	2 368	1 442

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

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

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



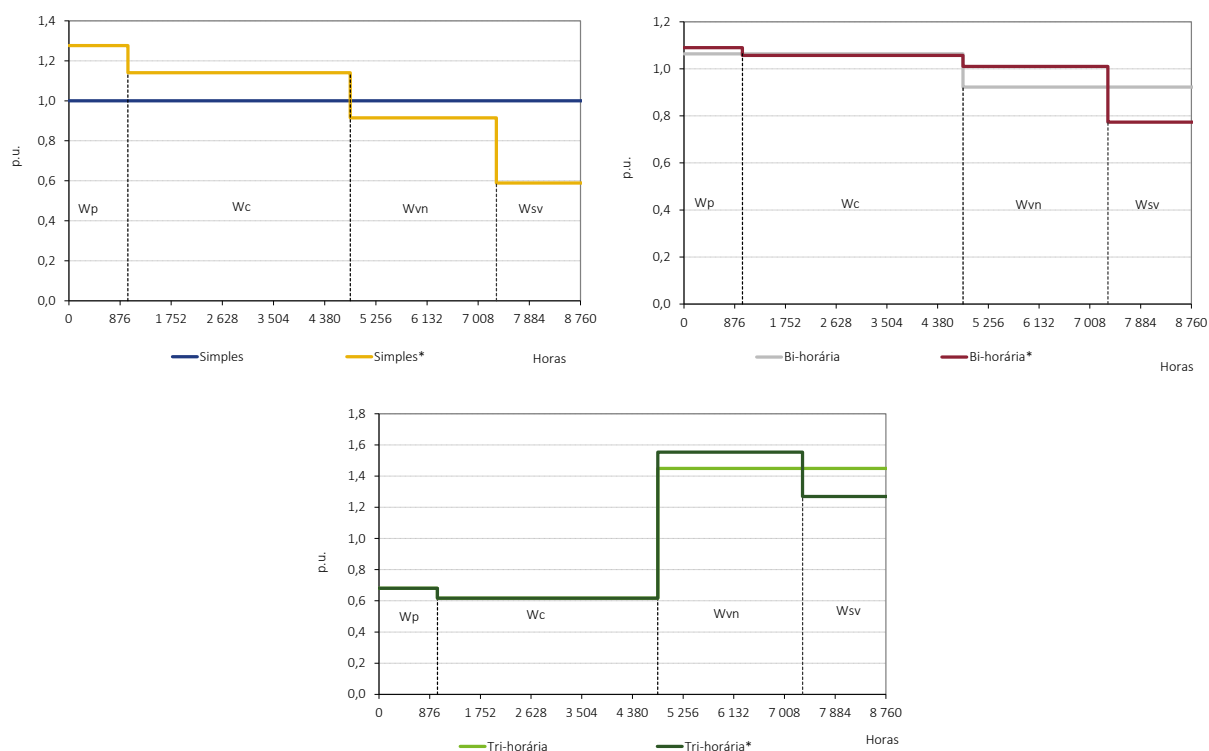
7.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

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



Potência de base [kW]	Simple	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	142 866	28 837	41 110
Potência média anual por cliente	0,21	0,39	1,79

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

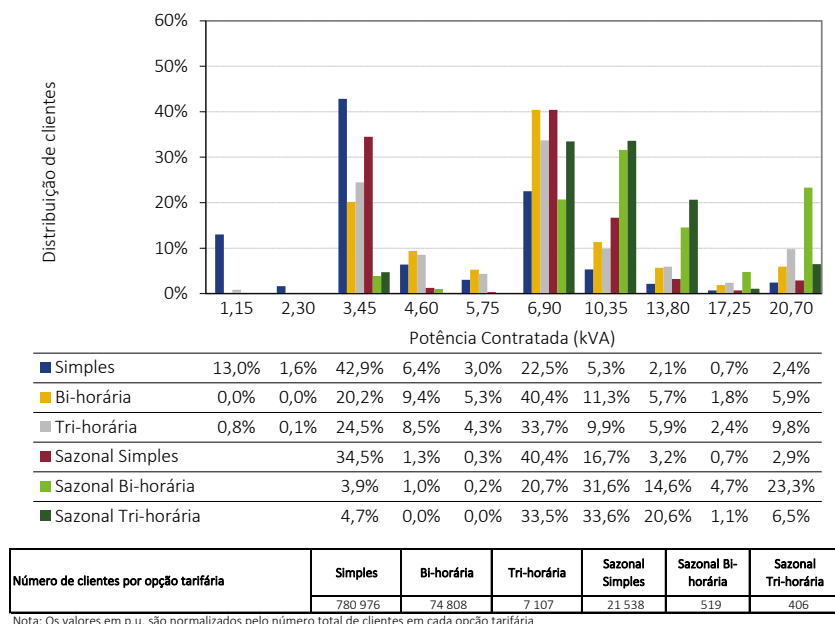
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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.

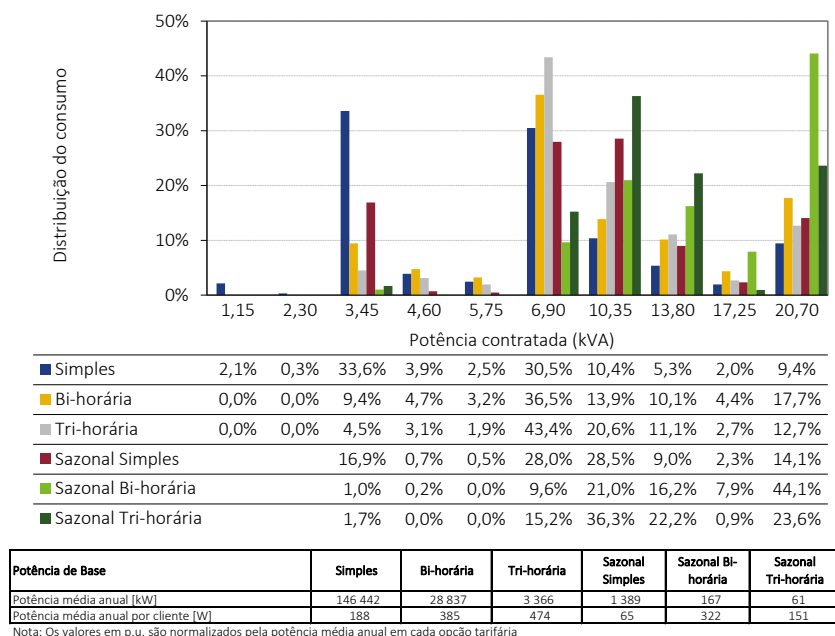
Na Figura 7-10 e na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



*Exclui IP

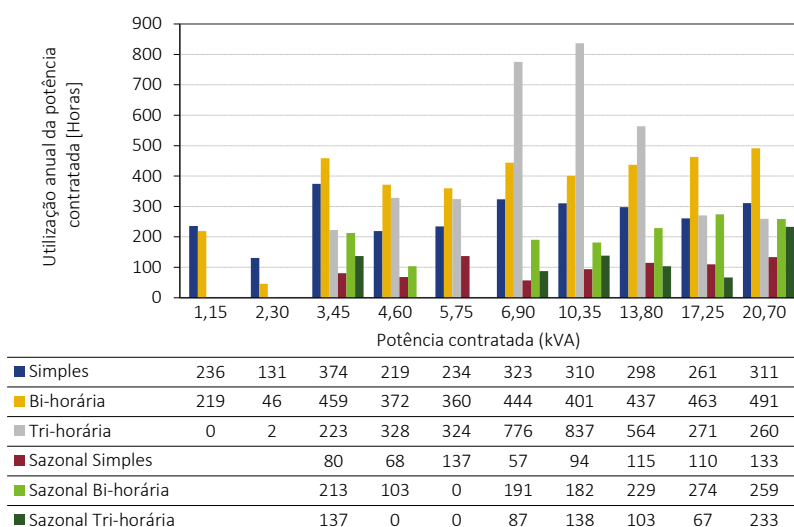
Figura 7-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

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 ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

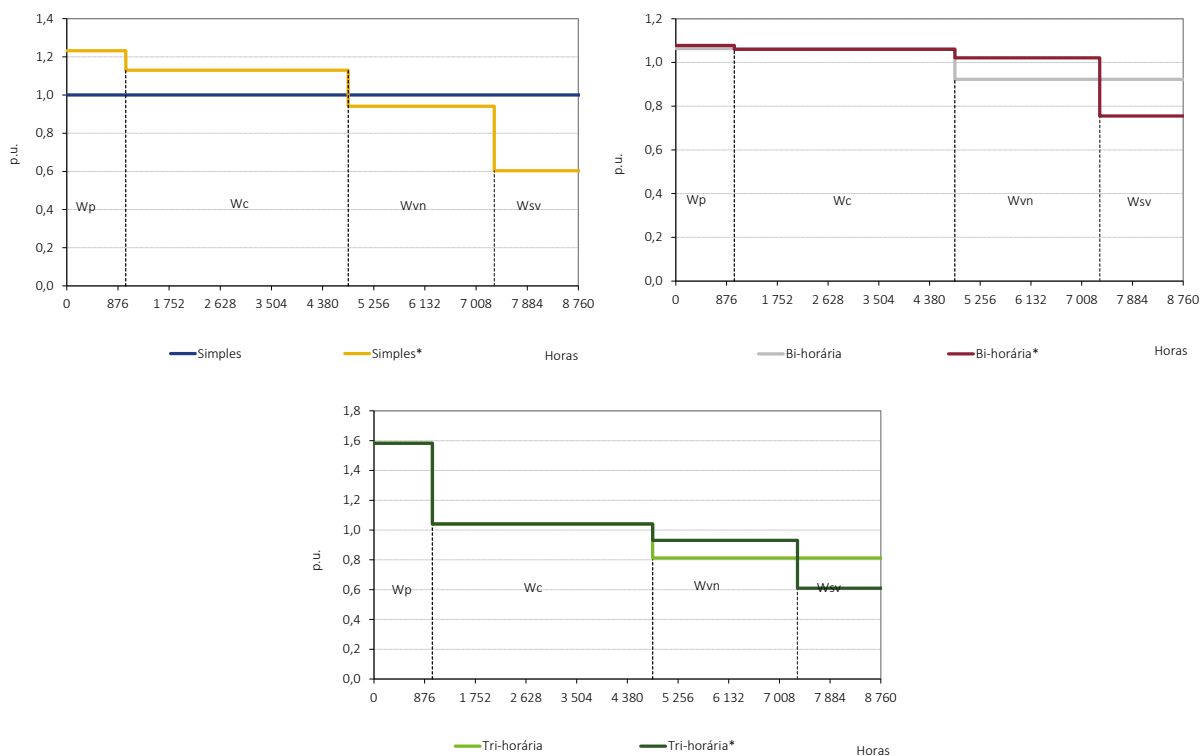
7.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 7-13 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 7-13 - 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	17 198	1 993	147
Potência média anual por cliente	0,19	0,27	0,24

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 7-14 e na Figura 7-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

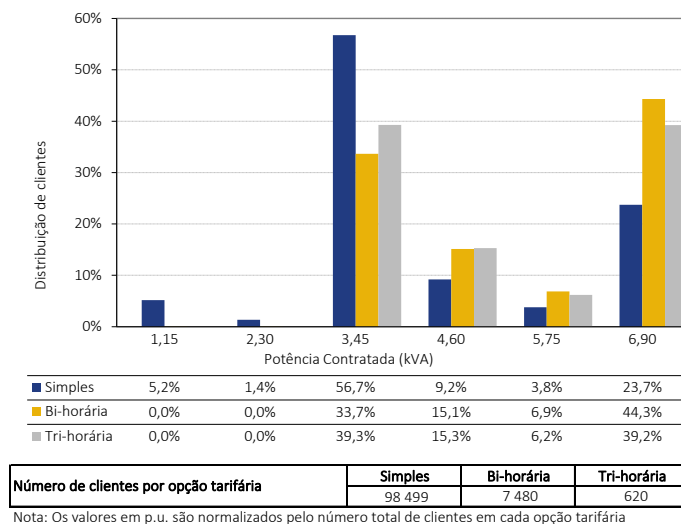
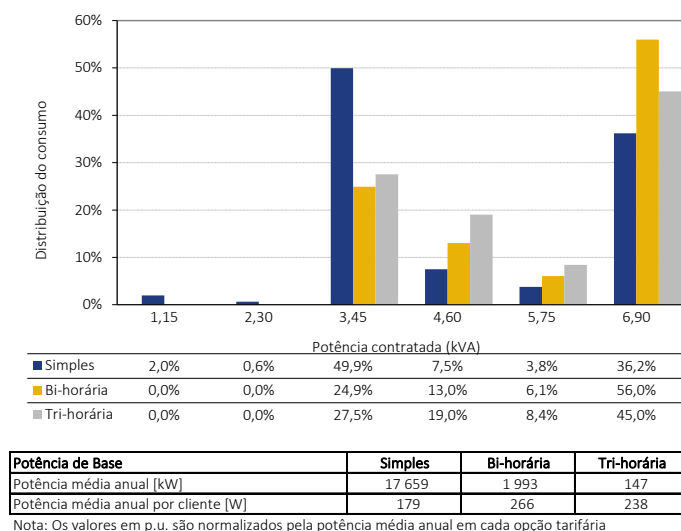
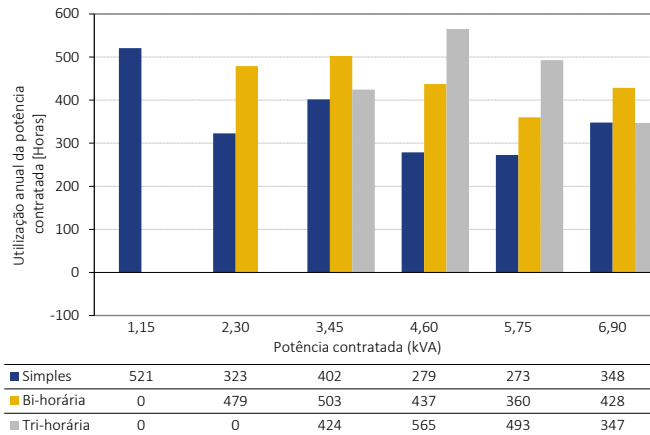


Figura 7-15 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 7-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 7-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



8 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

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

No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 8-2 ao Quadro 8-8 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 2019, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2021 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 8-1 - 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	2 436	5,6%	75	0,0%
AT	7 034	16,2%	321	0,0%
MT	14 541	33,5%	24 827	0,5%
BT	19 447	44,7%	5 366 072	99,5%
BTE	3 164	16,3%	35 966	0,7%
BTN	16 283	83,7%	5 330 106	99,3%
Total	43 458	100,0%	5 391 294	100,0%

8.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 8-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	75
Potência		(kW)
	Horas de ponta	167 869
	Contratada	760 387
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	102 392
	Horas cheias	519 985
	Horas de vazio normal	410 734
	Horas de super vazio	236 176
Períodos II, III	Horas de ponta	61 484
	Horas cheias	494 774
	Horas de vazio normal	392 713
	Horas de super vazio	217 972
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	36 832 567
	Capacitiva	52 386 769

Quadro 8-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	321
Potência		(kW)
	Horas de ponta	805 738
	Contratada	1 562 604
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	457 493
	Horas cheias	1 388 008
	Horas de vazio normal	983 629
	Horas de super vazio	567 139
Períodos II, III	Horas de ponta	306 295
	Horas cheias	1 637 618
	Horas de vazio normal	1 087 117
	Horas de super vazio	606 721
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	97 400 354
	Capacitiva	43 118 021

Quadro 8-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	24 827
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 147 714
	Contratada	5 898 128
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 215 547
	Horas cheias	3 389 487
	Horas de vazio normal	1 621 622
	Horas de super vazio	921 607
Períodos II, III	Horas de ponta	858 142
	Horas cheias	3 787 280
	Horas de vazio normal	1 779 378
	Horas de super vazio	967 906
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	397 703 207
	Capacitiva	122 544 446

Quadro 8-5 - 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)	35 966
Potência		(kW)
	Horas de ponta	440 773
	Contratada	1 935 663
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	294 894
	Horas cheias	794 155
	Horas de vazio normal	324 672
	Horas de super vazio	169 261
Períodos II, III	Horas de ponta	255 533
	Horas cheias	809 983
	Horas de vazio normal	340 065
	Horas de super vazio	175 024
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	180 354 888
	Capacitiva	69 389 791

Quadro 8-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	21 434
	34,50	18 055
	41,40	22 750
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	341 241
	Horas cheias	943 048
	Horas de vazio	580 815

Quadro 8-7 - 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	2 209 430
	4,60	323 265
	5,75	152 339
	6,90	1 192 467
	10,35	291 463
	13,80	112 452
	17,25	36 963
Tarifa bi-horária	20,70	125 601
	1,15	163
	2,30	31
	3,45	97 738
	4,60	45 217
	5,75	25 478
	6,90	195 855
	10,35	55 699
Tarifa tri-horária	13,80	27 961
	17,25	9 071
	20,70	29 299
	1,15	380
	2,30	49
	3,45	11 347
	4,60	3 910
	5,75	1 995
	6,90	16 355
	10,35	5 424
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		11 002 121
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 289 392
	Horas de vazio	922 750
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	41 676
	Horas cheias	118 867
	Horas de vazio	100 814
CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	214 296
	2,3	26 954
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		98 289

Quadro 8-8 - 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		206 897
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	59 996
	Horas cheias	211 728
	Horas de vazio	572 269

8.2 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.

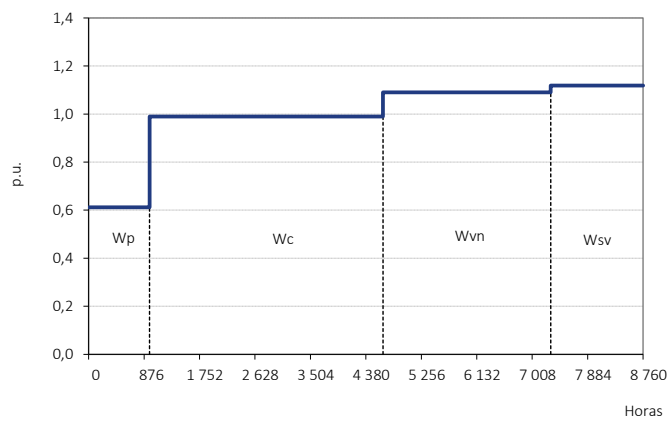
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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).

8.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 8-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminado por período tarifário. Na Figura 8-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta.

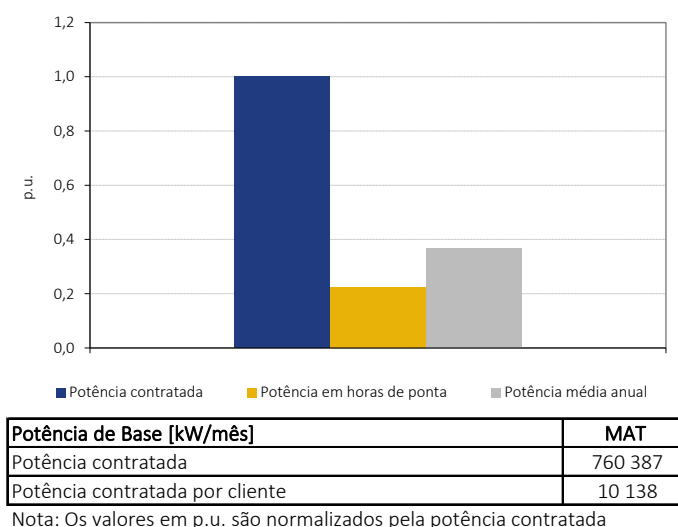
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	278 108
Potência média anual por cliente	3 708

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

Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT



8.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 8-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Alta Tensão (AT), discriminado por período tarifário. Na Figura 8-4 apresentam - se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário

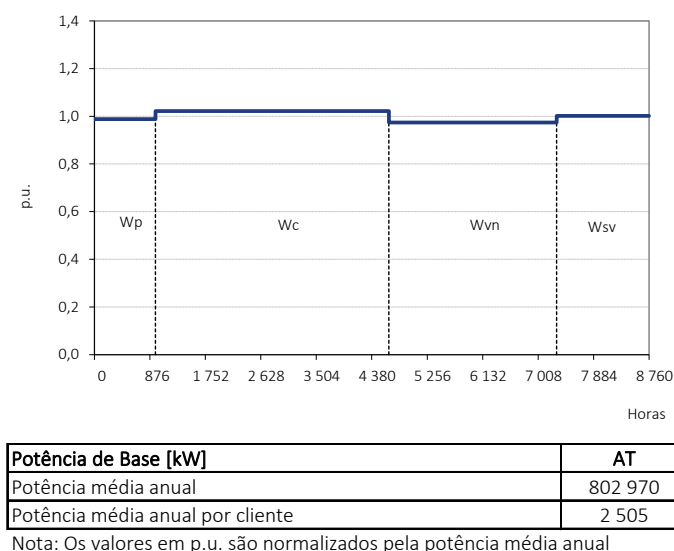
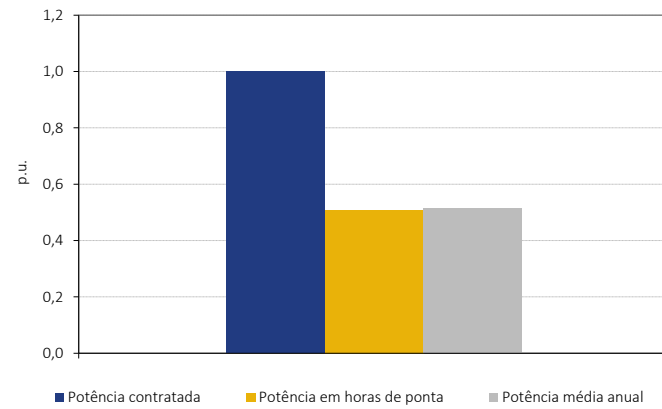


Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT



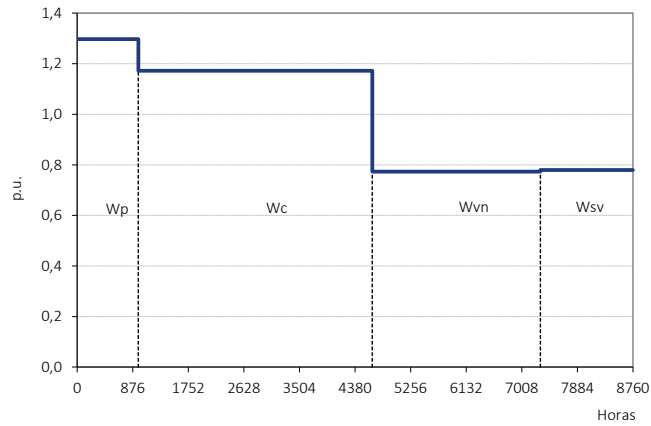
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 562 604
Potência contratada por cliente	4 876

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

8.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-5 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminado por período tarifário. Na Figura 8-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

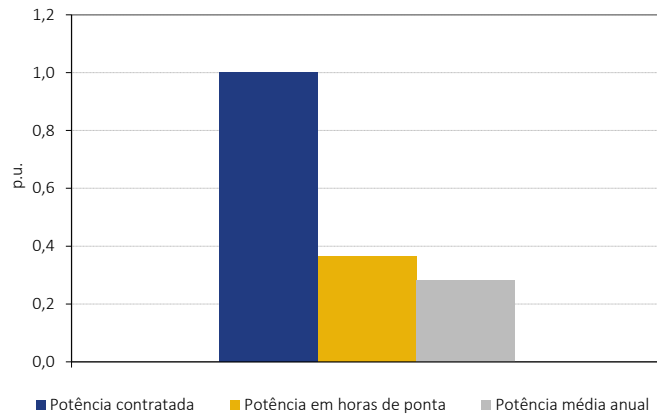
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 659 928
Potência média anual por cliente	67

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

Figura 8-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT



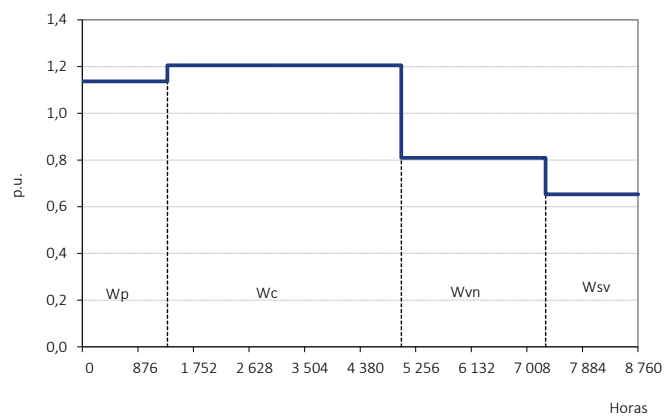
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	5 898 128
Potência contratada por cliente	238

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

8.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

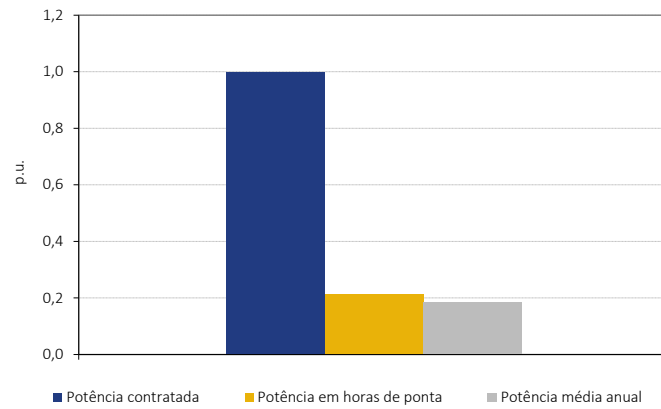
Figura 8-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	360 987
Potência média anual por cliente	10

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

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



Potência de Base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	1 935 663
Potência contratada por cliente	54

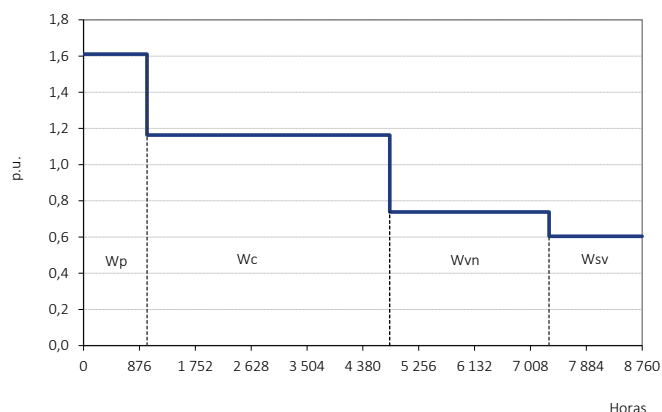
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

8.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 8-9 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 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário

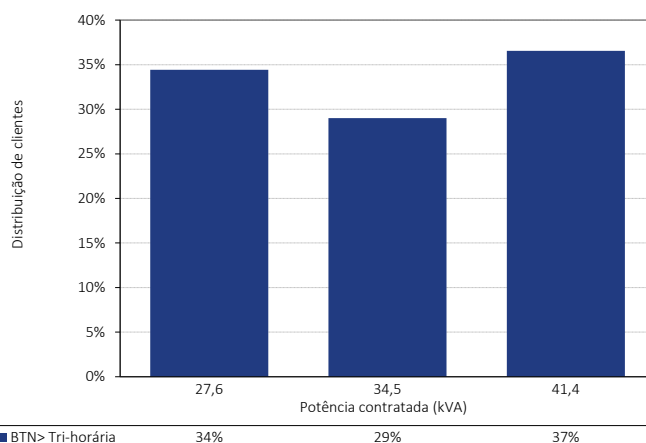


Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	212 911
Potência média anual por cliente	3,42

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

Na Figura 8-10 e na Figura 8-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

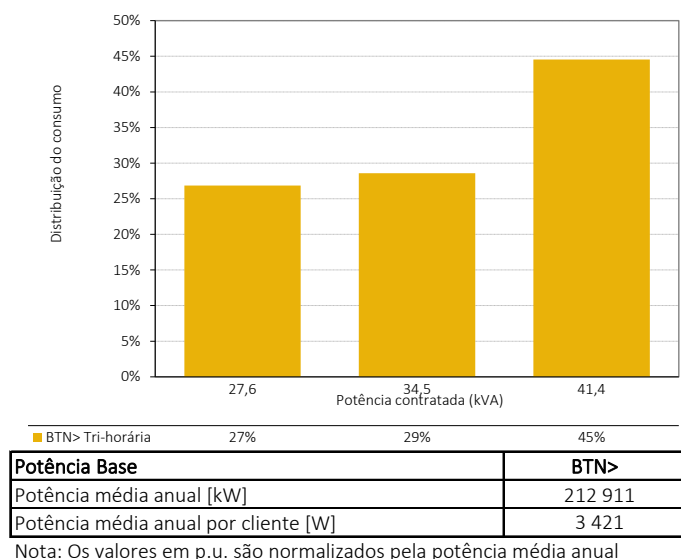
Figura 8-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
34%	62 239
29%	
37%	

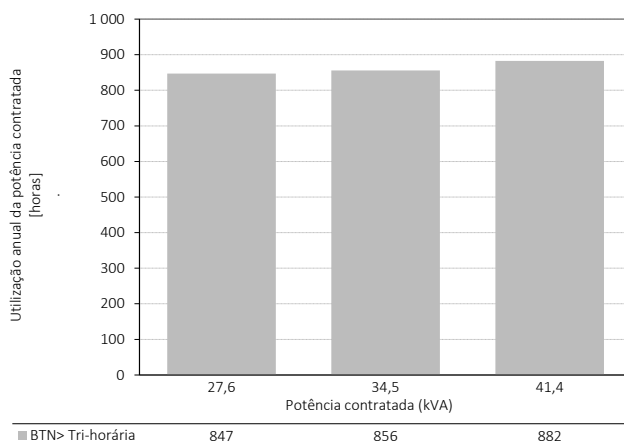
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Figura 8-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Na Figura 8-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência contratada.

Figura 8-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



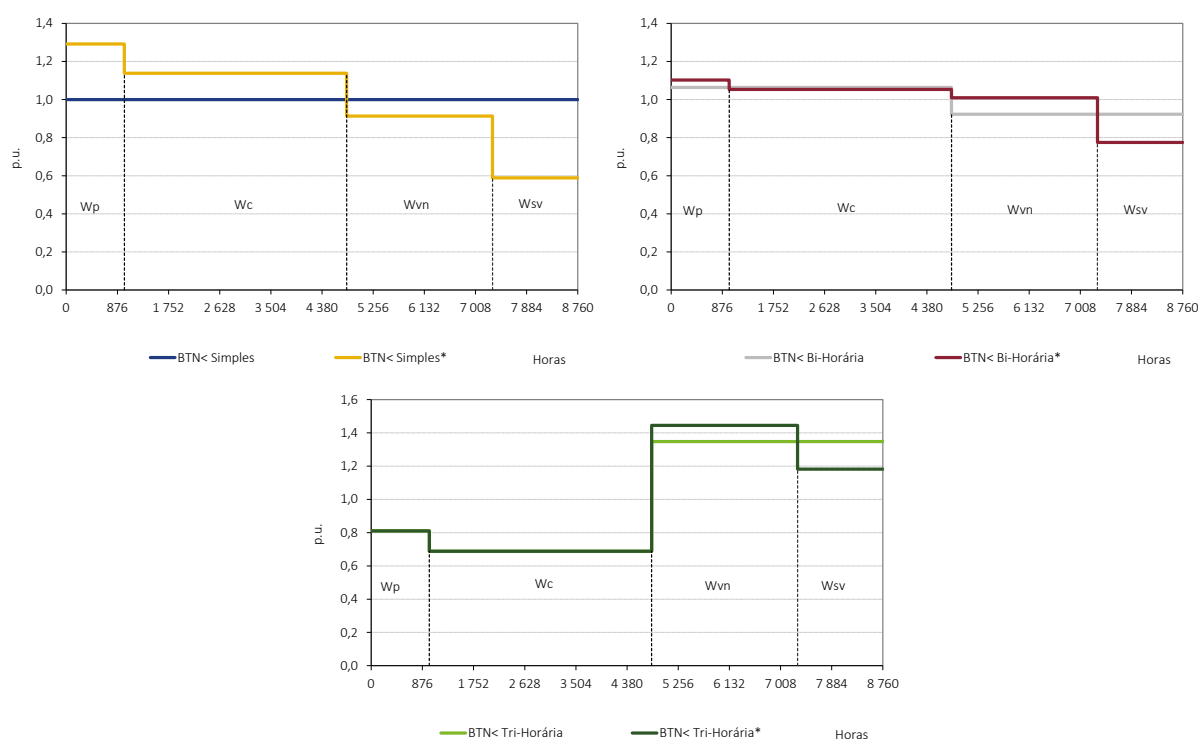
8.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 8-13 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 8-13 - 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	1 255 950	252 528	126 181
Potência média anual por cliente	0,28	0,52	1,31

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.

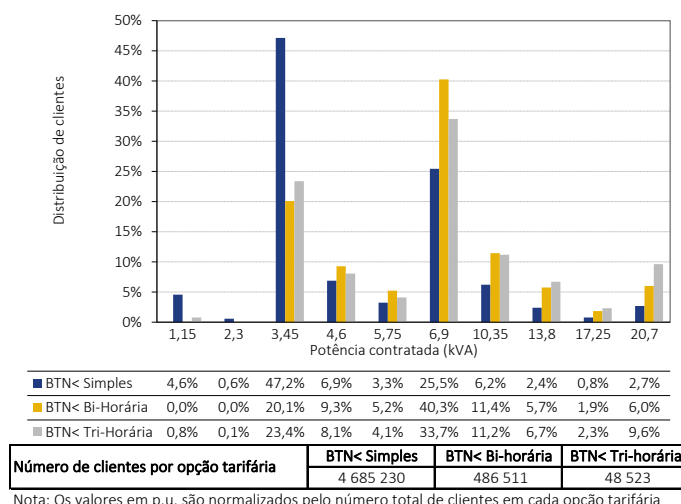
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária.

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.

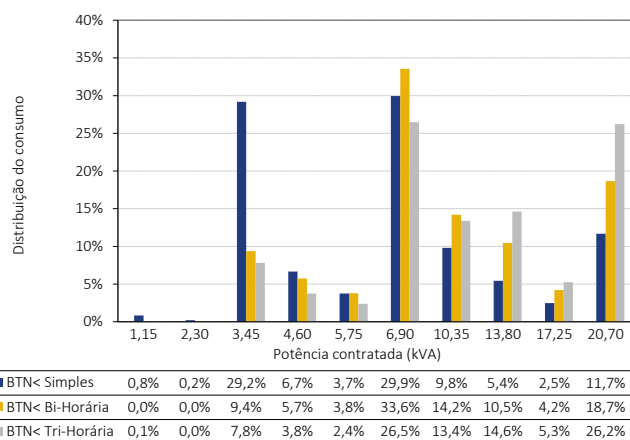
Na Figura 8-14 e na Figura 8-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

Figura 8-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



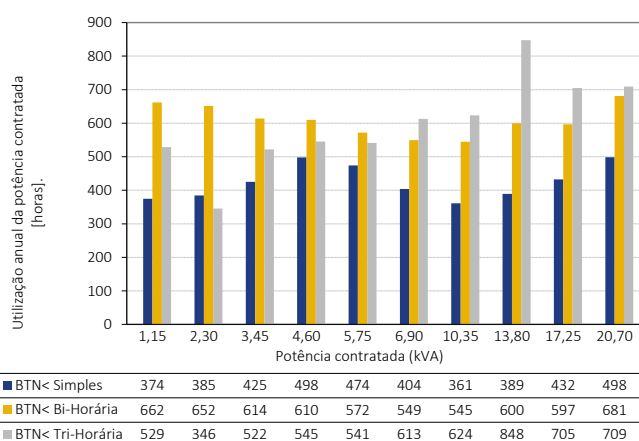
Potência de base	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	1 267 170	252 528	29 835
Potência média anual por cliente [W]	270	519	615

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

*Exclui IP

Na Figura 8-16 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*



*Exclui IP

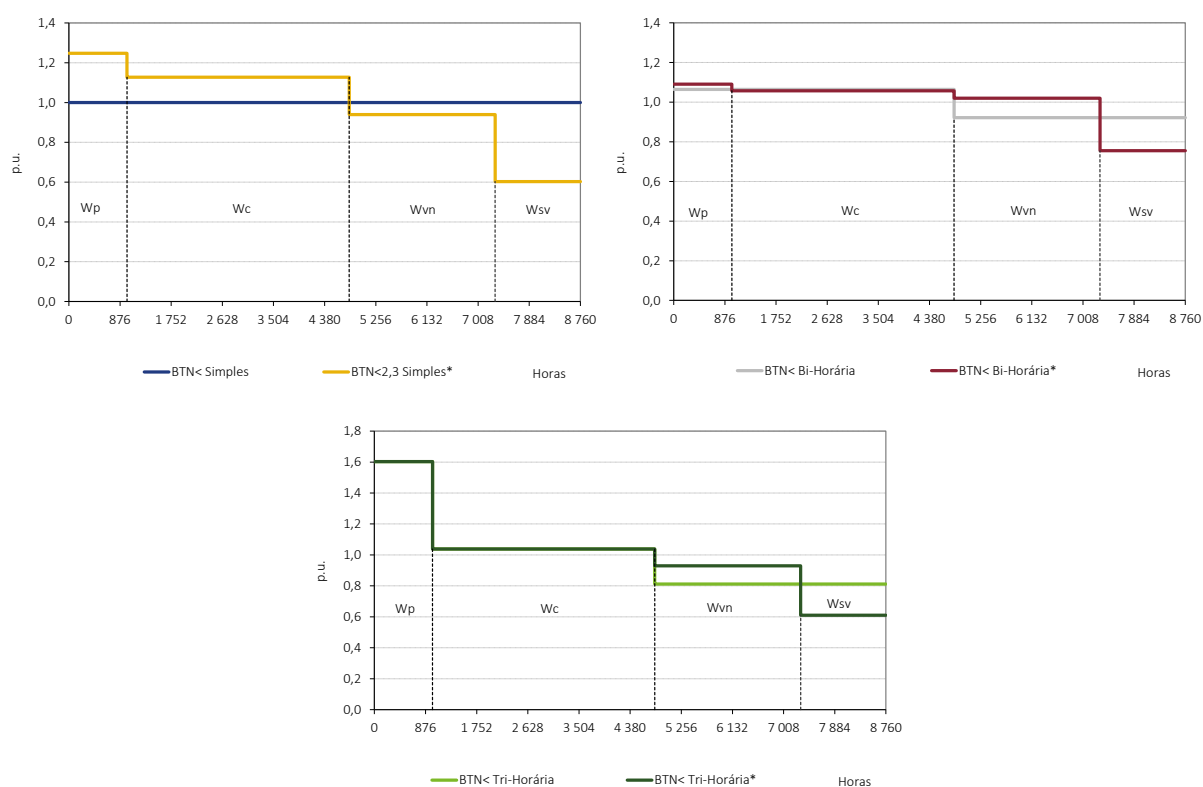
8.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 8-17 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 8-17 - 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	1 447	17 353	1 284
Potência média anual por cliente	0,11	0,36	0,32

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 8-18 e na Figura 8-19 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

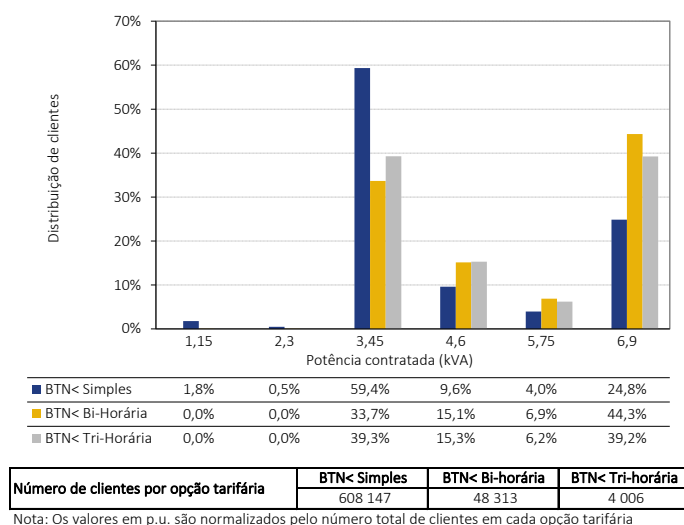
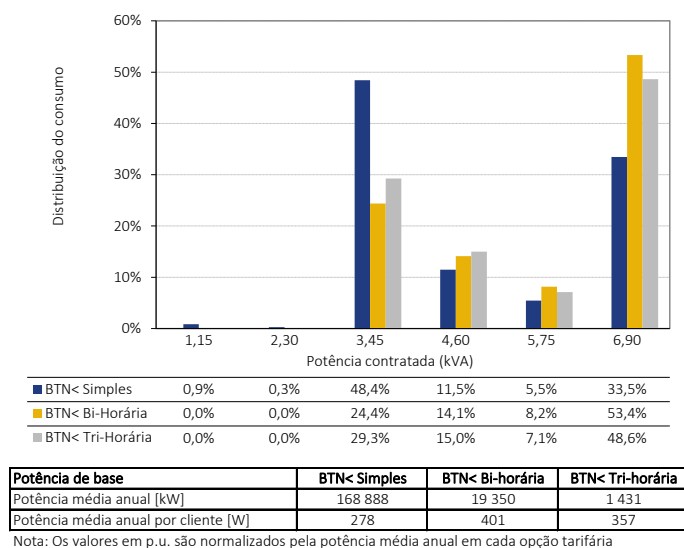
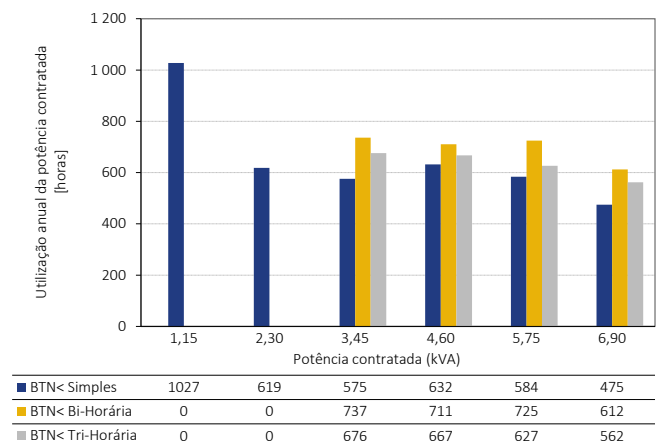


Figura 8-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



Na Figura 8-20 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



9 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 9-1 ao Quadro 9-6. No Quadro 9-1 são exibidos os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-2 ao Quadro 9-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 9-1 - 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	263	38,4%	760	0,6%
BT	421	61,6%	125 418	99,4%
BTE	56	13,4%	728	0,6%
BTN	365	86,6%	124 690	99,4%
Total	684	100,0%	126 178	100,0%

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

Quadro 9-2 - 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)	760
Potência		(kW)
	Horas de ponta	36 731
	Contratada	133 354
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	23 501
	Horas cheias	59 532
	Horas de vazio normal	25 981
	Horas super vazio	16 040
Períodos II, III	Horas de ponta	26 511
	Horas cheias	65 079
	Horas de vazio normal	28 618
	Horas super vazio	17 551
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	11 250 117
	Capacitiva	3 030 272

Quadro 9-3 - 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)	728
Potência		(kW)
	Horas de ponta	8 269
	Contratada	37 347
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	5 385
	Horas cheias	13 447
	Horas de vazio normal	5 254
	Horas super vazio	3 136
Períodos II, III	Horas de ponta	5 696
	Horas cheias	14 223
	Horas de vazio normal	5 762
	Horas super vazio	3 439
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	5 293 351
	Capacitiva	1 000 405

Quadro 9-4 - 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	853
	34,50	392
	41,40	482
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	8 370
	Horas cheias	21 042
	Horas de vazio	12 963

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021

Procura considerada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores

Quadro 9-5 - 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 e $>2,3$ kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada		(n.º de clientes)	
Tarifa simples	3,45	48 780	
	4,60	1 328	
	5,75	655	
	6,90	28 703	
	10,35	4 185	
	13,80	1 314	
	17,25	1 732	
	20,70	1 073	
Tarifa bi-horária	1,15	0	
	2,30	0	
	3,45	260	
	4,60	36	
	5,75	11	
	6,90	745	
	10,35	182	
	13,80	142	
Tarifa tri-horária	17,25	128	
	20,70	77	
	1,15	0	
	2,30	0	
	3,45	8 052	
	4,60	1 092	
	5,75	554	
	6,90	13 377	
10,35	1 280		
13,80	567		
17,25	647		
20,70	2 229		
Energia ativa		(MWh)	
Tarifa simples		187 492	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	6 062	
	Horas de vazio	3 986	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	17 903	
	Horas cheias	45 293	
		Horas de vazio	35 689

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	3 703
	2,3	285
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		1 660

Quadro 9-6 - 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		6 912
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 135
	Horas cheias	3 349
	Horas de vazio	18 883

9.2 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 média anual.

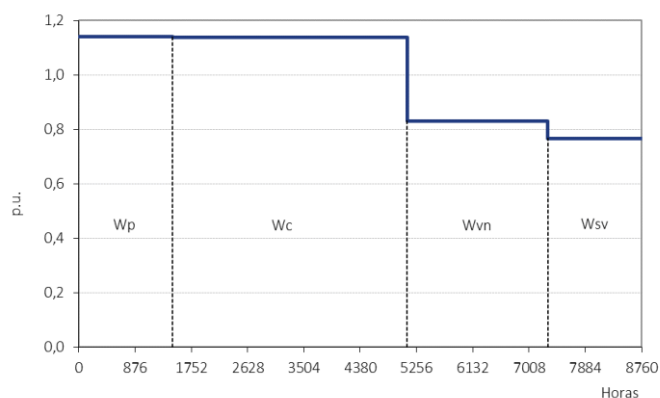
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresenta-se o diagrama de carga de MT, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em MT.

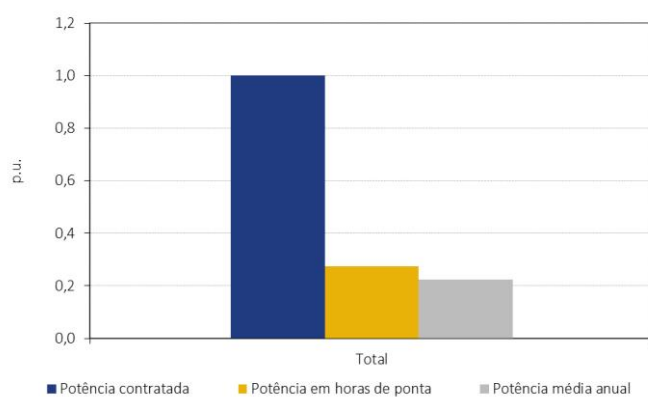
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	30 001
Potência média anual por cliente	39

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

Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT



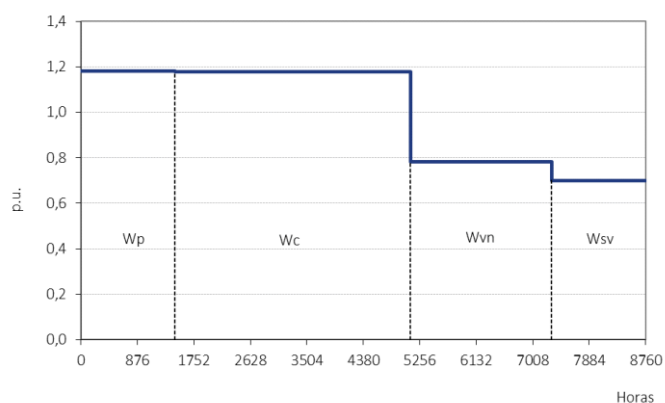
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	133 354
Potência contratada por cliente	175

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

9.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-3 apresenta-se o diagrama de carga de BTE, em p.u., discriminado por período tarifário. Na Figura 9-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

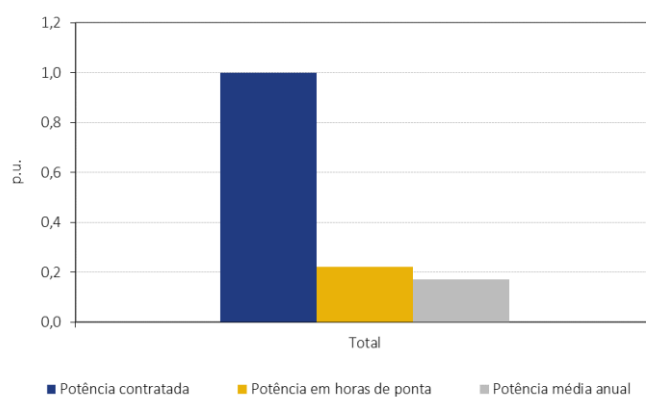
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	6 432
Potência média anual por cliente	9

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

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	37 347
Potência contratada por cliente	51

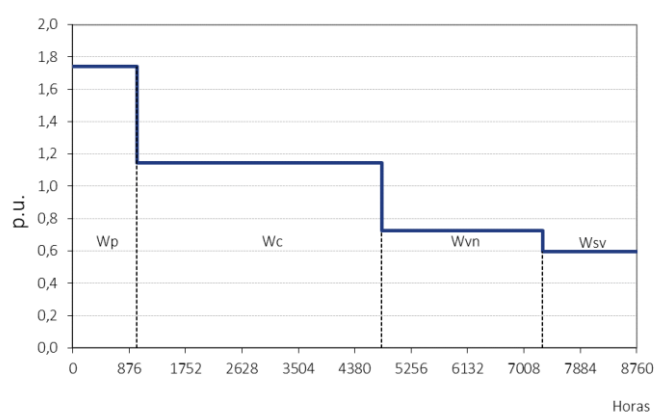
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 9-5 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 12.1 relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário

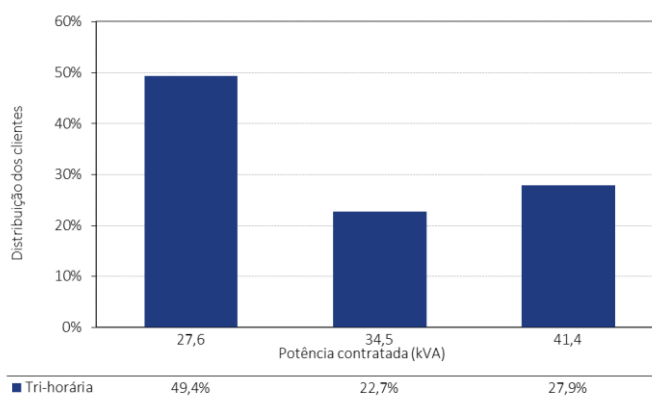


Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	4 837
Potência média anual por cliente	2,80

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

Na Figura 9-6 e na Figura 9-7 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

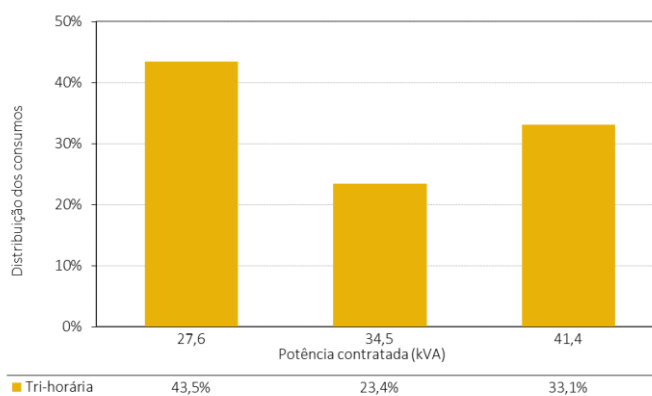
Figura 9-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN > Tri-horária
	1 727

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

Figura 9-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

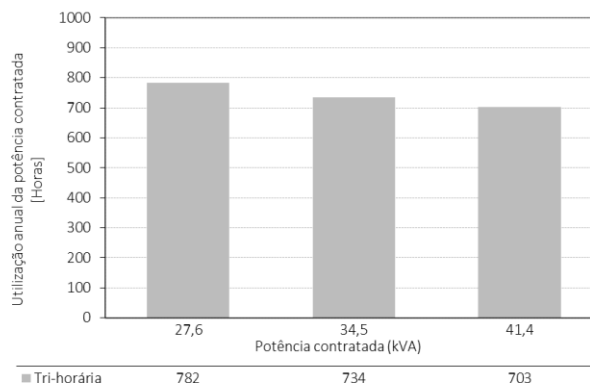


Potência de base	BTN > Tri-horária
Potência média anual [kW]	4 837
Potência média anual por cliente [W]	2 801

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

Na Figura 9-8 apresenta-se a utilização da potência contratada, por escalão de potência contratada.

Figura 9-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



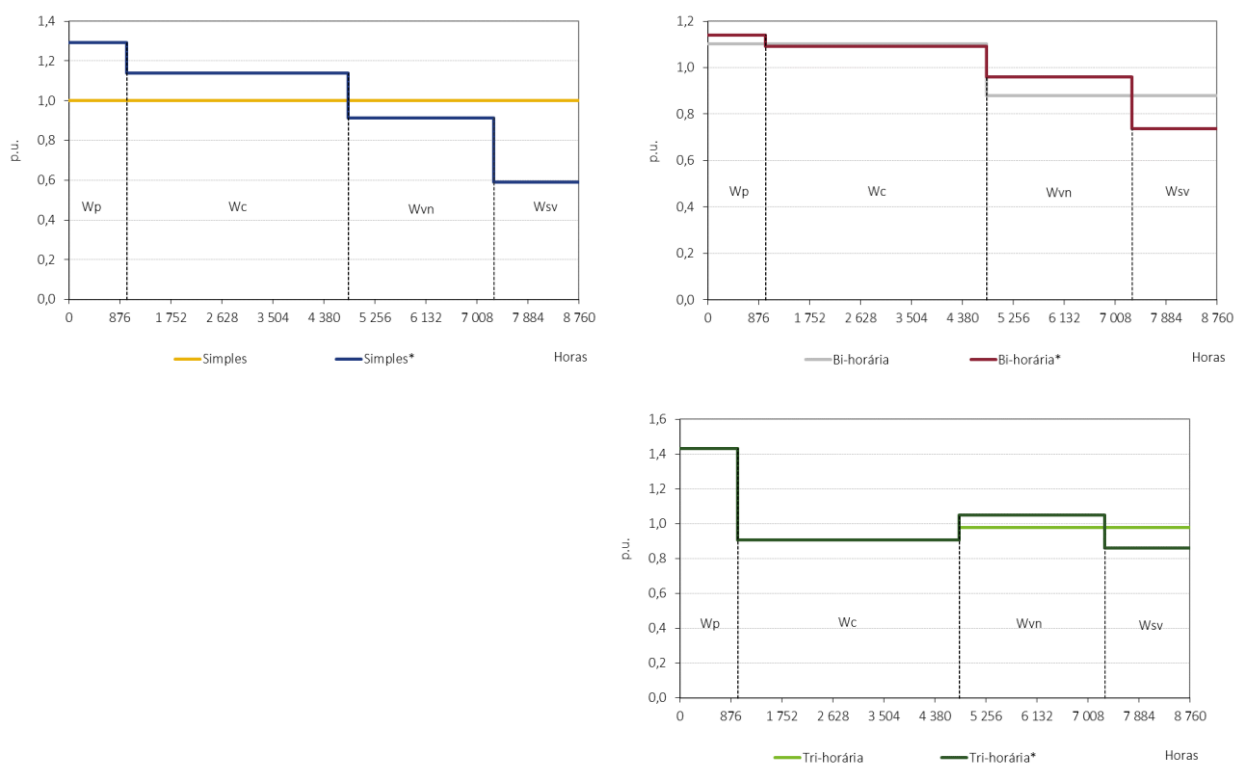
9.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 9-9 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

Figura 9-9 - 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	21 403	1 147	14 070
Potência média anual por cliente	0,24	0,73	0,51

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

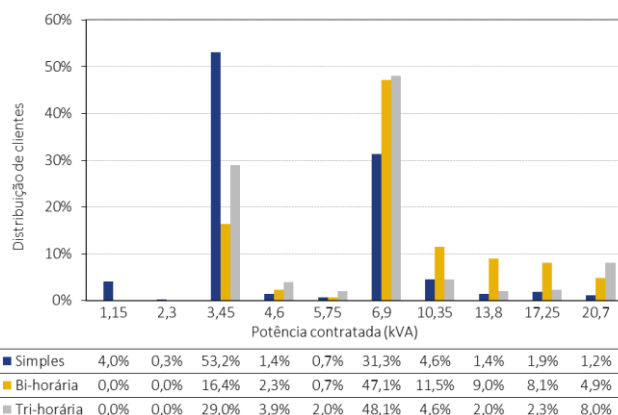
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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 ponta.

Na Figura 9-10 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 9-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)*

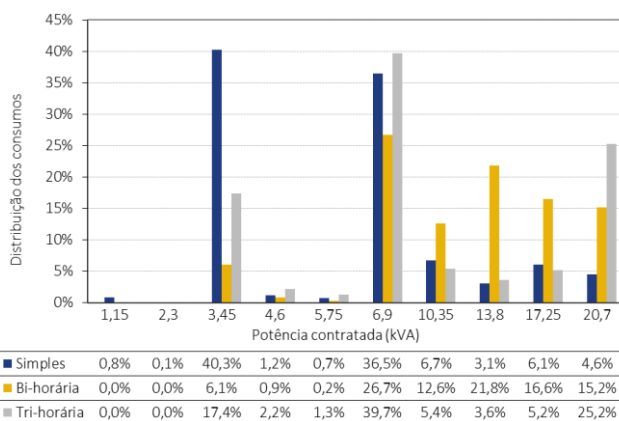


Número de clientes por opção tarifária	BTN-Simples	BTN-Bi-horária	BTN-Tri-horária
	91 758	1 581	27 798

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

*Exclui IP

Figura 9-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)*



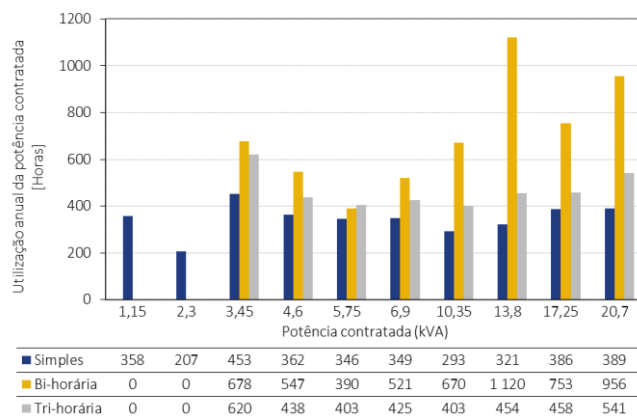
Potência de base	BTN-Simples	BTN-Bi-horária	BTN-Tri-horária
Potência média anual [kW]	21 593	1 147	11 288
Potência média anual por cliente [W]	235	726	406

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

*Exclui IP

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

Figura 9-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ($\leq 20,7$ kVA)*



*Exclui IP

9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 9-13 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 para a opção tarifária Simples.

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

Figura 9-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)

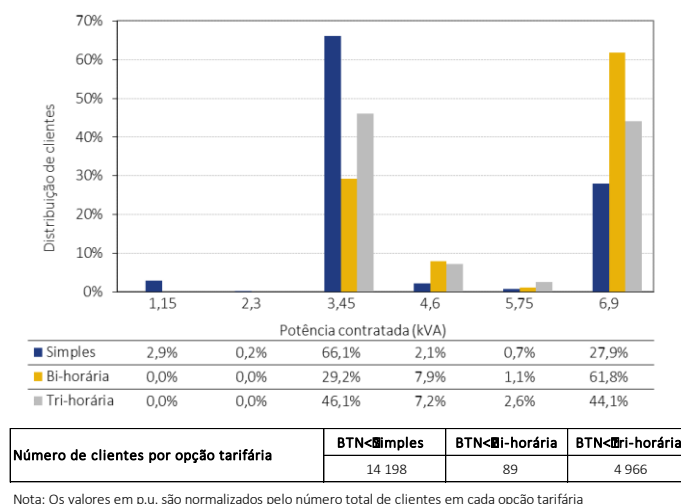
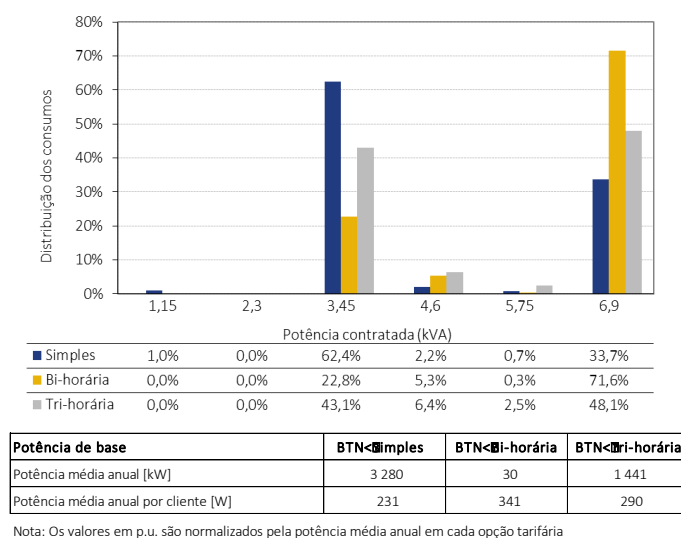
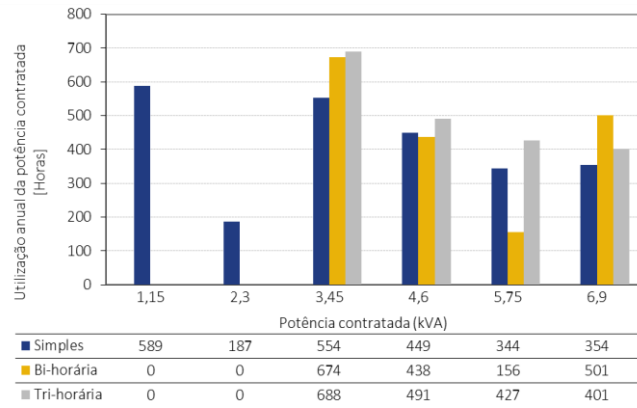


Figura 9-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social)



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, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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

Quadro 10-1 - 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	218	27,5%	321	0,2%
BT	573	72,5%	139 824	99,8%
BTE	138	24,0%	1 222	0,9%
BTN	435	76,0%	138 602	99,1%
Total	790	100,0%	140 144	100,0%

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

Quadro 10-2 - 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)	321
Potência		(kW)
	Horas de ponta	27 253
	Contratada	89 789
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	18 055
	Horas cheias	47 198
	Horas de vazio normal	21 426
	Horas de super vazio	12 099
	Horas de ponta	21 767
	Horas cheias	56 817
	Horas de vazio normal	25 831
	Horas de super vazio	14 564
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	7 395 815
	Capacitiva	0

Quadro 10-3 - 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)	1 222
Potência		(kW)
	Horas de ponta	18 804
	Contratada	103 310
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	13 086
	Horas cheias	34 276
	Horas de vazio normal	12 680
	Horas de super vazio	6 752
	Horas de ponta	14 380
	Horas cheias	35 813
	Horas de vazio normal	13 517
	Horas de super vazio	7 234
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	11 782 180
	Capacitiva	0

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 RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	896
	34,50	679
	41,40	765
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	12 773
	Horas cheias	30 970
	Horas de vazio	17 216

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 RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	46 640
	4,60	1 443
	5,75	616
	6,90	63 174
	10,35	3 925
	13,80	2 111
	17,25	943
Tarifa bi-horária	20,70	3 152
	1,15	7
	2,30	10
	3,45	1 123
	4,60	109
	5,75	34
	6,90	5 454
	10,35	549
tarifa tri-horária	13,80	412
	17,25	163
	20,70	673
	1,15	0
	2,30	0
	3,45	97
	4,60	17
	5,75	22
	6,90	71
10,35	40	
13,80	40	
17,25	19	
20,70	57	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		280 905
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	25 602
	Horas de vazio	13 813
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	866
	Horas cheias	1 759
	Horas de vazio	3 200
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	3 492
	2,3	583
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		3 849

Quadro 10-6 - 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 ≤ 20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		8 351
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 919
	Horas cheias	6 277
	Horas de vazio	31 852

10.2 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 média anual.

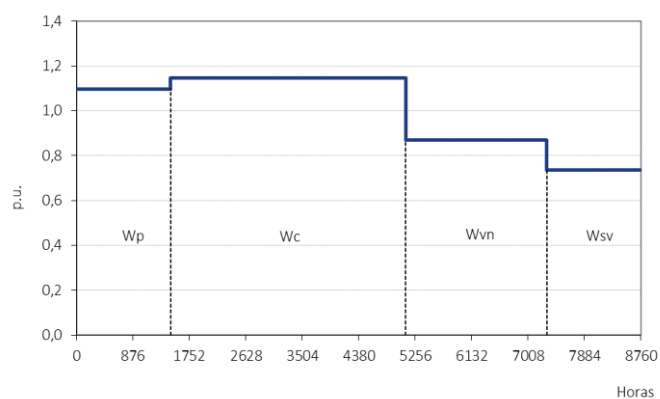
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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 (≤20,7 kVA).

10.2.1 MÉDIA TENSÃO

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

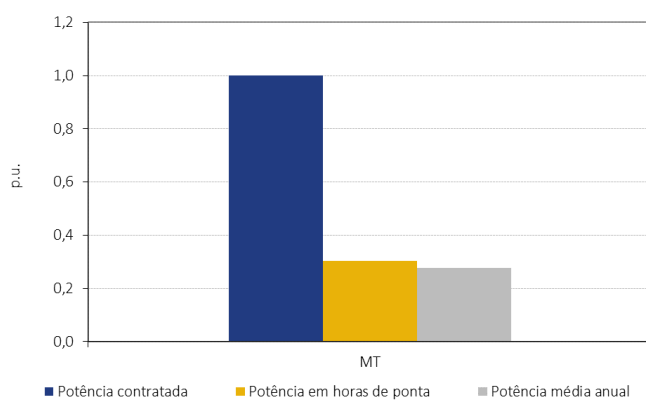
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	24 858
Potência média anual por cliente	78

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



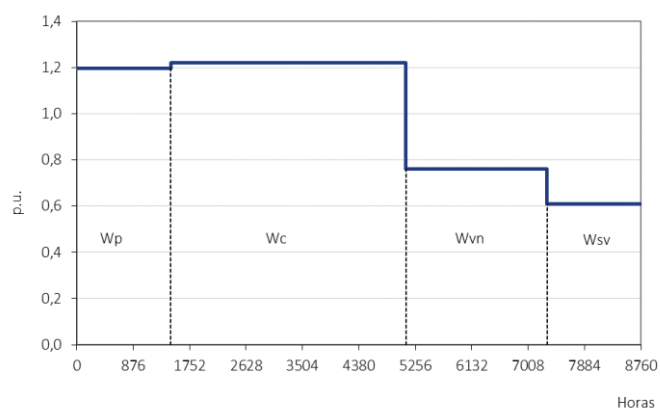
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	89 789
Potência contratada por cliente	280

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 horário. Na Figura 10-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta para os clientes fornecidos em BTE.

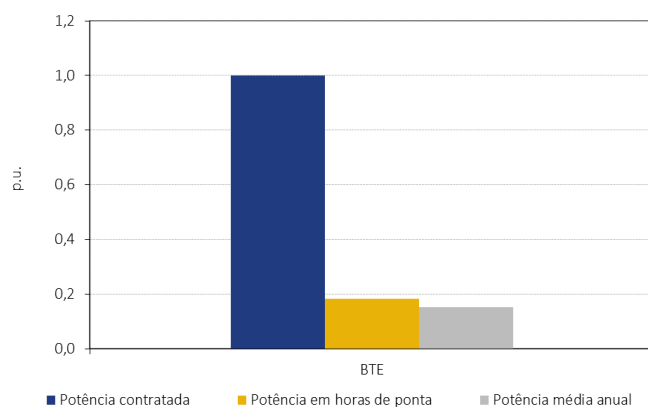
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	15 724
Potência média anual por cliente	13

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	103 310
Potência contratada por cliente	85

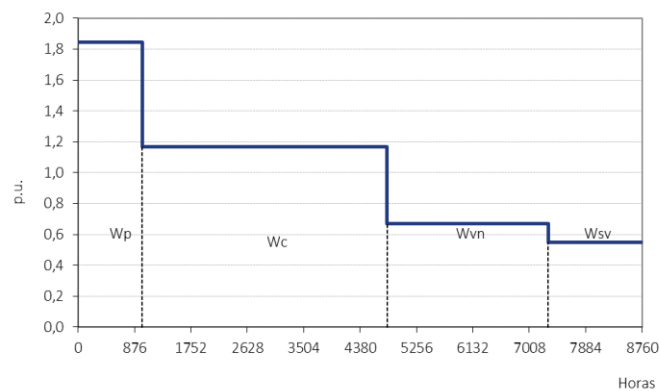
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 10-5 apresenta-se o diagrama de carga em 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 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

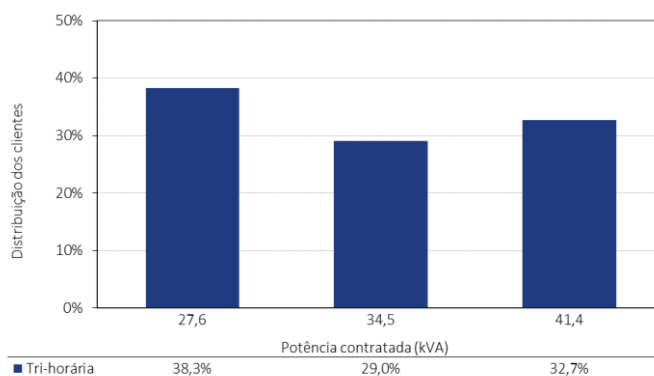


Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	6 959
Potência média anual por cliente	2,97

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

Na Figura 10-6 e na Figura 10-7 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada.

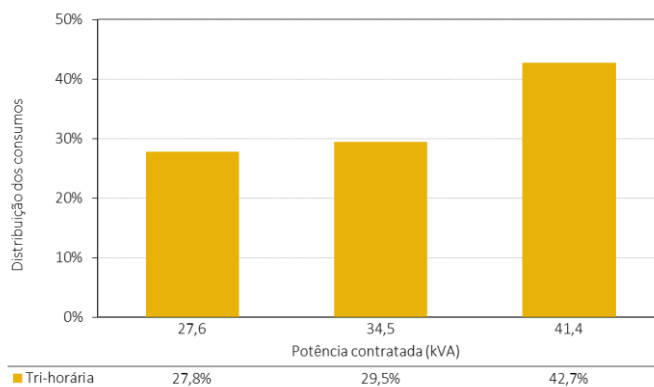
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	2 339

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

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

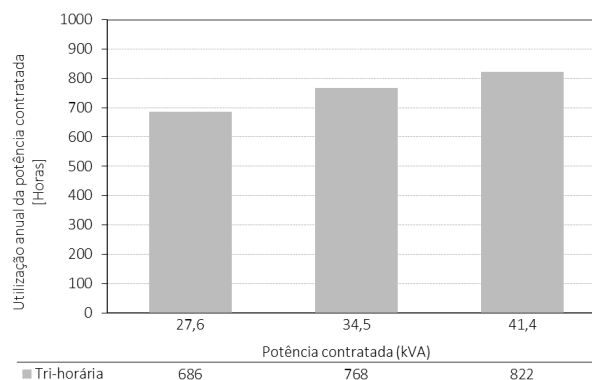


Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	6 959
Potência média anual por cliente [W]	2 975

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 (> 20,7 kVA)



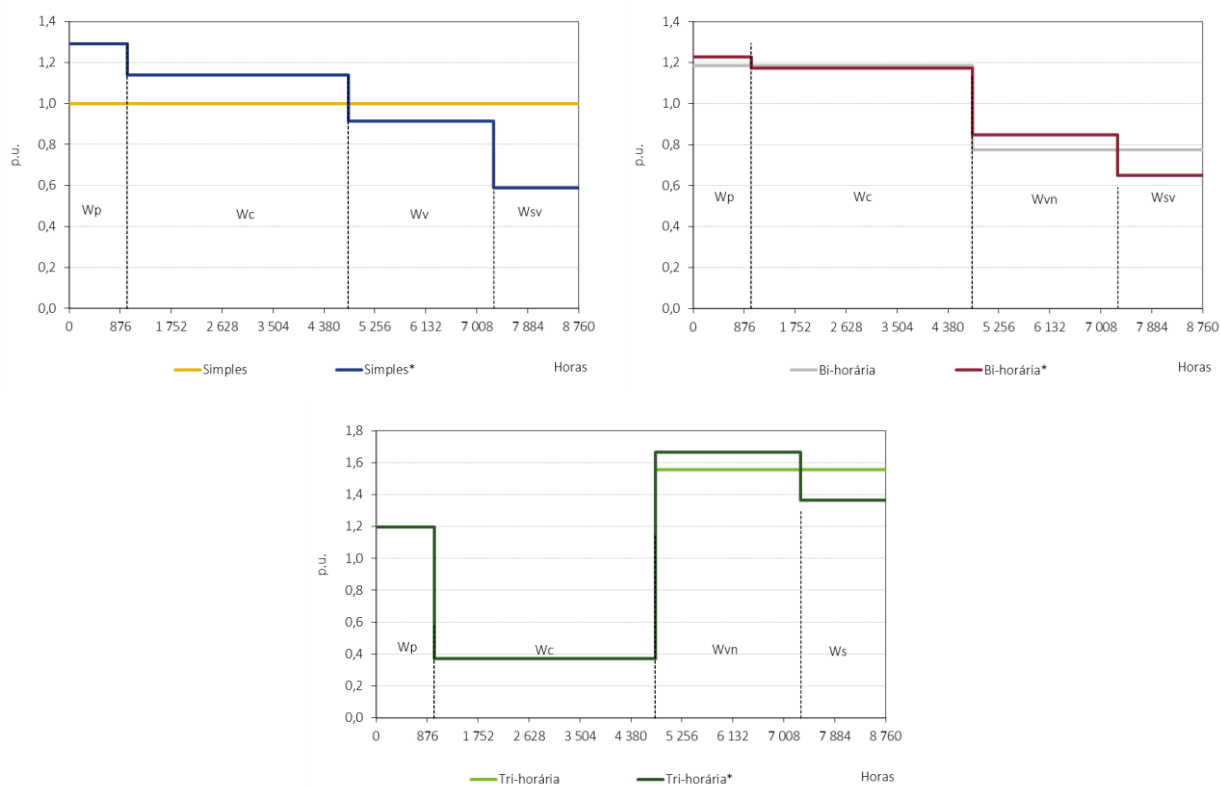
10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 10-9 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 11 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 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	32 067	4 499	5 693
Potência média anual por cliente	0,26	0,53	3,45

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

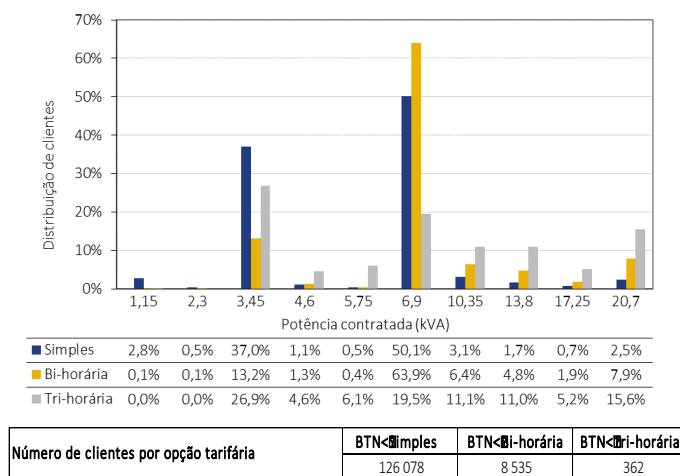
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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

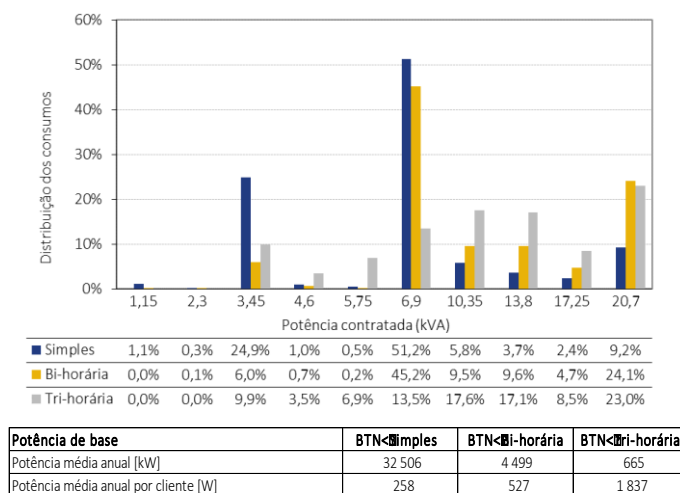
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (≤20,7 kVA)*



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

*Exclui IP

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

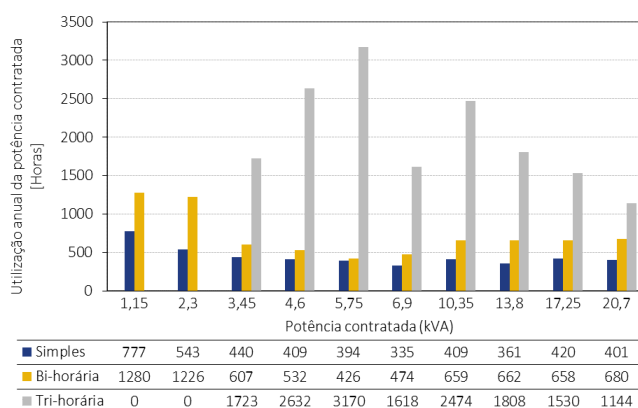


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

*Exclui IP

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

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



*Exclui IP

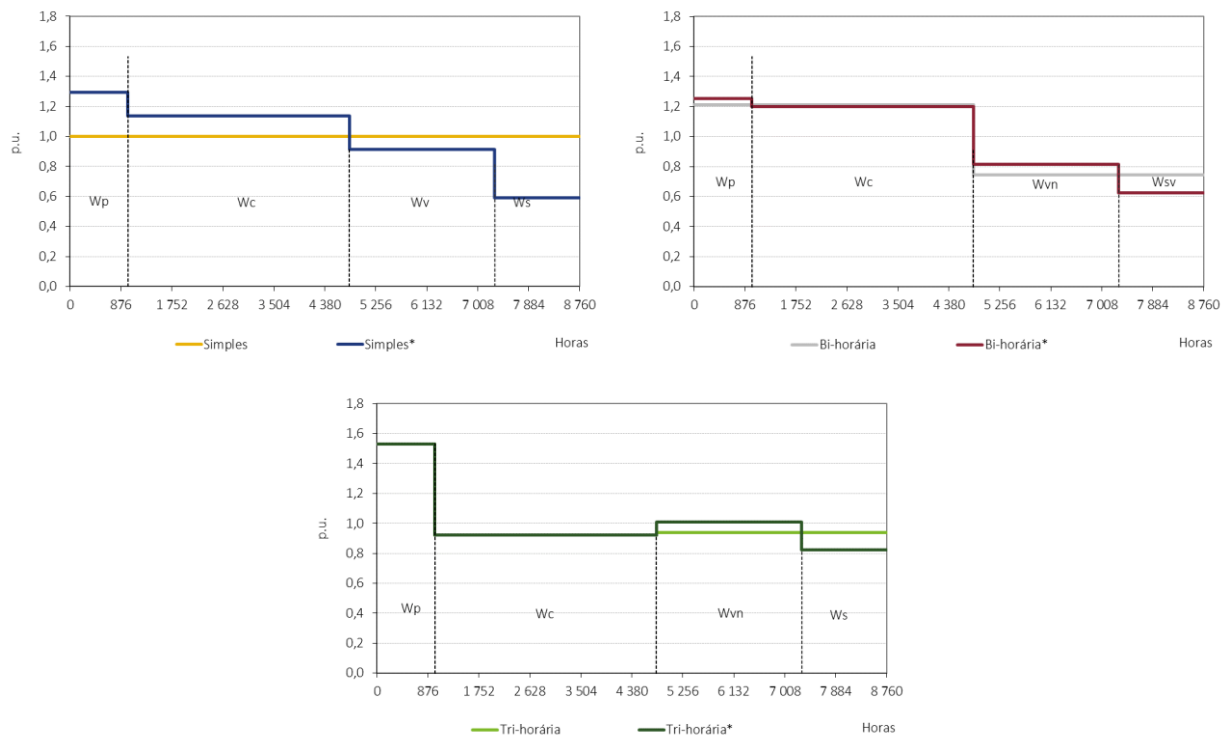
10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 10-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos 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 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.1 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.2 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.3 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	5 016	382	1
Potência média anual por cliente	0,24	0,33	0,44

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 10-14 e na Figura 10-15 apresenta-se a distribuição dos clientes e do 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)

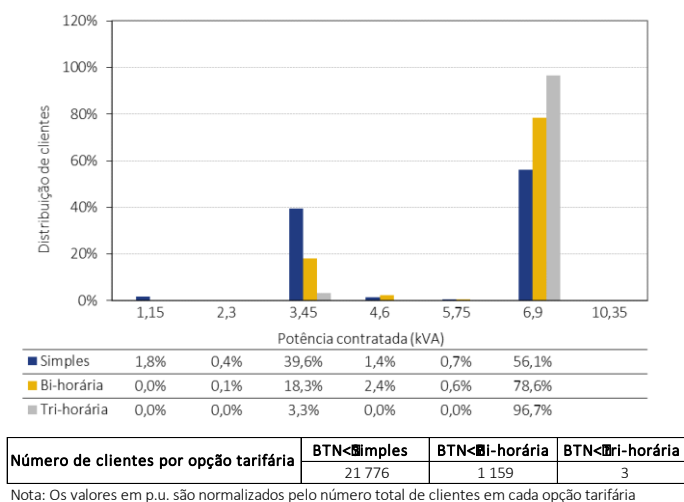
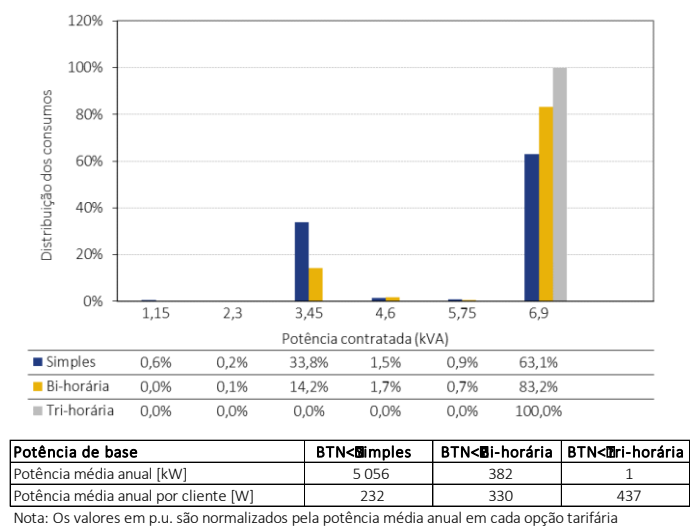
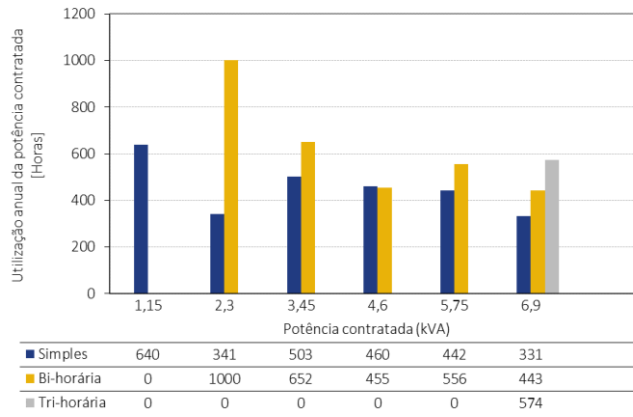


Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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 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 social 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 máximo⁸, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2020 a cerca de 765 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 42 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Recentemente, o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020.

Tendo por base a informação da Segurança Social em outubro de 2020 o número de beneficiários de prestações de desemprego correspondia a 223 167⁹. Adicionalmente, o número de beneficiários da pensão de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão correspondia a cerca de 19 000. Os valores indicados são um majorante pois para beneficiarem da tarifa social os consumidores têm que cumprir outras condições contratuais, nomeadamente ter uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA. Poderá também dar-se o caso de já serem beneficiários de tarifa social, por serem beneficiários das prestações sociais/rendimentos previstos no anterior diploma de tarifa social.

Neste novo contexto a ERSE prevê um incremento de cerca de 125 000 clientes com tarifa social face ao ano de 2020, sendo esta estimativa um valor prudente face aos valores acima indicados.

⁸ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5 808, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10.

⁹ De acordo com os dados publicados pela Segurança Social, IP, disponíveis em <http://www.seg-social.pt/estatisticas> (consulta realizada em 04/12/2020).

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

Quadro 11-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes – Continente

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º clientes)
Tarifa simples ≤2,3kVA	1,15	18 304
	2,3	4 807
Tarifa simples	3,45	481 138
	4,6	77 986
	5,75	32 080
	6,9	201 344
Tarifa bi-horária	1,15	2
	2,3	3
	3,45	21 674
	4,6	9 751
	5,75	4 425
	6,9	28 545
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2 097
	4,6	817
	5,75	330
	6,9	2 095
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		19 305
Tarifa simples		1 688 386
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	114 135
	Horas de vazio	81 536
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 635
	Horas cheias	6 531
	Horas de vazio	5 307

Quadro 11-2 - 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	479
	2,3	37
Tarifa simples	3,45	10 830
	4,6	347
	5,75	122
	6,9	4 572
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	30
	4,6	8
	5,75	1
	6,9	63
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2 643
	4,6	411
	5,75	149
	6,9	2 529
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		340
Tarifa simples		32 829
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	190
	Horas de vazio	116
tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 681
	Horas cheias	6 730
	Horas de vazio	5 162

Quadro 11-3 - 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	443
	2,3	102
Tarifa simples	3,45	9 955
	4,6	361
	5,75	173
	6,9	14 101
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	2
	3,45	244
	4,6	32
	5,75	9
	6,9	1 051
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	3
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		406
Tarifa simples		50 715
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 561
	Horas de vazio	1 300
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2
	Horas cheias	5
	Horas de vazio	5

12 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 BTE, já não há necessidade de recorrer a diagramas de carga tipo, pois desde 2018 que a totalidade das quantidades, além de serem discriminadas nos quatro períodos horários, passaram também a ser 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.

Até 2017, os clientes BTN eram segmentados em três perfis (A, B e C), tendo por base a potência contratada e o nível de consumo (conforme Quadro 12-1) e independentemente do número de períodos horários.

Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipo A, B e C

Perfil	Potência contratada (kVA)	Energia (kWh/ano)
A	> 13,8	qualquer
B	≤ 13,8	> 7140
C	≤ 13,8	≤ 7140

Em fevereiro de 2017, a EDP Distribuição apresentou um estudo relativo aos perfis BTN com multi-tarifa, que passou a diferenciar os clientes BTN também de acordo com a opção tarifária (simples, bi-horária ou tri-horária). No caso dos clientes com tarifa simples, o estudo manteve a diferenciação anteriormente

existente entre perfis A, B e C. No caso específico dos clientes com tarifa tri-horária, foi ainda feita uma diferenciação em função da potência contratada (potência contratada superior a 20,7 kVA e potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA). Os perfis de consumo tipo deste estudo serviram como base para o cálculo das quantidades, quer para consumidores no Mercado Livre quer do Comercializador de Último Recurso, até ao exercício tarifário anterior.

Este ano, procede-se a uma atualização desses perfis, com base nos diagramas de consumo, por opção tarifária, para os clientes BTN, construídos pela EDP Distribuição no âmbito do estudo de caracterização e atualização da amostra de clientes em BTN, de junho de 2020.

Estes diagramas reportam ao período entre 1 de abril de 2019 e 31 de março de 2020 e são diferenciados entre tarifa simples, bi-horária e tri-horária. Cada uma das figuras seguintes (Figura 12-1 à Figura 12-3), 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 12-1 - Perfil de consumo para BTN Simples

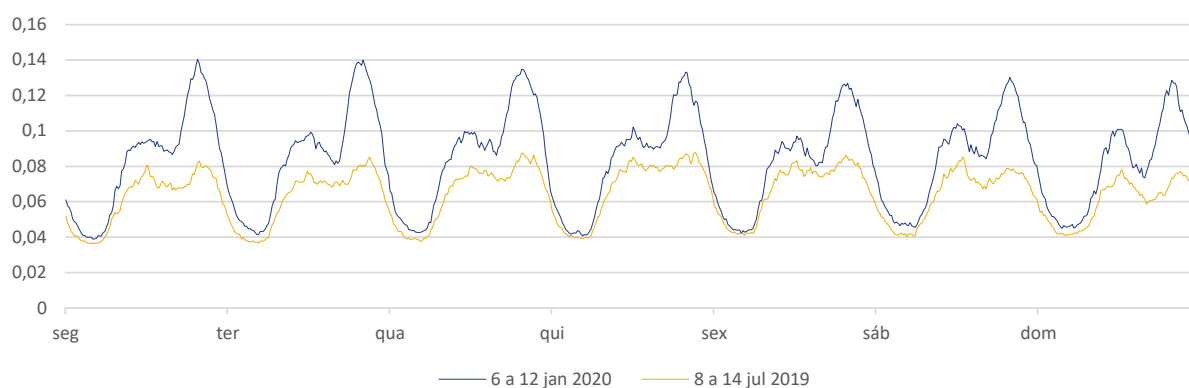


Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária

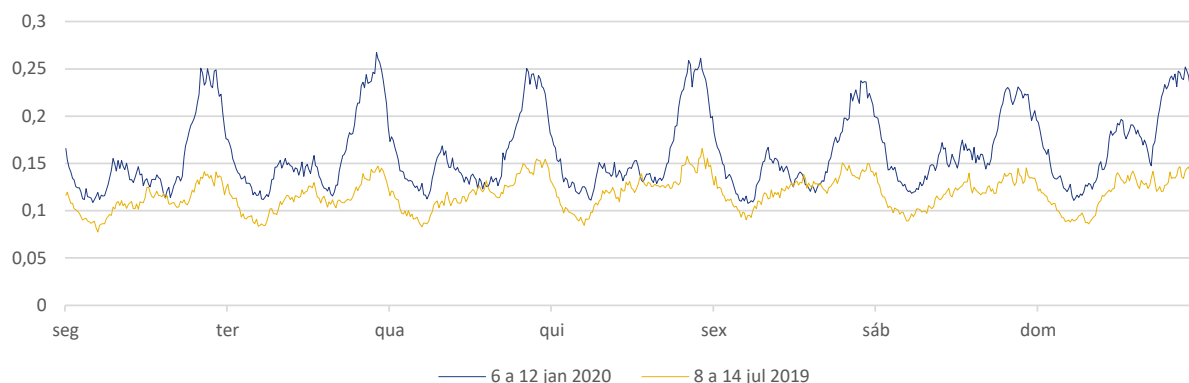
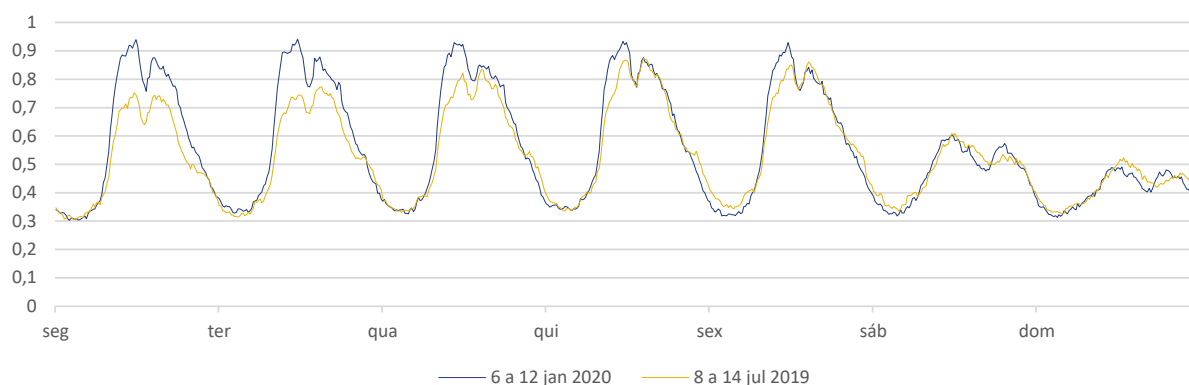


Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária



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.

12.1 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 12-2 e Quadro 12-3. Os Quadro 12-2 e Quadro 12-3 são utilizados tanto para a BTN Tri-horária < como para a BTN Tri-horária >.

Quadro 12-2 - 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	35%	17%

Quadro 12-3 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária

BTN 3H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	59%	48%	49%
Período II, III	41%	52%	51%

12.2 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 12-4, Quadro 12-5 e Quadro 12-6.

Quadro 12-4 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	14%	40%
Período II, III	7%	39%

Quadro 12-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária

BTN 2H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	38%	17%
Período II, III	32%	14%

Quadro 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária

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

12.3 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 12-7.

Quadro 12-7 - 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%	14%	5%
Período II, III	5%	25%	12%	5%

13 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.

13.1 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, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, a ERSE valida a proposta da REN, que apresenta uma ligeira redução, e no caso da E-Redes mantém em vigor para 2021 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2020.

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 2021 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.

Quadro 13-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
V_{MAT}^h	1,22	1,21	1,24	1,24
$V_{AT/RNT}^h$	1,63	1,61	1,66	1,65
V_{AT}^h	1,62	1,46	1,21	1,01
V_{MT}^h	4,72	4,15	3,36	2,68
V_{BT}^h	9,68	8,69	7,46	4,56

Para o ano de 2021 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 13-2.

Quadro 13-2 - 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	1,21	1,24
$V_{AT/RNT}^h$	1,61	1,66
V_{AT}^h	1,49	1,14
V_{MT}^h	4,27	3,12
V_{BT}^h	8,97	6,30

No Quadro 13-3 apresentam-se os fatores de ajustamento para perdas acumulados para 2021 (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 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária

(%)	Períodos horários	
	Fora de Vazio	Vazio
AT	3,13	2,81
MT	7,53	6,02
BT	17,18	12,70

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

A empresa Eletricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de atualização dos valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2021.

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

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2018-2020, prolongado extraordinariamente até 2021 nos termos do Regulamento n.º 496/2020 de 26 de maio, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

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

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

Quadro 13-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	V_{MT}^h	1,28	1,21	1,16	1,05
S. Miguel	V_{AT}^h	0,27	0,27	0,28	0,30
	V_{MT}^h	1,26	1,25	1,19	1,19
Terceira	V_{MT}^h	1,99	1,93	1,66	1,50
Graciosa	V_{MT}^h	0,44	0,42	0,38	0,34
S. Jorge	V_{MT}^h	2,03	1,86	1,59	1,34
Pico	V_{MT}^h	3,20	3,09	2,88	2,55
Faial	V_{MT}^h	1,16	1,14	1,00	0,88
Flores	V_{MT}^h	0,44	0,43	0,39	0,35
Corvo	V_{MT}^h	0,06	0,06	0,06	0,05

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

A Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os fatores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2021, resultado de um estudo efetuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

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

Conforme indicado na proposta de fatores de ajustamento a vigorar para o período regulatório 2018-2020, prolongado extraordinariamente até 2021 nos termos do Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio, os valores então publicados pela ERSE serão mantidos constantes ao longo de todo o período regulatório.

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

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

Quadro 13-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,25	0,24	0,24	0,25
	γ_{MT}^h	2,65	2,60	2,44	2,34
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,00	2,03	2,07	2,21