

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2020**

Dezembro 2019

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>5</b>
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
<b>3</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b> .....	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE</b> .....	<b>25</b>
4.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	25
4.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	26
<b>5</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>29</b>
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 .....	36
<b>6</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO</b> .....	<b>39</b>
6.1	Tarifa Transitória de Energia.....	39
6.2	Tarifas de Comercialização .....	40
<b>7</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES</b> .....	<b>43</b>
<b>8</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS</b> .....	<b>47</b>
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental .....	48
8.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental .....	53
8.2.1	Média Tensão .....	54
8.2.2	Baixa Tensão Especial .....	55
8.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	56
8.2.4	Baixa Tensão Normal (≤ 20,7 kVA).....	58
8.2.5	Baixa Tensão Normal Social .....	62
<b>9</b>	<b>PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO</b> .....	<b>65</b>
9.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado.....	66
9.2	Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado .....	70
9.2.1	Muito Alta Tensão .....	71

9.2.2	Alta Tensão .....	72
9.2.3	Média Tensão .....	73
9.2.4	Baixa Tensão Especial .....	74
9.2.5	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	75
9.2.6	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA).....	77
9.2.7	Baixa Tensão Normal Social.....	80
<b>10</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....</b>	<b>85</b>
10.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	86
10.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	89
10.2.1	Média Tensão .....	90
10.2.2	Baixa Tensão Especial .....	91
10.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	92
10.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	94
10.2.5	Baixa Tensão Normal Social .....	97
<b>11</b>	<b>PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....</b>	<b>101</b>
11.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	102
11.2	Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira .....	105
11.2.1	Média Tensão .....	106
11.2.2	Baixa Tensão Especial .....	107
11.2.3	Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA).....	108
11.2.4	Baixa Tensão Normal ( $\leq$ 20,7 kVA) .....	110
11.2.5	Baixa Tensão Normal Social .....	113
<b>12</b>	<b>PERFIS DE CONSUMO.....</b>	<b>117</b>
12.1	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária > (> 20,7 kVA).....	120
12.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária < ( $\leq$ 20,7 kVA).....	121
12.3	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária .....	122
12.4	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	123
<b>13</b>	<b>FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES .....</b>	<b>125</b>
13.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental .....	125
13.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	127
13.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira .....	128

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica (GWh) em Portugal continental por mercado e nível de tensão.....	7
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 2019 e 2020.....	17
Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2019 e 2020.....	18
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual da tarifa de UGS.....	25
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual da tarifa de URT.....	27
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa de URT.....	28
Figura 5-1 - 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.....	38
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 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	54
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	54
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	55
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	56
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	57
Figura 8-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	57
Figura 8-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	58
Figura 8-8 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência e (BTN > 20,7 kVA).....	58
Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq$ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária.....	59
Figura 8-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq$ 20,7 kVA)*.....	60

Figura 8-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* .....	61
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* .....	61
Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	62
Figura 8-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	63
Figura 8-15 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	63
Figura 8-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	64
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário.....	71
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MAT .....	71
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário .....	72
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em AT .....	72
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário.....	73
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em MT .....	73
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário .....	74
Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado, em BTE.....	74
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período tarifário .....	75
Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	76
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	76
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA).....	77
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (≤ 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	78
Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* .....	79
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* .....	79
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)* .....	80
Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	81

Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	82
Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	82
Figura 9-20 - Utilização da potência contratada no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) .....	83
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário .....	90
Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT .....	90
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário .....	91
Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE .....	91
Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário .....	92
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)* .....	93
Figura 10-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA)* .....	93
Figura 10-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA) .....	94
Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	95
Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)* .....	96
Figura 10-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	96
Figura 10-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	97
Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	98
Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ....	99
Figura 10-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social).....	99
Figura 10-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	100
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário .....	106
Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em MT .....	106
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário .....	107
Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta, em BTE .....	107
Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário .....	108
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA) .....	109
Figura 11-7 - Distribuição do consumo, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA) .....	109

Figura 11-8 - Utilização da potência contratada, por escalão de potência (> 20,7 kVA).....	110
Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq 20,7$ kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	111
Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	112
Figura 11-11 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	112
Figura 11-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência ( $\leq 20,7$ kVA)* .....	113
Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária .....	114
Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ..	115
Figura 11-15 - Distribuição do consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) ..	115
Figura 11-16 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social).....	116
Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe A (tarifa simples, potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual) .....	118
Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe B (tarifa simples, potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual superior a 7 140 kWh) .....	119
Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe C (tarifa simples, potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh) .....	119
Figura 12-4 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária (tarifa bi-horária, qualquer potência contratada, qualquer consumo anual) .....	119
Figura 12-5 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária< (tarifa tri-horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual).....	120
Figura 12-6 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária (Tarifa Tri-Horária qualquer potência contratada, qualquer consumo anual).....	120

#### 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 .....	6
Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	10
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.....	26
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 .....	37
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 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - Continente .....	43
Quadro 7-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAA .....	44
Quadro 7-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAM .....	45
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso.....	47
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT .....	48

Quadro 8-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE .....	49
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) .....	50
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal .....	50
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) .....	51
Quadro 8-7 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) Sazonal .....	52
Quadro 8-8 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (IP) .....	53
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do mercado liberalizado .....	65
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT .....	66
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT .....	67
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT .....	67
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	68
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA).....	68
Quadro 9-7 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ( $\leq 20,7$ kVA).....	69
Quadro 9-8 - Quantidades consideradas no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (IP).....	70
Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	85
Quadro 10-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT .....	86
Quadro 10-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE .....	87
Quadro 10-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA).....	87
Quadro 10-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) .....	88
Quadro 10-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP) .....	89
Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	101

Quadro 11-2 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em MT .....	102
Quadro 11-3 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTE .....	103
Quadro 11-4 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA).....	103
Quadro 11-5 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN ( $\leq 20,7$ kVA) .....	104
Quadro 11-6 - Quantidades consideradas no cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN (IP) .....	105
Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores em BTN nos perfis de consumo tipo A, B e C.....	118
Quadro 12-2 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA) .....	121
Quadro 12-3 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	121
Quadro 12-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$ kVA) .....	121
Quadro 12-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ( $\leq 20,7$ kVA).....	122
Quadro 12-6 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária .....	122
Quadro 12-7 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	122
Quadro 12-8 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.	123
Quadro 12-9 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples .....	123
Quadro 13-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental .....	126
Quadro 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária .....	126
Quadro 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas acumulados nas redes de Portugal continental, com uma estrutura bi-horária.....	127
Quadro 13-4 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	128
Quadro 13-5 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira .....	129



## 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 2020. 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.

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 da tarifa social de acesso às redes.
- No capítulo 8 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 9 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 10 e 11 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.
- No capítulo 12 apresentam-se 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 de “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2020” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) Para Portugal continental, os fornecimentos totais definidos pela ERSE para 2019 cifram-se no valor de 45 614 GWh, que corresponde a um decréscimo de 1,0% face aos fornecimentos de 2018 e de 46 298 GWh para 2020, que se situa 1,5% acima da estimativa de 2019. Estes valores encontram-se em linha com as previsões da EDP Distribuição, respeitando a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão apresentada pela empresa.
- b) Para a definição do nível de consumo em 2019 e 2020, a ERSE teve em conta a tendência dos anos de 2015 a 2018, não considerando o crescimento atípico observado em 2018 (de 2,9% face a 2017), influenciado por condições climatéricas atípicas. A ERSE estima que para o ano de 2019 o consumo referido à emissão diminua 0,7%, face ao ocorrido no ano de 2018 (50,9 TWh), aproximando-se da estimativa da EDP Distribuição, mas ligeiramente acima da estimativa da REN. Na previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN, que incorpora dados reais até novembro de 2019,

---

observa-se uma revisão em baixa dos valores recebidos em junho, apontando para um decréscimo do consumo em 2019 de 1,2% (50,3 TWh). Refira-se, contudo, que esta variação inclui os efeitos de temperatura e do número de dias úteis, cuja correção originaria um decréscimo menos acentuado na estimativa para 2019.

- c) No que respeita às estimativas de consumo para 2019 e 2020, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 94,1% e 94,8% do consumo total. Em 2019, 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.
- d) 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.
- e) A tarifa Bi-horária continua com um peso significativo no total dos consumos em BTN, representando um valor de 14,7% em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,7% e 9,5%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- f) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (34,4%) e superior aos valores correspondentes em Portugal continental (8,3%) e na Região Autónoma da Madeira (11,5%).
- g) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2020 é de cerca de 763 mil clientes em Portugal continental e cerca de 42 mil clientes nas Regiões Autónomas.
- h) Para os anos de 2019 e 2020 os valores das taxas de perdas nas redes de distribuição são as previstas pela EDP Distribuição, 9,63% e 9,15% respetivamente. No que se refere à rede de transporte, a taxa de perdas para 2019 e 2020 é igual à média da taxa de perdas na rede de transporte ocorrida entre 2015 e 2018, perfazendo um valor de 1,47%.
- i) Mantiveram-se 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 2020, 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 realizou análises aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, do mercado liberalizado e aos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as suas previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2020.

### 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 2020. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2020 face aos valores do ano anterior.

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2019	Tarifas 2020	$\Delta\%$ T2020 / T2019
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>46 647</b>	<b>46 298</b>	<b>-0,7%</b>
MAT	2 222	2 382	7,2%
AT	7 158	7 131	-0,4%
MT	15 389	15 270	-0,8%
BTE	3 451	3 374	-2,2%
BTN	18 428	18 141	-1,6%

**Nota:** A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores reais até 2018, as estimativas para 2019 e as previsões para 2020 do número de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado (MR) e mercado livre (ML), são sintetizados no Quadro 2-2 e no

Quadro 2-3, respetivamente.

Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores de energia elétrica em Portugal continental

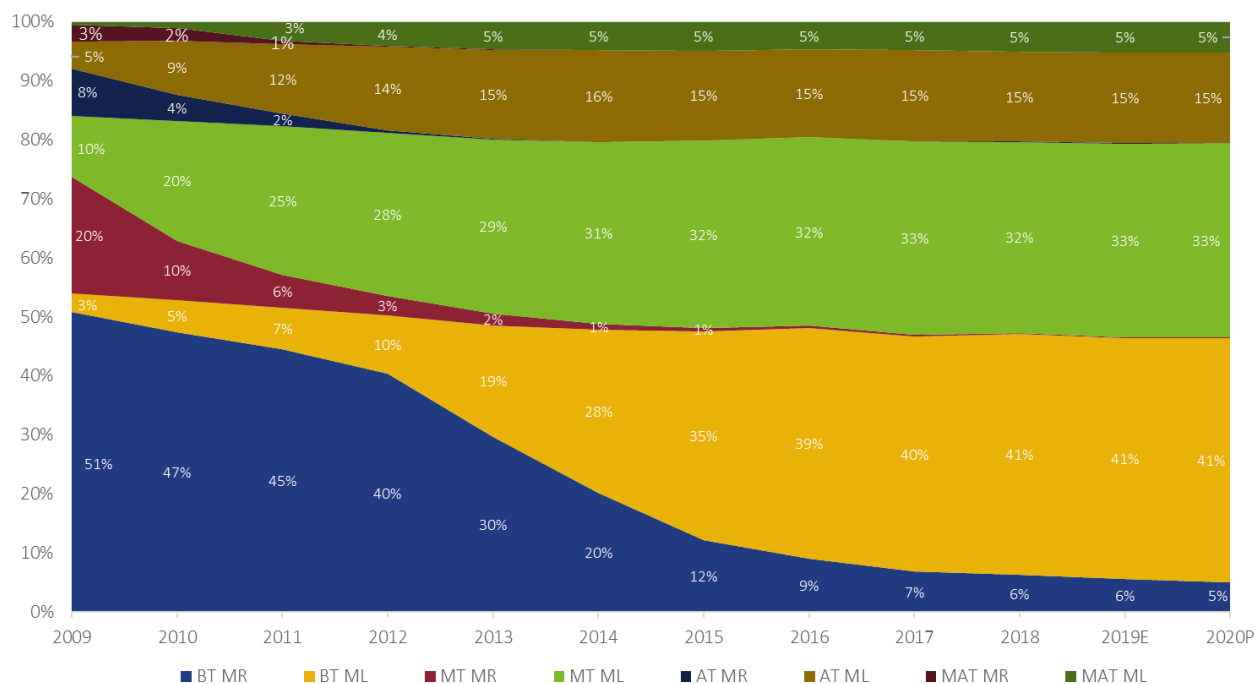
	Número médio de consumidores									
	2017 real	2018 real	Δ%	Tarifas 2019	2019 <sup>€</sup>	Δ% 2019 <sup>€</sup> / T2019	Δ% 2019 <sup>€</sup> / 2018 real	Tarifas 2020	Δ% T2020 / 2018 real	Δ% T2020 / T2019
<b>N.º de consumidores no CUR</b>	<b>1 310 619</b>	<b>1 173 943</b>	<b>-10,4%</b>	<b>1 050 026</b>	<b>1 072 807</b>	<b>2,2%</b>	<b>-8,6%</b>	<b>976 839</b>	<b>-16,8%</b>	<b>-7,0%</b>
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	3	2	-20,0%	2	2	-1,8%	0,0%	2	1,4%	-0,3%
MT	915	791	-13,5%	396	618	56,2%	-21,8%	342	-56,7%	-13,5%
BTE	1 987	1 683	-15,3%	860	1 331	54,8%	-20,9%	726	-56,9%	-15,6%
BTN	1 307 715	1 171 468	-10,4%	1 048 768	1 070 856	2,1%	-8,6%	975 769	-16,7%	-7,0%
<b>N.º de consumidores no ML</b>	<b>4 854 058</b>	<b>5 032 369</b>	<b>3,7%</b>	<b>5 208 598</b>	<b>5 174 679</b>	<b>-0,7%</b>	<b>2,8%</b>	<b>5 316 505</b>	<b>5,6%</b>	<b>2,1%</b>
MAT	73	73	0,7%	74	74	0,0%	0,7%	74	1,4%	0,7%
AT	299	304	1,7%	310	310	-0,3%	1,8%	314	3,4%	1,3%
MT	23 423	23 807	1,6%	24 417	24 241	-0,7%	1,8%	24 791	4,1%	1,5%
BTE	33 427	34 419	3,0%	35 738	35 449	-0,8%	3,0%	36 729	6,7%	2,8%
BTN	4 796 837	4 973 766	3,7%	5 148 059	5 114 607	-0,6%	2,8%	5 254 597	5,6%	2,1%
<b>N.º de consumidores CUR + ML</b>	<b>6 164 677</b>	<b>6 206 312</b>	<b>0,7%</b>	<b>6 258 624</b>	<b>6 247 487</b>	<b>-0,2%</b>	<b>0,7%</b>	<b>6 293 345</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,6%</b>
MAT	73	73	0,7%	74	74	0,0%	0,7%	74	1,4%	0,7%
AT	302	306	1,5%	312	312	-0,3%	1,8%	317	3,4%	1,3%
MT	24 338	24 598	1,1%	24 812	24 859	0,2%	1,1%	25 134	2,2%	1,3%
BTE	35 414	36 101	1,9%	36 598	36 780	0,5%	1,9%	37 455	3,7%	2,3%
BTN	6 104 551	6 145 234	0,7%	6 196 827	6 185 463	-0,2%	0,7%	6 230 366	1,4%	0,5%
<b>Quotas do ML</b>	<b>78,7%</b>	<b>81,1%</b>		<b>83,2%</b>	<b>82,8%</b>			<b>84,5%</b>		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,2%	99,3%		99,3%	99,4%			99,4%		
MT	96,2%	96,8%		98,4%	97,5%			98,6%		
BTE	94,4%	95,3%		97,7%	96,4%			98,1%		
BTN	78,6%	80,9%		83,1%	82,7%			84,3%		

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

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)									
	2017 real	2018 real	Δ%	Tarifas 2019	2019 <sup>€</sup>	Δ% 2019 <sup>€</sup> / T2019	Δ% 2019 <sup>€</sup> / 2018 real	Tarifas 2020	Δ% T2020 / 2018 real	Δ% T2020 / T2019
<b>Fornecimentos CUR</b>	<b>3 243</b>	<b>3 016</b>	<b>-7,0%</b>	<b>2 601</b>	<b>2 685</b>	<b>3,2%</b>	<b>-11,0%</b>	<b>2 421</b>	<b>-19,7%</b>	<b>-6,9%</b>
MAT	0	0	-	0	0	-	-	0	-	-
AT	15	28	80,8%	24	33	37,2%	19,0%	35	25,4%	44,6%
MT	135	95	-29,3%	50	74	46,4%	-22,5%	36	-62,4%	-28,9%
BTE	122	101	-17,3%	58	86	47,2%	-14,8%	48	-52,5%	-18,0%
BTN	2 971	2 792	-6,0%	2 468	2 492	1,0%	-10,7%	2 302	-17,5%	-6,7%
<b>Fornecimentos ML</b>	<b>41 509</b>	<b>43 042</b>	<b>3,7%</b>	<b>44 046</b>	<b>42 928</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>43 877</b>	<b>1,9%</b>	<b>-0,4%</b>
MAT	2 142	2 338	9,1%	2 222	2 359	6,2%	0,9%	2 382	1,9%	7,2%
AT	6 885	7 017	1,9%	7 133	7 027	-1,5%	0,1%	7 096	1,1%	-0,5%
MT	14 700	14 886	1,3%	15 338	14 957	-2,5%	0,5%	15 234	2,3%	-0,7%
BTE	3 205	3 258	1,7%	3 392	3 265	-3,8%	0,2%	3 326	2,1%	-2,0%
BTN	14 578	15 543	6,6%	15 960	15 321	-4,0%	-1,4%	15 838	1,9%	-0,8%
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>44 753</b>	<b>46 059</b>	<b>2,9%</b>	<b>46 647</b>	<b>45 614</b>	<b>-2,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>46 298</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,7%</b>
MAT	2 142	2 338	9,1%	2 222	2 359	6,2%	0,9%	2 382	1,9%	7,2%
AT	6 900	7 045	2,1%	7 158	7 060	-1,4%	0,2%	7 131	1,2%	-0,4%
MT	14 835	14 981	1,0%	15 389	15 031	-2,3%	0,3%	15 270	1,9%	-0,8%
BTE	3 327	3 359	1,0%	3 451	3 351	-2,9%	-0,2%	3 374	0,5%	-2,2%
BTN	17 548	18 335	4,5%	18 428	17 813	-3,3%	-2,8%	18 141	-1,1%	-1,6%
<b>Quotas do ML (média ano)</b>	<b>92,8%</b>	<b>93,5%</b>		<b>94,4%</b>	<b>94,1%</b>			<b>94,8%</b>		
MAT	100,0%	100,0%		100,0%	100,0%			100,0%		
AT	99,8%	99,6%		99,7%	99,5%			99,5%		
MT	99,1%	99,4%		99,7%	99,5%			99,8%		
BTE	96,3%	97,0%		98,3%	97,4%			98,6%		
BTN	83,1%	84,8%		86,6%	86,0%			87,3%		

A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia eléctrica de Portugal continental, desagregados por nível de tensão e por mercado, comparando o ocorrido em 2018 com as estimativas para 2019 e as previsões para 2020.

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 2019 a REN, a EDP Distribuição e a SU Eletricidade enviaram as estimativas e as previsões de consumo e do número de consumidores para os anos de 2019 e 2020, respetivamente. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que ao nível do consumo referido à emissão<sup>1</sup> as previsões são muito semelhantes para o ano de 2019 (diferença de apenas 17 GWh) e para 2020 a previsão da REN é 334 GWh mais baixa

<sup>1</sup> Os valores da energia entrada na rede de distribuição previstos pela EDP Distribuição 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.

que a da EDP Distribuição. Na previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN<sup>2</sup>, que incorpora dados reais até novembro de 2019, observa-se uma revisão em baixa dos valores recebidos em junho, apontando para um decréscimo do consumo em 2019 de 1,2%. Refira-se, contudo, que esta variação inclui os efeitos de temperatura, cuja correção originaria um decréscimo menos acentuado previsto para 2019, de 0,3%. Com a correção cumulativa do efeito de temperatura e do efeito do número de dias úteis, o decréscimo do consumo referido à emissão será de 0,5%. Estas previsões situam-se abaixo das apresentadas pela EDP Distribuição em junho de 2019, na qual prevê um declínio de 0,7% do consumo referido à emissão em 2019 e um crescimento de 1,2% em 2020.

Todavia, para a definição do nível de consumo em 2019 e 2020, a ERSE teve em conta a tendência observada desde 2015, não considerando o crescimento atípico registado em 2018 (de 2,9% face a 2017), influenciada por condições climatéricas atípicas.

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 2020:

- Fornecimentos totais a clientes de 45 614 GWh para 2019, que corresponde a um decréscimo de 1,0% face aos fornecimentos de 2018, e de 46 298 GWh para 2020, que se situa 1,5% acima da estimativa de 2019, em linha com as previsões da EDP Distribuição.
- Para 2019 e 2020, a estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão é a apresentada pela EDP Distribuição para esses anos.
- Separação dos consumos de bombagem abastecidos pela rede de distribuição e do consumo ilícito recuperado pelo operador da rede de distribuição, de forma a serem excluídos do cálculo das perdas em GWh ocorridas na rede de distribuição.
- A taxa de perdas nas redes de distribuição é a prevista pela EDP Distribuição, de 9,63% e 9,15% respetivamente para 2019 e 2020<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – dezembro 2019”

<sup>3</sup> 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. Estas percentagens são recalculadas pela ERSE considerando apenas os fornecimentos faturados, isto é, excluindo o consumo de bombagem AT e o consumo ilícito recuperado, por não serem faturados ou por serem faturados através de procedimentos autónomos.

- A taxa de perdas da rede de transporte<sup>4</sup> para 2019 e 2020 é igual à média da taxa de perdas da rede de transporte ocorrida entre 2015 e 2018, de 1,47%.
- Consumo referido à emissão, obtido através da conjugação dos pressupostos anteriores, de 50 560 GWh para 2019, que corresponde a um decréscimo de cerca de 0,7% em relação ao ocorrido em 2018, e de 51 115 GWh para 2020, que se situa cerca de 1,1% acima da estimativa de 2019.
- Adoção do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela EDP Distribuição para 2019 e 2020.
- Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2019 e 2020, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2019 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 2019 e 2020, 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 2020 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 positiva em 2019 e 2020. No capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020” 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 do 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. Assim, à evolução positiva dos indicadores económicos associa-se um crescimento no consumo de energia elétrica, principalmente nos níveis de tensão mais elevados.

---

<sup>4</sup> 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.

Tendo presente este comportamento em 2019 e 2020, a ERSE prevê que o consumo de eletricidade deverá retomar a tendência observada desde 2015, mas excluindo o crescimento atípico do consumo de eletricidade observado em 2018, sendo esta previsão suportada na evolução positiva da economia portuguesa.

Neste contexto e atendendo aos pressupostos anteriormente descritos, a ERSE estima que para o ano de 2019 o consumo referido à emissão diminua 0,7%, face ao ocorrido no ano de 2018, aproximando-se da estimativa da EDP Distribuição, mas acima da estimativa da REN. Para o ano de 2020, com os pressupostos assumidos pela ERSE, haverá um acréscimo do consumo referido à emissão de 1,1%. Esta previsão, para 2020 está em linha com a previsão da EDP Distribuição de junho, mas está acima da previsão da REN de dezembro 2019, corrigida de efeitos de temperatura, que aponta para um crescimento de 0,1%.

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 EDP Distribuição.

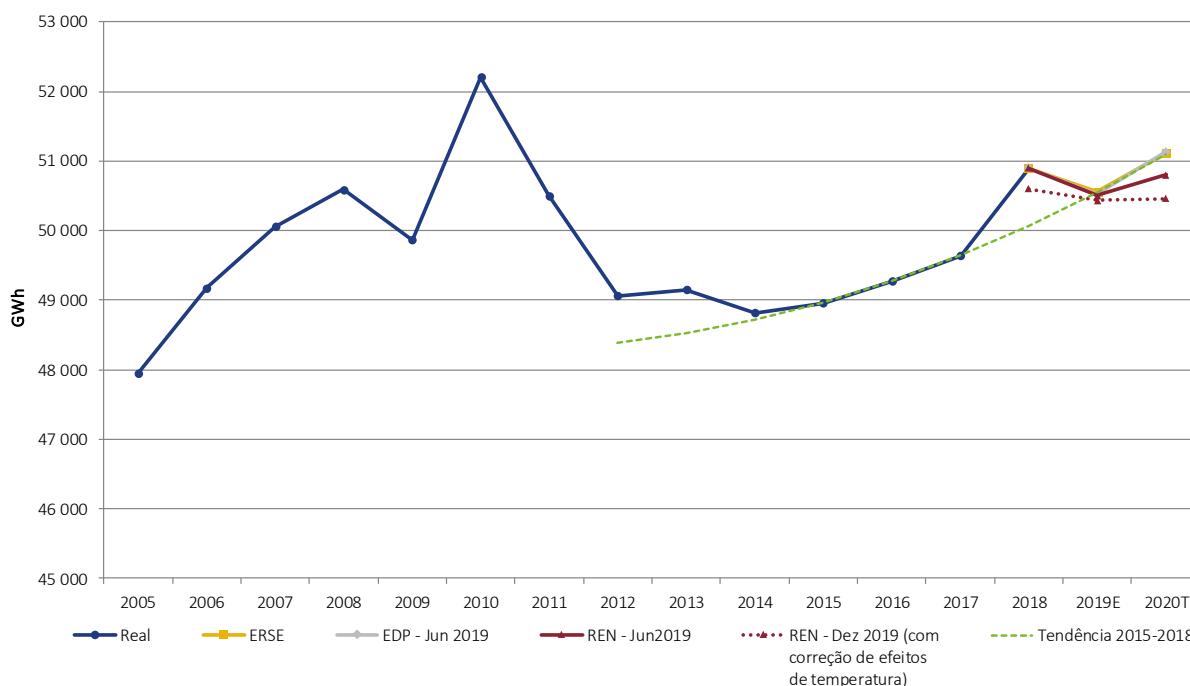
**Quadro 2-4 - Previsões do consumo referido à emissão em Portugal continental**

	2015 GWh	2016 GWh	2015 / 2016 %	2017 GWh	2016 / 2017 %	2018 GWh	2017 / 2018 %	2019 GWh	2018 / 2019 %	2020 GWh	2019 / 2020 %
<b>Real</b>	48 961	49 269	0,6%	49 637	0,7%	50 898	2,5%				
<b>Previsões período regulatório 2015-2017</b>	<b>Período regulatório 2015-2017</b>										
REN - Junho 2014	48 800	48 800	0,0%	49 000	0,4%						
EDP Distribuição - Junho 2014 [1]	48 814	49 184	0,8%	49 796	1,2%						
<b>Previsões para Tarifas 2020</b>	<b>Período regulatório 2018-2020</b>										
REN - Junho 2019								50 500	-0,8%	50 800	0,6%
EDP Dist - Junho 2019 [1]								50 517	-0,7%	51 134	1,2%
REN - previsão dezembro 2019								50 307	-1,2%	50 459	0,3%
REN - previsão dezembro 2019 corrigida [2]						50 686	1,7%	50 433	-0,5%	50 459	0,1%
<b>ERSE</b>								50 560	-0,7%	51 115	1,1%

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

[2] Correção dos efeitos de temperatura.

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



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2019 e as previsões para 2020 das entregas de electricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2020, bem como os valores correspondentes perspectivados pela EDP Distribuição. No cálculo dos proveitos permitidos para 2020 foram pela primeira vez desagregados o consumo em bombagem dos centros electroprodutores hidroeléctricos ligados em AT e o consumo ilícito recuperado.

De salientar que, ao abrigo do n.º 2 do art.º 24.º do Regulamento do Acesso às Redes e Interligações, os produtores hidroeléctricos que necessitem de adquirir energia eléctrica para bombagem no seu processo de produção estão isentos do pagamento das tarifas de acesso às redes.

Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2019		ERSE Tarifas 2020		Diferenças ERSE - EDP D	
	2017	2018	2019	2020	2019	2020	2019	2020
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>49 004</b>	<b>50 263</b>	<b>49 802</b>	<b>50 348</b>	<b>49 802</b>	<b>50 348</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
- Bombagem		19	24	32	24	32	0	0
- Consumos ilícitos recuperados		40						
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 251 9,98%	4 146 9,48%	4 164 9,63%	4 019 9,15%	4 164 9,63%	4 019 9,15%	0	0
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO CUR E A CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO</b>	<b>44 753</b>	<b>46 059</b>	<b>45 614</b>	<b>46 298</b>	<b>45 614</b>	<b>46 298</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(Variação média anual)	<b>0,34%</b>	<b>2,92%</b>	<b>-0,97%</b>	<b>1,50%</b>	<b>-0,97%</b>	<b>1,50%</b>		
BT	20 875	21 694	21 164	21 515	21 164	21 515	0	0
(Variação média anual)	-2,72%	3,92%	-2,44%	1,66%	-2,44%	1,66%		
MT	14 835	14 981	15 031	15 270	15 031	15 270	0	0
(Variação média anual)	2,94%	0,99%	0,33%	1,59%	0,33%	1,59%		
AT	6 900	7 045	7 060	7 131	7 060	7 131	0	0
(Variação média anual)	3,88%	2,11%	0,20%	1,01%	0,20%	1,01%		
MAT	2 142	2 338	2 359	2 382	2 359	2 382	0	0
(Variação média anual)	-2,98%	2,59%	9,12%	0,92%	0,96%	0,92%		

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2020 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 EDP SU junho 2019		ERSE Tarifas 2020		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2017	2018	2019	2020	2019	2020	2019	2020
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-16 893	-17 952	-18 317	-18 811	-18 264	-18 709	53	102
= Produção em Regime Especial	20 695	21 456	21 477	21 729	21 410	21 513	-67	-217
<b>Total das Aquisições do CUR</b>	<b>3 802</b>	<b>3 504</b>	<b>3 160</b>	<b>2 918</b>	<b>3 146</b>	<b>2 804</b>	<b>-14</b>	<b>-115</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	503 15,52%	435 14,43%	424 15,50%	393 15,54%	414 15,40%	340 14,06%	-10	-52
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	56 1,72%	52 1,73%	0 0,00%	0 0,00%	47 1,74%	42 1,73%	47	42
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>3 243</b>	<b>3 016</b>	<b>2 736</b>	<b>2 526</b>	<b>2 685</b>	<b>2 421</b>	<b>157</b>	<b>295</b>



---

**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 2020, vão vigorar tarifas transitórias para os clientes finais em baixa tensão, 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).

A projeção dos consumos e do número de clientes no mercado livre para o ano de 2020 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, MT e BTE ainda abastecidos no mercado regulado deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do restante do ano 2019 e ainda durante os anos seguintes;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2019, prevendo-se que em 2020 esta não evolua da mesma forma, tendo em conta o enquadramento de retorno à tarifa regulada.

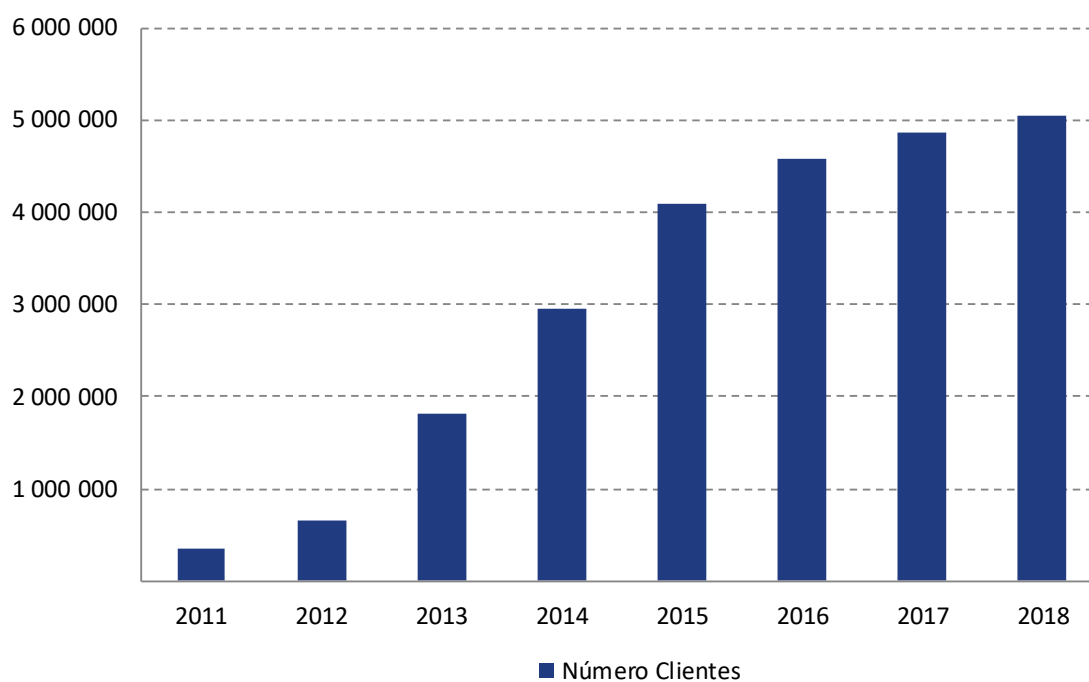
Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2018, mais de 5,0 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 3% face a 2017. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, apesar 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 2018 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado<sup>5</sup> próximo dos 42,6 TWh, valor cerca de 3% superior ao observado em 2017 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de outubro de 2019, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 225 273, representando o seu consumo cerca de 94,4% do consumo total.

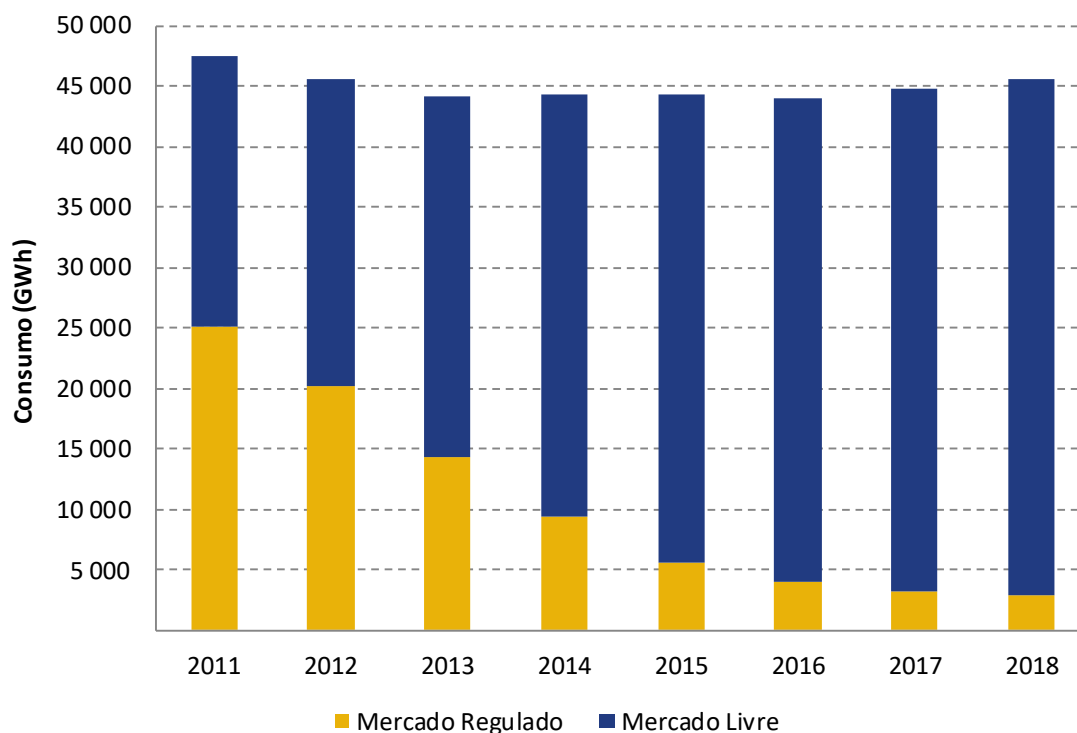
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2011 consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2011, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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



<sup>5</sup> Consumo anualizado corresponde ao valor de consumo que o número de consumidores em mercado livre verificaria no período de um ano.

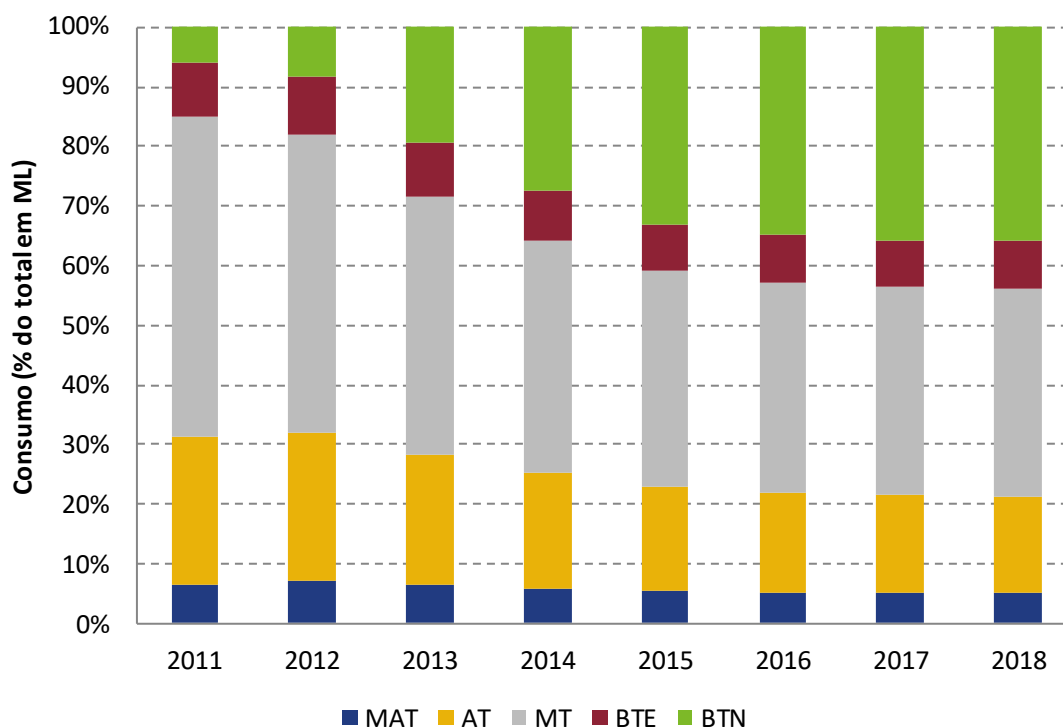
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



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, até 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 5,17 milhões clientes em 2019 e cerca de 5,28 milhões em 2020. No que respeita às estimativas de consumo para 2019 e 2020, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 94,1% e 94,8% do consumo total. Em 2019, 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, de janeiro de 2018 a outubro de 2019, regressaram 15 431 clientes ao mercado regulado.

Figura 2-6 - Número de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2019 e 2020

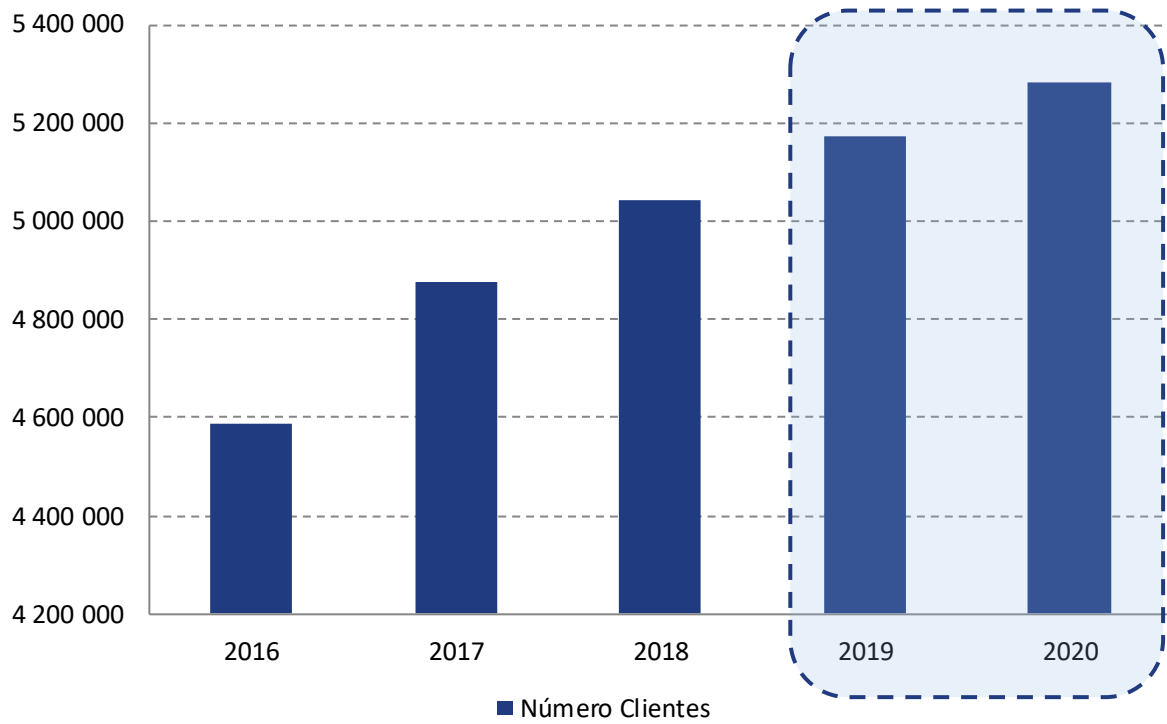
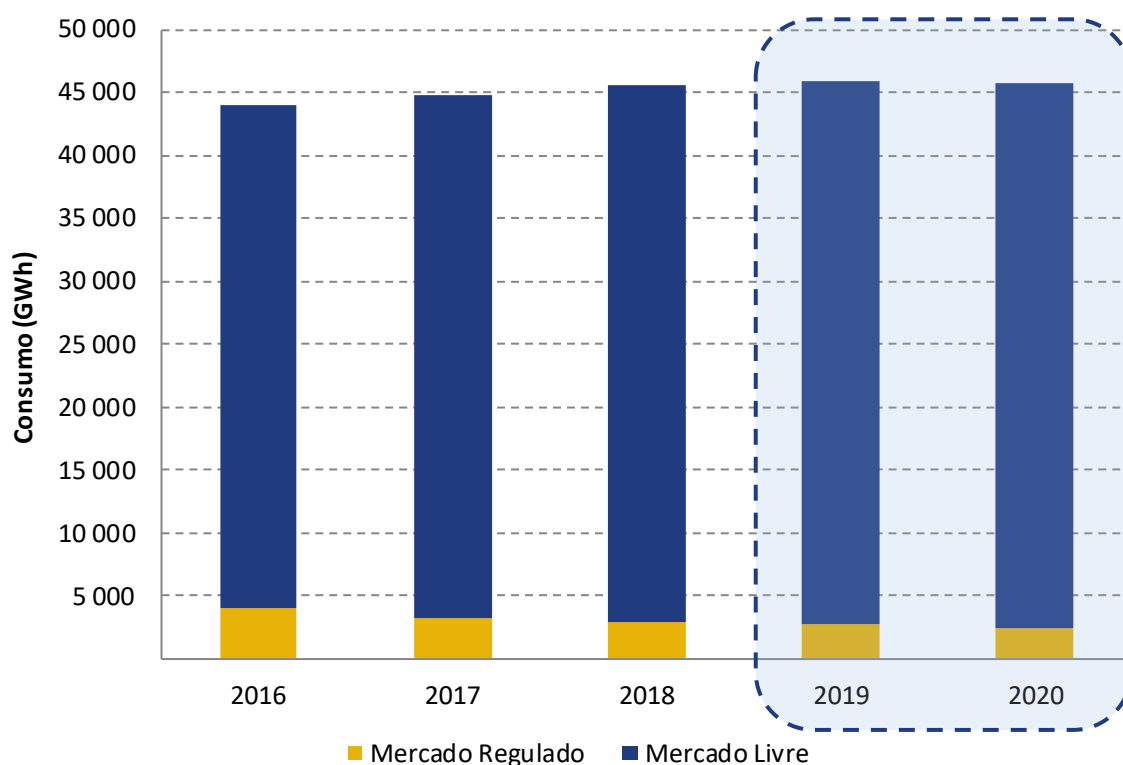


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2019 e 2020



## 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 2018, a estimativa para 2019 e a previsão para 2020. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais se prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2019 e em 2020. A estimativa de crescimento para 2019 assenta essencialmente na recuperação dos consumos ligados à rede de BT e no ligeiro crescimento dos consumos ligados à rede de MT. Em 2020, as previsões da EDA mantêm a tendência de crescimento, embora se perspetive um abrandamento nos consumos em BT e uma recuperação dos consumos em MT. Esta previsão mantém a tendência de crescimento observada desde 2014, ano em que se registou o valor mínimo dos fornecimentos de energia elétrica observado nos últimos anos na Região Autónoma dos Açores, com uma taxa média anual de crescimento desde esse ano até 2018 de 0,9%.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2017 e 2018, a estimativa para 2019 e a previsão para 2020 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2019.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA/ Valores adoptados pela ERSE	
	2017	2018	Estimativa 2019	Tarifas 2020
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>784 359</b>	<b>794 747</b>	<b>803 033</b>	<b>807 731</b>
(Variação média anual)	0,5%	1,3%	1,0%	0,6%
- Perdas nas redes	49 776	50 469	50 896	51 222
(perdas/fornecimentos)	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	1 752	1 797	1 795	1 812
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA</b>	<b>732 831</b>	<b>742 481</b>	<b>750 342</b>	<b>754 696</b>
(Variação média anual)	0,4%	1,3%	1,1%	0,6%
BT	450 315	455 771	461 615	463 162
(Variação média anual)	0,5%	1,2%	1,3%	0,3%
MT	282 517	286 709	288 727	291 534
(Variação média anual)	0,1%	1,5%	0,7%	1,0%

[1] Exclui 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 2018, estimativas para 2019 e previsões para 2020. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2019 e 2020 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira. Esta previsão está ligeiramente acima do observado em 2018, primeiro ano desde 2013 em que ocorreu uma diminuição do consumo, suportada essencialmente pela variação negativa do consumo em MT.

Assim mantêm-se a tendência de crescimento observada desde 2013, para os anos 2019 e 2020, com uma taxa média anual de crescimento no período de 2018 a 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 2020.

**Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM**

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE	
	2017	2018	Estim 2019	Tarifas 2020
<b>EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>867 401</b>	<b>863 907</b>	<b>868 135</b>	<b>872 421</b>
(Variação média anual)	0,7%	-0,4%	0,5%	0,5%
- Perdas nas redes	72 087	71 496	71 761	72 066
(perdas/fornecimentos)	9,1%	9,0%	9,0%	9,0%
- Consumos Próprios <sup>[1]</sup>	1 115	1 107	1 113	1 118
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM</b>	<b>794 199</b>	<b>791 304</b>	<b>795 261</b>	<b>799 237</b>
(Variação média anual)	0,8%	-0,4%	0,5%	0,5%
BT	578 300	583 272	586 189	589 120
(Variação média anual)	-0,1%	0,9%	0,5%	0,5%
MT	215 898	208 032	209 072	210 117
(Variação média anual)	3,3%	-3,6%	0,5%	0,5%

[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 2018 (2018R) e previstos nas tarifas para 2019 (2019T) e nas tarifas para 2020 (2020T), 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

2018 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%	2 338	5,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 338	4,9%	0	0,0%	73	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	73	0,0%
AT	28	0,9%	7 017	16,3%	0	0,0%	0	0,0%	7 045	14,8%	2	0,0%	304	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	306	0,0%
MT	95	3,2%	14 886	34,6%	287	38,6%	208	26,3%	15 476	32,5%	791	0,1%	23 807	0,5%	755	0,6%	310	0,2%	25 664	0,4%
BT	2 893	95,9%	18 801	43,7%	456	61,4%	583	73,7%	22 733	47,8%	1 173 150	99,9%	5 008 185	99,5%	123 539	99,4%	138 496	99,8%	6 443 370	99,6%
BTE	101	3,3%	3 258	7,6%	60	8,1%	146	18,4%	3 565	7,5%	1 683	0,1%	34 419	0,7%	692	0,6%	1 202	0,9%	37 995	0,6%
BTN > 20,7 kVA	169	5,6%	1 761	4,1%	46	6,2%	60	7,5%	2 036	4,3%	7 338	0,6%	58 657	1,2%	1 619	1,3%	2 300	1,7%	69 914	1,1%
BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA	2 582	85,6%	13 675	31,8%	348	46,9%	374	47,3%	16 979	35,7%	1 016 548	86,6%	4 698 622	93,4%	116 816	94,0%	130 960	94,3%	5 962 947	92,2%
BTN <= 2,3 kVA	41	1,4%	107	0,2%	2	0,3%	4	0,5%	153	0,3%	147 581	12,6%	216 487	4,3%	4 412	3,5%	4 034	2,9%	372 514	5,8%
<b>TOTAL</b>	<b>3 016</b>	<b>100,0%</b>	<b>43 042</b>	<b>100,0%</b>	<b>742</b>	<b>100,0%</b>	<b>791</b>	<b>100,0%</b>	<b>47 592</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 173 943</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 032 369</b>	<b>100,0%</b>	<b>124 295</b>	<b>100,0%</b>	<b>138 806</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 469 413</b>	<b>100,0%</b>

2019 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%	2 222	5,0%	0	0,0%	0	0,0%	2 222	4,6%	0	0,0%	74	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	74	0,0%
AT	24	0,9%	7 133	16,2%	0	0,0%	0	0,0%	7 158	14,9%	2	0,0%	310	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	312	0,0%
MT	50	1,9%	15 338	34,8%	284	38,5%	218	27,2%	15 891	33,0%	396	0,0%	24 417	0,5%	757	0,6%	305	0,2%	25 875	0,4%
BT	2 526	97,1%	19 353	43,9%	455	61,5%	585	72,8%	22 919	47,6%	1 049 628	100,0%	5 183 797	99,5%	124 365	99,4%	138 053	99,8%	6 495 843	99,6%
BTE	58	2,2%	3 392	7,7%	58	7,9%	157	19,5%	3 666	7,6%	860	0,1%	35 738	0,7%	709	0,6%	1 186	0,9%	38 493	0,6%
BTN > 20,7 kVA	193	7,4%	1 883	4,3%	51	6,9%	67	8,4%	2 194	4,6%	7 311	0,7%	59 643	1,1%	1 774	1,4%	2 343	1,7%	71 071	1,1%
BTN <= 20,7 kVA e >2,3 kVA	2 244	86,3%	13 900	31,6%	344	46,5%	357	44,4%	16 845	35,0%	910 054	86,7%	4 825 917	92,7%	117 075	93,6%	130 536	94,3%	5 983 583	91,7%
BTN <= 2,3 kVA	31	1,2%	178	0,4%	2	0,3%	3	0,4%	214	0,4%	131 403	12,5%	262 499	5,0%	4 807	3,8%	3 987	2,9%	402 696	6,2%
<b>TOTAL</b>	<b>2 601</b>	<b>100,0%</b>	<b>44 046</b>	<b>100,0%</b>	<b>739</b>	<b>100,0%</b>	<b>803</b>	<b>100,0%</b>	<b>48 190</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 050 026</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 208 598</b>	<b>100,0%</b>	<b>125 122</b>	<b>100,0%</b>	<b>138 358</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 522 104</b>	<b>100,0%</b>

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	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%
<b>TOTAL</b>	<b>2 421</b>	<b>100,0%</b>	<b>43 877</b>	<b>100,0%</b>	<b>755</b>	<b>100,0%</b>	<b>799</b>	<b>100,0%</b>	<b>47 852</b>	<b>100,0%</b>	<b>976 839</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 316 505</b>	<b>100,0%</b>	<b>125 916</b>	<b>100,0%</b>	<b>140 191</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 559 452</b>	<b>100,0%</b>



### 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	718 015
AT	1 556 985
MT	6 142 245
BTE	2 046 025
BTN	37 833 469



## 4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

### 4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

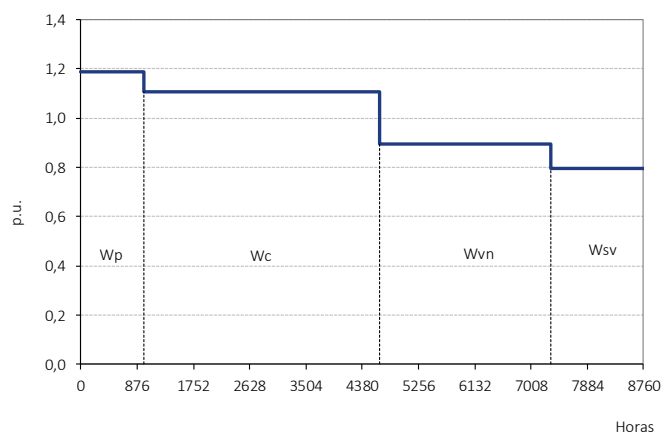
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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	6 647 106
	Horas cheias	23 372 595
	Horas de vazio normal	13 660 175
	Horas de super vazio	6 668 559

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	5 732

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<sub>MAT</sub> do operador da rede de transporte**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	159 246
	Contratada	718 015
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 663
	Horas cheias	491 175
	Horas de vazio normal	386 213
	Horas de super vazio	224 882
Períodos II, III	Horas de ponta	64 029
	Horas cheias	527 646
	Horas de vazio normal	382 113
	Horas de super vazio	218 205
Energia reativa		(Kvarh)
	Indutiva	32 055 583
	Capacitiva	79 422 302

**Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT<sub>AT</sub> do operador da rede de transporte**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 617 553
	Contratada	8 492 541
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 128 993
	Horas cheias	10 906 815
	Horas de vazio normal	6 679 989
	Horas de super vazio	3 161 416
Períodos II, III	Horas de ponta	2 366 421
	Horas cheias	11 446 960
	Horas de vazio normal	6 211 860
	Horas de super vazio	3 064 056
Energia reativa		(Kvarh)
	Indutiva	28 114 065
	Capacitiva	169 061 190

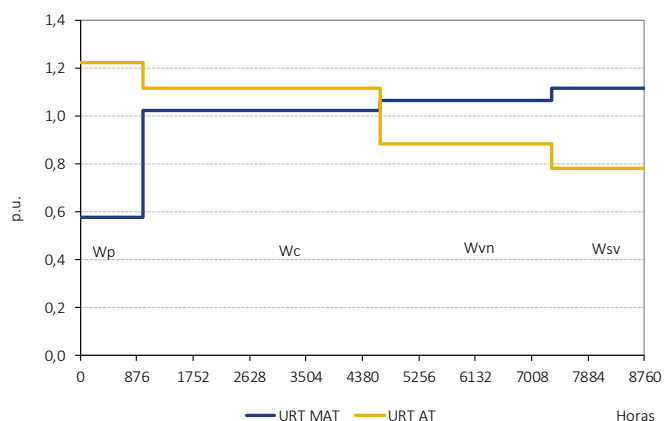
O quadro seguinte apresenta as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores em MAT, AT e MT.

**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	31 262 498
	Horas de vazio	19 641 645

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**

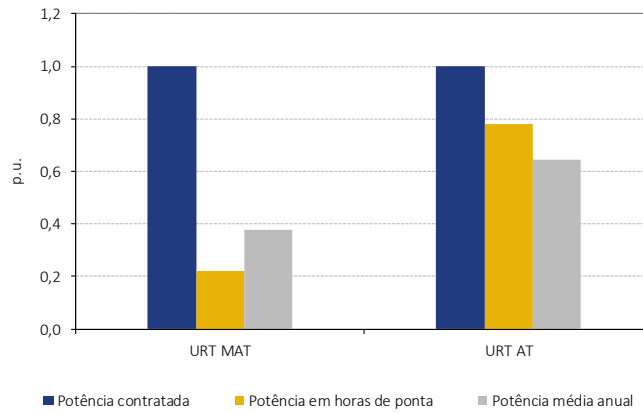


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	271	5 461

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<sub>MAT</sub> e de URT<sub>AT</sub>.

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	718	8 493

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 2020 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	2 382	5,1%	74	0,0%
AT	7 131	15,4%	317	0,0%
MT	15 270	33,0%	25 134	0,4%
BT	21 515	46,5%	6 267 821	99,6%
BTE	3 374	15,7%	37 455	0,6%
BTN	18 141	84,3%	6 230 366	99,4%
<b>Total</b>	<b>46 298</b>	<b>100,0%</b>	<b>6 293 345</b>	<b>100,0%</b>

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 ( $\delta_{MAT}$ ), (ii) a tarifa de  $URD_{AT}$  na sua aplicação aos consumos em MT e BT ( $\delta_{AT}$ ) e (iii) a tarifa de  $URD_{MT}$  na sua aplicação aos consumos em BT ( $\delta_{MT}$ ).

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores dos coeficientes de potência em horas de ponta / potência contratada para 2020, 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**

$\delta_{AT}$	0,700
$\delta_{MT}$	0,700
$\delta_{BT}$	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.

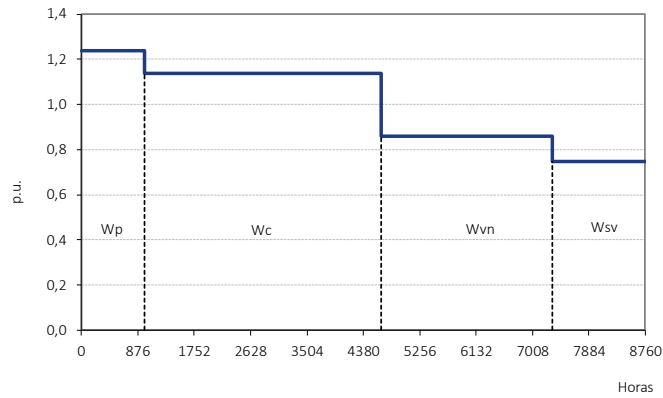
Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS dos operadores das redes de distribuição

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada		(kW)
MAT		718 015
AT		1 556 985
MT		6 142 245
BTE		2 046 025
BTN >		2 314 264
BTN <		35 519 205
Energia ativa		(MWh)
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 218 232
	Horas cheias	21 913 896
	Horas de vazio normal	12 216 745
	Horas de super vazio	5 949 364
MAT		2 381 926
AT		7 131 494
MT		15 269 968
BTE		3 374 037
BTN >		1 915 567
BTN <		16 225 245

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	5 709

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	159 246
	Contratada	718 015
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 663
	Horas cheias	491 175
	Horas de vazio normal	386 213
	Horas de super vazio	224 882
Períodos II, III	Horas de ponta	64 029
	Horas cheias	527 646
	Horas de vazio normal	382 113
	Horas de super vazio	218 205
Energia reativa		(Kvarh)
	Indutiva	32 055 583
	Capacitiva	79 422 302

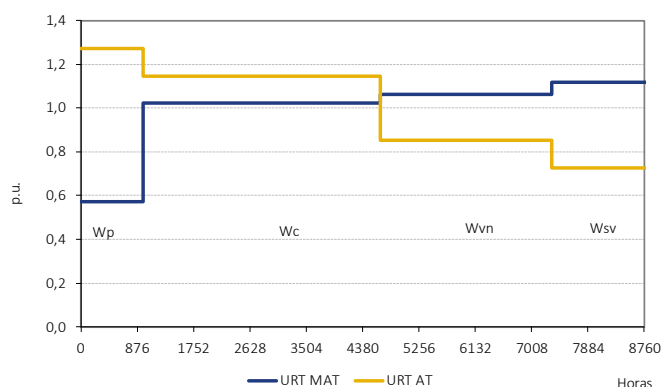
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de 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<sub>AT</sub> dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 727 536
	Contratada	9 610 766
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 145 404
	Horas cheias	11 118 731
	Horas de vazio normal	6 300 546
	Horas de super vazio	2 904 402
Períodos II, III	Horas de ponta	2 593 682
	Horas cheias	11 776 799
	Horas de vazio normal	6 055 045
	Horas de super vazio	2 885 004
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

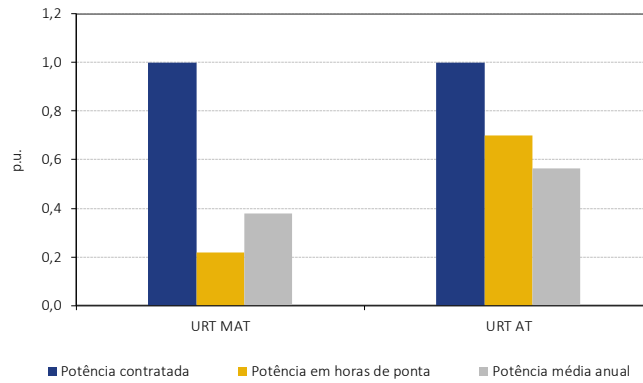


Potência de base [MW]	URT MAT	URT AT
Potência média anual	271	5 439

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<sub>MAT</sub> e de URT<sub>AT</sub>.

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



Potência de base [MW/mês]	URT MAT	URT AT
Potência contratada	718	9 611

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

## 5.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-6, 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<sub>AT</sub> dos operadores das redes de distribuição**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	6 620 288
	Contratada	9 864 465
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 079 319
	Horas cheias	10 958 734
	Horas de vazio normal	6 225 221
	Horas de super vazio	2 875 360
Períodos II, III	Horas de ponta	2 552 335
	Horas cheias	11 607 332
	Horas de vazio normal	5 982 655
	Horas de super vazio	2 856 157
Energia reativa		(Kvarh)
	Indutiva	97 440 656
	Capacitiva	43 678 188



Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>MT</sub> dos operadores das redes de distribuição

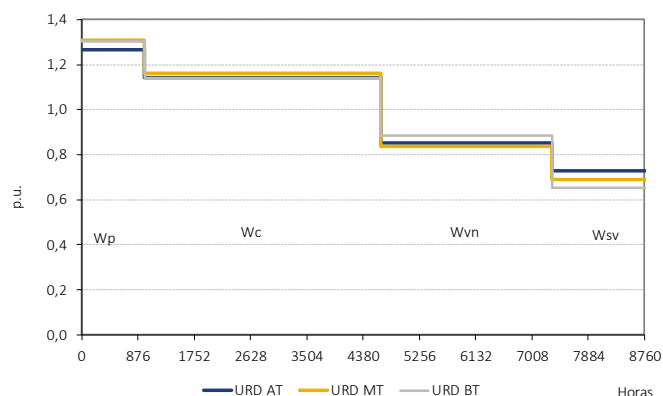
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	5 553 128
	Contratada	10 807 546
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 448 405
	Horas cheias	9 173 304
	Horas de vazio normal	5 035 451
	Horas de super vazio	2 233 894
Períodos II, III	Horas de ponta	2 138 003
	Horas cheias	9 558 620
	Horas de vazio normal	4 743 813
	Horas de super vazio	2 186 038
Energia reativa		(Kvarh)
	Indutiva	428 103 809
	Capacitiva	121 324 569

Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD<sub>BT</sub> dos operadores das redes de distribuição

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 977 489
	Contratada	39 879 495
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 997 251
	Horas cheias	5 189 462
	Horas de vazio normal	3 079 562
	Horas de super vazio	1 217 945
Períodos II, III	Horas de ponta	1 116 745
	Horas cheias	5 093 795
	Horas de vazio normal	2 696 232
	Horas de super vazio	1 123 857
Energia reativa		(Kvarh)
	Indutiva	205 950 772
	Capacitiva	68 802 069

Na Figura 5-4 apresenta-se o diagrama de carga anual das tarifas de URD<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub> 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

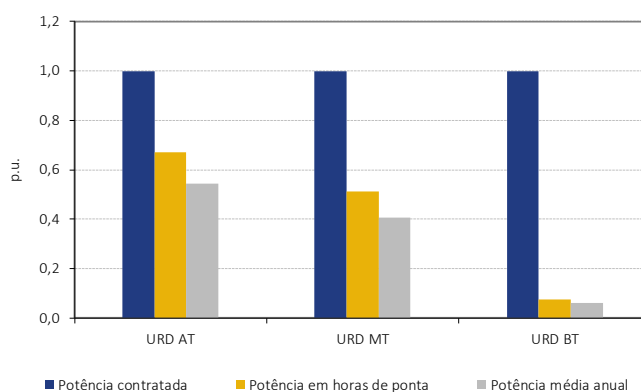


Potência de base [MW]	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual	5 366	4 385	2 449

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<sub>AT</sub>, URD<sub>MT</sub> e URD<sub>BT</sub>.

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	9 864	10 808	39 879

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

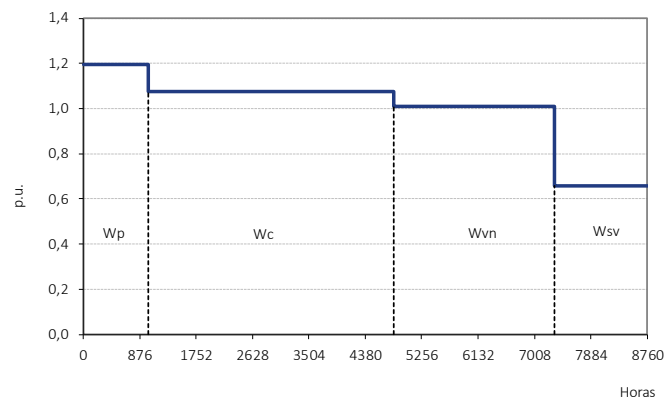
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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	250 517
	Horas cheias	646 691
	Horas de vazio normal	425 170
	Horas de super vazio	157 463
Períodos II, III	Horas de ponta	127 187
	Horas cheias	631 456
	Horas de vazio normal	363 695
	Horas de super vazio	142 768

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	312

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)	344
Energia ativa	(MWh)	71 006

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	726
Energia ativa	(MWh)	47 948

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	975 769
Energia ativa	(MWh)	2 302 436



## 7 PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

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 7-1 - 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	17 539
	2,3	4 340
Tarifa simples	3,45	419 431
	4,6	60 074
	5,75	24 240
	6,9	170 448
Tarifa bi-horária	1,15	2
	2,3	3
	3,45	20 995
	4,6	9 074
	5,75	3 990
	6,9	27 485
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2 096
	4,6	768
	5,75	313
	6,9	2 023
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		16 790
Tarifa simples		1 376 782
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	108 329
	Horas de vazio	72 796
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 473
	Horas cheias	6 097
	Horas de vazio	4 878

Quadro 7-2 - 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	483
	2,3	26
Tarifa simples	3,45	9 708
	4,6	294
	5,75	86
	6,9	3 819
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	27
	4,6	7
	5,75	1
	6,9	63
Tarifa tri-horária	1,15	0
	2,3	0
	3,45	2 216
	4,6	332
	5,75	114
	6,9	1 981
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples ≤2,3kVA		325
Tarifa simples		32 352
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	209
	Horas de vazio	126
tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 799
	Horas cheias	6 688
	Horas de vazio	4 948



Quadro 7-3 - 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	375	
	2,3	81	
Tarifa simples	3,45	9 091	
	4,6	289	
	5,75	124	
	6,9	11 973	
Tarifa bi-horária	1,15	0	
	2,3	1	
	3,45	236	
	4,6	27	
	5,75	5	
Tarifa tri-horária	6,9	937	
	1,15	0	
	2,3	0	
	3,45	0	
	4,6	0	
Tarifa tri-horária	5,75	0	
	6,9	2	
	Energia ativa		(MWh)
	Tarifa simples ≤2,3kVA		328
	Tarifa simples		44 910
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 286	
	Horas de vazio	1 165	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1	
	Horas cheias	4	
	Horas de vazio	5	



## 8 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 AT, MT, BTE e BTN do Comercializador de Último Recurso 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 tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação<sup>6</sup>.

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 2018, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2020 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

**Quadro 8-1 - 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
MAT	0	0,0%	0	0,0%
AT	35	1,4%	2	0,0%
MT	36	1,5%	342	0,0%
BT	2 350	97,1%	976 495	100,0%
BTE	48	2,0%	726	0,1%
BTN	2 302	98,0%	975 769	99,9%
<b>Total</b>	<b>2 421</b>	<b>100,0%</b>	<b>976 839</b>	<b>100,0%</b>

<sup>6</sup> Não são publicadas as quantidades em AT porque existe um número reduzido de clientes (<3 clientes).

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

Quadro 8-2 - 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)	342	
Potência		(kW)	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	1 568	
	Contratada	3 856	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	3 536	
	Contratada	8 251	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	274	
	Contratada	2 336	
Energia ativa		(MWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	821
		Horas cheias	2 387
		Horas de vazio normal	1 288
		Horas de super vazio	708
	Períodos II, III	Horas de ponta	748
		Horas cheias	3 661
		Horas de vazio normal	1 760
		Horas de super vazio	990
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	2 006
		Horas cheias	5 580
		Horas de vazio normal	2 592
		Horas de super vazio	1 452
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 262
		Horas cheias	5 281
		Horas de vazio normal	2 307
		Horas de super vazio	1 222
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	131
		Horas cheias	341
		Horas de vazio normal	180
		Horas de super vazio	99
	Períodos II, III	Horas de ponta	138
		Horas cheias	516
		Horas de vazio normal	274
		Horas de super vazio	165
Energia reativa		(kvarh)	
	Indutiva	1 006 644	
	Capacitiva	285 283	

**Quadro 8-3 - 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)	726	
Potência		(kW)	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	2 481	
	Contratada	6 134	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	4 326	
	Contratada	22 942	
Energia ativa		(MWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	1 436
		Horas cheias	4 076
		Horas de vazio normal	1 783
		Horas de super vazio	916
	Períodos II, III	Horas de ponta	1 327
		Horas cheias	4 467
		Horas de vazio normal	1 901
		Horas de super vazio	1 006
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	3 091
		Horas cheias	7 996
		Horas de vazio normal	3 064
		Horas de super vazio	1 611
	Períodos II, III	Horas de ponta	2 537
		Horas cheias	7 859
		Horas de vazio normal	3 268
		Horas de super vazio	1 611
Energia reativa		(kvarh)	
	Indutiva	2 926 741	
	Capacitiva	977 738	

**Quadro 8-4 - 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	42
	34,5	28
	41,4	42
Tarifa de médias utilizações	27,6	2 052
	34,5	1 731
	41,4	2 127
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	1 166
	Horas cheias	3 922
	Horas vazio	2 907
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	25 360
	Horas cheias	68 900
	Horas vazio	41 177

**Quadro 8-5 - 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	30
	34,50	33
	41,40	32
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	172
	Horas cheias	577
	Horas de vazio	511

**Quadro 8-6 - 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	366 523
	4,60	49 100
	5,75	22 857
	6,90	186 313
	10,35	44 440
	13,80	17 836
	17,25	5 923
Tarifa bi-horária	20,70	20 175
	1,15	14
	2,30	2
	3,45	17 947
	4,60	8 081
	5,75	4 460
	6,90	35 477
Tarifa tri-horária	10,35	9 878
	13,80	4 946
	17,25	1 627
	20,70	5 139
	1,15	24
	2,30	2
	3,45	2 057
Energia ativa	4,60	714
	5,75	360
	6,90	2 680
	10,35	696
	13,80	417
	17,25	161
	20,70	665
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		1 034 240
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		430 875
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	102 905
	Horas de vazio	72 341
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	90 739
	Horas de vazio	62 995
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	2 542
	Horas de cheias	6 743
	Horas de vazio	5 868
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	2 922
	Horas de cheias	8 710
	Horas de vazio	7 191
TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	109 813
	2,30	13 523
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		34 666

**Quadro 8-7 - 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	8 009
	4,60	258
	5,75	74
	6,90	9 391
	10,35	3 856
	13,80	743
	17,25	162
	20,70	667
Tarifa bi-horária	3,45	22
	4,60	6
	5,75	2
	6,90	124
	10,35	200
	13,80	93
	17,25	27
	20,70	136
Tarifa tri-horária	3,45	22
	4,60	0
	5,75	0
	6,90	181
	10,35	187
	13,80	106
	17,25	4
	20,70	28
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		5 555
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		7 525
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	91
	Horas de vazio	89
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	743
	Horas de vazio	754
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	13
	Horas de cheias	43
	Horas de vazio	23
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	142
	Horas de cheias	322
	Horas de vazio	257



**Quadro 8-8 - 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		77 107
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	19 195
	Horas cheias	75 559
	Horas de vazio	184 695

## 8.2 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).

### 8.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-1 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 8-2 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em MT.

Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário e por opção tarifária

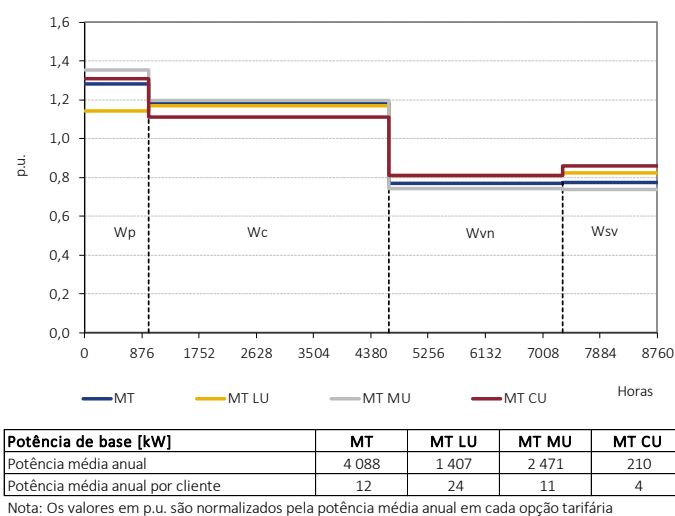
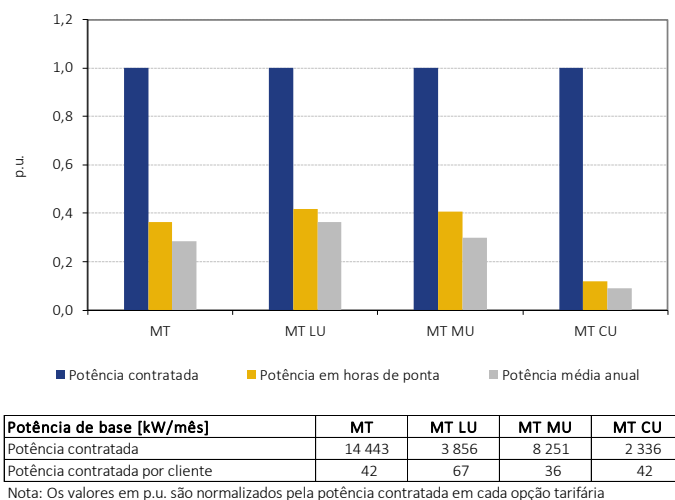


Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT



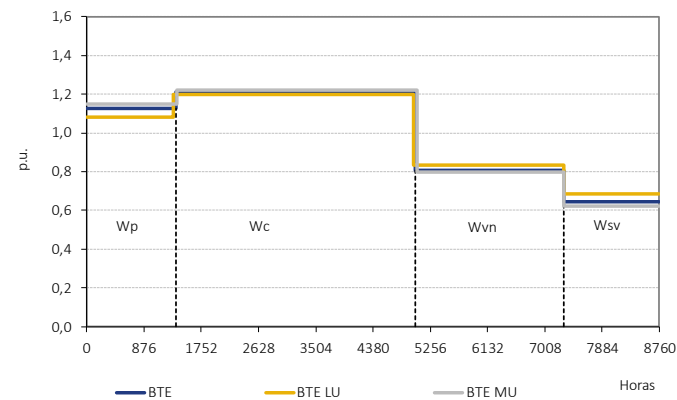
### 8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 8-3 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 8-4 compara-se a potência média anual com a potência contratada e a potência médias em horas de ponta, para os clientes em BTE.

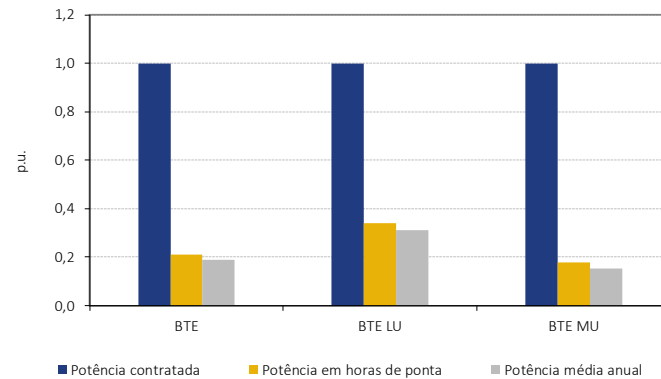
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário e por opção tarifária



Potência de base [kW]	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência média anual	5 453	1 920	3 533
Potência média anual por cliente	8	14	6

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

Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência contratada	29 076	6 134	22 942
Potência contratada por cliente	40	45	39

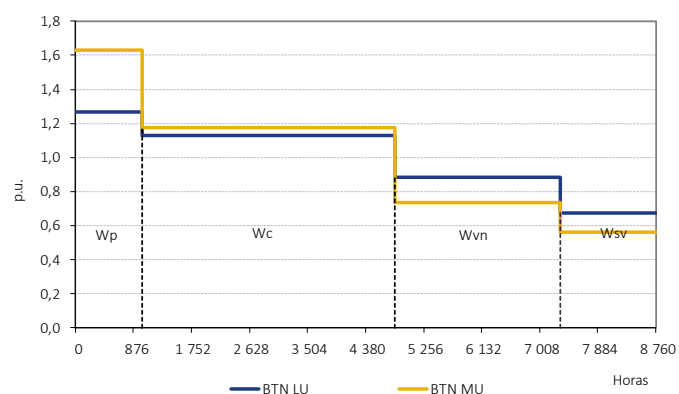
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

### 8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 8-5 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 8-5 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (> 20,7 kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária

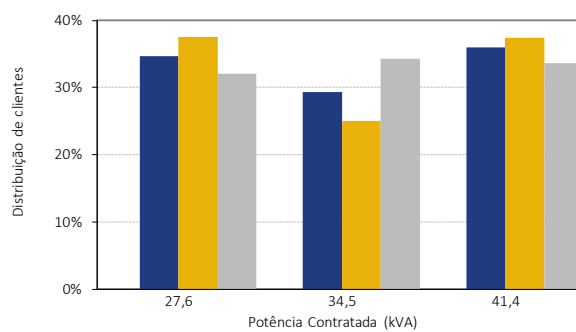


Potência de base [kW]	BTN LU	BTN MU
Potência média anual	910	15 419
Potência média anual por cliente	8	3

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

Na Figura 8-6 e na Figura 8-7 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 8-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)

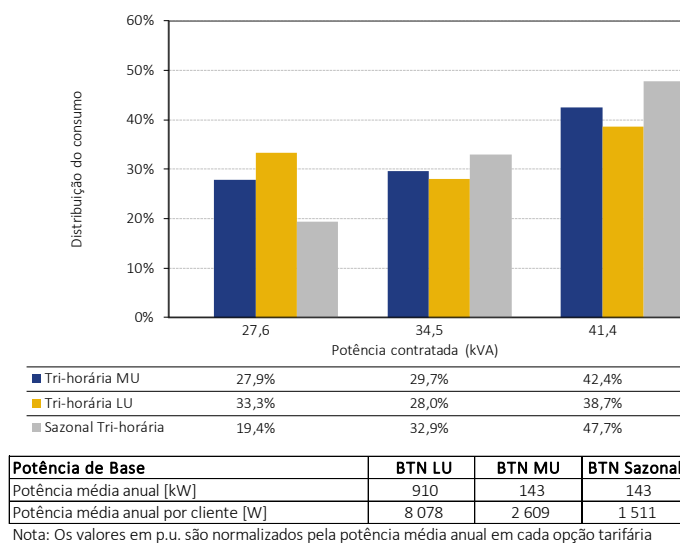


	27,6	34,5	41,4
■ Tri-horária MU	34,7%	29,3%	36,0%
■ Tri-horária LU	37,5%	25,1%	37,4%
■ Sazonal Tri-horária	32,0%	34,3%	33,7%

Número de clientes por opção tarifária	BTN LU	BTN MU	BTN Sazonal
	113	5 911	95

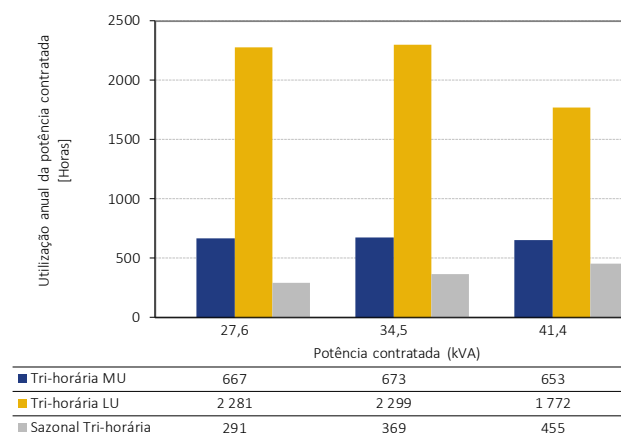
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

Figura 8-7 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



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

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



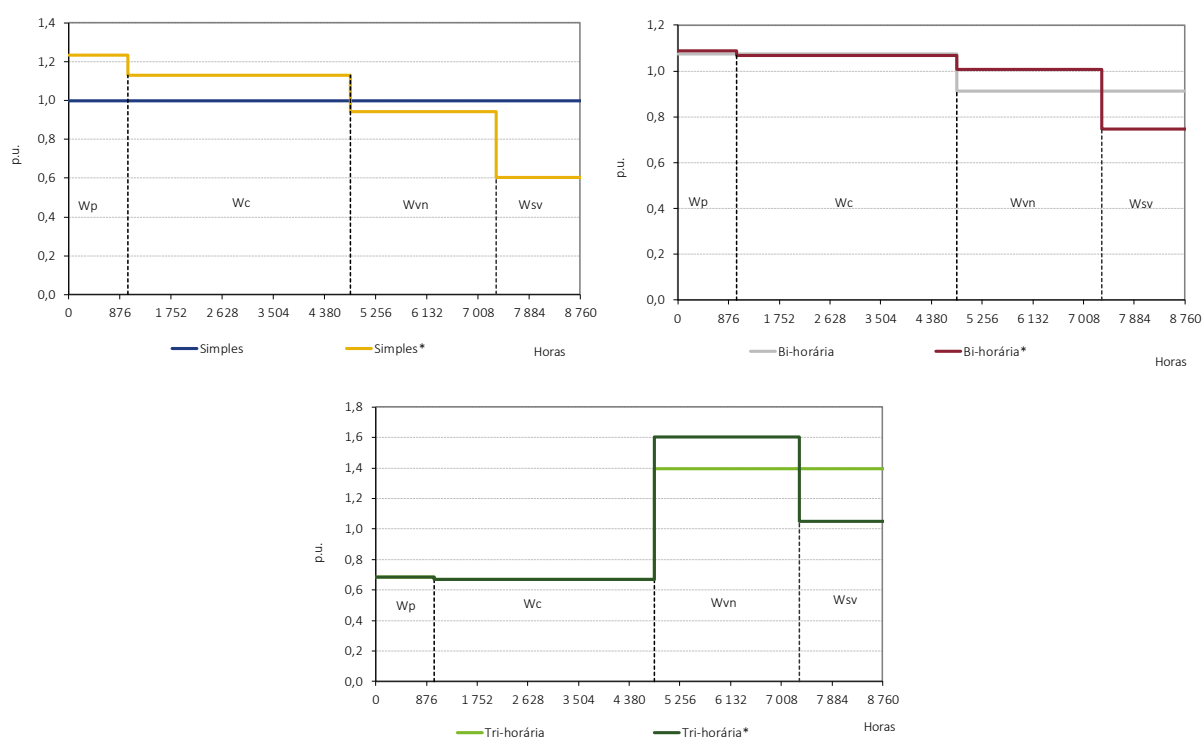
#### 8.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

Na Figura 8-9 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 12.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simples.

**Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes em BTN ( $\leq 20,7$  kVA), discriminado por período horário e por opção tarifária**



Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	166 794	37 452	35 681
Potência média anual por cliente	0,23	0,43	1,68

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.

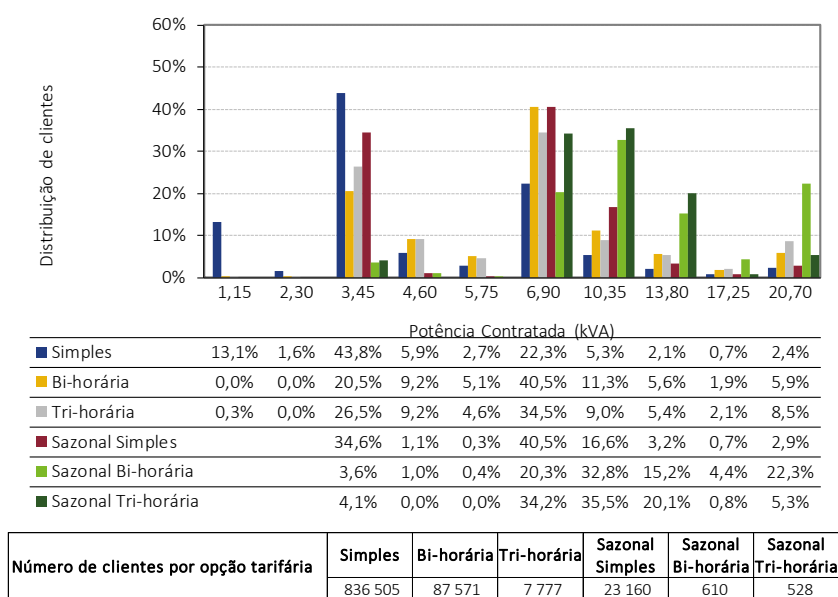
O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da tarifa bi-horária. Em contrapartida, o consumo em horas de ponta é superior na tarifa simples relativamente à bi-horária.

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

Figura 8-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*

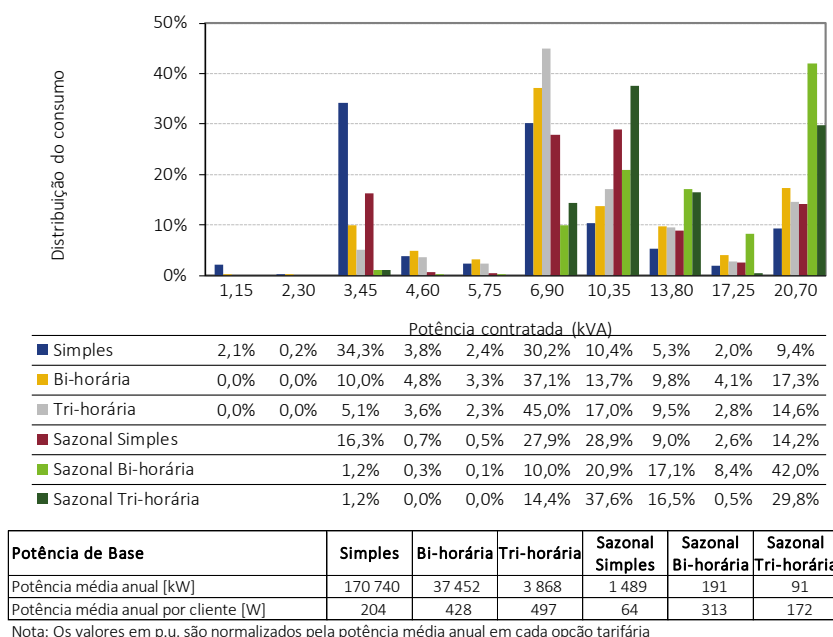


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes em cada opção tarifária

\*Exclui IP



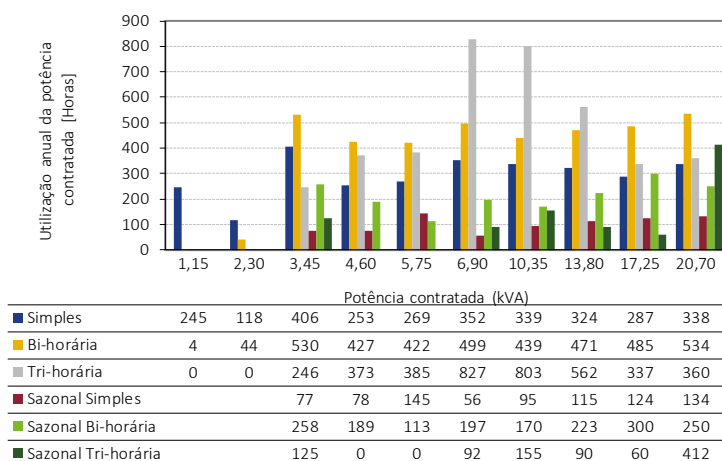
Figura 8-11 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*Exclui IP

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

Figura 8-12 - Utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*Exclui IP

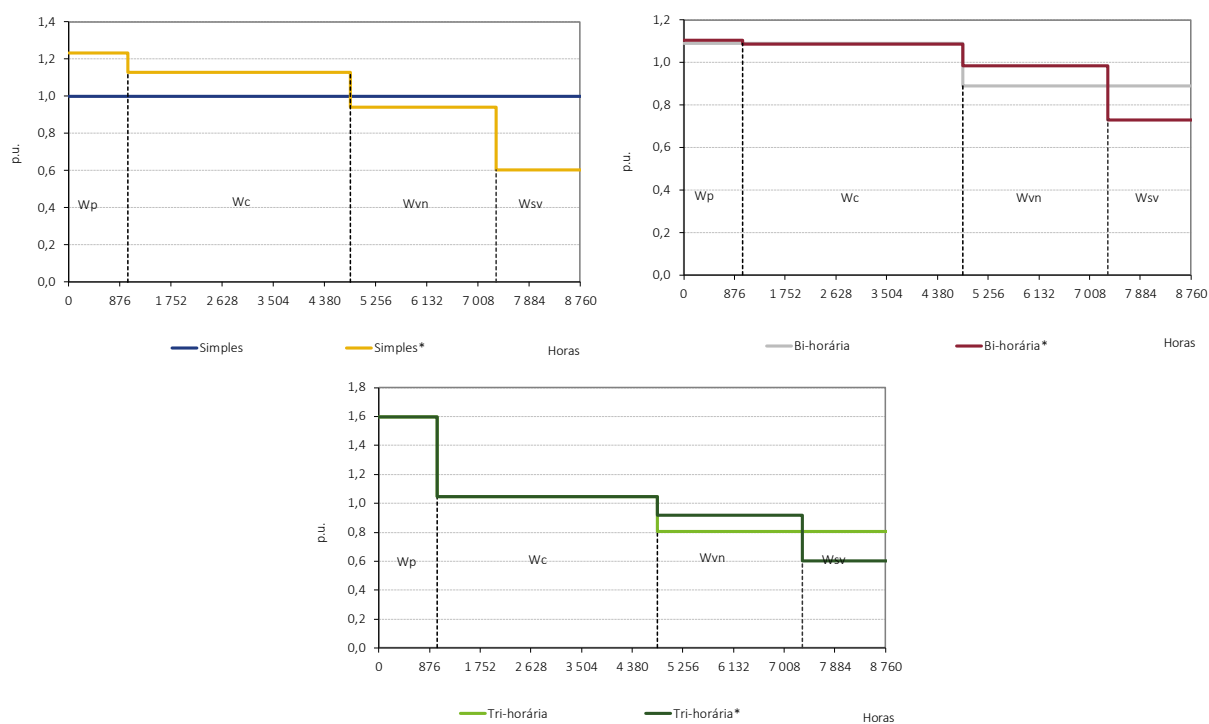
### 8.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 8-13 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 12.2 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simples.

Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes em BTN (Social), discriminado por período horário e por opção tarifária



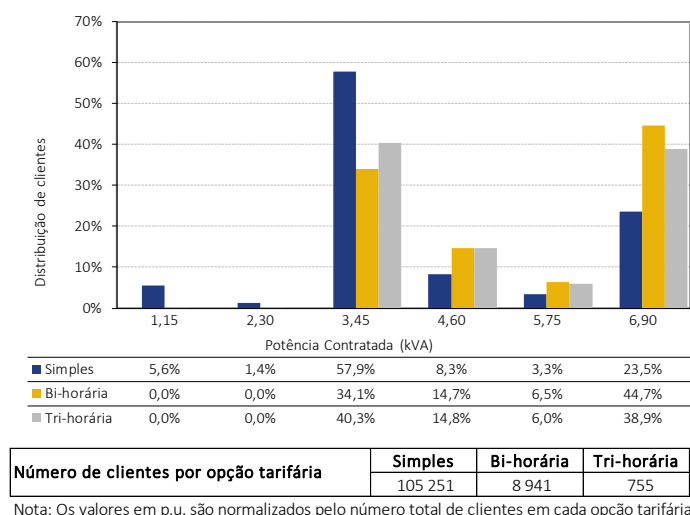
Potência de base [kW]	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual	19 467	2 561	190
Potência média anual por cliente	0,20	0,29	0,25

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).

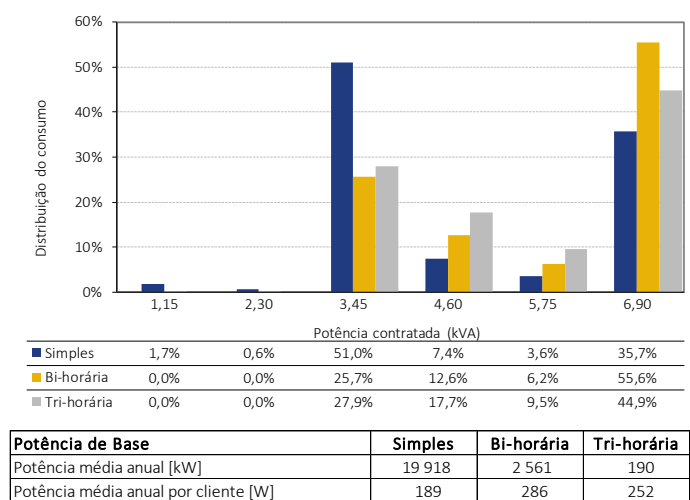
Na Figura 8-14 e na Figura 8-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

Figura 8-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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

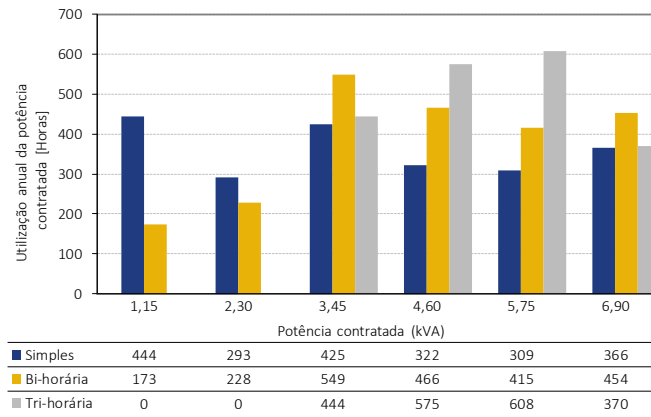
Figura 8-15 - Distribuição de consumo, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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

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



## 9 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

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

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

Estes valores são previstos tendo por base as estruturas de consumo conjuntas dos mercados livre e regulado em 2018, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2020 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

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

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 382	5,4%	74	0,0%
AT	7 096	16,2%	314	0,0%
MT	15 234	34,7%	24 791	0,5%
BT	19 164	43,7%	5 291 326	99,5%
BTE	3 326	17,4%	36 729	0,7%
BTN	15 838	82,6%	5 254 597	99,3%
<b>Total</b>	<b>43 877</b>	<b>100,0%</b>	<b>5 316 505</b>	<b>100,0%</b>

## 9.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	74
Potência		(kW)
	Horas de ponta	159 246
	Contratada	718 015
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 663
	Horas cheias	491 175
	Horas de vazio normal	386 213
	Horas de super vazio	224 882
Períodos II, III	Horas de ponta	64 029
	Horas cheias	527 646
	Horas de vazio normal	382 113
	Horas de super vazio	218 205
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	32 055 583
	Capacitiva	79 422 302

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	314
Potência		(kW)
	Horas de ponta	801 090
	Contratada	1 549 322
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	465 845
	Horas cheias	1 397 824
	Horas de vazio normal	1 015 556
	Horas de super vazio	578 736
Períodos II, III	Horas de ponta	311 876
	Horas cheias	1 643 898
	Horas de vazio normal	1 074 136
	Horas de super vazio	608 524
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	96 961 065
	Capacitiva	43 463 209

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	24 791
Potência		(kW)
	Horas de ponta	2 282 039
	Contratada	6 127 802
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 254 862
	Horas cheias	3 524 570
	Horas de vazio normal	1 722 095
	Horas de super vazio	958 152
Períodos II, III	Horas de ponta	911 009
	Horas cheias	4 012 717
	Horas de vazio normal	1 842 101
	Horas de super vazio	1 008 556
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	427 097 165
	Capacitiva	121 039 286

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	36 729
Potência		(kW)
	Horas de ponta	472 179
	Contratada	2 016 950
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	314 062
	Horas cheias	837 374
	Horas de vazio normal	336 196
	Horas de super vazio	175 248
Períodos II, III	Horas de ponta	268 054
	Horas cheias	855 058
	Horas de vazio normal	358 552
	Horas de super vazio	181 545
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	203 024 031
	Capacitiva	67 824 331

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	21 112
	34,50	17 807
	41,40	21 875
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	326 768
	Horas cheias	898 314
	Horas de vazio	545 792



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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $>2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	2 203 629
	4,60	290 411
	5,75	134 921
	6,90	1 151 460
	10,35	284 160
	13,80	109 313
	17,25	35 801
Tarifa bi-horária	20,70	122 631
	1,15	84
	2,30	13
	3,45	105 723
	4,60	47 583
	5,75	26 255
	6,90	209 463
	10,35	59 295
Tarifa tri-horária	13,80	29 647
	17,25	9 731
	20,70	31 036
	1,15	139
	2,30	12
	3,45	12 231
	4,60	4 202
	5,75	2 121
	6,90	16 831
	10,35	5 201
13,80	3 078	
17,25	973	
20,70	4 075	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		10 423 474
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	1 371 363
	Horas de vazio	960 266
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	39 611
	Horas cheias	111 543
	Horas de vazio	94 061
CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência		(n.º de clientes)
Tarifa simples	1,15	218 840
	2,3	26 950
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		112 086

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		263 536
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	65 606
	Horas cheias	258 245
	Horas de vazio	631 247

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

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

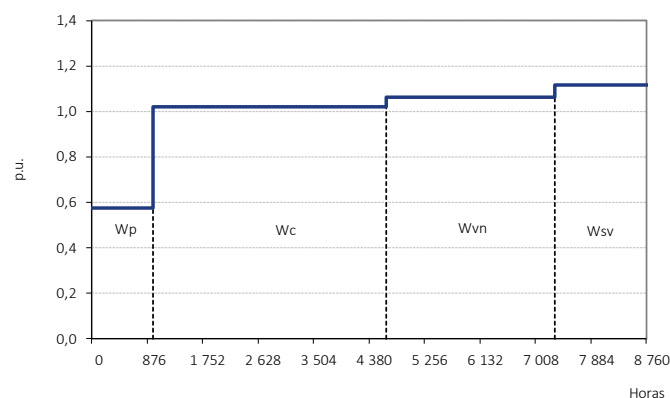
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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

### 9.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

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

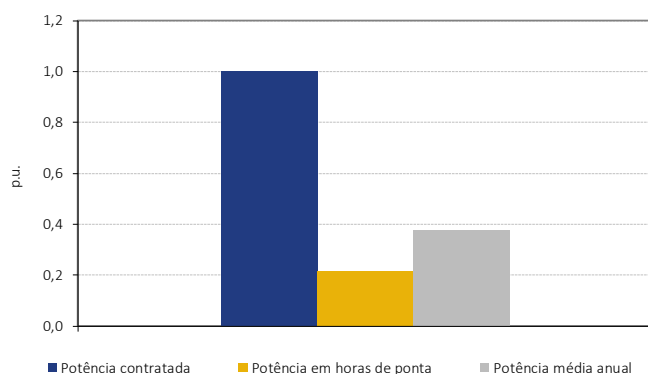
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes em MAT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MAT
Potência média anual	271 166
Potência média anual por cliente	3 664

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

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



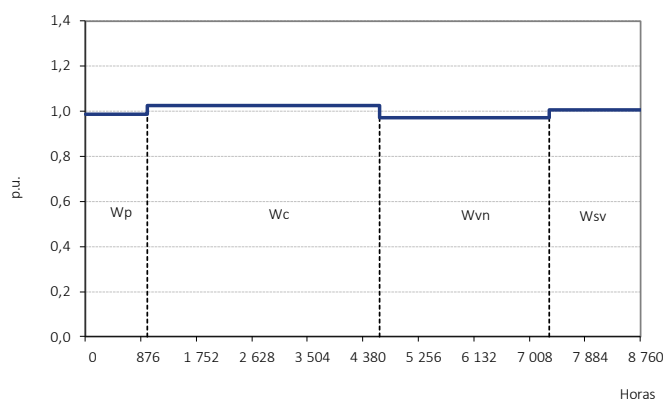
Potência de Base [kW/mês]	MAT
Potência contratada	718 015
Potência contratada por cliente	9 703

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

9.2.2 ALTA TENSÃO

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

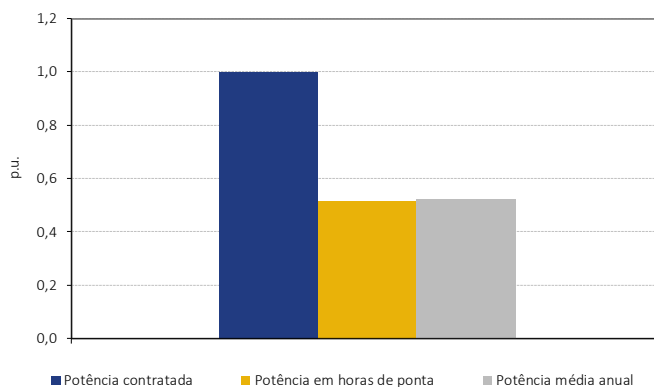
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes em AT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	AT
Potência média anual	807 877
Potência média anual por cliente	2 569

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

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



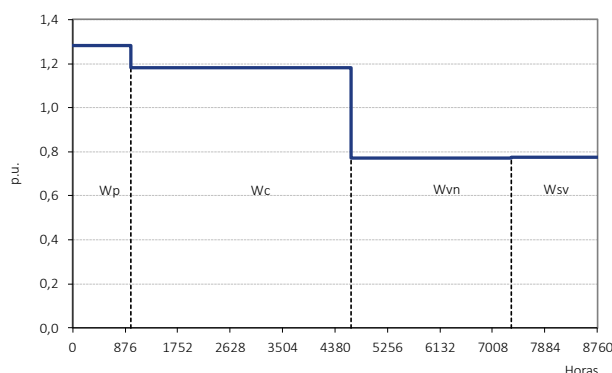
Potência de Base [kW/mês]	AT
Potência contratada	1 549 322
Potência contratada por cliente	4 927

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

### 9.2.3 MÉDIA TENSÃO

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

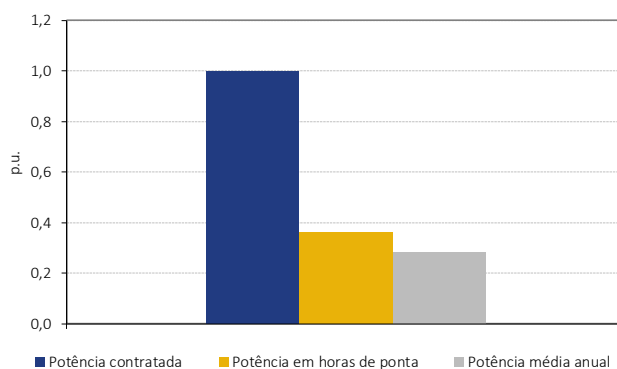
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	MT
Potência média anual	1 734 297
Potência média anual por cliente	70

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

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



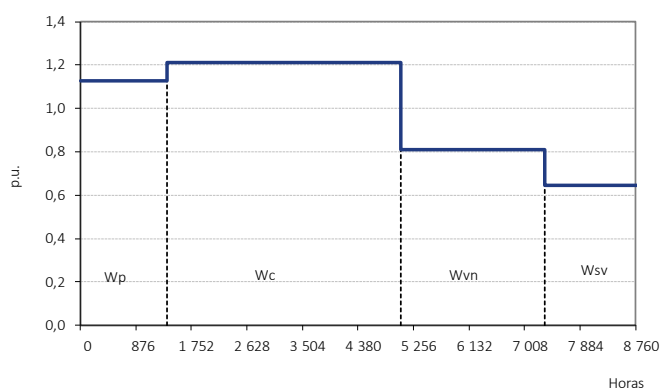
Potência de Base [kW/mês]	MT
Potência contratada	6 127 802
Potência contratada por cliente	247

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

9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-7 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 9-8 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta.

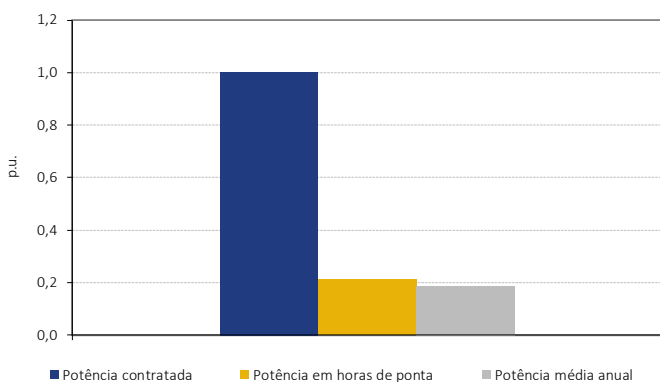
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período tarifário



Potência de Base [kW]	BTE
Potência média anual	378 236
Potência média anual por cliente	10

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

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



Potência de Base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	2 016 950
Potência contratada por cliente	55

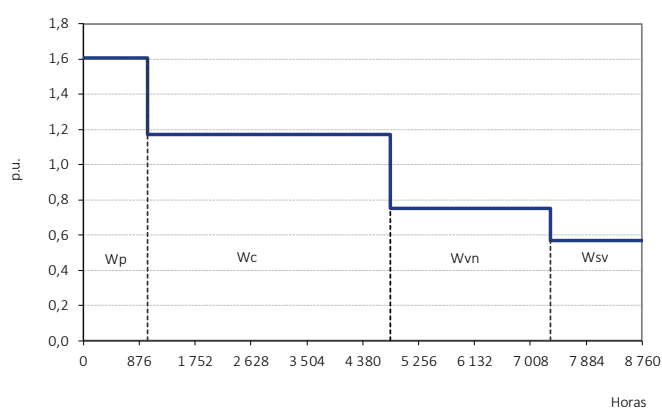
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

### 9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

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

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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



Potência de Base [kW]	BTN >
Potência média anual	201 602
Potência média anual por cliente	3,32

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

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

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

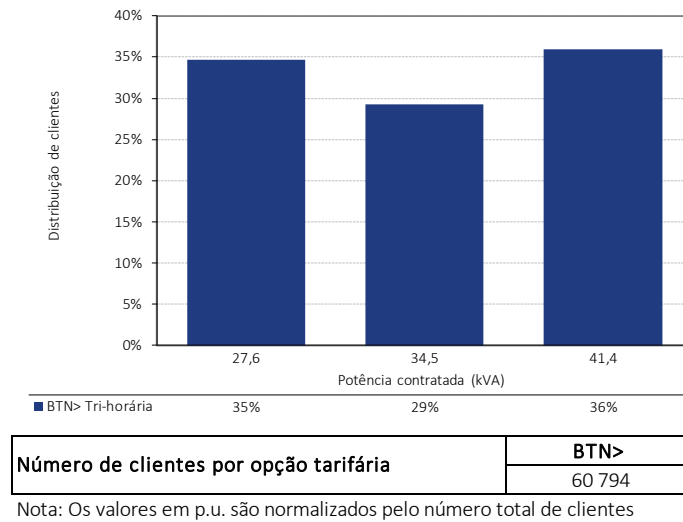
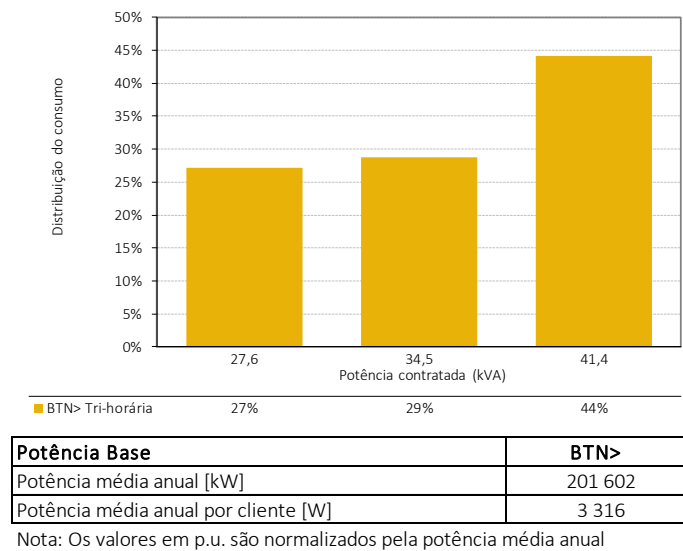


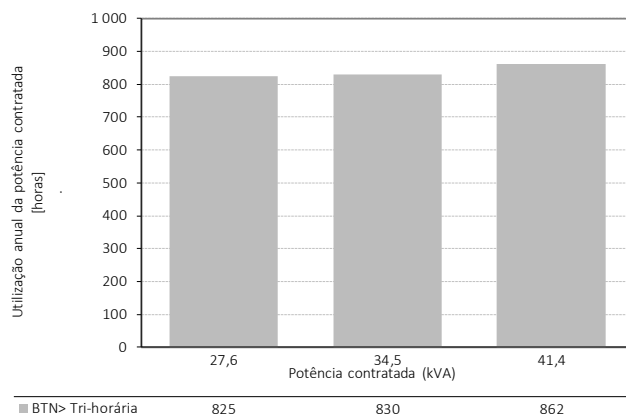
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)





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

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



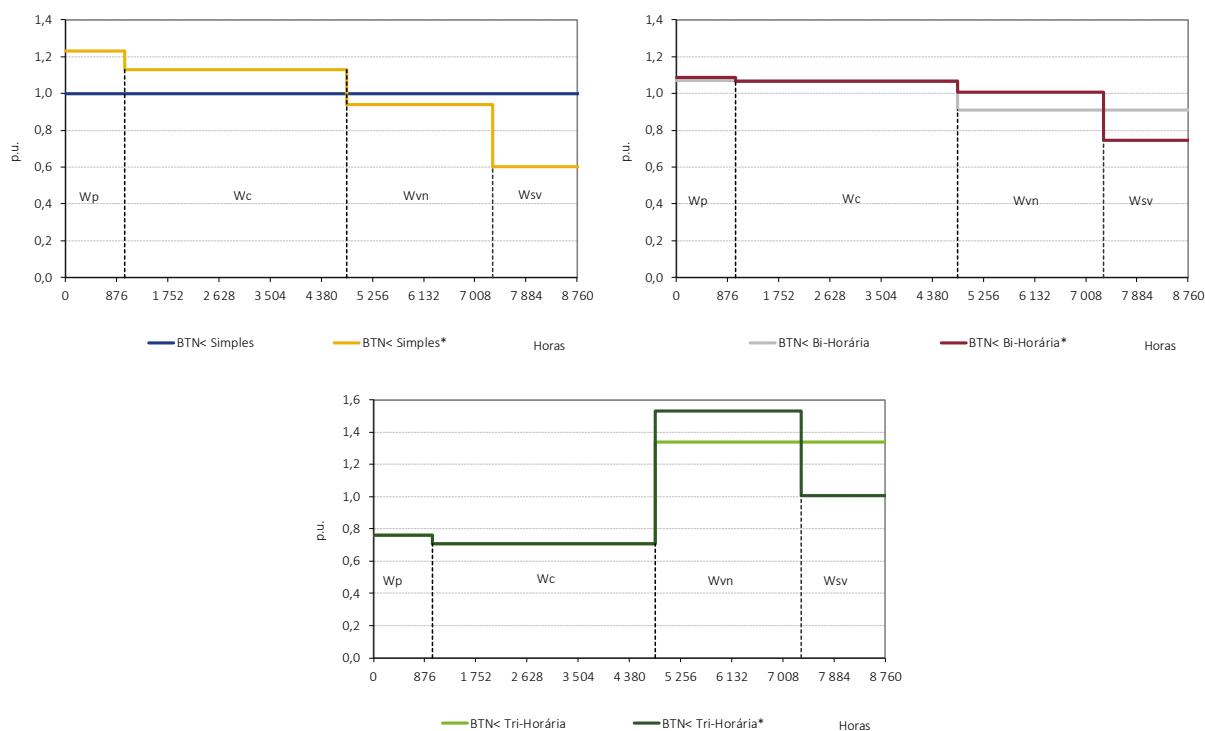
#### 9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simples.

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



Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	1 186 643	265 440	136 648
Potência média anual por cliente	0,27	0,51	1,41

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

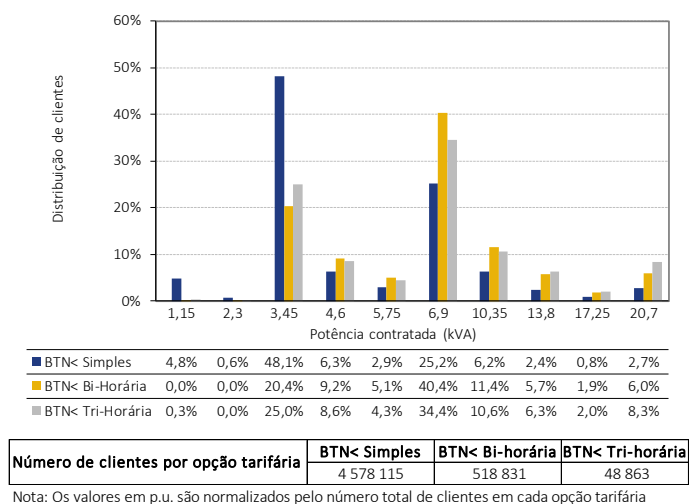
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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 do 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.

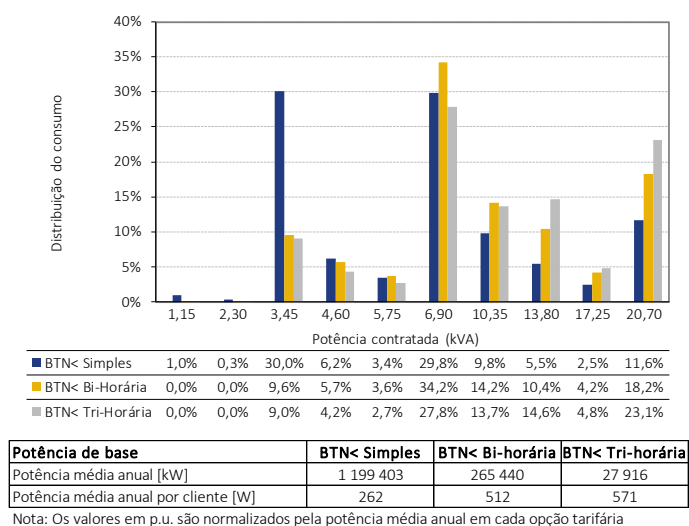
Na Figura 9-14 e na Figura 9-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



\*Exclui IP

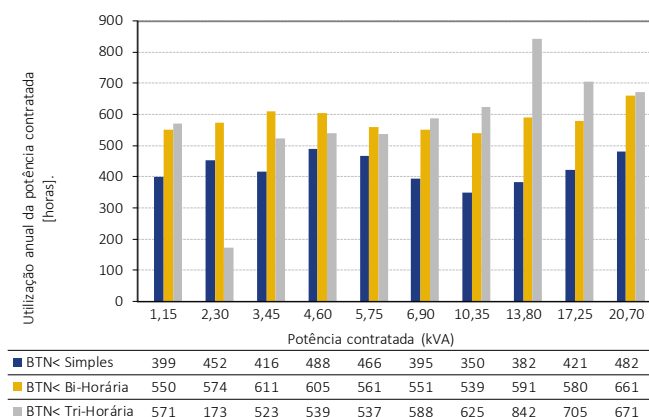
Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)\*



\*Exclui IP

Na Figura 2-5 apresenta-se a utilização da potência contratada, por opção tarifária e por escalão de potência contratada.

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



\*Exclui IP

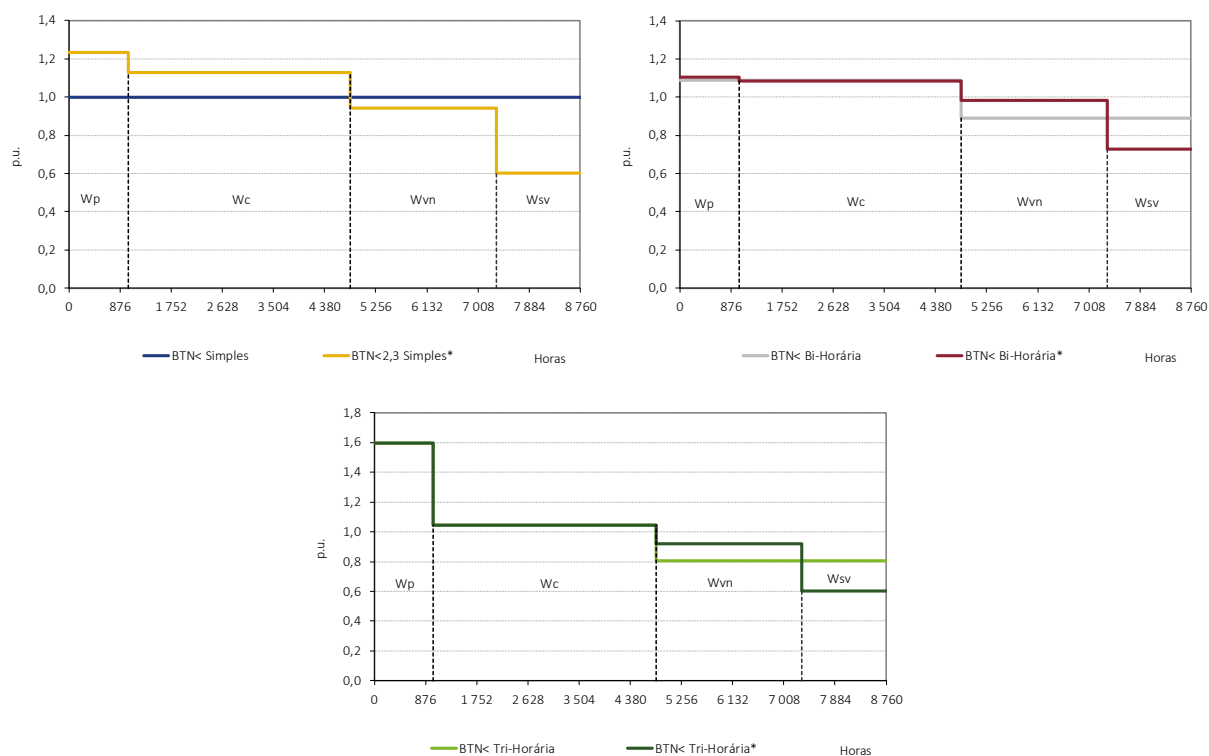
### 9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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

Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados, desagregados por 4 períodos horários: tarifa Simple\*, 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 12.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simple.

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



Potência de base [kW]	BTN< Simples	BTN< Bi-Horária	BTN< Tri-Horária
Potência média anual	1 460	18 059	1 341
Potência média anual por cliente	0,10	0,34	0,30

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

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

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

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

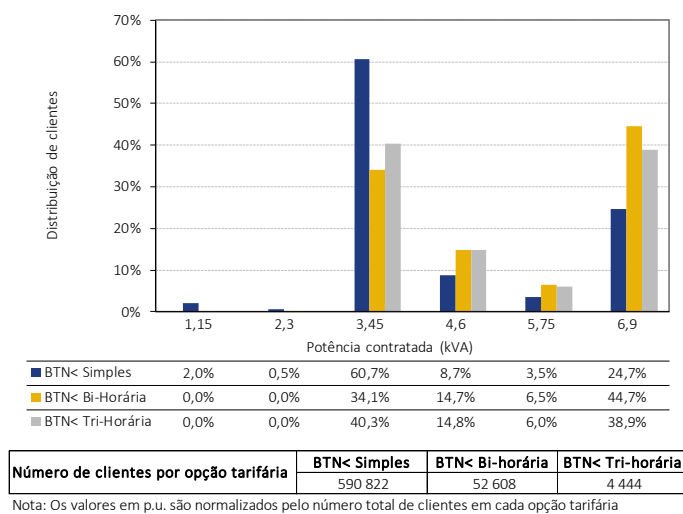
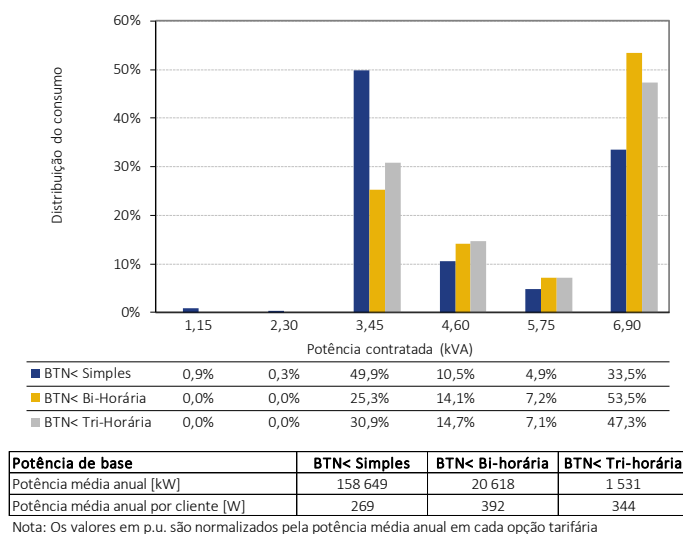
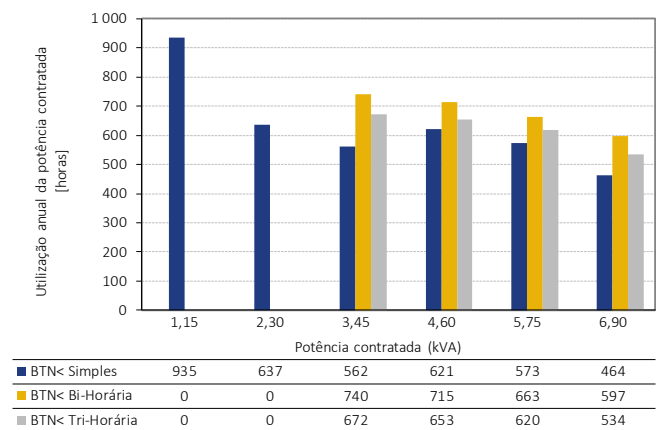


Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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

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







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

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam-se do Quadro 10-1 ao Quadro 10-6. No Quadro 10-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 10-2 ao Quadro 10-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MT	292	38,6%	757	0,6%
BT	463	61,4%	125 159	99,4%
BTE	59	12,8%	714	0,6%
BTN	404	87,2%	124 445	99,4%
<b>Total</b>	<b>755</b>	<b>100,0%</b>	<b>125 916</b>	<b>100,0%</b>

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

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	757
Potência		(kW)
	Horas de ponta	37 580
	Contratada	133 113
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	16 356
	Horas cheias	41 442
	Horas de vazio normal	17 991
	Horas super vazio	10 987
Períodos II, III	Horas de ponta	39 391
	Horas cheias	97 018
	Horas de vazio normal	42 475
	Horas super vazio	25 874
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	12 137 693
	Capacitiva	3 058 223

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	714
Potência		(kW)
	Horas de ponta	8 080
	Contratada	35 766
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	5 617
	Horas cheias	14 007
	Horas de vazio normal	5 559
	Horas super vazio	3 335
Períodos II, III	Horas de ponta	5 976
	Horas cheias	15 009
	Horas de vazio normal	6 123
	Horas super vazio	3 671
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	6 099 422
	Capacitiva	879 445

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	828
	34,50	378
	41,40	465
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	8 385
	Horas cheias	20 777
	Horas de vazio	13 060

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(n.º de clientes)
Tarifa simples	3,45	49 216
	4,60	1 253
	5,75	594
	6,90	28 379
	10,35	4 235
	13,80	1 412
	17,25	1 819
	20,70	1 028
Tarifa bi-horária	1,15	0
	2,30	0
	3,45	269
	4,60	38
	5,75	11
	6,90	766
	10,35	188
	13,80	142
Tarifa tri-horária	17,25	139
	20,70	71
	1,15	0
	2,30	0
	3,45	8 054
	4,60	1 068
	5,75	508
	6,90	12 605
10,35	1 343	
13,80	680	
17,25	706	
20,70	2 251	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		209 764
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	6 651
	Horas de vazio	4 328
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	20 466
	Horas cheias	50 330
	Horas de vazio	39 422
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	3 902
	2,3	273
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		1 861

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAA EM BTN (IP)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		10 399
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	2 902
	Horas cheias	4 658
	Horas de vazio	21 262

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

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

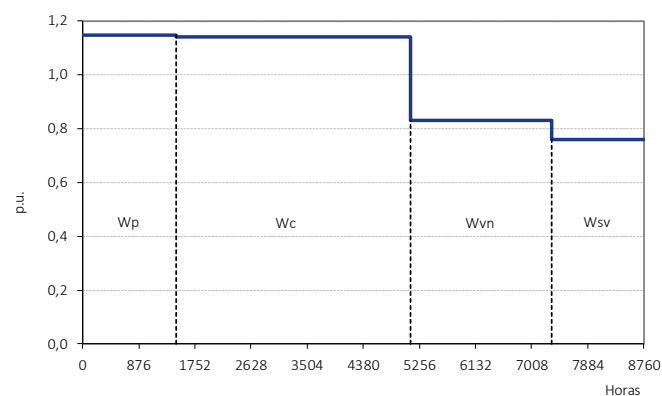
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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).

### 10.2.1 MÉDIA TENSÃO

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

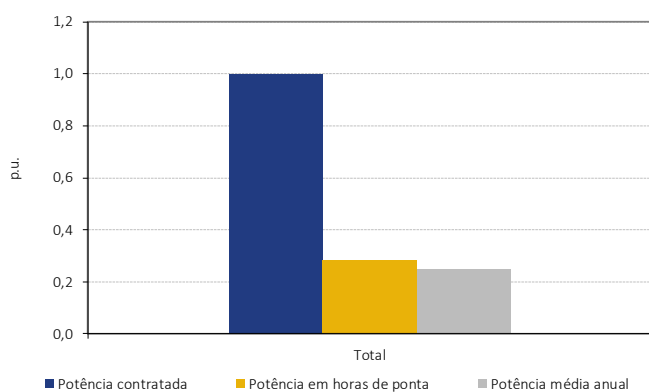
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	33 189
Potência média anual por cliente	44

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



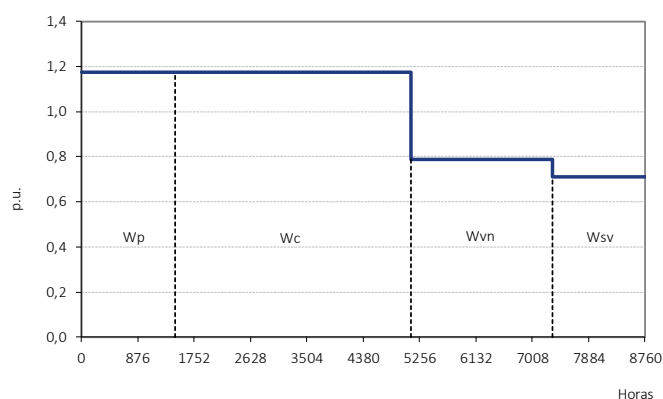
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	133 113
Potência contratada por cliente	176

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

### 10.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

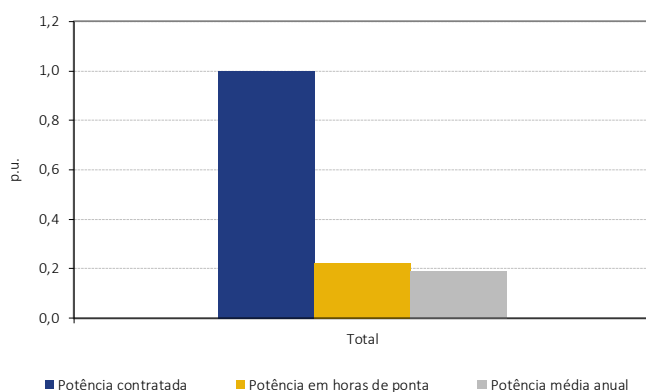
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	6 751
Potência média anual por cliente	9

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	35 766
Potência contratada por cliente	50

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

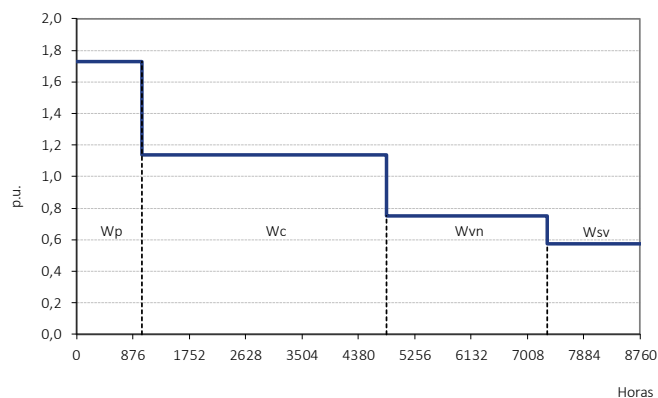
### 10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

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



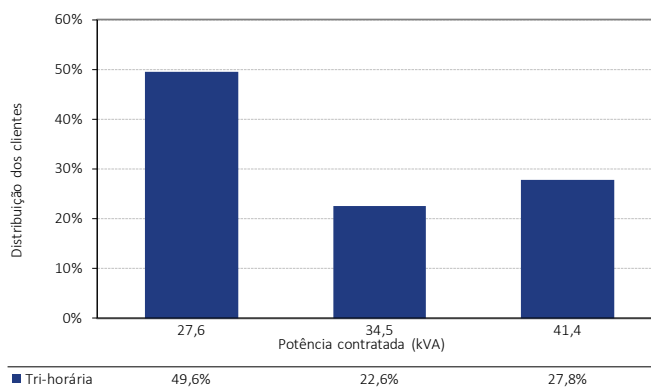
Potência de base [kW]	BTN > Tri-horária
Potência média anual	4 807
Potência média anual por cliente	2,88

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



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

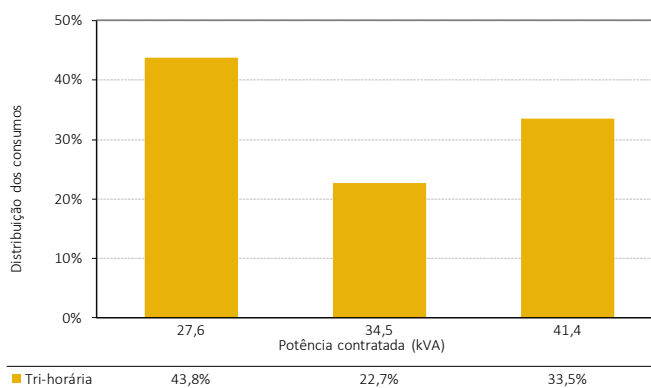
Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)\*



Número de clientes por opção tarifária	BTN > Tri-horária
	1 671

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

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

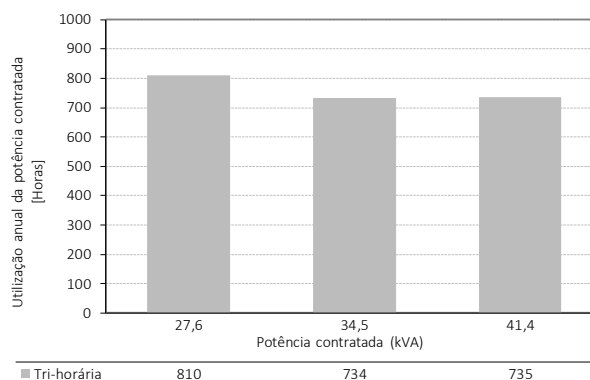


Potência de Base	BTN > Tri-horária
Potência média anual [kW]	4 807
Potência média anual por cliente [W]	2 876

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

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

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



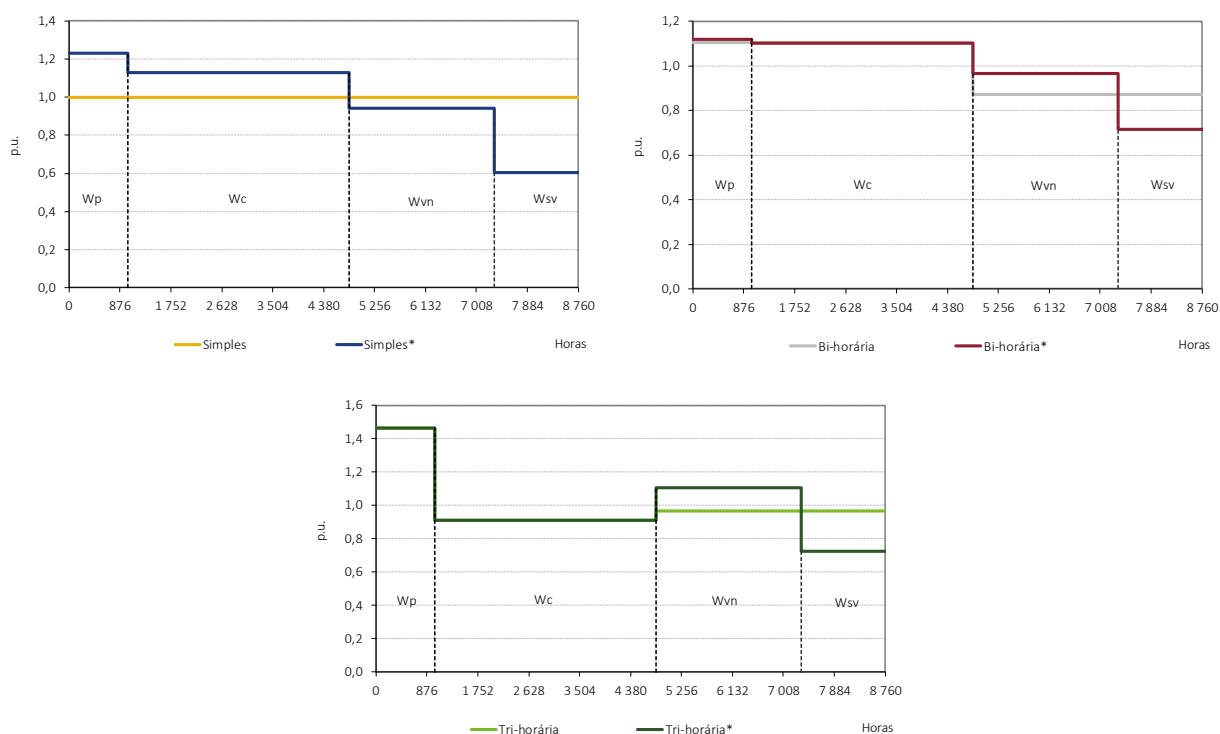
#### 10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária Tri-horária<, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 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	23 880	1 250	15 829
Potência média anual por cliente	0,27	0,77	0,58

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

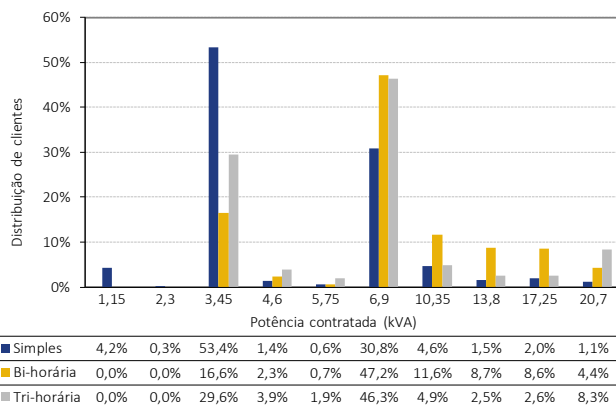
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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

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

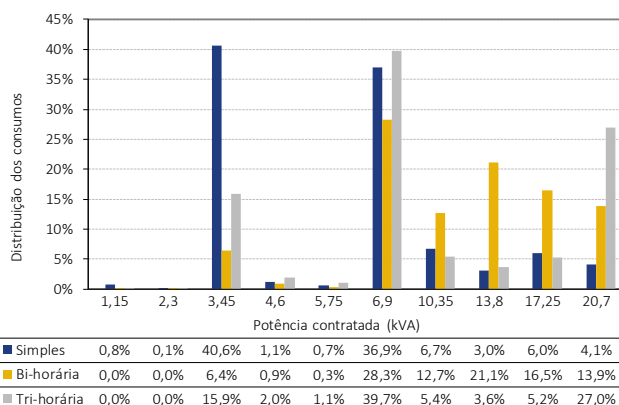


Número de clientes por opção tarifária	BTN<=	BTN<=	BTN<=
	Simples	Bi-horária	Tri-horária
	92 111	1 624	27 215

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)\*



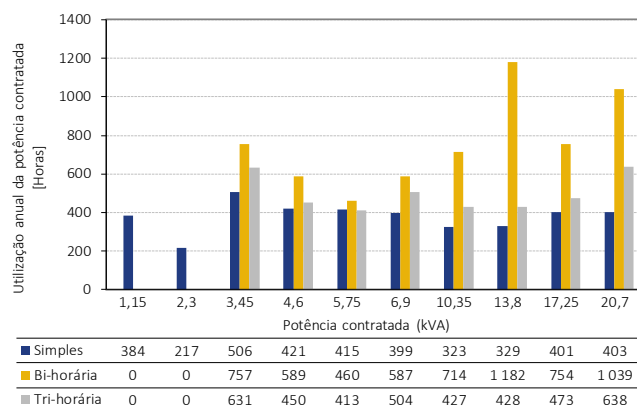
Potência de Base	BTN<=	BTN<=	BTN<=
	Simples	Bi-horária	Tri-horária
Potência média anual [kW]	24 092	1 250	12 548
Potência média anual por cliente [W]	262	770	461

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

\*Exclui IP

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

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



\*Exclui IP

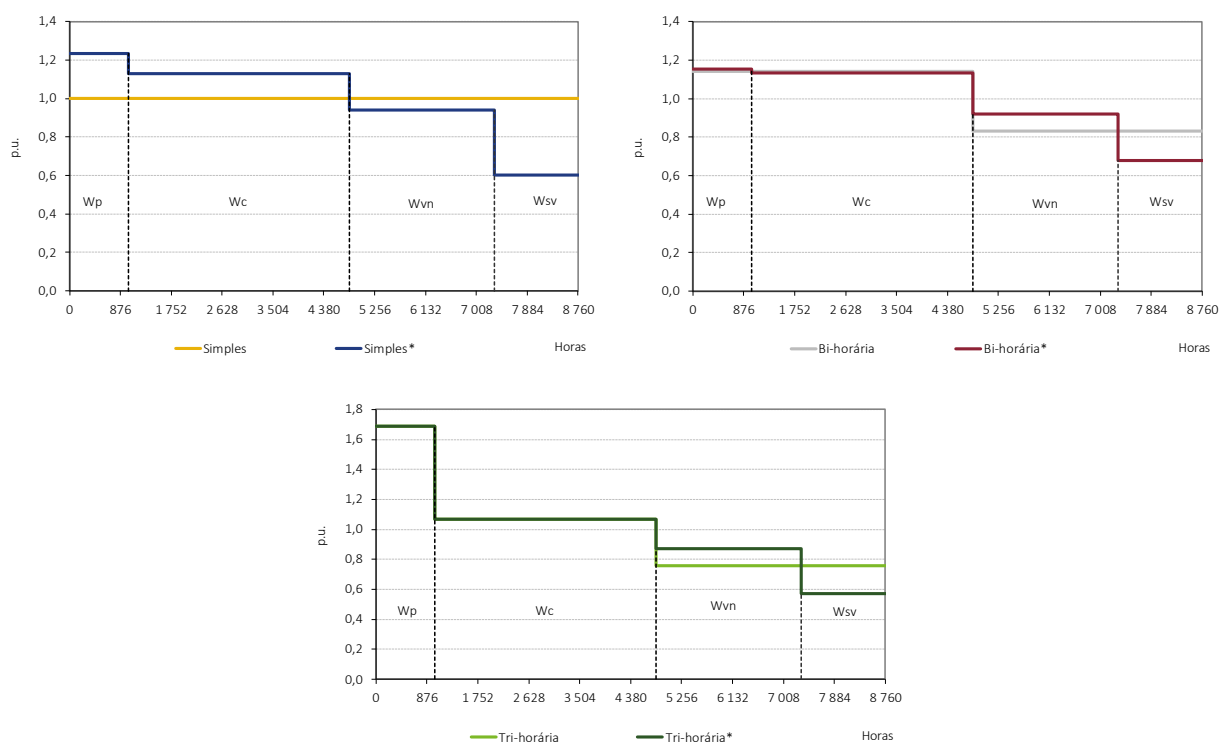
### 10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simples.

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



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	3 683	38	1 643
Potência média anual por cliente	0,26	0,39	0,35

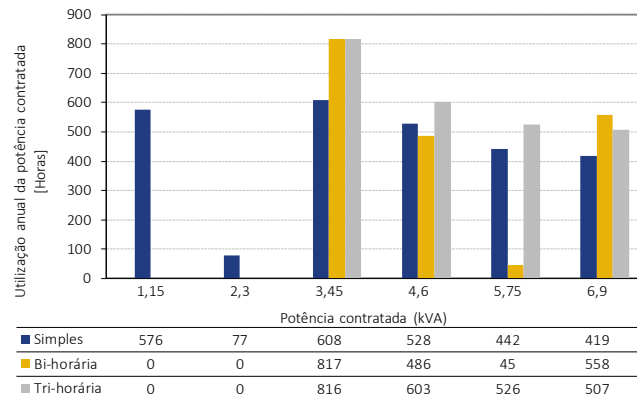
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

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

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





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

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam-se no Quadro 11-1 ao Quadro 11-6. No Quadro 11-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 11-2 ao Quadro 11-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
<b>MT</b>	<b>210</b>	<b>26,3%</b>	<b>313</b>	<b>0,2%</b>
<b>BT</b>	<b>589</b>	<b>73,7%</b>	<b>139 878</b>	<b>99,8%</b>
BTE	147	25,0%	1 214	0,9%
BTN	442	75,0%	138 664	99,1%
<b>Total</b>	<b>799</b>	<b>100,0%</b>	<b>140 191</b>	<b>100,0%</b>

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

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	313
Potência		(kW)
	Horas de ponta	26 193
	Contratada	89 373
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	17 898
	Horas cheias	46 740
	Horas de vazio normal	20 999
	Horas de super vazio	11 792
	Horas de ponta	20 464
	Horas cheias	53 910
	Horas de vazio normal	24 487
	Horas de super vazio	13 827
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	7 722 383
	Capacitiva	0

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	1 214
Potência		(kW)
	Horas de ponta	20 111
	Contratada	104 800
Energia ativa		(MWh)
	Horas de ponta	13 865
	Horas cheias	36 134
	Horas de vazio normal	13 414
	Horas de super vazio	7 172
	Horas de ponta	15 581
	Horas cheias	38 685
	Horas de vazio normal	14 703
	Horas de super vazio	7 875
Energia reativa		(kvarh)
	Indutiva	13 536 031
	Capacitiva	0

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,60	885
	34,50	678
	41,40	759
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	12 623
	Horas cheias	30 571
	Horas de vazio	17 068

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	47 771
	4,60	1 261
	5,75	516
	6,90	62 266
	10,35	3 830
	13,80	2 118
	17,25	941
Tarifa bi-horária	20,70	3 096
	1,15	6
	2,30	9
	3,45	1 184
	4,60	110
	5,75	30
	6,90	5 638
	10,35	567
tarifa tri-horária	13,80	428
	17,25	167
	20,70	691
	1,15	0
	2,30	0
	3,45	109
	4,60	16
	5,75	23
	6,90	66
10,35	41	
13,80	39	
17,25	21	
20,70	56	
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		285 257
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	27 249
	Horas de vazio	14 522
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	934
	Horas cheias	1 792
	Horas de vazio	3 717
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	3 517
	2,3	558
Energia ativa		(MWh)
Tarifa simples		3 598

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS da RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência		(kW)
Contratada		12 059
Energia activa		(MWh)
Tarifa simples		0
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0
	Horas de vazio	0
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	5 933
	Horas cheias	6 324
	Horas de vazio	32 102

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

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

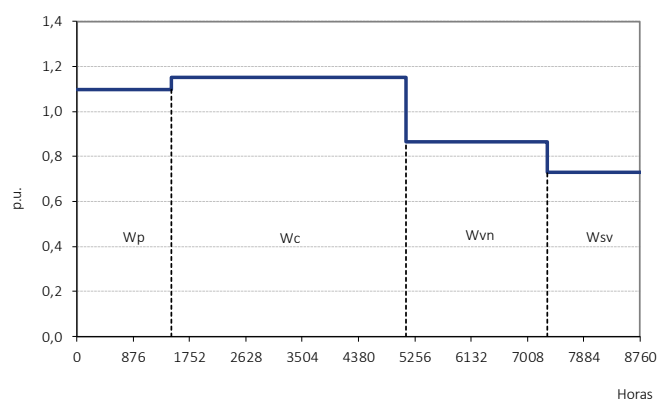
Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes, do consumo e do número de horas de utilização da potência contratada, pelos vários escalões de potência contratada.

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).

### 11.2.1 MÉDIA TENSÃO

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

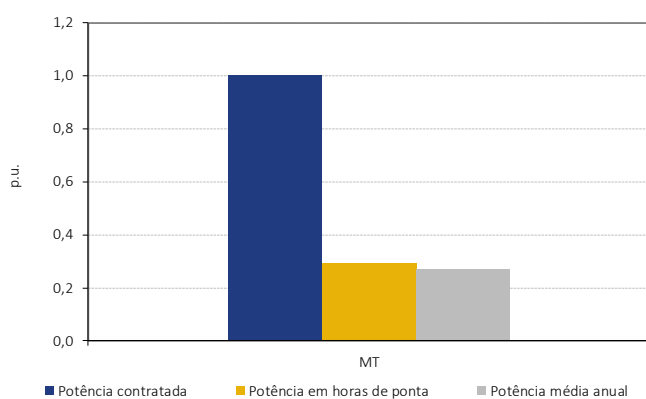
Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	MT
Potência média anual	23 920
Potência média anual por cliente	76

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

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



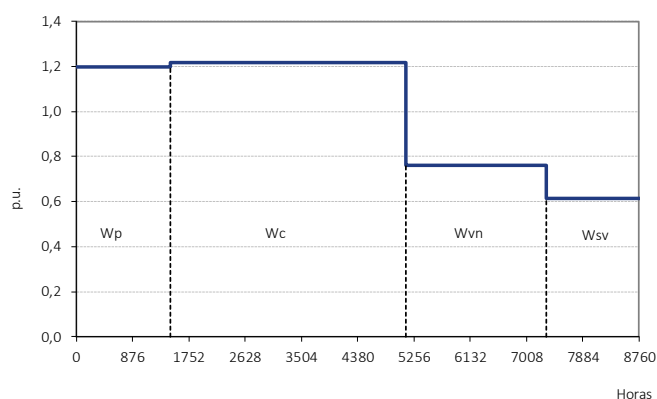
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	89 373
Potência contratada por cliente	285

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

### 11.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

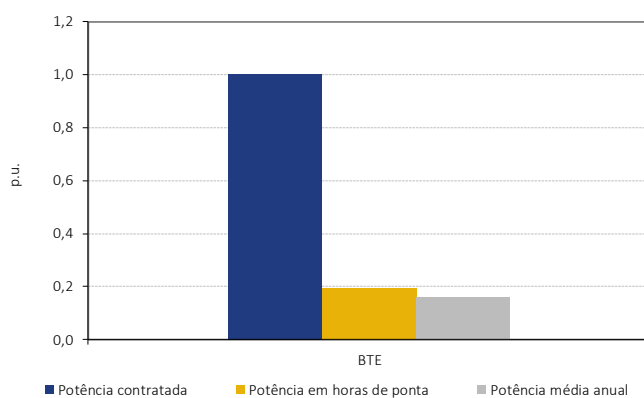
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes em BTE, discriminado por período horário



Potência de base [kW]	BTE
Potência média anual	16 784
Potência média anual por cliente	14

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

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



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	104 800
Potência contratada por cliente	86

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

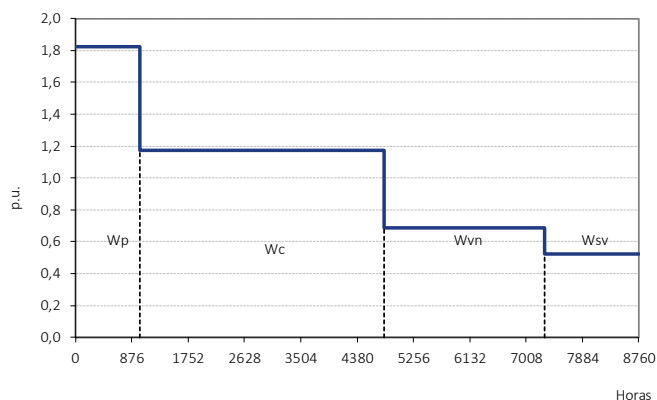
### 11.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

Este diagrama de carga foi obtido considerando o referido no ponto 12.1. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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



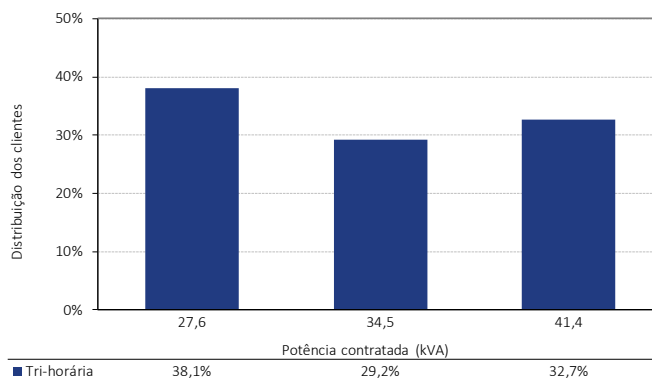
Potência de base [kW]	BTN>
Potência média anual	6 879
Potência média anual por cliente	2,96

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



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

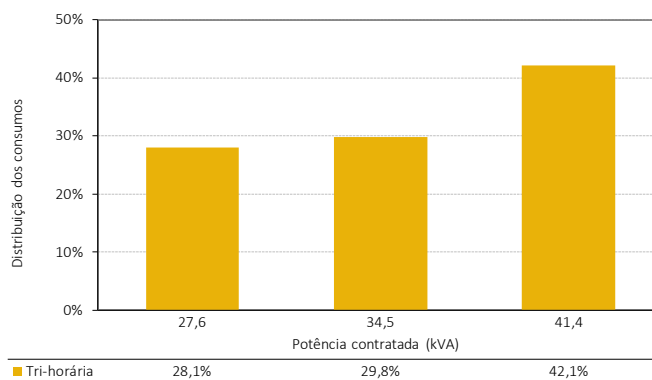
Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA)



<b>Número de clientes por opção tarifária</b>	<b>BTN&gt;</b>
	2 323

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

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

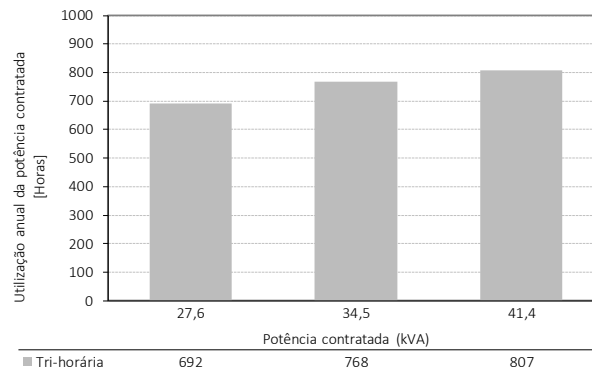


<b>Potência de Base</b>	<b>BTN&gt;</b>
Potência média anual [kW]	6 879
Potência média anual por cliente [W]	2 962

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

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

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



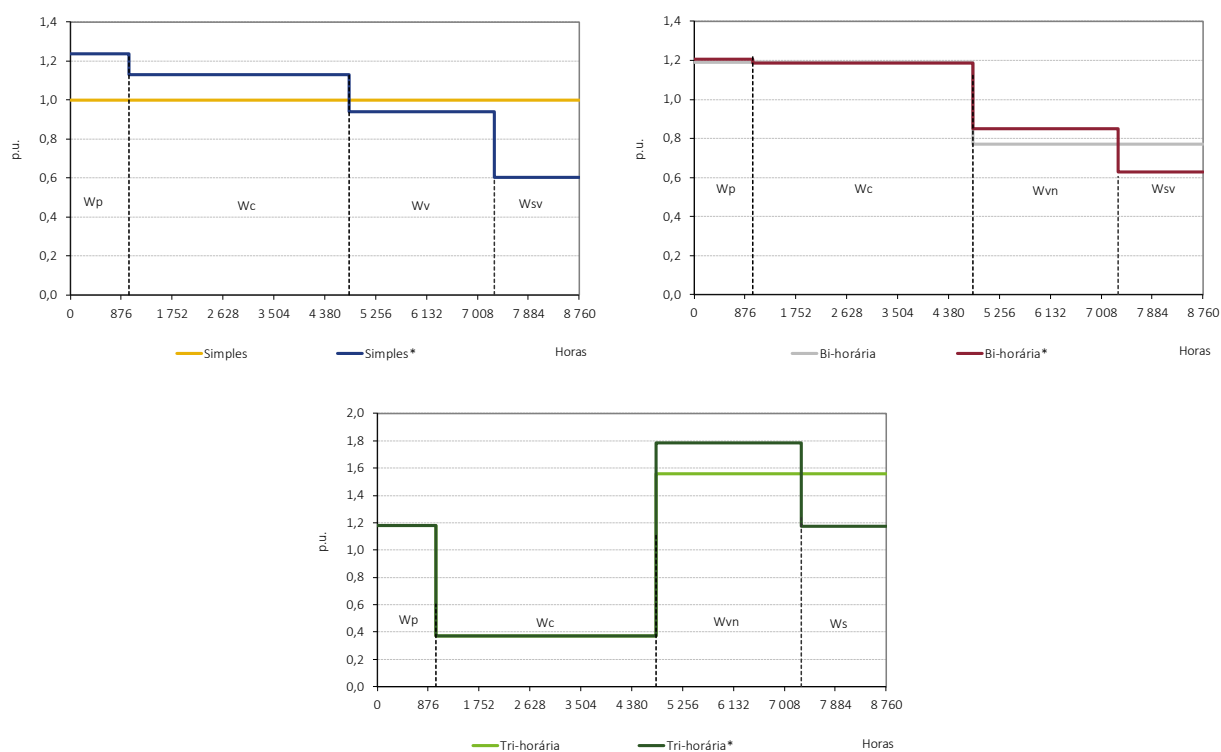
#### 11.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ( $\leq 20,7$ kVA)

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

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simples.

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



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	32 564	4 768	5 799
Potência média anual por cliente	0,27	0,54	3,54

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

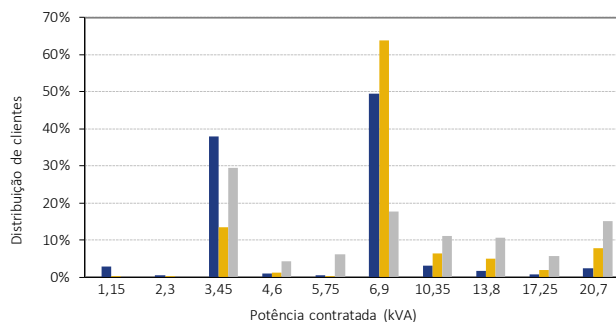
Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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

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

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



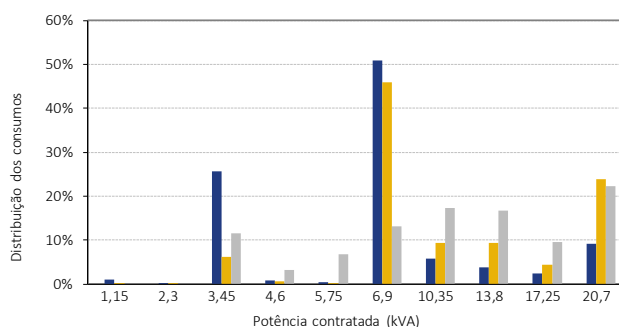
	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
■ Simples	2,8%	0,4%	38,0%	1,0%	0,4%	49,5%	3,0%	1,7%	0,7%	2,5%
■ Bi-horária	0,1%	0,1%	13,4%	1,3%	0,3%	63,8%	6,4%	4,9%	1,9%	7,8%
■ Tri-horária	0,0%	0,0%	29,3%	4,2%	6,2%	17,7%	11,1%	10,6%	5,6%	15,2%

Número de clientes por opção tarifária	BTN<■>Simples	BTN<■>Bi-horária	BTN<■>Tri-horária
	125 873	8 831	371

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

\*Exclui IP

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



	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
■ Simples	1,0%	0,2%	25,6%	0,9%	0,4%	50,8%	5,7%	3,7%	2,5%	9,2%
■ Bi-horária	0,0%	0,1%	6,1%	0,7%	0,2%	45,9%	9,4%	9,3%	4,3%	23,9%
■ Tri-horária	0,0%	0,0%	11,4%	3,1%	6,7%	13,1%	17,3%	16,7%	9,5%	22,2%

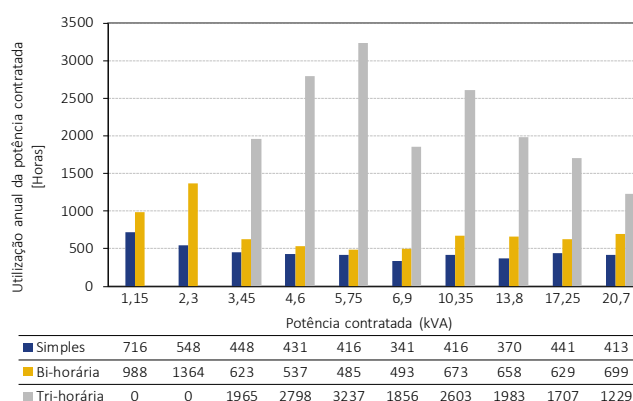
Potência de Base	BTN<■>Simples	BTN<■>Bi-horária	BTN<■>Tri-horária
Potência média anual [kW]	32 974	4 768	736
Potência média anual por cliente [W]	262	540	1 983

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

\*Exclui IP

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

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



\*Exclui IP

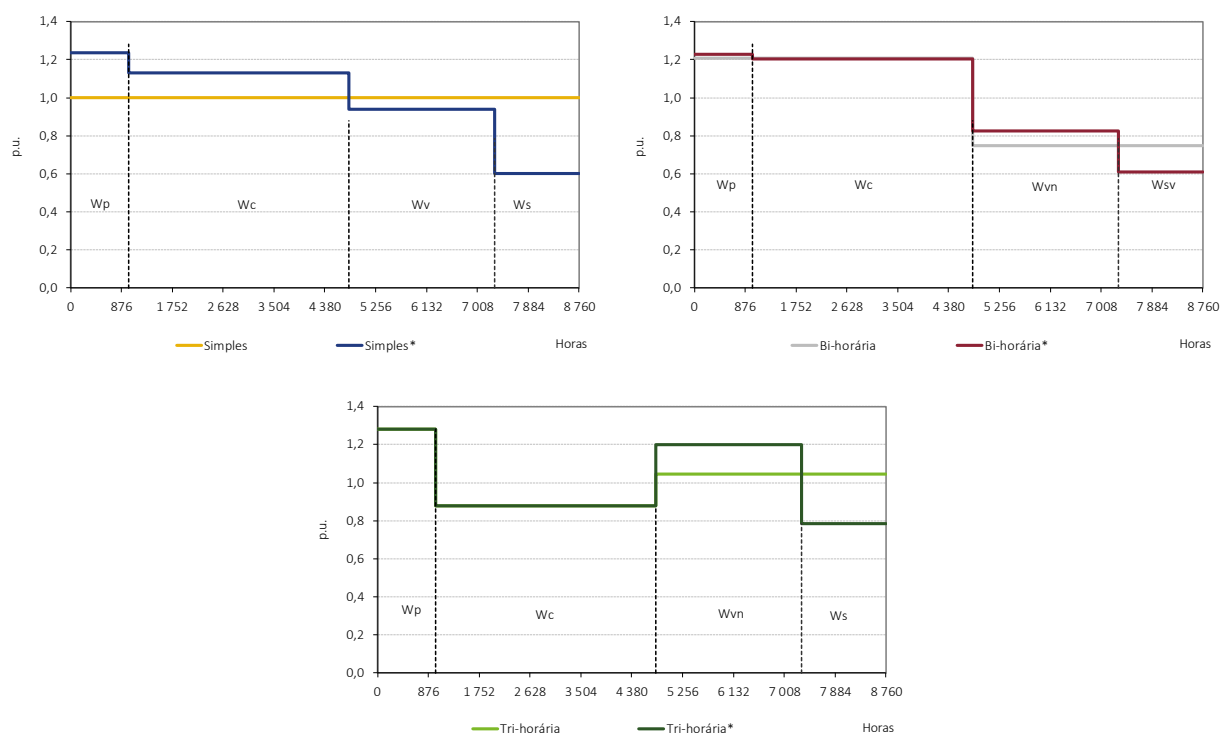
### 11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no capítulo 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.3 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.4 para a opção tarifária Simples.

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



Potência de base [kW]	BTN<Simples	BTN<Bi-horária	BTN<Tri-horária
Potência média anual	5 127	394	1
Potência média anual por cliente	0,24	0,33	0,48

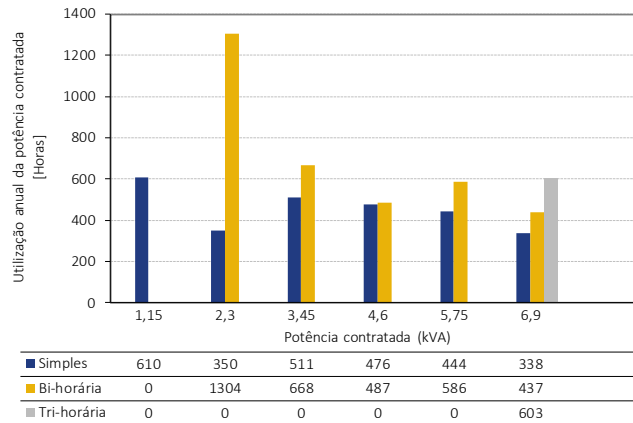
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

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

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





## 12 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.

Os perfis de consumo tipo utilizados no cálculo das quantidades, quer para consumidores no Mercado Livre quer do Comercializador de Último Recurso, têm por base os do estudo da EDP Distribuição, de fevereiro de 2017, relativo aos perfis BTN com multi-tarifa.

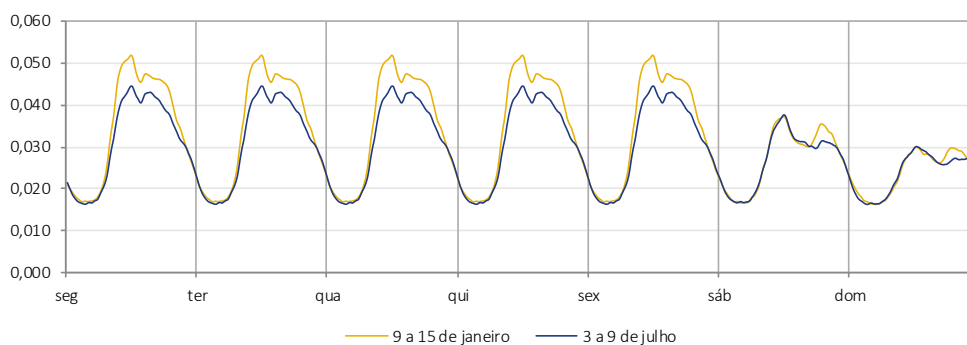
Antes deste estudo, os clientes BTN eram unicamente segmentados em três perfis (A, B e C), tendo por base a potência contratada e o nível de consumo (conforme o Quadro 12-1) e independentemente do número de períodos horários. O estudo passa a diferenciar os clientes BTN também de acordo com essa opção tarifária (simples, bi-horária ou tri-horária). No caso dos clientes com tarifa simples, o estudo mantém a diferenciação anteriormente existente entre perfis A, B e C. No caso específico dos clientes com tarifa tri-horária, é 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).

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

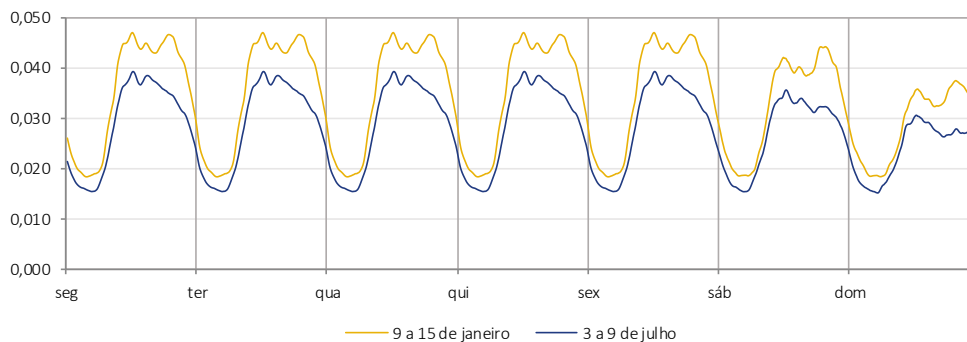
Perfil	Potência contratada (kVA)	Energia (kWh/ano)
A	> 13,8	qualquer
B	≤ 13,8	> 7140
C	≤ 13,8	≤ 7140

Com base na informação disponibilizada pela EDP Distribuição em 2017 foram construídos os gráficos seguintes (da Figura 12-1 à Figura 12-6), onde se apresentam os perfis de consumo para BTN. Os valores das ordenadas são valores normalizados, obtidos segundo a metodologia descrita nos trabalhos de caracterização do consumo elaborados pela EDP Distribuição. Cada figura apresenta duas semanas do ano de 2016, uma do período húmido e outra do período seco, o que permite observar as diferenças no comportamento do consumo entre os dois períodos, para as diferentes opções tarifárias.

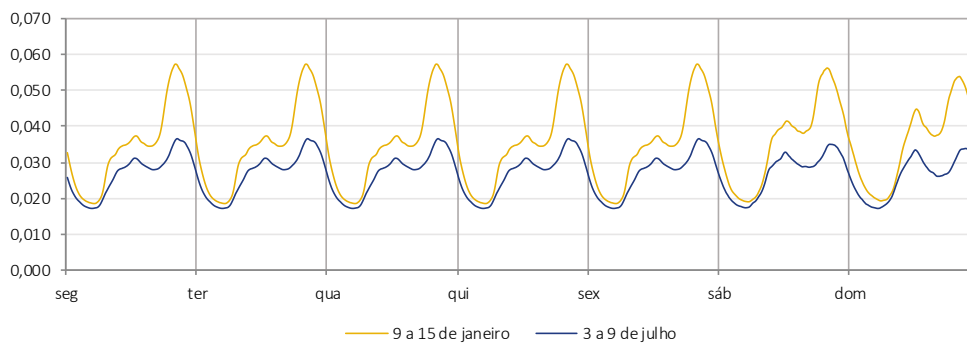
Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe A (tarifa simples, potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual)



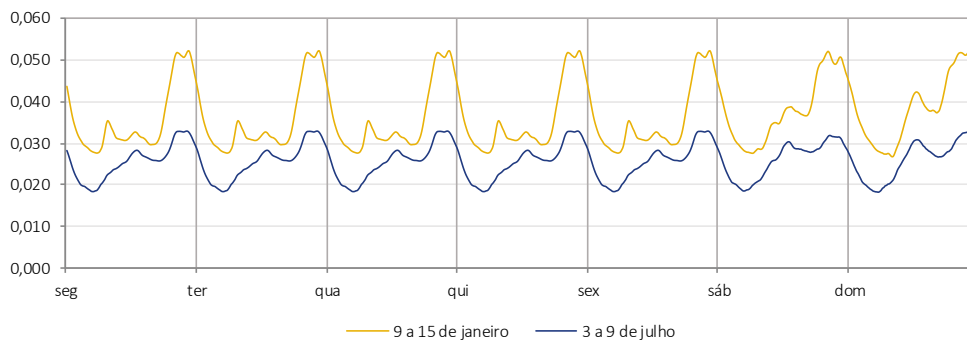
**Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe B (tarifa simples, potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual superior a 7 140 kWh)**



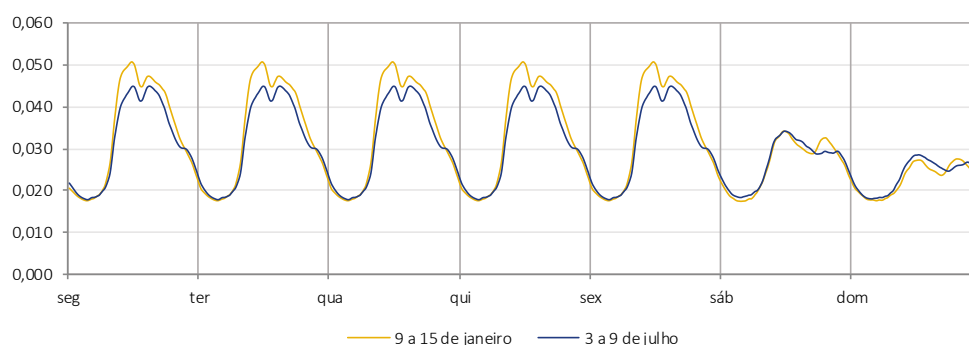
**Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe C (tarifa simples, potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh)**



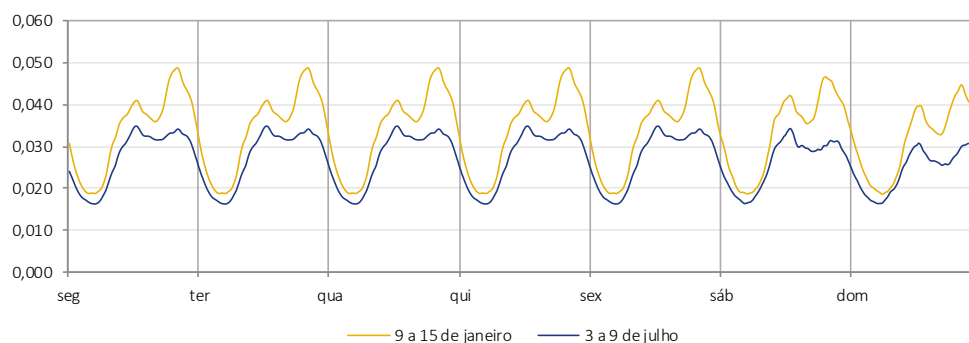
**Figura 12-4 - Perfil de consumo para BTN Bi-horária (tarifa bi-horária, qualquer potência contratada, qualquer consumo anual)**



**Figura 12-5 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária< (tarifa tri-horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual)**



**Figura 12-6 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária (Tarifa Tri-Horária qualquer potência contratada, qualquer consumo anual)**



Em seguida apresentam-se os diagramas de carga considerados para a tipificação dos consumos para cada opção tarifária em BTN, determinados com base no estudo referido 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 > (> 20,7 kVA)

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária> tem por base um perfil de consumo ponderado de 100% do perfil BTN Tri-horária (tarifa tri-horária, qualquer potência contratada, qualquer consumo anual). No Quadro 12-2 e no Quadro 12-3 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas.

**Quadro 12-2 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)**

BTN 3H (>20,7 kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	35%	15%
Período II, III	35%	15%

**Quadro 12-3 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)**

BTN 3H (>20,7 kVA)	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	60%	49%	50%
Período II, III	40%	51%	50%

## 12.2 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN TRI-HORÁRIA < ( $\leq$ 20,7 kVA)

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária $\leq$  tem por base um perfil de consumo ponderado de 100% do perfil BTN Tri-horária< (tarifa tri-horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual). No Quadro 12-4 e no Quadro 12-5 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas.

**Quadro 12-4 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ( $\leq$  20,7 kVA)**

BTN 3H ( $\leq$ 20,7 kVA)	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	39%	15%
Período II, III	33%	13%

**Quadro 12-5 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (≤ 20,7 kVA)**

BTN 3H (≤20,7 kVA)	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	66%	51%	54%
Período II, III	34%	49%	46%

### 12.3 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN BI-HORÁRIA

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Bi-horária tem por base um perfil de consumo ponderado de 100% do perfil BTN Bi-Horária (tarifa bi-horária, qualquer potência contratada, qualquer consumo anual). No Quadro 12-6, no Quadro 12-7 e no Quadro 12-8 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas.

**Quadro 12-6 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária**

BTN 2H	Ponta	Cheias
Período I, IV	15%	41%
Período II, III	7%	38%

**Quadro 12-7 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária**

BTN 2H	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	39%	17%
Período II, III	30%	13%

Quadro 12-8 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	68%	52%	57%
Período II, III	32%	48%	43%

#### 12.4 DIAGRAMA DE CARGA EM BTN SIMPLES

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Simples ( $\leq 20,7$  kVA) tem por base um perfil de consumo ponderado de 13% BTN Simples Classe A (tarifa simples, potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual) e 87% BTN Simples Classe C (tarifa simples, potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh). No Quadro 12-9 apresenta-se a estrutura de consumos obtida.

Quadro 12-9 - 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%	24%	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 EDP Distribuição, na qualidade de operador da RND, e a REN – Rede Eléctrica Nacional, na qualidade de operador da RNT, enviaram propostas de fatores de ajustamento para perdas relativos às suas redes.

Após análise das propostas enviadas pela EDP Distribuição e pela REN – Rede Elétrica Nacional, e sublinhando a importância da manutenção da estabilidade tarifária e dos respetivos parâmetros onde se incluem os fatores de ajustamento para perdas, a ERSE mantém em vigor para 2020 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2019.

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 2020 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
$V_{MAT}^h$	1,25	1,21	1,26	1,25
$V_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
$V_{AT}^h$	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 2020 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
$V_{MAT}^h$	1,22	1,26
$V_{AT/RNT}^h$	1,62	1,68
$V_{AT}^h$	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 2020 (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	3,14	2,84
MT	7,54	6,05
BT	17,19	12,73

### 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 2020.

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, 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 2020, 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, 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	$V_{AT}^h$	0,25	0,24	0,24	0,25
	$V_{MT}^h$	2,65	2,60	2,44	2,34
Porto Santo	$V_{MT}^h$	2,00	2,03	2,07	2,21