

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2019**

Dezembro 2018

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 | BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA | 5 |
| 2.1 | Balanço de energia elétrica para o Continente | 5 |
| 2.2 | Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores | 18 |
| 2.3 | Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira..... | 19 |
| 2.4 | Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal..... | 20 |
| 3 | PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR | 23 |
| 4 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE | 25 |
| 4.1 | Tarifa de Uso Global do Sistema..... | 25 |
| 4.2 | Tarifas de Uso da Rede de Transporte..... | 26 |
| 5 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO | 29 |
| 5.1 | Fatores de simultaneidade nas redes..... | 29 |
| 5.2 | Tarifa de Uso Global do Sistema..... | 30 |
| 5.3 | Tarifas de Uso da Rede de Transporte..... | 32 |
| 5.4 | Tarifas de Uso da Rede de Distribuição | 34 |
| 6 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO | 37 |
| 6.1 | Tarifa Transitória de Energia..... | 37 |
| 6.2 | Tarifas de Comercialização | 38 |
| 7 | PROCURA CONSIDERADA NA TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | 39 |
| 8 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS | 41 |
| 8.1 | Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental | 42 |
| 8.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental | 45 |
| 8.2.1 | Média Tensão | 46 |
| 8.2.2 | Baixa Tensão Especial | 47 |
| 8.2.3 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 48 |
| 8.2.4 | Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) | 51 |
| 8.2.5 | Baixa Tensão Normal Social | 54 |
| 9 | PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO | 57 |
| 9.1 | Quantidades consideradas no mercado liberalizado..... | 58 |
| 9.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada dos clientes no mercado liberalizado | 60 |
| 9.2.1 | Muito Alta Tensão | 61 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 9.2.2 | Alta Tensão | 62 |
| 9.2.3 | Média Tensão | 63 |
| 9.2.4 | Baixa Tensão Especial | 65 |
| 9.2.5 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 66 |
| 9.2.6 | Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA)..... | 68 |
| 9.2.7 | Baixa Tensão Normal Social..... | 71 |
| 10 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES..... | 75 |
| 10.1 | Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores..... | 75 |
| 10.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores..... | 77 |
| 10.2.1 | Média Tensão | 78 |
| 10.2.2 | Baixa Tensão Especial | 79 |
| 10.2.3 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 80 |
| 10.2.4 | Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA) | 83 |
| 10.2.5 | Baixa Tensão Normal Social | 87 |
| 11 | PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA..... | 93 |
| 11.1 | Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira | 93 |
| 11.2 | Caracterização do consumo e da potência contratada nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira | 95 |
| 11.2.1 | Média Tensão | 96 |
| 11.2.2 | Baixa Tensão Especial | 97 |
| 11.2.3 | Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA)..... | 98 |
| 11.2.4 | Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA) | 100 |
| 11.2.5 | Baixa Tensão Normal Social | 103 |
| 12 | PERFIS DE CONSUMO..... | 107 |
| 12.1 | Diagrama de Carga em BTE | 111 |
| 12.2 | Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)..... | 111 |
| 12.3 | Diagrama de Carga em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA)..... | 112 |
| 12.4 | Diagrama de Carga em BTN Bi-horária | 113 |
| 12.5 | Diagrama de Carga em BTN Simples..... | 114 |
| 13 | FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES | 115 |
| 13.1 | Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental..... | 115 |
| 13.2 | Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores..... | 116 |
| 13.3 | Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira | 117 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 2-1 - Estrutura de consumos de energia elétrica (em 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 2018 e 2019..... | 17 |
| Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2018 e 2019..... | 18 |
| Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS..... | 25 |
| Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT | 27 |
| Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT..... | 28 |
| Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS | 32 |
| Figura 5-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT | 33 |
| Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT..... | 34 |
| Figura 5-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD | 36 |
| Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD | 36 |
| Figura 6-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia..... | 38 |
| Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária | 46 |
| Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT | 47 |
| Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária | 47 |
| Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE..... | 48 |
| Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária | 49 |
| Figura 8-6 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)..... | 49 |
| Figura 8-7 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)..... | 50 |
| Figura 8-8 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN > 20,7 kVA)..... | 50 |
| Figura 8-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária | 51 |
| Figura 8-10 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA)..... | 52 |

| | |
|---|----|
| Figura 8-11 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)..... | 53 |
| Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN ≤ 20,7 kVA)..... | 53 |
| Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes de BTN Social, discriminado por posto horário e por opção tarifária..... | 54 |
| Figura 8-14 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)..... | 55 |
| Figura 8-15 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)..... | 56 |
| Figura 8-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN Social)..... | 56 |
| Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário..... | 61 |
| Figura 9-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT..... | 62 |
| Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário..... | 63 |
| Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT..... | 63 |
| Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário..... | 64 |
| Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT..... | 64 |
| Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário..... | 65 |
| Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE..... | 66 |
| Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário..... | 66 |
| Figura 9-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN> 20,7 kVA)..... | 67 |
| Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN> 20,7 kVA)..... | 67 |
| Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN> 20,7 kVA)..... | 68 |
| Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN ≤ 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária..... | 69 |
| Figura 9-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)..... | 70 |
| Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN ≤ 20,7 kVA)..... | 70 |

| | |
|--|----|
| Figura 9-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN \leq 20,7 kVA) | 71 |
| Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN Social, discriminado por período horário e por opção tarifária | 72 |
| Figura 9-18 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 72 |
| Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social) | 73 |
| Figura 9-20 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN Social) | 73 |
| Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário, na RAA | 78 |
| Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAA | 78 |
| Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário, na RAA | 79 |
| Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAA | 79 |
| Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA | 80 |
| Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA), na RAA | 81 |
| Figura 10-7 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN > 20,7 kVA), na RAA | 82 |
| Figura 10-8 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN > 20,7 kVA), na RAA | 82 |
| Figura 10-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (\leq 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA | 84 |
| Figura 10-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA), na RAA | 85 |
| Figura 10-11 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (\leq 20,7 kVA), na RAA | 86 |
| Figura 10-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (\leq 20,7 kVA), na RAA | 87 |
| Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes de BTN Social, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA | 88 |
| Figura 10-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social), na RAA | 89 |
| Figura 10-15 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de (BTN Social), na RAA | 90 |

| | |
|--|-----|
| Figura 10-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN Social), na RAA..... | 91 |
| Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário, na RAM | 96 |
| Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAM | 97 |
| Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário, na RAM | 97 |
| Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAM | 98 |
| Figura 11-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM | 98 |
| Figura 11-6 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAM | 99 |
| Figura 11-7 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (> 20,7 kVA), na RAM..... | 99 |
| Figura 11-8 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (> 20,7 kVA), na RAM..... | 100 |
| Figura 11-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM..... | 101 |
| Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM | 102 |
| Figura 11-11 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM | 102 |
| Figura 11-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM | 103 |
| Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes de BTN Social, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM | 104 |
| Figura 11-14 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social), na RAM | 105 |
| Figura 11-15 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social), na RAM | 105 |
| Figura 11-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN Social), na RAM | 106 |
| Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTE..... | 108 |
| Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe A (Potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual, Tarifa Simples)..... | 108 |
| Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe B (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual superior a 7 140 kWh, Tarifa Simples)..... | 109 |
| Figura 12-4 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe C (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh, Tarifa Simples)..... | 109 |

| | |
|---|-----|
| Figura 12-5 - Perfil de consumo para BTN Bi-Horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Bi-Horária) | 110 |
| Figura 12-6 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária< (Tarifa Tri-Horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual) | 110 |
| Figura 12-7 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Tri-Horária) | 110 |

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..... | 11 |
| Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental | 12 |
| Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura em Portugal continental | 12 |
| Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA..... | 19 |
| Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM | 20 |
| Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal | 21 |
| Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa do operador 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 ORT | 26 |
| Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do ORT | 26 |
| Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT | 27 |
| Quadro 5-1 - Resumo das quantidades consideradas para o 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 para 2019..... | 30 |
| Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema | 31 |
| Quadro 5-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} | 32 |
| Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} | 33 |
| Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} | 35 |
| Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} | 35 |

| | |
|--|----|
| Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD _{BT} | 35 |
| Quadro 6-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia..... | 37 |
| Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN | 38 |
| Quadro 7-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - Continente | 39 |
| Quadro 7-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAA | 40 |
| Quadro 7-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAM | 40 |
| Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso..... | 41 |
| Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT | 42 |
| Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE | 43 |
| Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) | 43 |
| Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (> 20,7 kVA) Sazonal | 43 |
| Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples | 44 |
| Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal | 45 |
| Quadro 9-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado | 57 |
| Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT | 58 |
| Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT | 58 |
| Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT | 59 |
| Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE..... | 59 |
| Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (> 20,7 kVA)..... | 59 |
| Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-Horária, Bi-horária e Simples..... | 60 |
| Quadro 10-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA..... | 75 |
| Quadro 10-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT | 75 |

| | |
|--|-----|
| Quadro 10-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE | 76 |
| Quadro 10-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária..... | 76 |
| Quadro 10-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples..... | 77 |
| Quadro 11-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM..... | 93 |
| Quadro 11-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT | 93 |
| Quadro 11-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE | 94 |
| Quadro 11-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária..... | 94 |
| Quadro 11-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples..... | 95 |
| Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN..... | 107 |
| Quadro 12-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE | 111 |
| Quadro 12-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA) | 112 |
| Quadro 12-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)..... | 112 |
| Quadro 12-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA) | 113 |
| Quadro 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA) | 113 |
| Quadro 12-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária..... | 113 |
| Quadro 12-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária..... | 114 |
| Quadro 12-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária..... | 114 |
| Quadro 12-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples | 114 |
| Quadro 13-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental..... | 116 |
| Quadro 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores..... | 117 |
| Quadro 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira..... | 118 |

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 (que determinam as tarifas de Acesso às Redes), tarifas por atividade do comercializador de último recurso, 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 2019. 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 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 reguladas 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 BT.
 - 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 2019” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) A estimativa da ERSE para o consumo referido à emissão para o ano de 2018 encontra-se bastante próxima da estimativa da REN (dezembro 2018, +2,7%) e ligeiramente acima da EDP (junho 2018, +2,3%). Adicionalmente, os dados disponíveis até ao final de novembro de 2018 apontam para um crescimento de 3% do consumo de energia elétrica em Portugal. Para o ano de 2019, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será de 1,3%, inferior ao estimado para 2018, a que corresponderá um acréscimo de 1,1% do consumo referido à emissão, atingindo 51,56TWh. Esta previsão está acima da previsão da REN de dezembro e da previsão da EDP em junho, que apontam para uma um crescimento do consumo referido à emissão de 0,2% (para 51,07 TWh) e de 0,5% (para 51,03 TWh), respetivamente.

-
- b) O quadro evolutivo do número de clientes no mercado livre aponta para um valor médio global de cerca de 5,04 milhões clientes em 2018 e cerca de 5,16 milhões em 2019. No que respeita às estimativas de consumo para 2018 e 2019, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 93,6% e 94,4% do consumo total. Em 2018, 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. Decorrente da possibilidade de regresso ao mercado regulado anteriormente mencionado, refira-se que, até junho de 2018, regressaram 3 683 clientes ao mercado regulado.
- c) 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 com a totalidade das instalações BTN.
- d) A tarifa Bi-horária continua com um peso significativo no total dos consumos em BTN, representando um valor de 15,8% em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 2,8% e 9,7%, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respetivamente.
- e) Na Região Autónoma dos Açores o peso da tarifa Tri-horária no total dos consumos em BTN é muito significativo (32,5%) e superior aos correspondentes valores em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.
- f) O número de clientes com tarifa social de eletricidade previsto para o ano de 2019 é cerca de 778 000 clientes em Portugal continental e cerca de 43 000 clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- g) Para os anos de 2018 e 2019 são adotados os valores das taxas de perdas previstos pelas empresas de distribuição e transporte de eletricidade.
- h) 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 2019, 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 2019.

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 2019. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2019 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 2018 | Tarifas 2019 | $\Delta\%$ T2019 / T2018 |
| Fornecimentos CUR + ML | 45 297 | 46 647 | 3,0% |
| MAT | 2 131 | 2 222 | 4,3% |
| AT | 6 779 | 7 158 | 5,6% |
| MT | 14 708 | 15 389 | 4,6% |
| BTE | 3 357 | 3 451 | 2,8% |
| BTN | 18 321 | 18 428 | 0,6% |

Nota: A BTN inclui os fornecimentos para iluminação pública.

Os valores reais até 2017, as estimativas para 2018 e as previsões para 2019 do número de consumidores e dos respetivos consumos, desagregados por mercado regulado e mercado livre, 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

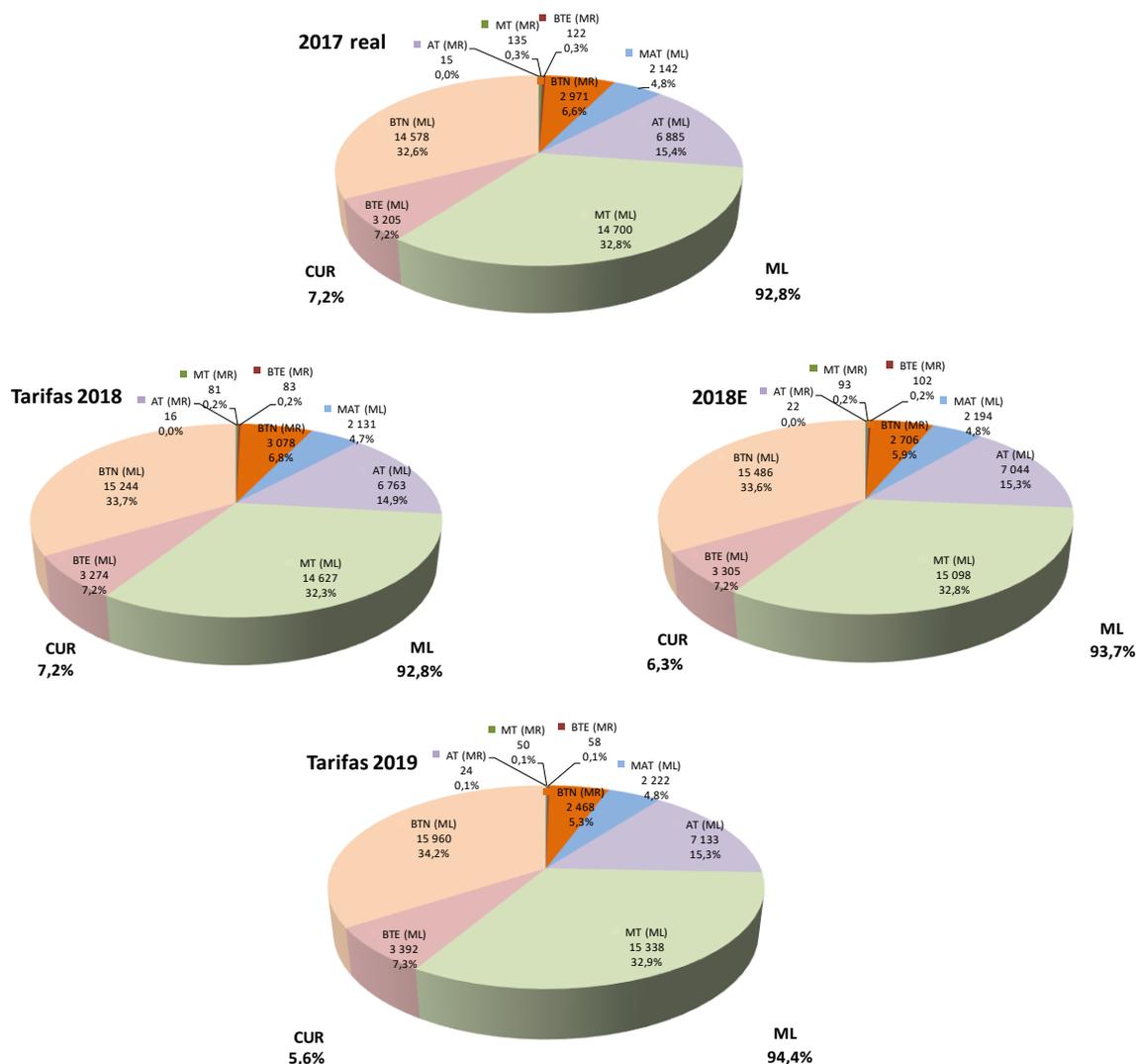
| | Número médio de consumidores | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------------------------------|------------------|---------------|------------------|-------------------|------------------------------|----------------------------------|------------------|----------------------|------------------|
| | 2016 real | 2017 real | Δ% | Tarifas 2018 | 2018 ^E | Δ% 2018 ^E / T2018 | Δ% 2018 ^E / 2017 real | Tarifas 2019 | Δ% T2019 / 2017 real | Δ% T2019 / T2018 |
| N.º de consumidores no CUR | 1 564 603 | 1 310 619 | -16,2% | 1 281 179 | 1 159 080 | -9,5% | -11,6% | 1 050 026 | -19,9% | -18,0% |
| MAT | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - |
| AT | 4 | 3 | -28,6% | 2 | 2 | -1,1% | -20,0% | 2 | -18,6% | 0,6% |
| MT | 1 119 | 915 | -18,2% | 565 | 692 | 22,5% | -24,4% | 396 | -56,7% | -29,9% |
| BTE | 2 493 | 1 987 | -20,3% | 1 191 | 1 510 | 26,8% | -24,0% | 860 | -56,7% | -27,8% |
| BTN | 1 560 988 | 1 307 715 | -16,2% | 1 279 422 | 1 156 876 | -9,6% | -11,5% | 1 048 768 | -19,8% | -18,0% |
| N.º de consumidores no ML | 4 560 145 | 4 854 058 | 6,4% | 4 894 879 | 5 051 735 | 3,2% | 4,1% | 5 208 598 | 7,3% | 6,4% |
| MAT | 72 | 73 | 0,7% | 74 | 73 | -1,4% | 0,7% | 74 | 1,4% | -0,7% |
| AT | 295 | 299 | 1,4% | 304 | 305 | 0,0% | 1,9% | 310 | 3,8% | 1,9% |
| MT | 22 958 | 23 423 | 2,0% | 23 960 | 23 892 | -0,3% | 2,0% | 24 417 | 4,2% | 1,9% |
| BTE | 32 294 | 33 427 | 3,5% | 34 815 | 34 516 | -0,9% | 3,3% | 35 738 | 6,9% | 2,7% |
| BTN | 4 504 526 | 4 796 837 | 6,5% | 4 835 725 | 4 992 949 | 3,3% | 4,1% | 5 148 059 | 7,3% | 6,5% |
| N.º de consumidores CUR + ML | 6 124 748 | 6 164 677 | 0,7% | 6 176 059 | 6 210 815 | 0,6% | 0,7% | 6 258 624 | 1,5% | 1,3% |
| MAT | 72 | 73 | 0,7% | 74 | 73 | -1,4% | 0,7% | 74 | 1,4% | -0,7% |
| AT | 299 | 302 | 1,0% | 307 | 307 | 0,0% | 1,7% | 312 | 3,6% | 1,9% |
| MT | 24 077 | 24 338 | 1,1% | 24 525 | 24 584 | 0,2% | 1,0% | 24 812 | 2,0% | 1,2% |
| BTE | 34 787 | 35 414 | 1,8% | 36 006 | 36 026 | 0,1% | 1,7% | 36 598 | 3,3% | 1,6% |
| BTN | 6 065 514 | 6 104 551 | 0,6% | 6 115 147 | 6 149 825 | 0,6% | 0,7% | 6 196 827 | 1,5% | 1,3% |
| Quotas do ML | 74,5% | 78,7% | | 79,3% | 81,3% | | | 83,2% | | |
| MAT | 100,0% | 100,0% | | 100,0% | 100,0% | | | 100,0% | | |
| AT | 98,8% | 99,2% | | 99,3% | 99,3% | | | 99,3% | | |
| MT | 95,4% | 96,2% | | 97,7% | 97,2% | | | 98,4% | | |
| BTE | 92,8% | 94,4% | | 96,7% | 95,8% | | | 97,7% | | |
| BTN | 74,3% | 78,6% | | 79,1% | 81,2% | | | 83,1% | | |

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

| | Fornecimentos de energia elétrica (GWh) | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|---------------|---------------|---------------|-------------------|------------------------------|----------------------------------|---------------|----------------------|------------------|
| | 2016 real | 2017 real | Δ% | Tarifas 2018 | 2018 ^E | Δ% 2018 ^E / T2018 | Δ% 2018 ^E / 2017 real | Tarifas 2019 | Δ% T2019 / 2017 real | Δ% T2019 / T2018 |
| Fornecimentos CUR | 4 202 | 3 243 | -22,8% | 3 257 | 2 923 | -10,3% | -9,9% | 2 601 | -19,8% | -20,1% |
| MAT | 0 | 0 | - | 0 | 0 | - | - | 0 | - | - |
| AT | 27 | 15 | -42,8% | 16 | 22 | 39,3% | 40,8% | 24 | 56,8% | 55,2% |
| MT | 162 | 135 | -16,6% | 81 | 93 | 15,2% | -31,0% | 50 | -62,6% | -37,5% |
| BTE | 165 | 122 | -25,8% | 83 | 102 | 22,8% | -16,6% | 58 | -52,1% | -29,5% |
| BTN | 3 848 | 2 971 | -22,8% | 3 078 | 2 706 | -12,1% | -8,9% | 2 468 | -16,9% | -19,8% |
| Fornecimentos ML | 40 397 | 41 509 | 2,8% | 42 040 | 43 126 | 2,6% | 3,9% | 44 046 | 6,1% | 4,8% |
| MAT | 2 088 | 2 142 | 2,6% | 2 131 | 2 194 | 2,9% | 2,4% | 2 222 | 3,7% | 4,3% |
| AT | 6 615 | 6 885 | 4,1% | 6 763 | 7 044 | 4,1% | 2,3% | 7 133 | 3,6% | 5,5% |
| MT | 14 249 | 14 700 | 3,2% | 14 627 | 15 098 | 3,2% | 2,7% | 15 338 | 4,3% | 4,9% |
| BTE | 3 125 | 3 205 | 2,6% | 3 274 | 3 305 | 0,9% | 3,1% | 3 392 | 5,9% | 3,6% |
| BTN | 14 320 | 14 578 | 1,8% | 15 244 | 15 486 | 1,6% | 6,2% | 15 960 | 9,5% | 4,7% |
| Fornecimentos CUR + ML | 44 599 | 44 753 | 0,3% | 45 297 | 46 049 | 1,7% | 2,9% | 46 647 | 4,2% | 3,0% |
| MAT | 2 088 | 2 142 | 2,6% | 2 131 | 2 194 | 2,9% | 2,4% | 2 222 | 3,7% | 4,3% |
| AT | 6 642 | 6 900 | 3,9% | 6 779 | 7 066 | 4,2% | 2,4% | 7 158 | 3,7% | 5,6% |
| MT | 14 411 | 14 835 | 2,9% | 14 708 | 15 191 | 3,3% | 2,4% | 15 389 | 3,7% | 4,6% |
| BTE | 3 289 | 3 327 | 1,1% | 3 357 | 3 407 | 1,5% | 2,4% | 3 451 | 3,7% | 2,8% |
| BTN | 18 169 | 17 548 | -3,4% | 18 321 | 18 192 | -0,7% | 3,7% | 18 428 | 5,0% | 0,6% |
| Quotas do ML (média ano) | 90,6% | 92,8% | | 92,8% | 93,7% | | | 94,4% | | |
| MAT | 100,0% | 100,0% | | 100,0% | 100,0% | | | 100,0% | | |
| AT | 99,6% | 99,8% | | 99,8% | 99,7% | | | 99,7% | | |
| MT | 98,9% | 99,1% | | 99,5% | 99,4% | | | 99,7% | | |
| BTE | 95,0% | 96,3% | | 97,5% | 97,0% | | | 98,3% | | |
| BTN | 78,8% | 83,1% | | 83,2% | 85,1% | | | 86,6% | | |

A figura seguinte apresenta a estrutura dos consumos de energia elétrica de Portugal continental, desagregados por nível de tensão e por mercado, comparando o ocorrido em 2017 com as estimativas para 2018 e as previsões para 2019.

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



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2018 a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do número de consumidores para

2018 e as previsões para o ano de 2019. Na sequência da análise à informação enviada pelas empresas, verificou-se que existe uma diferença de cerca de 250 GWh e 300 GWh no consumo referido à emissão¹, previsto para 2018 e para 2019 respetivamente, sendo a previsão da EDP Distribuição mais baixa. Na previsão de procura disponibilizada mais recentemente pela REN², que incorpora dados reais até novembro de 2018, observa-se uma ligeira revisão em baixa dos valores recebidos da empresa em junho, apontando para um crescimento em 2018 (+2,7%) e em 2019 (+0,2%). Estas previsões situam-se acima das apresentadas pela EDP Distribuição na sua informação de junho de 2018, na qual prevê um crescimento do consumo referido à emissão de +2,3% em 2018 e +0,5% em 2019 (ver Quadro 2-4 e a Figura 2-2).

Para a definição do nível de consumo em 2019, a ERSE assumiu com ponto de partida o consumo verificado em 2017, corrigido para o referencial físico. Conforme havia sido assinalado no processo de definição do balanço de energia para as tarifas de 2018, os fornecimentos de energia elétrica de 2016, reportados pela EDP Distribuição, apontavam para que se tenha verificado uma sobreavaliação de cerca de 217 GWh dos consumos por estimativa da BTN, que foram imputados a esse ano. Assim, a ERSE utilizou um valor base de fornecimentos do ano de 2017 no referencial físico, para fazer as projeções dos fornecimentos para os anos de 2018 e 2019, que corresponde aos fornecimentos no referencial de faturação corrigido deste efeito de subestimativa do valor de 2017.

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 2019:

- Fornecimentos totais a clientes de 46 049 GWh para 2018, que corresponde a um crescimento de 2,9% face aos fornecimentos de 2017 corrigidos da sobrefaturação de 2016 reportada pela EDP Distribuição, e de 46 647 GWh para 2019, que se situa 1,3% acima da estimativa de 2018.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão de 2018 e 2019 corresponde à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão apresentada pela EDP Distribuição para 2017, corrigida da sobrefaturação das estimativas de consumo em BTN de 2016.

¹ 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.

² REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – Dezembro 2018”

-
- Adoção em 2018 e 2019 da taxa de perdas nas redes de distribuição³ apresentadas pela EDP Distribuição, de 9,53% e 9,27% respetivamente.
 - Taxa de perdas da rede de transporte⁴ para 2018 e 2019 iguais à média da taxa de perdas ocorrida entre 2014 e 2017, de 1,51%.
 - Consumo referido à emissão, obtido através da conjugação dos pressupostos anteriores, de 51 012 GWh para 2018, que corresponde a um crescimento de cerca de 2,8%, e de 51 558 GWh para 2019, que se situa cerca de 1,1% acima da estimativa de 2018.
 - Adoção em 2018 e 2019 do número total de consumidores por nível de tensão previsto pela EDP Distribuição.
 - Estimativa das quotas de consumo e de consumidores do mercado livre por nível de tensão para 2018 e 2019, em consonância com os dados reais mais recentes do ano 2018 e com as alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais e a existência de um regime equiparado ao das tarifas transitórias para clientes do mercado liberalizado⁵.
 - Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2018 e 2019, 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 2019 é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

³ 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.

⁴ 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.

⁵ No que respeita à evolução do mercado liberalizado, importa ponderar o efeito da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, existe a possibilidade dos clientes finais de baixa tensão normal do mercado liberalizado optarem por um regime equiparado ao das tarifas transitórias de venda a clientes finais, o que poderá ter impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado, podendo inclusivamente implicar o regresso de clientes para o mercado regulado.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem uma evolução positiva em 2018 e 2019. No capítulo 2 do documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019” da ERSE, é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras.

À evolução destes indicadores económicos associa-se um crescimento no consumo de energia elétrica, principalmente nos níveis de tensão mais elevados. Pese embora o efeito agregado seja de difícil previsão, perspetiva-se para 2018 e 2019 um crescimento do consumo de energia elétrica, suportado essencialmente na evolução positiva da economia portuguesa.

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2018 os fornecimentos a clientes cresçam cerca de 2,9% face ao ocorrido no ano de 2017⁶. Para esta variação dos fornecimentos, em 2018 o consumo referido à emissão deverá crescer cerca de 2,8%. Assim, a estimativa da ERSE para o consumo referido à emissão para o ano de 2018 encontra-se bastante próxima da estimativa da REN (dezembro 2018, +2,7%) e ligeiramente acima da EDP (junho 2018, +2,3%). Adicionalmente, os dados disponíveis até ao final de novembro de 2018 apontam para um crescimento de 3% do consumo de energia elétrica em Portugal. Para o ano de 2019, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será de 1,3%, inferior ao estimado para 2018, a que corresponderá um acréscimo de 1,1% do consumo referido à emissão, atingindo 51,56TWh. Esta previsão está acima da previsão da REN de dezembro e da previsão da EDP em junho, que apontam para um crescimento do consumo referido à emissão de 0,2% (para 51,07 TWh) e de 0,5% (para 51,03 TWh), respetivamente.

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.

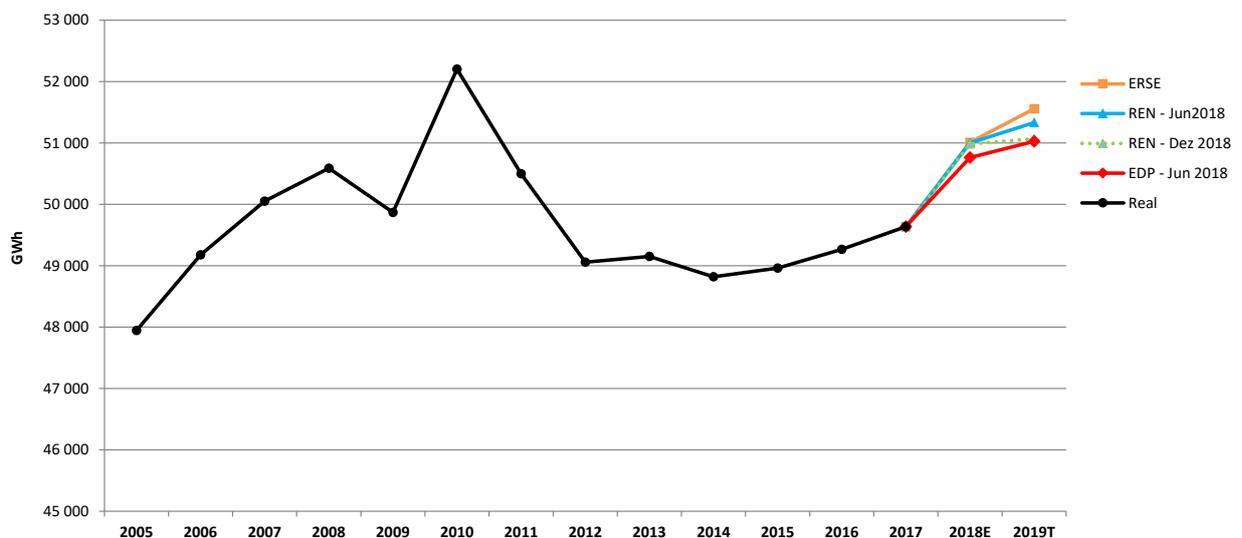
⁶ Tendo como base os fornecimentos em 2017 corrigidos dos efeitos decorrentes da sobrefaturação em 2016, que foi reportada pela EDP Distribuição na informação das Tarifas de 2018.

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 % |
|--|--------------------------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|---------------|------------------|---------------|------------------|
| Real | 48 961 | 49 269 | 0,6% | 49 637 | 0,7% | | | | |
| Previsões período regulatório 2015-2017 | Período regulatório 2015-2017 | | | | | | | | |
| 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% | | | | |
| Previsões para Tarifas 2019 | Período regulatório 2018-2020 | | | | | | | | |
| REN - Junho 2018 | | | | | | 51 001 | 2,7% | 51 332 | 0,6% |
| EDP Dist - Junho 2018 [1] | | | | | | 50 764 | 2,3% | 51 028 | 0,5% |
| REN - previsões mensais Dezembro 2018 | | | | | | 50 984 | 2,7% | 51 069 | 0,2% |
| ERSE | | | | | | 51 012 | 2,8% | 51 558 | 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.

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



O Quadro 2-5 resume as estimativas para 2018 e as previsões para 2019 das entregas de eletricidade por nível de tensão a clientes ligados à rede pública, que foram considerados pela ERSE no cálculo tarifário de 2019, bem como os valores correspondentes perspetivados pela EDP Distribuição.

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

Unidade: GWh

| | Real | | Proposta EDP D junho 2018 | | ERSE Tarifas 2019 | | Diferenças ERSE - EDP D | |
|--|-----------------|------------------|---------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------------|------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2018 | 2019 | 2018 | 2019 |
| = ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO | 48 629 | 49 004 | 49 898 | 50 163 | 50 227 | 50 765 | 329 | 602 |
| - Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos) | 4 029 9,48% | 4 251 9,98% | 4 148 9,53% | 4 065 9,27% | 4 178 9,53% | 4 118 9,27% | 30 | 53 |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR | 44 599 | 44 753 | 45 750 | 46 098 | 46 049 | 46 647 | 299 | 549 |
| (Variação média anual) | 0,73% | 0,34% | 2,23% | 0,76% | -0,11% | 1,30% | | |
| BT (Variação média anual) | 21 458 1,84% | 20 875 -2,72% | 21 557 3,27% | 21 569 0,05% | 21 598 0,14% | 21 879 1,30% | 41 | 310 |
| MT (Variação média anual) | 14 411 0,91% | 14 835 2,94% | 14 968 0,90% | 15 186 1,46% | 15 191 0,03% | 15 389 1,30% | 223 | 202 |
| AT (Variação média anual) | 6 642 -1,95% | 6 900 3,88% | 7 012 1,62% | 7 096 1,19% | 7 066 9,01% | 7 158 1,30% | 53 | 62 |
| MAT (Variação média anual) | 2 088 -2,98% | 2 142 2,59% | 2 212 3,25% | 2 247 1,60% | 2 194 43,96% | 2 222 1,30% | -18 | -25 |

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2019 e os valores homólogos da EDP SU.

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

Unidade: GWh

| | Real | | Proposta EDP SU junho 2018 | | ERSE Tarifas 2019 | | Diferenças ERSE - EDP SU | |
|---|---------------|---------------|----------------------------|---------------|-------------------|---------------|--------------------------|------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2018 | 2019 | 2018 | 2019 |
| + Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR | -16 628 | -16 893 | -19 309 | -19 255 | -18 128 | -18 848 | 1 181 | 407 |
| = Produção em Regime Especial | 21 507 | 20 695 | 22 497 | 21 913 | 21 576 | 21 868 | -921 | -45 |
| = Total das Aquisições do CUR | 4 879 | 3 802 | 3 188 | 2 657 | 3 449 | 3 019 | 260 | 362 |
| - Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos) | 597 14,21% | 503 15,52% | 423 15,31% | 351 15,21% | 474 16,21% | 373 14,33% | 51 | 22 |
| - Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos) | 79 1,89% | 56 1,72% | 0 0,00% | 0 0,00% | 52 1,79% | 46 1,76% | 52 | 46 |
| = Total dos Fornecimentos do CUR | 4 202 | 3 243 | 2 765 | 2 306 | 2 923 | 2 601 | 157 | 295 |

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 2019 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 2018 e ainda durante os anos seguintes;
- A passagem de clientes em BTN para mercado livre será relativamente linear durante o resto de 2018, prevendo-se que em 2019 esta não evolua da mesma forma, tendo em conta o enquadramento de retorno à tarifa regulada.

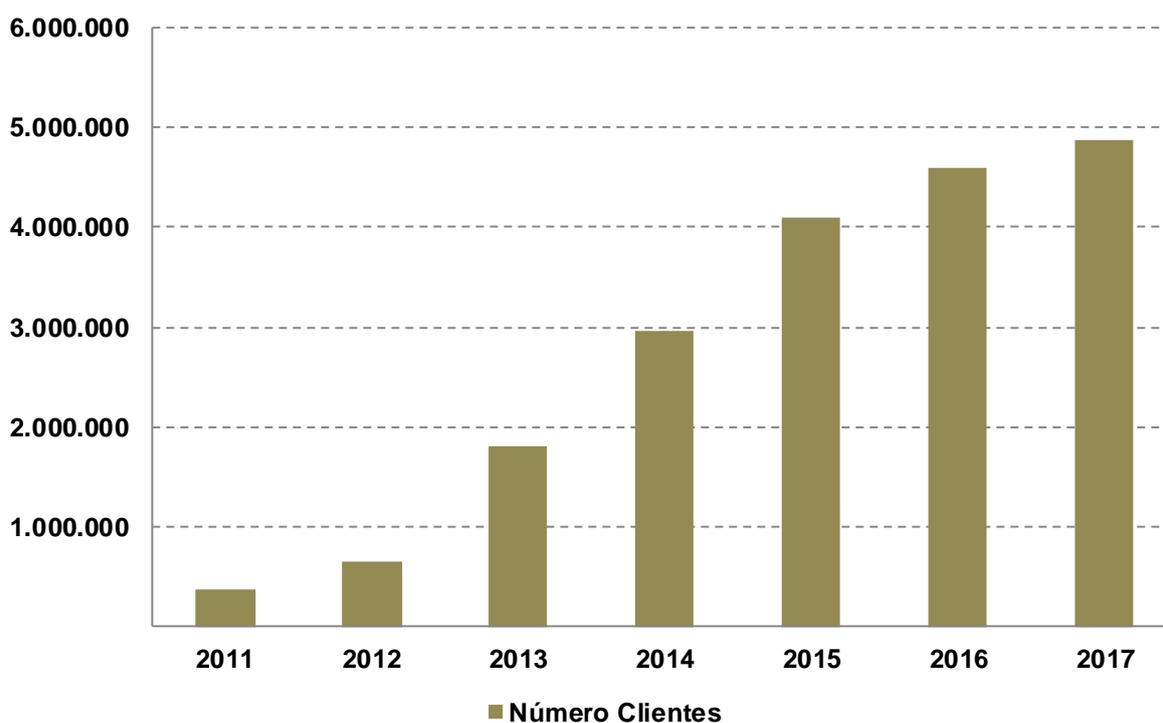
Numa perspetiva evolutiva, em média durante o ano de 2017, cerca de 4,9 milhões de clientes registavam consumo no âmbito do mercado livre, o que representou um crescimento superior a 6% face a 2016. A parte mais substancial do número de clientes em mercado livre diz respeito a fornecimentos em BTN, cujo 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 2017 os clientes no mercado livre apresentavam um valor de consumo anualizado⁷ próximo dos 41,5 TWh, valor cerca de 4% superior ao observado em 2016 e o mais elevado da série histórica de consumos anualizados no mercado livre.

No final do mês de setembro de 2018, em termos absolutos, o número acumulado de clientes em atividade no mercado livre ascendia a 5 070 014, representando o seu consumo cerca de 93,6% do consumo total.

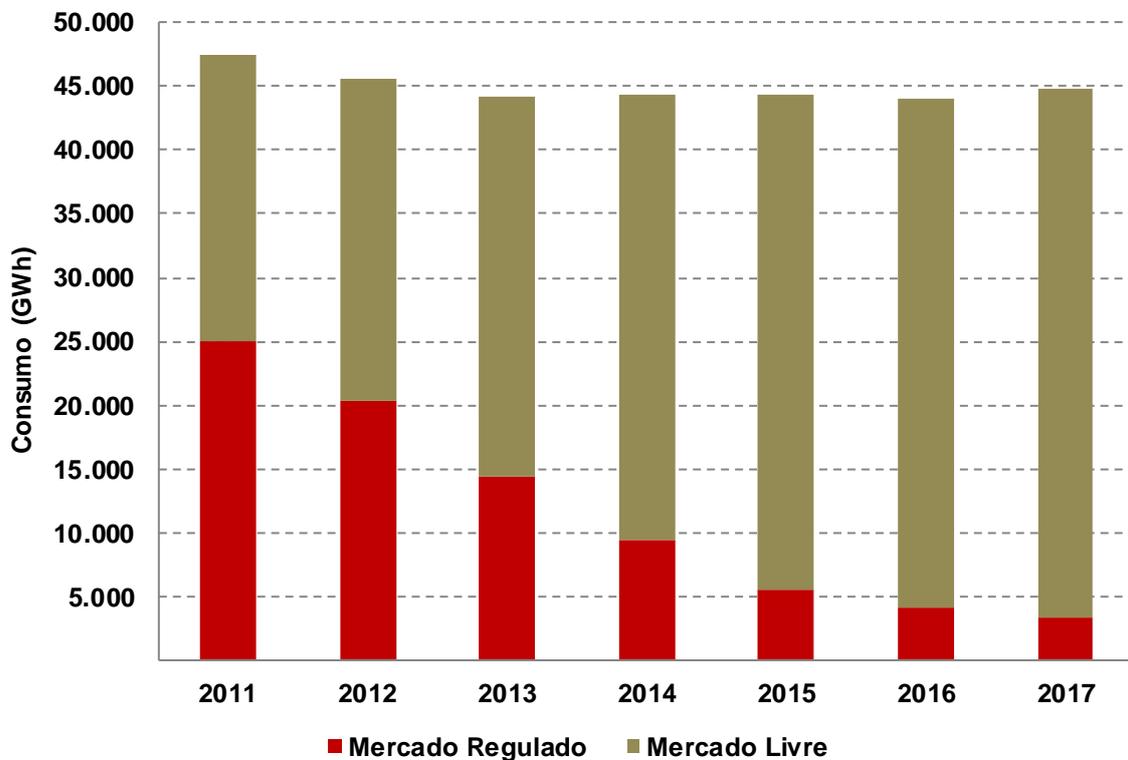
A evolução do número acumulado de clientes no mercado livre desde 2011 consta da Figura 2-3. Por outro lado, a Figura 2-4 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado livre, desde 2011, de forma cumulativa ao consumo no mercado regulado.

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



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

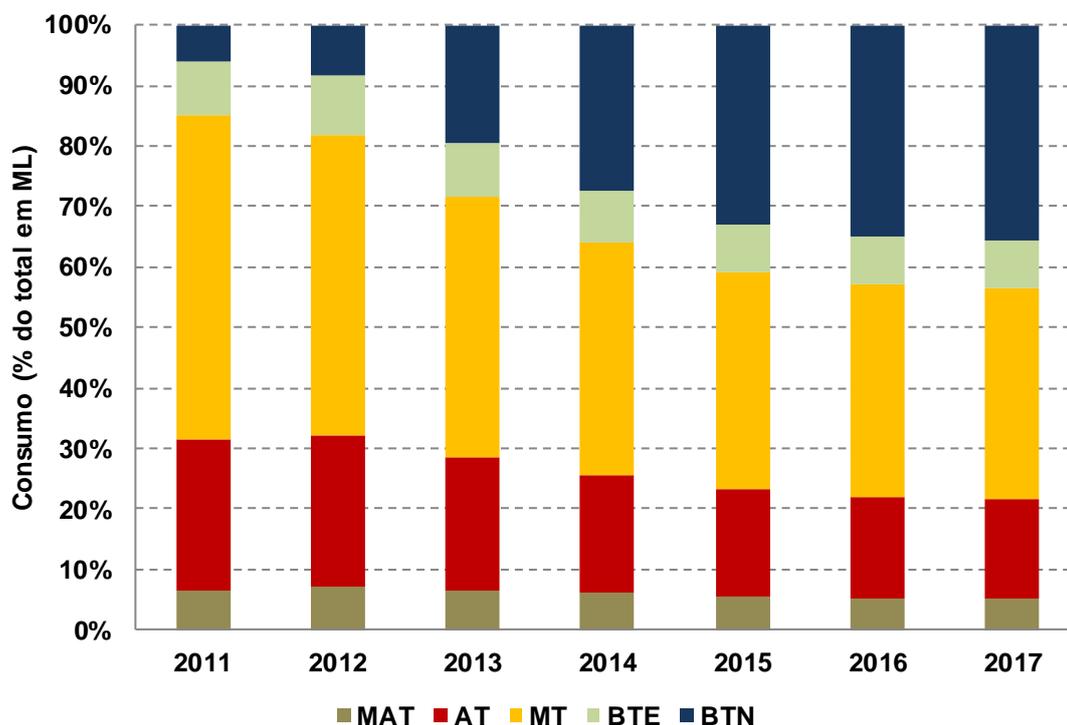
Figura 2-4 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado



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

Por seu lado, a estrutura do consumo atribuído a mercado livre, apresentada na Figura 2-5, demonstra que, 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 5,04 milhões clientes em 2018 e cerca de 5,16 milhões em 2019. No que respeita às estimativas de consumo para 2018 e 2019, o peso relativo do mercado livre no consumo total é de, respetivamente, 93,6% e 94,4% do consumo total. Em 2018, 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 consequente 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, até setembro de 2018, regressaram 11 275 clientes ao mercado regulado.

Figura 2-6 - Nmero de clientes em mercado livre com valores previsionais para 2018 e 2019

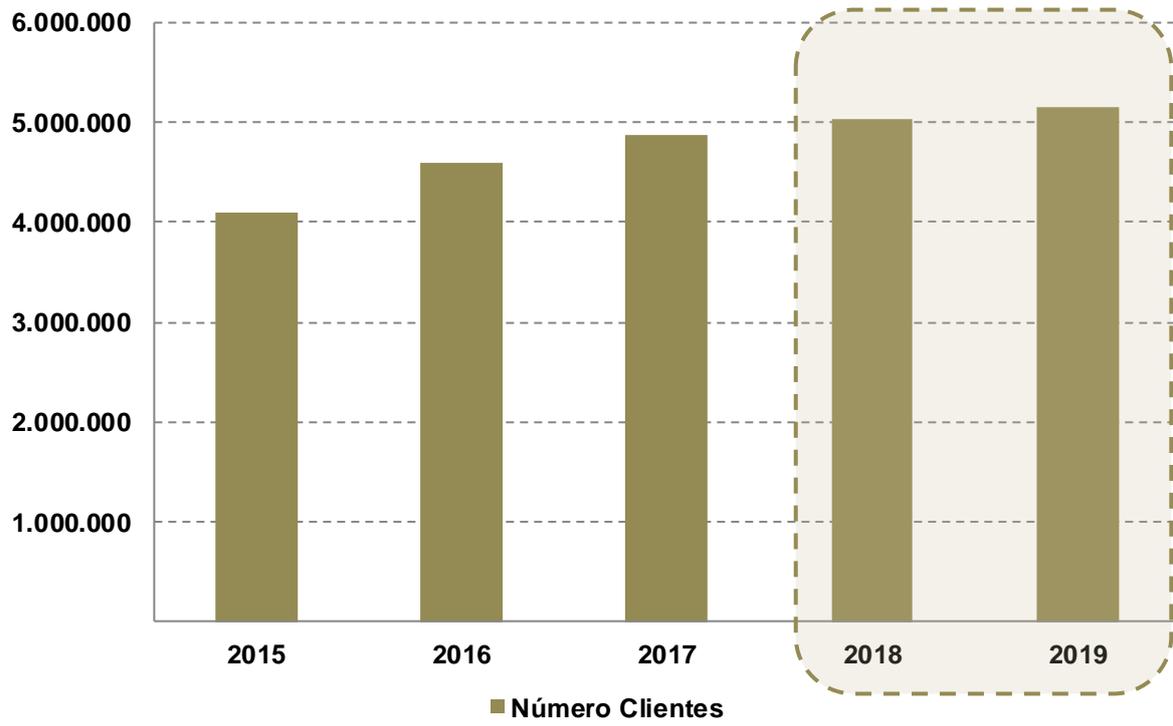
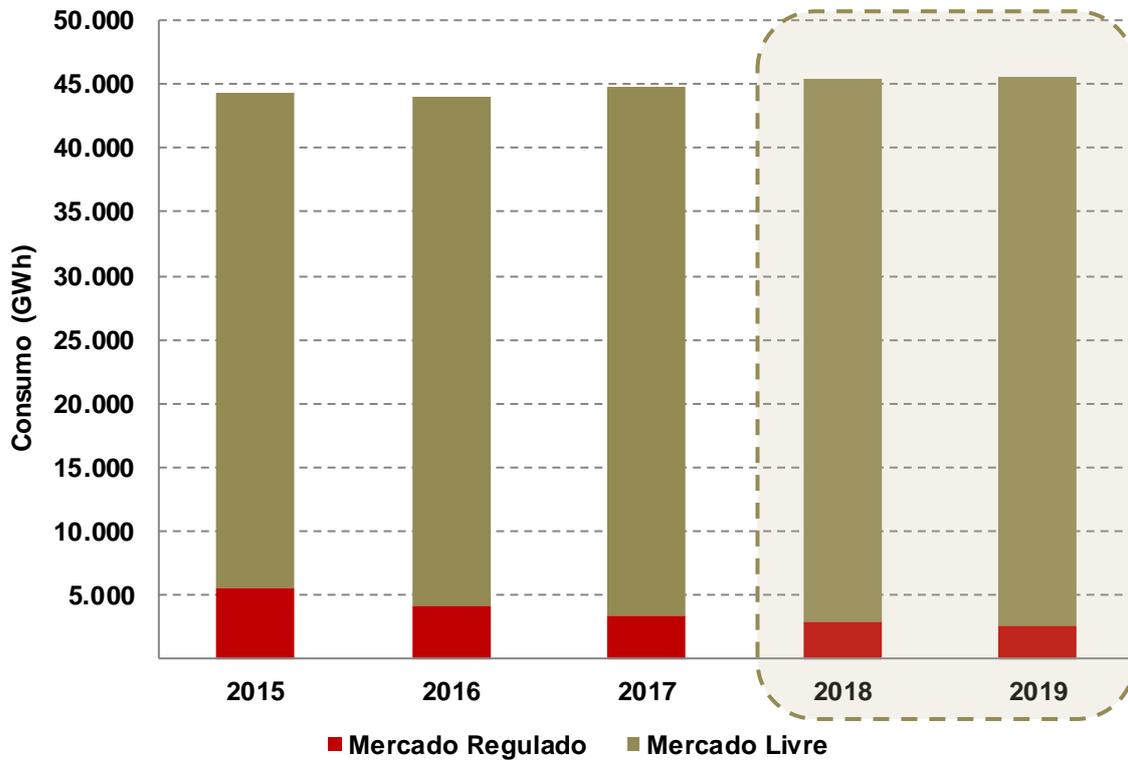


Figura 2-7 - Consumo anual no mercado livre e no mercado regulado com valores previsionais para 2018 e 2019



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 2017, a estimativa para 2018 e a previsão para 2019. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais se prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2018 (+0,5%) e em 2019 (+0,4%). A estimativa de crescimento para 2018 assenta na recuperação dos consumos ligados à rede de BT, enquanto nos consumos ligados à rede de MT se perspetiva uma estagnação para o mesmo ano. Em 2019, as previsões da EDA mantêm a tendência de crescimento, embora se perspetive um ligeiro abrandamento nos consumos em BT (+0,2%) e uma recuperação dos consumos em MT (+0,7%). 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 2017 de 0,7% e prevista até 2019 de 0,6%.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 6,8%, para 2018 e 2019, valor semelhante ao apurado para 2017 (6,8%).

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2016 e 2017, a estimativa para 2018 e a previsão para 2019 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 | |
|---|----------------|----------------|--|----------------|
| | 2016 | 2017 | Estim 2018 | Tarifas 2019 |
| EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 780 516 | 784 359 | 788 531 | 791 672 |
| (Variação média anual) | 1,2% | 0,5% | 0,5% | 0,4% |
| - Perdas nas redes | 48 422 | 49 776 | 50 264 | 50 562 |
| (perdas/fornecimentos) | 6,6% | 6,8% | 6,8% | 6,8% |
| - Consumos Próprios ^[1] | 1 918 | 1 752 | 1 733 | 1 764 |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA | 730 176 | 732 831 | 736 534 | 739 346 |
| (Variação média anual) | 1,4% | 0,4% | 0,5% | 0,4% |
| BT | 448 051 | 450 315 | 454 071 | 455 013 |
| (Variação média anual) | 1,5% | 0,5% | 0,8% | 0,2% |
| MT | 282 124 | 282 517 | 282 463 | 284 333 |
| (Variação média anual) | 1,1% | 0,1% | 0,0% | 0,7% |

[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 2017, estimativas para 2018 e previsões para 2019. A ERSE aceitou as previsões da empresa, segundo as quais em 2018 e 2019 se deverá registar um crescimento do consumo de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira da ordem de 0,5%. Esta previsão está ligeiramente abaixo do observado em 2017, em que ocorreu um aumento do consumo de 0,7%, justificado por um crescimento acentuado do consumo em MT (+3,3%), embora para 2018 e 2019 o aumento previsto seja suportado equitativamente pelos níveis de tensão MT e BT. Assim, mantém-se a tendência de crescimento observada desde 2013, ano em que se registou o valor mínimo dos

fornecimentos de energia elétrica observado nos últimos anos na Região Autónoma da Madeira, com uma taxa média anual de crescimento até 2017 de 0,6%, que se deverá manter até 2019.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 9,1% para 2018 e 9,0% para 2019, em linha com o verificado nos anos anteriores.

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 2019.

Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

| RUBRICAS | Real | | Proposta EEM/ Valores adoptados pela ERSE | |
|---|------------------------|------------------------|--|------------------------|
| | 2016 | 2017 | Estim 2018 | Tarifas 2019 |
| EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM (Variação média anual) | 860 966 0,4% | 867 401 0,7% | 871 886 0,5% | 876 398 0,5% |
| - Perdas nas redes (perdas/fornecimentos) | 71 914 9,1% | 72 087 9,1% | 72 275 9,1% | 72 464 9,0% |
| - Consumos Próprios ^[1] | 962 | 1 115 | 1 121 | 1 127 |
| = FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM (Variação média anual) | 788 091 0,5% | 794 199 0,8% | 798 490 0,5% | 802 807 0,5% |
| BT (Variação média anual) | 579 127 -0,3% | 578 300 -0,1% | 581 425 0,5% | 584 569 0,5% |
| MT (Variação média anual) | 208 964 2,6% | 215 898 3,3% | 217 065 0,5% | 218 238 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 2017 (2017R) e previstos nas tarifas para 2018 (2018T) e nas tarifas para 2019 (2019T), 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

| 2017 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% | 2 142 | 5,2% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 2 142 | 4,6% | 0 | 0,0% | 73 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 73 | 0,0% |
| AT | 15 | 0,5% | 6 885 | 16,6% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 6 900 | 14,9% | 2 | 0,0% | 299 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 302 | 0,0% |
| MT | 135 | 4,2% | 14 700 | 35,4% | 283 | 38,6% | 216 | 27,2% | 15 334 | 33,1% | 915 | 0,1% | 23 423 | 0,5% | 754 | 0,6% | 305 | 0,2% | 25 397 | 0,4% |
| BT | 3 093 | 95,4% | 17 782 | 42,8% | 450 | 61,4% | 578 | 72,8% | 21 904 | 47,3% | 1 309 702 | 99,9% | 4 830 264 | 99,5% | 122 889 | 99,4% | 137 373 | 99,8% | 6 400 227 | 99,6% |
| BTE | 122 | 3,8% | 3 205 | 7,7% | 58 | 8,0% | 155 | 19,5% | 3 540 | 7,6% | 1 987 | 0,2% | 33 427 | 0,7% | 670 | 0,5% | 1 180 | 0,9% | 37 264 | 0,6% |
| BTN > 20.7 kVA | 233 | 7,2% | 1 744 | 4,2% | 45 | 6,1% | 67 | 8,4% | 2 088 | 4,5% | 9 194 | 0,7% | 56 763 | 1,2% | 1 576 | 1,3% | 2 332 | 1,7% | 69 865 | 1,1% |
| BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA | 2 669 | 82,3% | 12 704 | 30,6% | 345 | 47,1% | 353 | 44,4% | 16 071 | 34,7% | 1 130 972 | 86,3% | 4 519 586 | 93,1% | 115 816 | 93,7% | 129 894 | 94,3% | 5 896 268 | 91,8% |
| BTN <= 2.3 kVA | 69 | 2,1% | 129 | 0,3% | 2 | 0,3% | 3 | 0,4% | 204 | 0,4% | 167 548 | 12,8% | 220 488 | 4,5% | 4 827 | 3,9% | 3 967 | 2,9% | 396 830 | 6,2% |
| TOTAL | 3 243 | 100,0% | 41 509 | 100,0% | 733 | 100,0% | 794 | 100,0% | 46 280 | 100,0% | 1 310 619 | 100,0% | 4 854 058 | 100,0% | 123 643 | 100,0% | 137 679 | 100,0% | 6 425 999 | 100,0% |

| 2018T | 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% | 2 131 | 5,1% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 2 131 | 4,6% | 0 | 0,0% | 74 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 74 | 0,0% |
| AT | 16 | 0,5% | 6 763 | 16,1% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 6 779 | 14,5% | 2 | 0,0% | 304 | 0,0% | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% | 307 | 0,0% |
| MT | 81 | 2,5% | 14 627 | 34,8% | 284 | 38,4% | 211 | 26,5% | 15 203 | 32,5% | 565 | 0,0% | 23 960 | 0,5% | 765 | 0,6% | 304 | 0,2% | 25 594 | 0,4% |
| BT | 3 161 | 97,0% | 18 518 | 44,0% | 456 | 61,6% | 584 | 73,5% | 22 718 | 48,5% | 1 280 612 | 100,0% | 4 870 541 | 99,5% | 123 272 | 99,4% | 136 547 | 99,8% | 6 410 972 | 99,6% |
| BTE | 83 | 2,5% | 3 274 | 7,8% | 59 | 8,0% | 145 | 18,2% | 3 561 | 7,6% | 1 191 | 0,1% | 34 815 | 0,7% | 664 | 0,5% | 1 166 | 0,9% | 37 836 | 0,6% |
| BTN > 20.7 kVA | 251 | 7,7% | 1 787 | 4,3% | 44 | 5,9% | 67 | 8,4% | 2 149 | 4,6% | 9 289 | 0,7% | 56 200 | 1,1% | 1 597 | 1,3% | 2 294 | 1,7% | 69 380 | 1,1% |
| BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA | 2 752 | 84,5% | 13 287 | 31,6% | 350 | 47,3% | 368 | 46,4% | 16 758 | 35,8% | 1 112 111 | 86,8% | 4 530 849 | 92,6% | 115 731 | 93,3% | 129 295 | 94,5% | 5 887 986 | 91,5% |
| BTN <= 2.3 kVA | 75 | 2,3% | 170 | 0,4% | 2 | 0,3% | 4 | 0,5% | 251 | 0,5% | 158 022 | 12,3% | 248 676 | 5,1% | 5 281 | 4,3% | 3 792 | 2,8% | 415 770 | 6,5% |
| TOTAL | 3 257 | 100,0% | 42 040 | 100,0% | 740 | 100,0% | 795 | 100,0% | 46 831 | 100,0% | 1 281 179 | 100,0% | 4 894 879 | 100,0% | 124 037 | 100,0% | 136 852 | 100,0% | 6 436 947 | 100,0% |

| 2019T | 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 | 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% |
| TOTAL | 2 601 | 100,0% | 44 046 | 100,0% | 739 | 100,0% | 803 | 100,0% | 48 190 | 100,0% | 1 050 026 | 100,0% | 5 208 598 | 100,0% | 125 122 | 100,0% | 138 358 | 100,0% | 6 522 104 | 100,0% |

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

A tarifa por atividade do operador logístico de mudança de comercializador 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 do operador de mudança de comercializador

| OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR | QUANTIDADES |
|--|-------------|
| Potência contratada (kW) | |
| MAT | 676 634 |
| AT | 1 403 220 |
| MT | 6 020 094 |
| BTE | 2 058 449 |
| BTN | 37 525 524 |

4 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

4.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

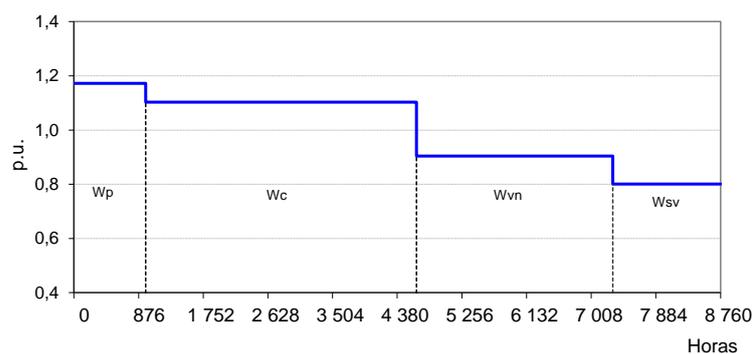
O Quadro 4-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (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 | 6 604 601 |
| | Horas cheias | 23 451 695 |
| | Horas de vazio normal | 13 931 891 |
| | Horas de super vazio | 6 777 093 |

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 retangularizado da UGS



| | |
|---------------------------|-------|
| | UGS |
| Potência média anual [MW] | 5 795 |

Nota: Os valores apresentados 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 ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da RNT.

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

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 133 192 |
| | Contratada | 676 634 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 84 856 |
| | Horas cheias | 455 660 |
| | Horas de vazio normal | 370 745 |
| | Horas de super vazio | 214 850 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 54 971 |
| | Horas cheias | 467 054 |
| | Horas de vazio normal | 364 230 |
| | Horas de super vazio | 209 795 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 27 285 539 |
| | Capacitiva | 73 555 316 |

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

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | QUANTIDADES |
|---------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 6 660 417 |
| | Contratada | 8 835 167 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 087 734 |
| | Horas cheias | 10 955 922 |
| | Horas de vazio normal | 6 786 269 |
| | Horas de super vazio | 3 211 548 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 377 040 |
| | Horas cheias | 11 573 059 |
| | Horas de vazio normal | 6 410 648 |
| | Horas de super vazio | 3 140 900 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 28 786 032 |
| | Capacitiva | 114 377 190 |

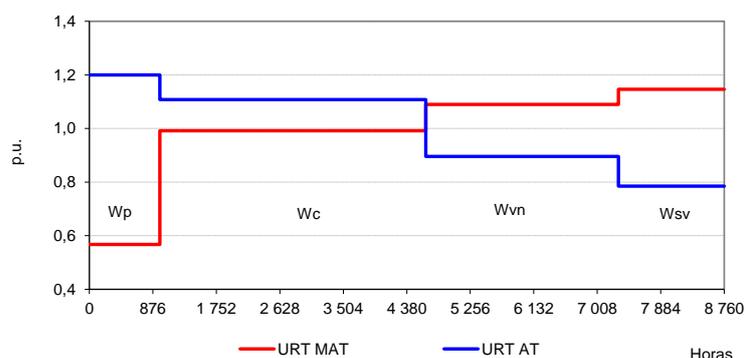
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

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

| USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL AOS PRODUTORES EM MAT, AT E MT | | QUANTIDADES |
|--|------------------------|-------------|
| Energia ativa (MWh) | | |
| | Horas de fora de vazio | 31 433 919 |
| | Horas de vazio | 19 881 322 |

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT, retangularizado, 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 retangularizado da tarifa de URT

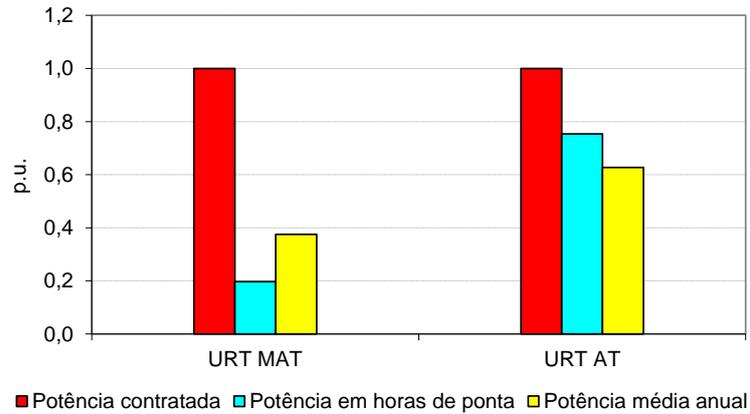


| | URT MAT | URT AT |
|---------------------------|---------|--------|
| Potência média anual [MW] | 254 | 5 541 |

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pelas respectivas potências médias anuais

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

Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT



| | URT MAT | URT AT |
|------------------------------|---------|--------|
| Potência contratada [MW/mês] | 677 | 8 835 |

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram 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 2019 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 para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição

| Tipo de fornecimento | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|----------------------|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MAT | 2 222 | 4,8% | 74 | 0,0% |
| AT | 7 158 | 15,3% | 312 | 0,0% |
| MT | 15 389 | 33,0% | 24 812 | 0,4% |
| BT | 21 879 | 46,9% | 6 233 425 | 99,6% |
| BTE | 3 451 | 15,8% | 36 598 | 0,6% |
| BTN | 18 428 | 84,2% | 6 196 827 | 99,4% |
| Total | 46 647 | 100,0% | 6 258 624 | 100,0% |

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues aos clientes, aplicando-se fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, os diagramas de carga tipo. Os diagramas de carga tipo são discutidos e apresentados no capítulo 12 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 13.

5.1 FATORES DE SIMULTANEIDADE NAS REDES

As tarifas de Uso das Redes têm dois termos de potência, de modo a transmitirem o custo associado aos troços centrais dessa rede (preço de potência em horas de ponta) e aos troços periféricos (preço de

potência máxima de 15 minutos ou potência contratada). Quando se aplica a tarifa de uso de redes aos fornecimentos nas redes de jusante, o preço da potência contratada é aplicado à potência em horas de ponta desses fornecimentos (que exprime melhor a utilização das redes de montante). O Regulamento Tarifário prevê que esta conversão de preços seja afetada por um coeficiente que relacione a potência média em horas de ponta dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos (potência contratada) induzida por esses fornecimentos nos troços periféricos da rede de montante. O mesmo é dizer que as quantidades de potência contratada às quais se aplica a tarifa de uso de redes, relativamente às potências em horas de ponta nas redes de jusante, são afetadas pelos referidos coeficientes.

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

No Quadro 5-2 apresentam-se os valores dos coeficientes de potência em horas de ponta / potência contratada para 2019, 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 para 2019

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

5.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

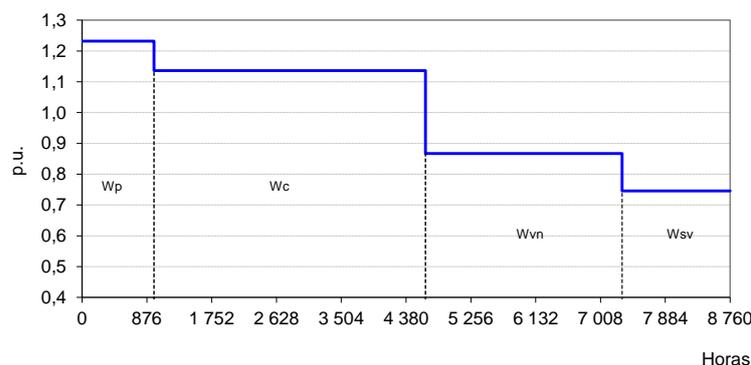
O Quadro 5-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

Quadro 5-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema

| USO GLOBAL DO SISTEMA | | QUANTIDADES |
|---------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência contratada (kW) | | |
| MAT | | 676 634 |
| AT | | 1 403 220 |
| MT | | 6 020 094 |
| BTE | | 2 058 449 |
| BTN > | | 2 307 753 |
| BTN < | | 35 217 771 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| MAT, AT, MT, BTE e BTN | Horas de ponta | 6 232 908 |
| | Horas cheias | 22 033 111 |
| | Horas de vazio normal | 12 383 219 |
| | Horas de super vazio | 5 998 197 |
| MAT | | 2 222 161 |
| AT | | 7 157 663 |
| MT | | 15 388 659 |
| BTE | | 3 450 821 |
| BTN > | | 2 076 124 |
| BTN < | | 16 352 008 |

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da UGS, 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 retangularizado da tarifa de UGS



| | |
|---------------------------|--------------|
| | UGS |
| Potência média anual [MW] | 5 771 |

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

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}

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 133 192 |
| | Contratada | 676 634 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 84 856 |
| | Horas cheias | 455 660 |
| | Horas de vazio normal | 370 745 |
| | Horas de super vazio | 214 850 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 54 971 |
| | Horas cheias | 467 054 |
| | Horas de vazio normal | 364 230 |
| | Horas de super vazio | 209 795 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 27 285 539 |
| | Capacitiva | 73 555 316 |

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

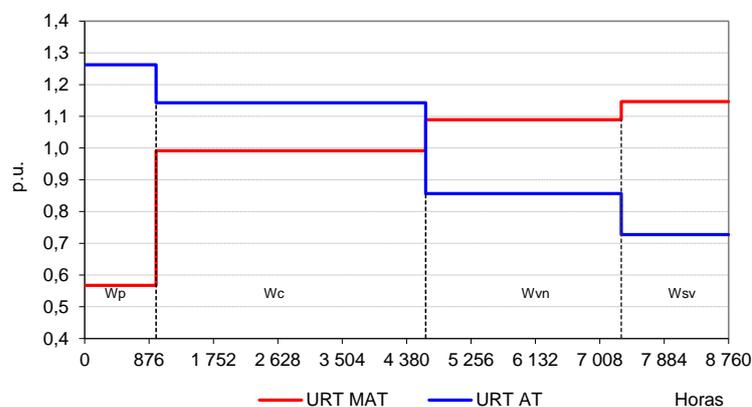
fatores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, bem como do coeficiente de simultaneidade previsto no Regulamento Tarifário.

Quadro 5-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}

| USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT | | QUANTIDADES |
|---------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 6 671 227 |
| | Contratada | 9 530 324 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 167 389 |
| | Horas cheias | 11 229 247 |
| | Horas de vazio normal | 6 405 673 |
| | Horas de super vazio | 2 934 610 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 604 744 |
| | Horas cheias | 11 909 668 |
| | Horas de vazio normal | 6 165 583 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 0 |
| | Capacitiva | 0 |

Na Figura 5-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT retangularizado, 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 retangularizado da tarifa de URT

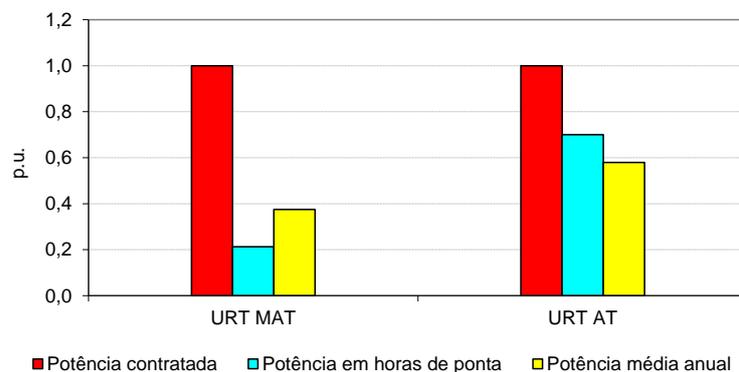


| | URT MAT | URT AT |
|---------------------------|---------|--------|
| Potência média anual [MW] | 254 | 5 519 |

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

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

Figura 5-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT



| | URT MAT | URT AT |
|------------------------------|---------|--------|
| Potência contratada [MW/mês] | 677 | 9 530 |

Nota: Os valores apresentados 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 entre a potência em horas de ponta de jusante e a potência contratada de montante.

As quantidades de energia reativa coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais no nível de tensão da rede de distribuição em que estão ligados.

Quadro 5-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT | | QUANTIDADES |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 6 564 876 |
| | Contratada | 9 730 826 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 4 100 953 |
| | Horas cheias | 11 067 659 |
| | Horas de vazio normal | 6 329 091 |
| | Horas de super vazio | 2 905 266 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 563 220 |
| | Horas cheias | 11 738 289 |
| | Horas de vazio normal | 6 091 871 |
| | Horas de super vazio | 2 897 580 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 68 608 131 |
| | Capacitiva | 79 568 344 |

Quadro 5-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}

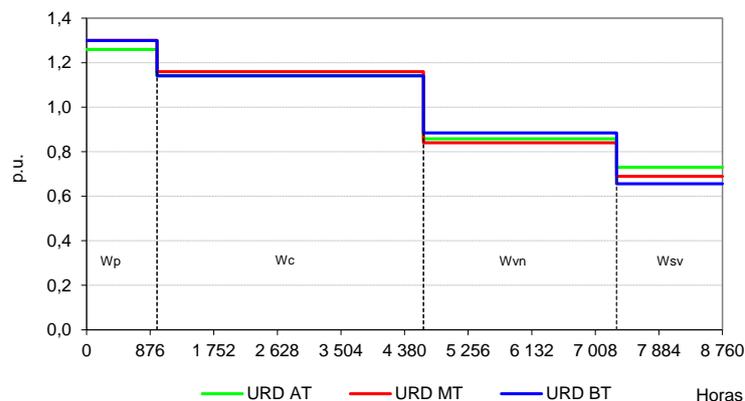
| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT | | QUANTIDADES |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 5 566 581 |
| | Contratada | 10 763 546 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 3 474 173 |
| | Horas cheias | 9 266 974 |
| | Horas de vazio normal | 5 118 872 |
| | Horas de super vazio | 2 258 137 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 2 156 995 |
| | Horas cheias | 9 696 440 |
| | Horas de vazio normal | 4 832 781 |
| | Horas de super vazio | 2 224 609 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 464 677 506 |
| | Capacitiva | 119 083 151 |

Quadro 5-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}

| USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT | | QUANTIDADES |
|-----------------------------------|-----------------------|-------------|
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 3 027 367 |
| | Contratada | 39 583 973 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 2 022 235 |
| | Horas cheias | 5 263 862 |
| | Horas de vazio normal | 3 131 855 |
| | Horas de super vazio | 1 240 701 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 1 131 702 |
| | Horas cheias | 5 191 480 |
| | Horas de vazio normal | 2 744 041 |
| | Horas de super vazio | 1 153 077 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 233 107 490 |
| | Capacitiva | 66 072 541 |

Na Figura 5-4 apresentam-se os diagramas de carga anuais das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT} retangularizados, 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 retangularizado da tarifa de URD

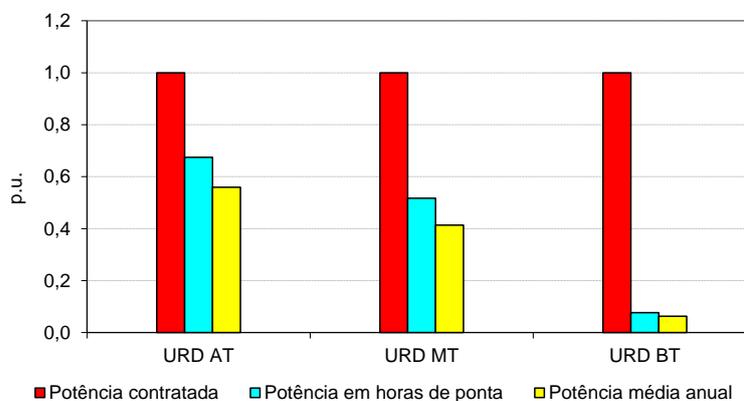


| | URD AT | URD MT | URD BT |
|---------------------------|--------|--------|--------|
| Potência média anual [MW] | 5 445 | 4 455 | 2 498 |

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

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

Figura 5-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD



| | URD AT | URD MT | URD BT |
|------------------------------|--------|--------|--------|
| Potência contratada [MW/mês] | 9 731 | 10 764 | 39 584 |

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram 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

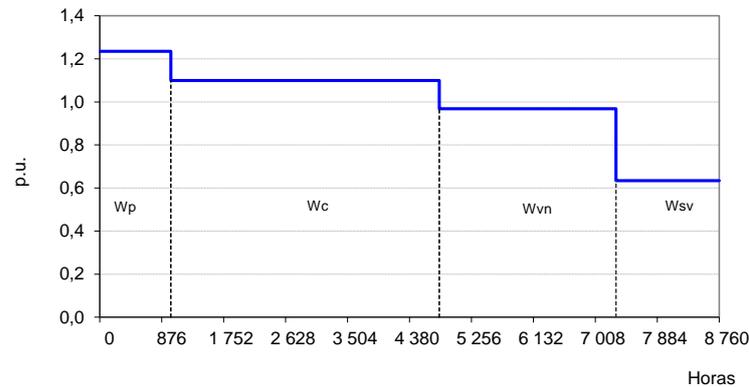
No Quadro 6-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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

| ENERGIA | | QUANTIDADES |
|------------------|-----------------------|-------------|
| Energia ativa | | (MWh) |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 276 887 |
| | Horas cheias | 711 215 |
| | Horas de vazio normal | 439 089 |
| | Horas de super vazio | 163 409 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 141 116 |
| | Horas cheias | 694 792 |
| | Horas de vazio normal | 375 828 |
| | Horas de super vazio | 148 327 |

Na Figura 6-1 apresenta-se o diagrama de carga anual retangularizado da Tarifa Transitória de Energia (TE), 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 retangularizado da tarifa transitória de energia



| | |
|---------------------------|-------------------|
| | Tarifa de Energia |
| Potência média anual [MW] | 337 |

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

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 e tipo de fornecimento.

Quadro 6-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN

| COMERCIALIZAÇÃO EM MT | | QUANTIDADES |
|------------------------|------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 398 |
| Energia ativa | (MWh) | 74 778 |
| COMERCIALIZAÇÃO EM BTE | | QUANTIDADES |
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 860 |
| Energia ativa | (MWh) | 58 452 |
| COMERCIALIZAÇÃO EM BTN | | QUANTIDADES |
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 1 048 768 |
| Energia ativa | (MWh) | 2 467 737 |

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 ao operador da rede 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 | (nº de clientes) | |
| Tarifa simples <2,3kVA | 1,15 | 18 917 |
| | 2,3 | 4 641 |
| Tarifa simples | 3,45 | 428 716 |
| | 4,6 | 56 609 |
| | 5,75 | 22 270 |
| | 6,9 | 172 154 |
| | | |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 23 919 |
| | 4,6 | 9 993 |
| | 5,75 | 4 181 |
| Tarifa tri-horária | 6,9 | 30 795 |
| | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 2 376 |
| | 4,6 | 837 |
| | 5,75 | 333 |
| | 6,9 | 2 309 |
| Energia ativa | (MWh) | |
| Tarifa simples <2,3kVA | | 18 744 |
| Tarifa simples | | 1 363 085 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 119 010 |
| | Horas de vazio | 78 609 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 2 780 |
| | Horas cheias | 6 744 |
| | Horas de vazio | 5 590 |

Quadro 7-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAA

| TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|---------------------|-------------|
| Potência contratada | (nº de clientes) | |
| Tarifa simples <2,3kVA | 1,15 | 604 |
| | 2,3 | 30 |
| | 3,45 | 10 707 |
| | 4,6 | 321 |
| | 5,75 | 72 |
| | 6,9 | 4 089 |
| Tarifa simples | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 39 |
| | 4,6 | 6 |
| | 5,75 | 1 |
| | 6,9 | 71 |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 2 |
| | 2,3 | 2 |
| | 3,45 | 2 450 |
| | 4,6 | 346 |
| | 5,75 | 102 |
| | 6,9 | 2 048 |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 1 |
| | 4,6 | 6 |
| | 5,75 | 39 |
| | 6,9 | 71 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Tarifa simples <2,3kVA | | 407 |
| Tarifa simples | | 33 149 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 203 |
| | Horas de vazio | 138 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 2 732 |
| | Horas cheias | 6 502 |
| | Horas de vazio | 4 924 |

Quadro 7-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da Tarifa Social de Acesso às redes - RAM

| TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES | | QUANTIDADES |
|----------------------------------|---------------------|-------------|
| Potência contratada | (nº de clientes) | |
| Tarifa simples <2,3kVA | 1,15 | 351 |
| | 2,3 | 74 |
| | 3,45 | 8 813 |
| | 4,6 | 287 |
| | 5,75 | 103 |
| | 6,9 | 11 456 |
| Tarifa bi-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 1 |
| | 3,45 | 257 |
| | 4,6 | 30 |
| | 5,75 | 4 |
| | 6,9 | 984 |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 0 |
| | 2,3 | 0 |
| | 3,45 | 0 |
| | 4,6 | 0 |
| | 5,75 | 0 |
| | 6,9 | 1 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Tarifa simples <2,3kVA | | 276 |
| Tarifa simples | | 34 124 |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 1 752 |
| | Horas de vazio | 900 |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 0 |
| | Horas cheias | 0 |
| | Horas de vazio | 0 |

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 8-7 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação⁸.

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 2017, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2019 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

| Tarifas de Venda a Clientes Finais | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|------------------------------------|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MAT | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% |
| AT | 24 | 0,9% | 2 | 0,0% |
| MT | 50 | 1,9% | 396 | 0,0% |
| BT | 2 526 | 97,1% | 1 049 628 | 100,0% |
| BTE | 58 | 2,3% | 860 | 0,1% |
| BTN | 2 468 | 97,7% | 1 048 768 | 99,9% |
| Total | 2 601 | 100,0% | 1 050 026 | 100,0% |

⁸ 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 para o 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) | |
| Potência | | (kW) | |
| | | 396 | |
| Tarifa de longas utilizações | Horas de ponta | 2 852 | |
| | Contratada | 5 871 | |
| Tarifa de médias utilizações | Horas de ponta | 4 208 | |
| | Contratada | 10 892 | |
| Tarifa de curtas utilizações | Horas de ponta | 311 | |
| | Contratada | 2 991 | |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 1 523 |
| | | Horas cheias | 4 495 |
| | | Horas de vazio normal | 2 449 |
| | | Horas de super vazio | 1 335 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 1 162 |
| | | Horas cheias | 5 445 |
| | | Horas de vazio normal | 2 607 |
| | | Horas de super vazio | 1 452 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 2 425 |
| | | Horas cheias | 6 701 |
| | | Horas de vazio normal | 3 080 |
| | | Horas de super vazio | 1 703 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 1 699 |
| | | Horas cheias | 7 283 |
| | | Horas de vazio normal | 3 245 |
| | | Horas de super vazio | 1 705 |
| Tarifa de curtas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 174 |
| | | Horas cheias | 439 |
| | | Horas de vazio normal | 224 |
| | | Horas de super vazio | 115 |
| | Períodos II, III | Horas de ponta | 144 |
| | | Horas cheias | 573 |
| | | Horas de vazio normal | 331 |
| | | Horas de super vazio | 187 |
| Energia reativa | | (kvarh) | |
| | | | |
| | | Indutiva | 1 524 780 |
| | | Capacitiva | 390 756 |

Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o 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) | 860 |
| Potência | | (kW) | |
| Tarifa de longas utilizações | | Horas de ponta | 3 154 |
| | | Contratada | 8 555 |
| Tarifa de médias utilizações | | Horas de ponta | 4 911 |
| | | Contratada | 26 312 |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa de longas utilizações | Períodos I, IV | Horas de ponta | 1 830 |
| | | Horas cheias | 4 813 |
| | | Horas de vazio normal | 1 874 |
| | Períodos II, III | Horas de super vazio | 957 |
| | | Horas de ponta | 1 673 |
| | | Horas cheias | 5 661 |
| Tarifa de médias utilizações | Períodos I, IV | Horas de vazio normal | 2 351 |
| | | Horas de super vazio | 1 255 |
| | | Horas de ponta | 3 558 |
| | Períodos II, III | Horas cheias | 9 711 |
| | | Horas de vazio normal | 4 149 |
| | | Horas de super vazio | 2 106 |
| Energia reativa | | Horas de ponta | 2 932 |
| | | Horas cheias | 9 526 |
| | | Horas de vazio normal | 3 985 |
| | | Horas de super vazio | 2 070 |
| | | (kvarh) | |
| | | Indutiva | 3 948 524 |
| | | Capacitiva | 1 119 179 |

Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o 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 | 255 |
| | | 34,5 | 84 |
| | | 41,4 | 72 |
| Tarifa de médias utilizações | | 27,6 | 2 317 |
| | | 34,5 | 2 017 |
| | | 41,4 | 2 459 |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa de longas utilizações | | Horas de ponta | 2 515 |
| | | Horas cheias | 9 382 |
| | | Horas vazio | 15 928 |
| Tarifa de médias utilizações | | Horas de ponta | 31 908 |
| | | Horas cheias | 85 544 |
| | | Horas vazio | 46 259 |

Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o 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 | | 27,6 | 31 |
| | | 34,5 | 36 |
| | | 41,4 | 38 |
| Energia ativa | | (MWh) | |
| Tarifa tri-horária | | Horas de ponta | 237 |
| | | Horas cheias | 799 |
| | | Horas de vazio | 639 |

Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples

| 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 | 403 135 | |
| | 4,6 | 48 129 | |
| | 5,75 | 22 005 | |
| | 6,9 | 197 298 | |
| | 10,35 | 47 850 | |
| | 13,8 | 19 010 | |
| | 17,25 | 6 253 | |
| | 20,7 | 21 559 | |
| | Tarifa bi-horária | 1,15 | 25 |
| | | 2,3 | 19 |
| | | 3,45 | 21 519 |
| | | 4,6 | 9 327 |
| | | 5,75 | 5 043 |
| | | 6,9 | 41 455 |
| 10,35 | | 11 522 | |
| 13,8 | | 5 731 | |
| 17,25 | | 1 887 | |
| 20,7 | | 5 960 | |
| Tarifa tri-horária | | 1,15 | 293 |
| | | 2,3 | 303 |
| | | 3,45 | 3 902 |
| | | 4,6 | 1 919 |
| | 5,75 | 1 341 | |
| | 6,9 | 3 900 | |
| | 10,35 | 2 282 | |
| | 13,8 | 1 217 | |
| | 17,25 | 503 | |
| | 20,7 | 860 | |
| | Energia ativa | | MWh |
| | Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA | | 1 137 978 |
| | Tarifa simples $> 6,9$ kVA | | 488 290 |
| | Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA | Horas fora de vazio | 124 793 |
| Horas de vazio | | 86 938 | |
| Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA | Horas fora de vazio | 112 431 | |
| | Horas de vazio | 78 377 | |
| Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA | Horas de ponta | 7 600 | |
| | Horas de cheias | 26 332 | |
| | Horas de vazio | 52 062 | |
| Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA | Horas de ponta | 9 301 | |
| | Horas de cheias | 32 984 | |
| | Horas de vazio | 67 584 | |

| TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
|--|------|-------------------------|
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa simples (kVA) | 1,15 | 115 781 |
| | 2,3 | 15 623 |
| Energia ativa | | MWh |
| Tarifa simples | | 30 534 |

Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o 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 | 8 601 | |
| | 4,6 | 247 | |
| | 5,75 | 70 | |
| | 6,9 | 10 057 | |
| | 10,35 | 4 162 | |
| | 13,8 | 797 | |
| | 17,25 | 181 | |
| | 20,7 | 712 | |
| | Tarifa bi-horária | 3,45 | 27 |
| | | 4,6 | 6 |
| 5,75 | | 3 | |
| 6,9 | | 140 | |
| 10,35 | | 243 | |
| 13,8 | | 107 | |
| 17,25 | | 34 | |
| Tarifa tri-horária | 20,7 | 162 | |
| | 3,45 | 6 | |
| | 4,6 | 0 | |
| | 5,75 | 0 | |
| | 6,9 | 139 | |
| | 10,35 | 71 | |
| | 13,8 | 28 | |
| | 17,25 | 1 | |
| 20,7 | 14 | | |
| Energia ativa | (MWh) | | |
| Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA | | 7 093 | |
| Tarifa simples $> 6,9$ kVA | | 9 170 | |
| Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA | Horas fora de vazio | 135 | |
| | Horas de vazio | 140 | |
| Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA | Horas fora de vazio | 1 207 | |
| | Horas de vazio | 1 326 | |
| Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA | Horas de ponta | 8 | |
| | Horas de cheias | 14 | |
| | Horas de vazio | 15 | |
| Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA | Horas de ponta | 40 | |
| | Horas de cheias | 93 | |
| | Horas de vazio | 81 | |

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

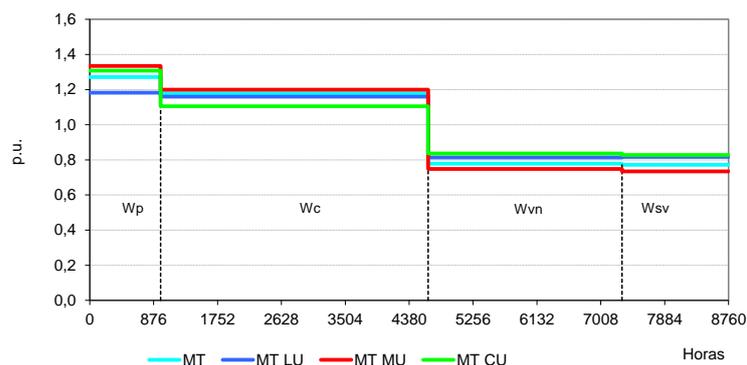
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes 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.

8.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

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



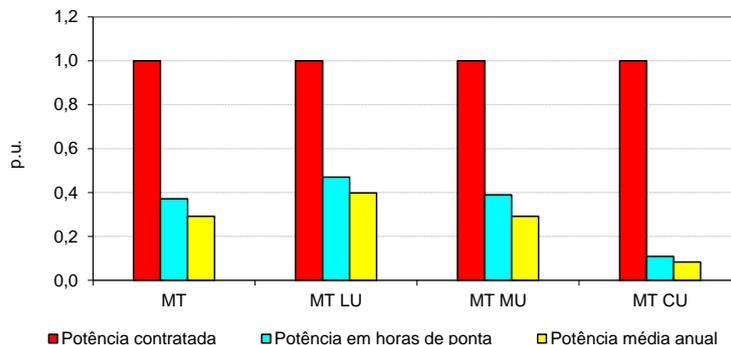
| | MT | MT LU | MT MU | MT CU |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Potência média anual [kW] | 5 764 | 2 337 | 3 178 | 250 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 15 | 33 | 12 | 4 |

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

Verifica-se que a opção tarifária de Médias Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT.

Verifica-se, na Figura 8-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 486 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 2 556 e 731 horas, respetivamente.

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



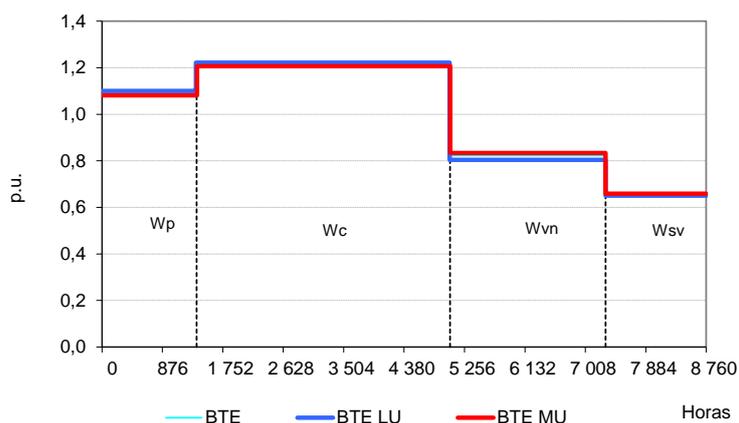
| | MT | MT LU | MT MU | MT CU |
|--|--------|-------|--------|-------|
| Potência contratada [kW/mês] | 19 754 | 5 871 | 10 892 | 2 991 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 50 | 84 | 41 | 49 |

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

8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 8-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (BTE LU) e Médias Utilizações (BTE MU).

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



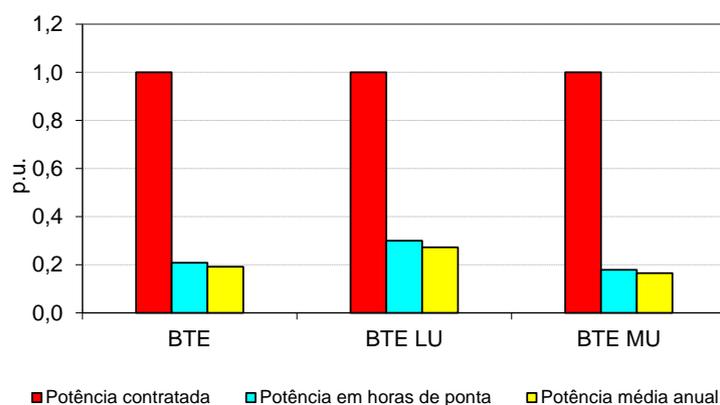
| | BTE | BTE LU | BTE MU |
|---------------------------------------|-------|--------|--------|
| Potência média anual [kW] | 6 671 | 2 331 | 4 341 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 8 | 13 | 6 |

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

Da Figura 8-4 pode concluir-se que, relativamente ao nível de tensão BTE e opções de longas e médias utilizações, os rácios entre a potência em horas de ponta e a potência contratada e entre a potência média anual e a potência contratada são mais reduzidos.

Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 386 e 1 445 horas.

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



| | BTE | BTE LU | BTE MU |
|--|--------|--------|--------|
| Potência contratada [kW/mês] | 34 867 | 8 555 | 26 312 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 41 | 47 | 39 |

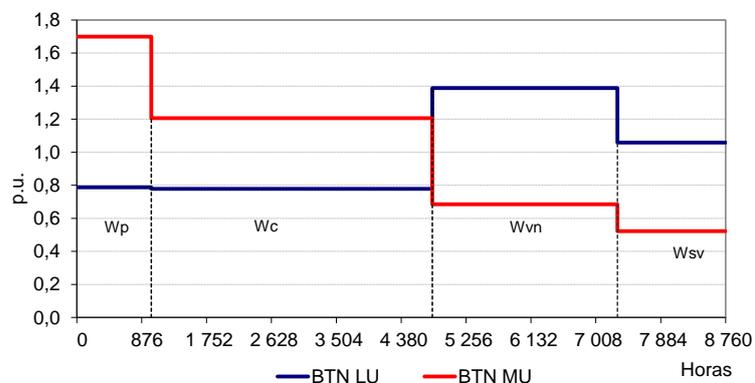
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 8-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA 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 12.2. relativamente à desagregação da energia de vazio.

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

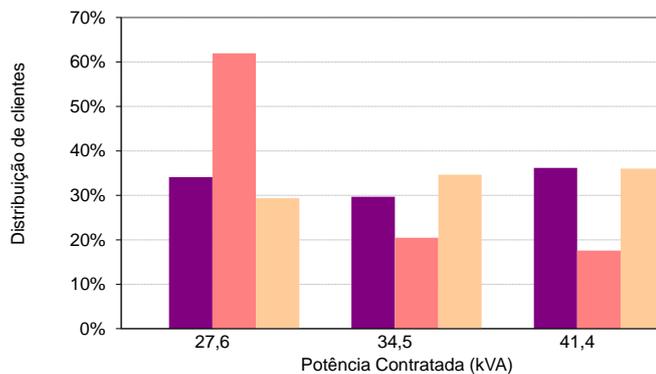


| | BTN LU | BTN MU |
|---------------------------------------|--------|--------|
| Potência média anual [kW] | 3 176 | 18 689 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 8 | 3 |

Nota: Os valores apresentados em p.u. foram 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)

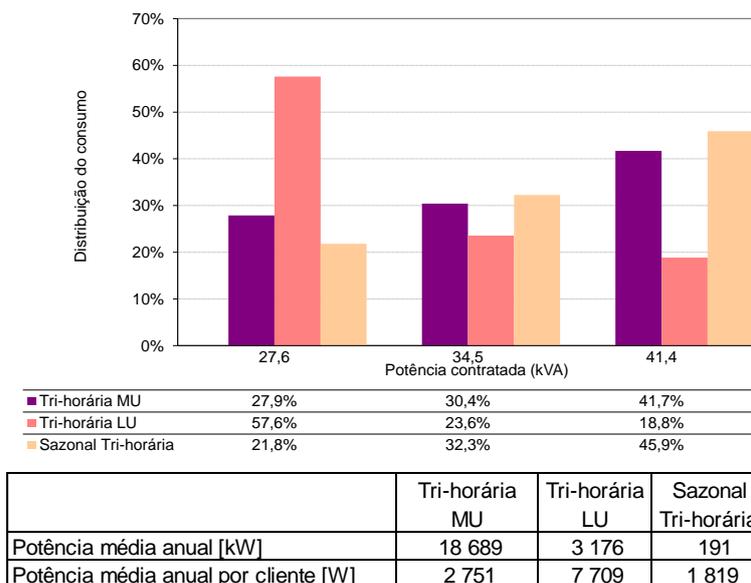


| | 27,6 | 34,5 | 41,4 |
|---------------------|-------|-------|-------|
| Tri-horária MU | 34,1% | 29,7% | 36,2% |
| Tri-horária LU | 62,0% | 20,5% | 17,6% |
| Sazonal Tri-horária | 29,4% | 34,7% | 36,0% |

| Número de clientes por opção tarifária | Tri-horária MU | Tri-horária LU | Sazonal Tri-horária |
|--|----------------|----------------|---------------------|
| | 6 794 | 412 | 105 |

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

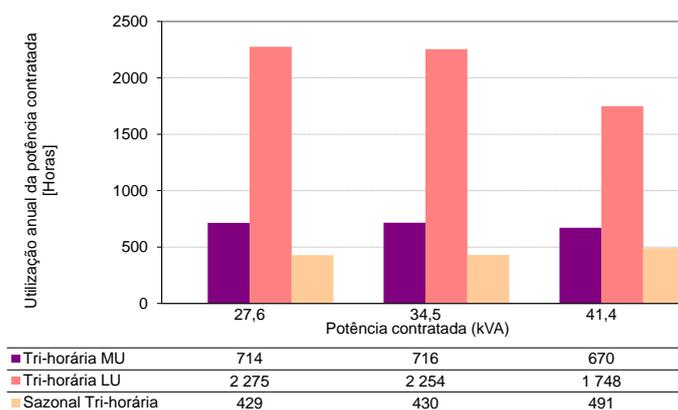
Figura 8-7 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN > 20,7 kVA)



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

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

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



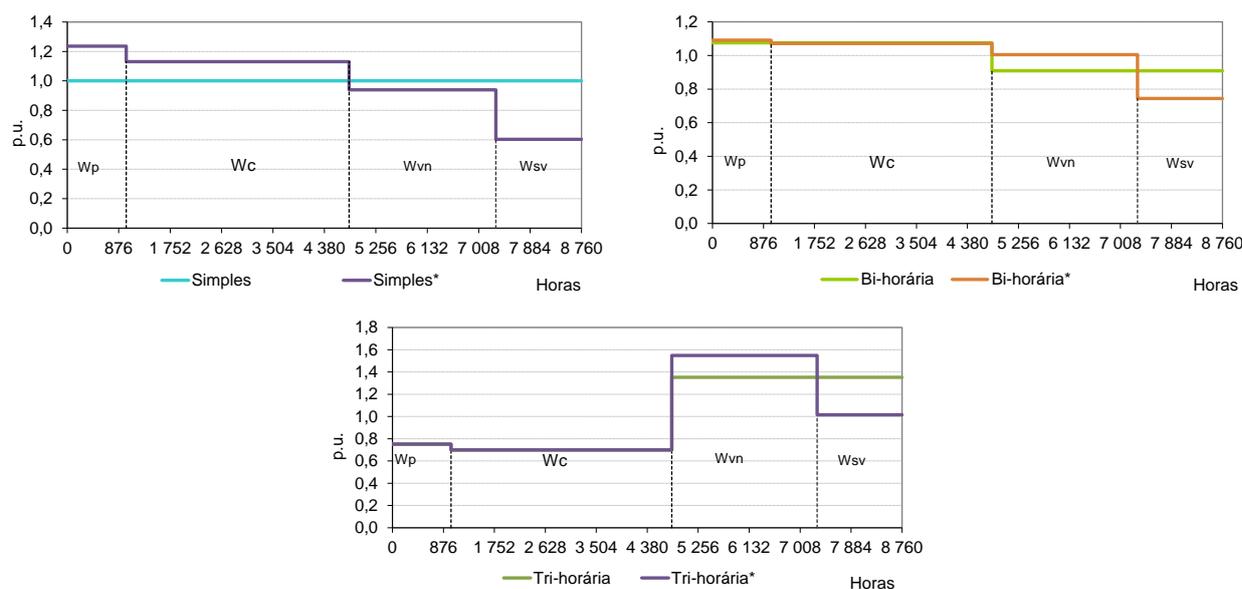
8.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ KVA)

Na Figura 8-9 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 de leitura 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 ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples.

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



| | Simples | Bi-horária | Tri-horária |
|---------------------------------------|---------|------------|-------------|
| Potência média anual [kW] | 185 647 | 45 952 | 22 359 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 0,24 | 0,45 | 1,35 |

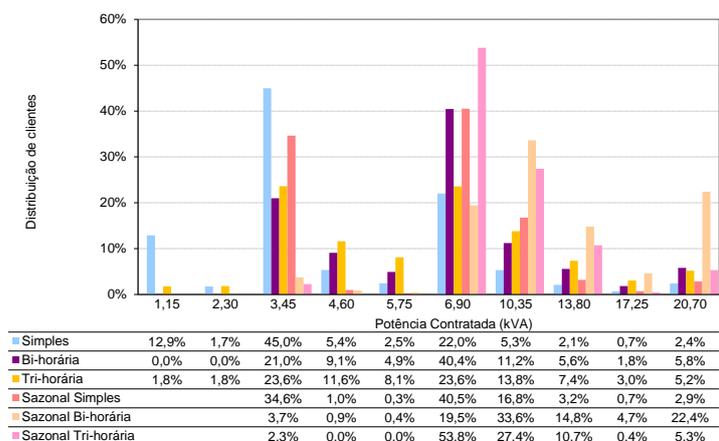
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual

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.

Na Figura 8-10 e na Figura 8-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

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

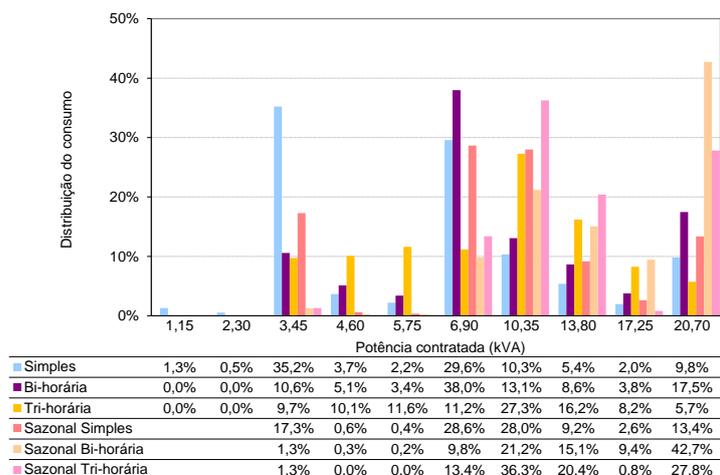


| Número de clientes por opção tarifária | Simple | Bi-horária | Tri-horária | Sazonal Simple | Sazonal Bi-horária | Sazonal Tri-horária |
|--|---------|------------|-------------|----------------|--------------------|---------------------|
| | 896 642 | 102 489 | 16 521 | 24 826 | 721 | 258 |

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

Tendo como base de análise o número de clientes verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples e tri-horária de BTN ≤ 20,7 kVA. Em contrapartida, na tarifa bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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



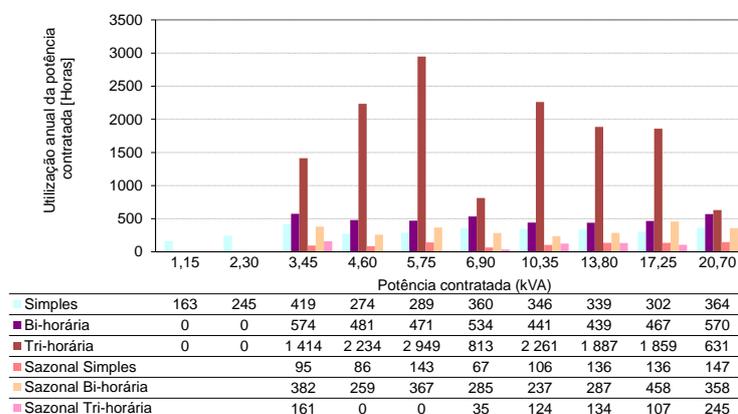
| | Simples | Bi-horária | Tri-horária | Sazonal Simples | Sazonal Bi-horária | Sazonal Tri-horária |
|--------------------------------------|---------|------------|-------------|-----------------|--------------------|---------------------|
| Potência média anual [kW] | 189 133 | 45 952 | 22 359 | 1 856 | 320 | 29 |
| Potência média anual por cliente [W] | 211 | 448 | 1 353 | 75 | 444 | 111 |

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

Tendo como base de análise o consumo verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples de BTN ≤ 20,7 kVA. Na tarifa bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA e na tarifa tri-horária o escalão predominante é o de 10,35 kVA.

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

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



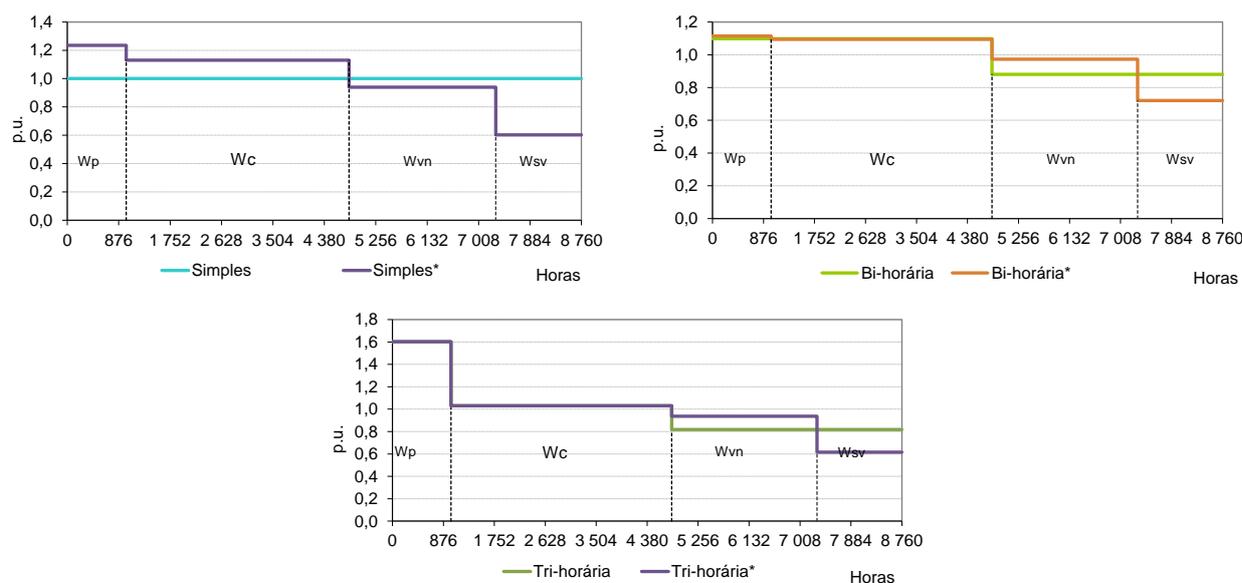
8.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 8-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à BTN Social, discriminados por período horário de leitura 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 ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples.

Figura 8-13 - Diagrama de carga dos clientes de BTN Social, discriminado por posto horário e por opção tarifária

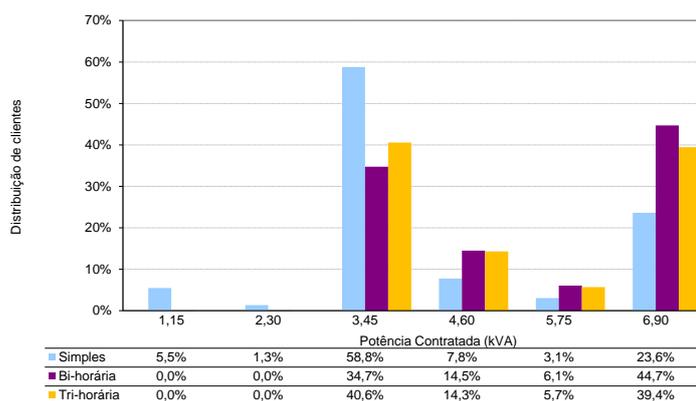


Relativamente às opções tarifárias simples e bi-horária, os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si na medida em que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga. O consumo em horas de vazio das opções tarifárias simples é inferior ao da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

Na Figura 8-14 e na Figura 8-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

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

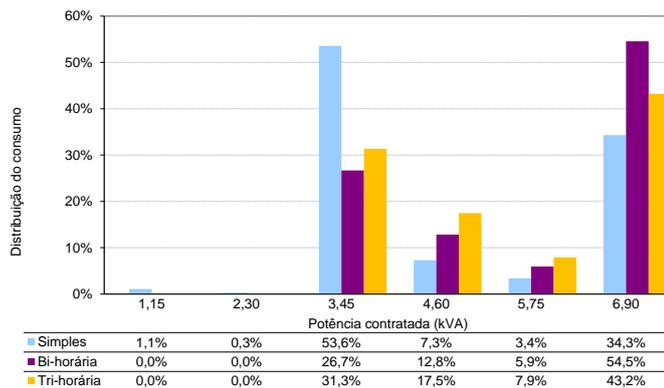


| Número de clientes por opção tarifária | Simple | Bi-horária | Tri-horária |
|--|---------|------------|-------------|
| | 115 706 | 10 930 | 929 |

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

Tendo como base de análise o número de clientes verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples e tri-horária de BTN Social. Em contrapartida, na tarifa bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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



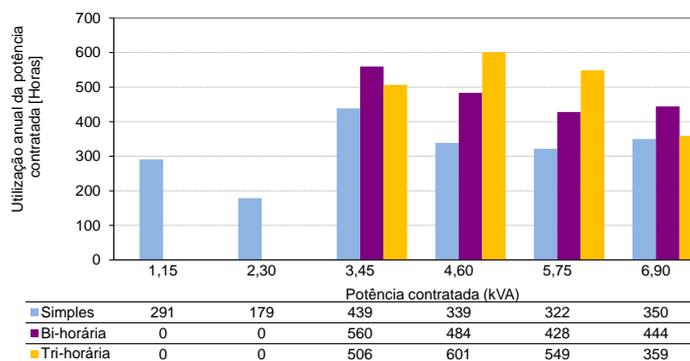
| | Simple | Bi-horária | Tri-horária |
|--------------------------------------|--------|------------|-------------|
| Potência média anual [kW] | 21 943 | 3 136 | 240 |
| Potência média anual por cliente [W] | 190 | 287 | 258 |

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

Tendo como base de análise o consumo verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas simples de BTN Social. Em contrapartida, na tarifa bi-horária e na tarifa tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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

Figura 8-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (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 9-7 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 2017, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2019 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Ao longo do presente capítulo, os clientes de comercializadores e os clientes com estatuto de agente de ofertas designar-se-ão clientes no ML.

Quadro 9-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado

| Clientes no Mercado Liberalizado | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MAT | 2 222 | 5,0% | 74 | 0,0% |
| AT | 7 133 | 16,2% | 310 | 0,0% |
| MT | 15 338 | 34,8% | 24 417 | 0,5% |
| BT | 19 353 | 43,9% | 5 183 797 | 99,5% |
| BTE | 3 392 | 17,5% | 35 738 | 0,7% |
| BTN | 15 960 | 82,5% | 5 148 059 | 99,3% |
| Total | 44 046 | 100,0% | 5 208 598 | 100,0% |

9.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o 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 | 133 192 |
| | Contratada | 676 634 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 84 856 |
| | Horas cheias | 455 660 |
| | Horas de vazio normal | 370 745 |
| | Horas de super vazio | 214 850 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 54 971 |
| | Horas cheias | 467 054 |
| | Horas de vazio normal | 364 230 |
| | Horas de super vazio | 209 795 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 27 285 539 |
| | Capacitiva | 73 555 316 |

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

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo (nº de clientes) | | 310 |
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 733 057 |
| | Contratada | 1 398 460 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 461 229 |
| | Horas cheias | 1 411 302 |
| | Horas de vazio normal | 1 034 702 |
| | Horas de super vazio | 584 621 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 303 382 |
| | Horas cheias | 1 633 885 |
| | Horas de vazio normal | 1 092 989 |
| | Horas de super vazio | 611 271 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 68 375 385 |
| | Capacitiva | 79 298 417 |

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

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo (nº de clientes) | | 24 417 |
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 2 238 795 |
| | Contratada | 6 000 340 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 1 252 064 |
| | Horas cheias | 3 534 047 |
| | Horas de vazio normal | 1 747 627 |
| | Horas de super vazio | 957 707 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 912 740 |
| | Horas cheias | 4 040 518 |
| | Horas de vazio normal | 1 877 852 |
| | Horas de super vazio | 1 015 608 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 463 152 726 |
| | Capacitiva | 118 692 395 |

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

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE | | QUANTIDADES |
|---|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo (nº de clientes) | | 35 738 |
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 468 075 |
| | Contratada | 2 023 582 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 312 725 |
| | Horas cheias | 842 945 |
| | Horas de vazio normal | 349 533 |
| | Horas de super vazio | 177 797 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 267 235 |
| | Horas cheias | 881 419 |
| | Horas de vazio normal | 367 720 |
| | Horas de super vazio | 192 995 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 229 158 966 |
| | Capacitiva | 64 953 362 |

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o 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 (nº de clientes) | | |
| Tarifa tri-horária | 27,6 | 21 238 |
| | 34,5 | 17 443 |
| | 41,4 | 20 961 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 337 780 |
| | Horas cheias | 932 866 |
| | Horas de vazio | 612 267 |

Quadro 9-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-Horária, Bi-horária e Simples

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES | |
|--|-------------------------|-------------|---------|
| Potência contratada | (nº de clientes) | | |
| Tarifa simples | 3,45 | 2 183 389 | |
| | 4,6 | 256 529 | |
| | 5,75 | 117 060 | |
| | 6,9 | 1 099 582 | |
| | 10,35 | 275 812 | |
| | 13,8 | 105 034 | |
| | 17,25 | 34 121 | |
| | 20,7 | 118 099 | |
| | Tarifa bi-horária | 1,15 | 132 |
| | | 2,3 | 100 |
| | | 3,45 | 114 255 |
| | | 4,6 | 49 496 |
| | | 5,75 | 26 761 |
| | | 6,9 | 220 577 |
| 10,35 | | 62 387 | |
| 13,8 | | 30 955 | |
| Tarifa tri-horária | 17,25 | 10 183 | |
| | 20,7 | 32 464 | |
| | 1,15 | 1 552 | |
| | 2,3 | 1 607 | |
| | 3,45 | 20 724 | |
| | 4,6 | 10 174 | |
| | 5,75 | 7 113 | |
| | 6,9 | 21 418 | |
| | 10,35 | 12 478 | |
| | 13,8 | 6 603 | |
| 17,25 | 2 676 | | |
| 20,7 | 4 635 | | |
| Energia ativa | (MWh) | | |
| Tarifa simples | | 10 174 226 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 1 477 729 | |
| | Horas de vazio | 1 033 079 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 104 987 | |
| | Horas cheias | 368 077 | |
| | Horas de vazio | 741 714 | |

| CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
|---|-------------------------|-------------|
| Potência | (nº de clientes) | |
| Tarifa simples | 1,15 | 231 290 |
| | 2,3 | 31 209 |
| Energia ativa | MWh | |
| Tarifa simples | | 177 672 |

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

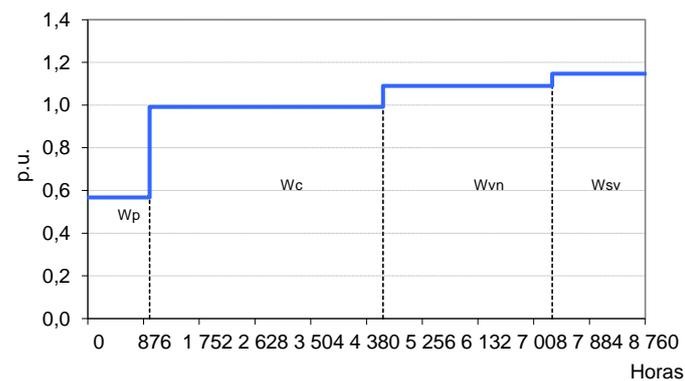
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes 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.

9.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminados por período tarifário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT.

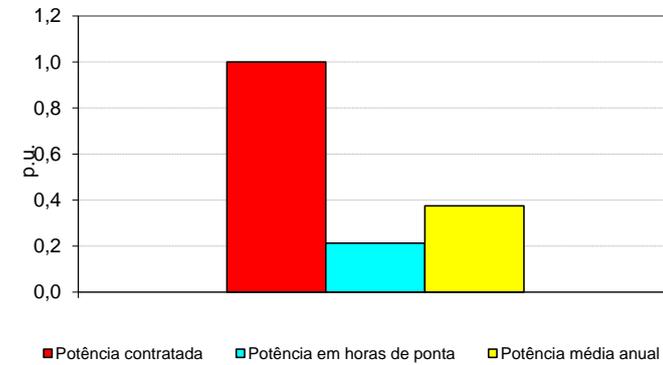
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário



| | MAT |
|---------------------------------------|---------|
| Potência média anual [kW] | 253 671 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 3 451 |

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

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



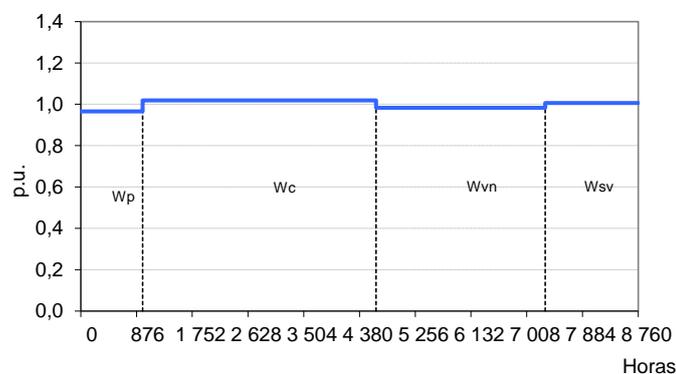
| | MAT |
|--|---------|
| Potência contratada [kW/mês] | 676 634 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 9 206 |

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

9.2.2 ALTA TENSÃO

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

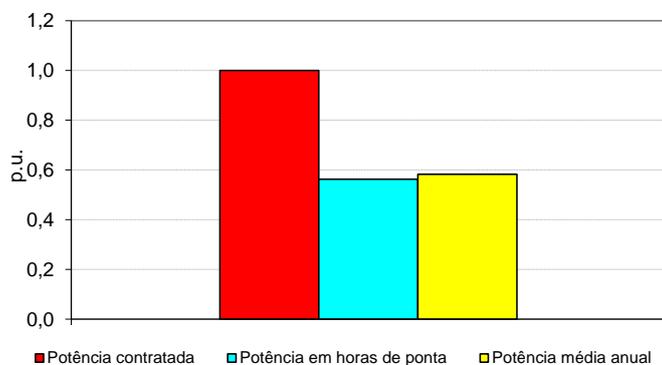
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário



| | |
|---------------------------------------|---------|
| | AT |
| Potência média anual [kW] | 814 313 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 2 624 |

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



| | |
|--|-----------|
| | AT |
| Potência contratada [kW/mês] | 1 398 460 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 4 506 |

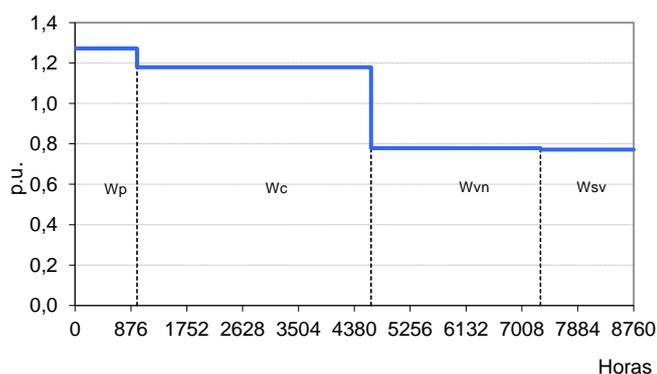
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminados por período tarifário. Na Figura 9-6

apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT.

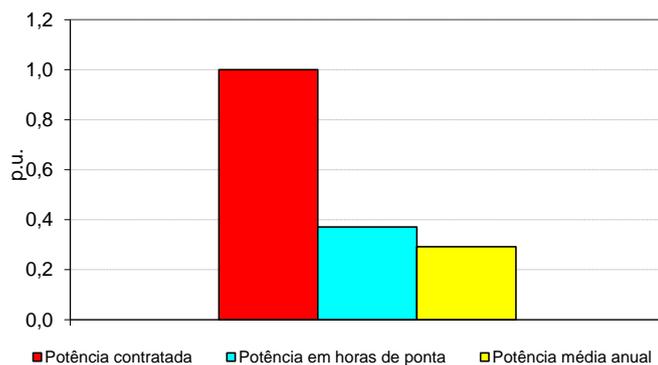
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário



| | MT |
|---------------------------------------|-----------|
| Potência média anual [kW] | 1 750 932 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 72 |

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



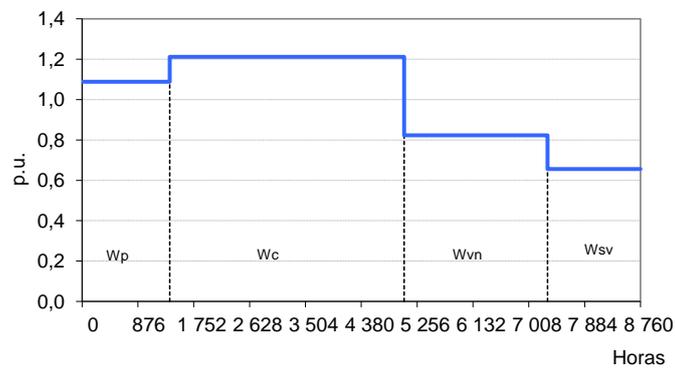
| | MT |
|--|-----------|
| Potência contratada [kW/mês] | 6 000 340 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 246 |

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

9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

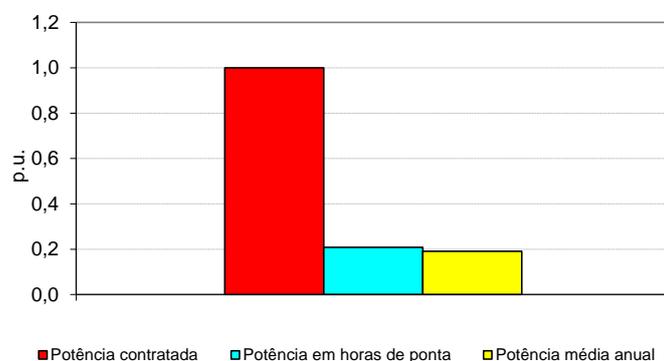
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário



| | BTE |
|---------------------------------------|---------|
| Potência média anual [kW] | 387 174 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 11 |

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



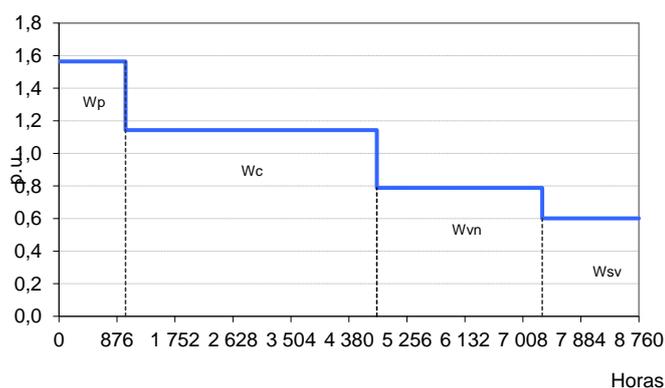
| | BTE |
|--|-----------|
| Potência contratada [kW/mês] | 2 023 582 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 57 |

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

9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

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

Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário

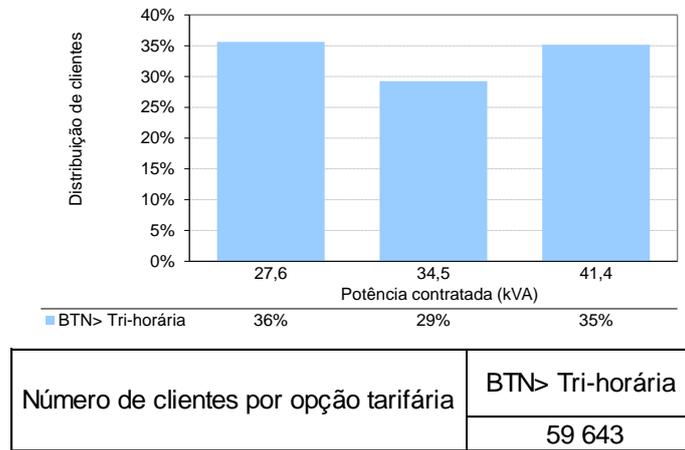


| | BTN> Tri-horária |
|---------------------------------------|------------------|
| Potência média anual [kW] | 214 944 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 3,60 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 31 570 |

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

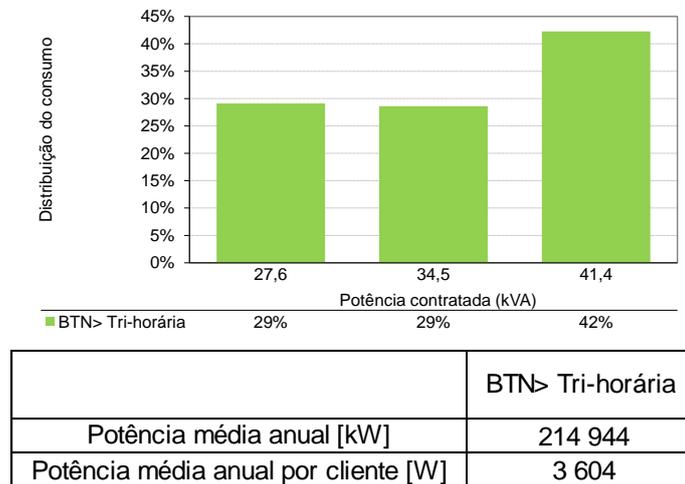
Na Figura 9-10 e na Figura 9-11 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN > 20,7 kVA.

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



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

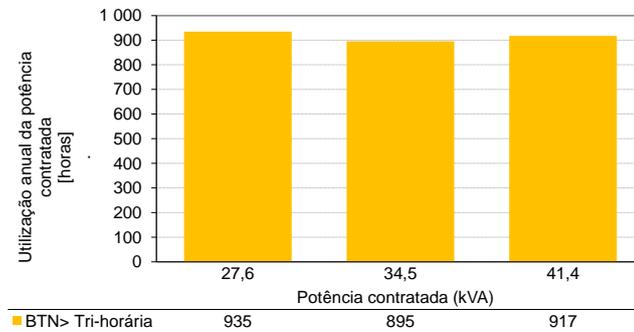
Figura 9-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN > 20,7 kVA)



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

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

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

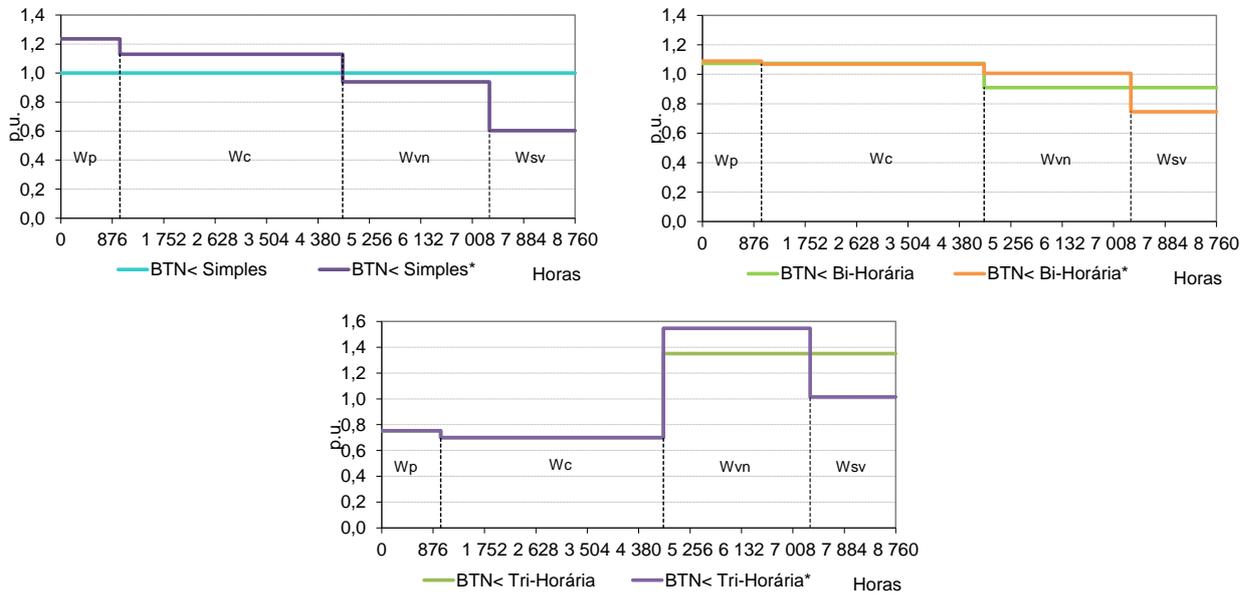


9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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: simples, bi-horária e tri-horária.

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

Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em $BTN \leq 20,7$ kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária



| Potência de base | BTN< Simples* | BTN< Bi-Horária* | BTN< Tri-Horária* |
|---------------------------------------|---------------|------------------|-------------------|
| Potência média anual [kW] | 1 161 441 | 286 622 | 138 673 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 0,28 | 0,52 | 1,56 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 2 428 | 4 588 | 11 342 |

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

Na Figura 9-14 e na Figura 9-15 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em $BTN \leq 20,7$ kVA.

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

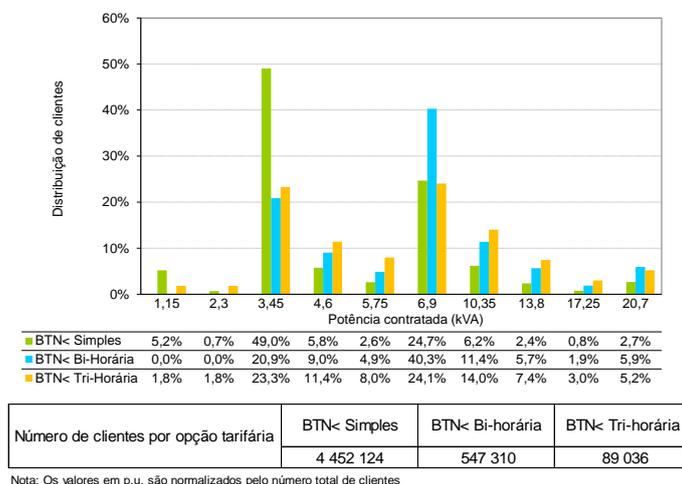
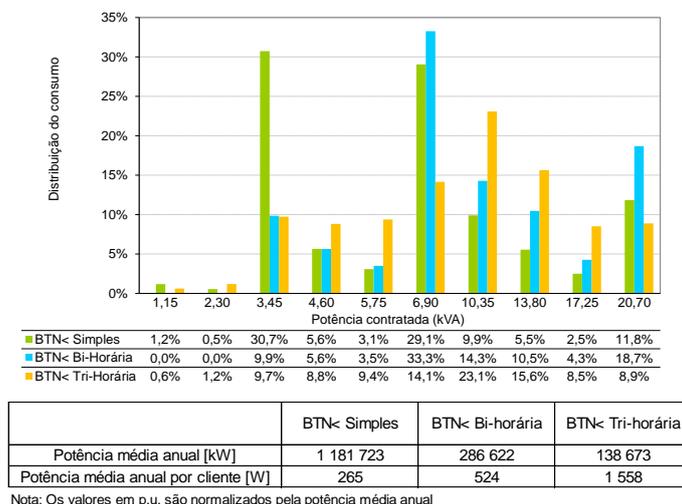
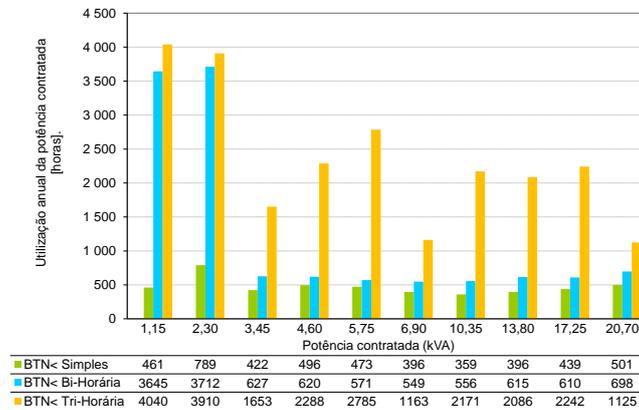


Figura 9-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA)



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

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

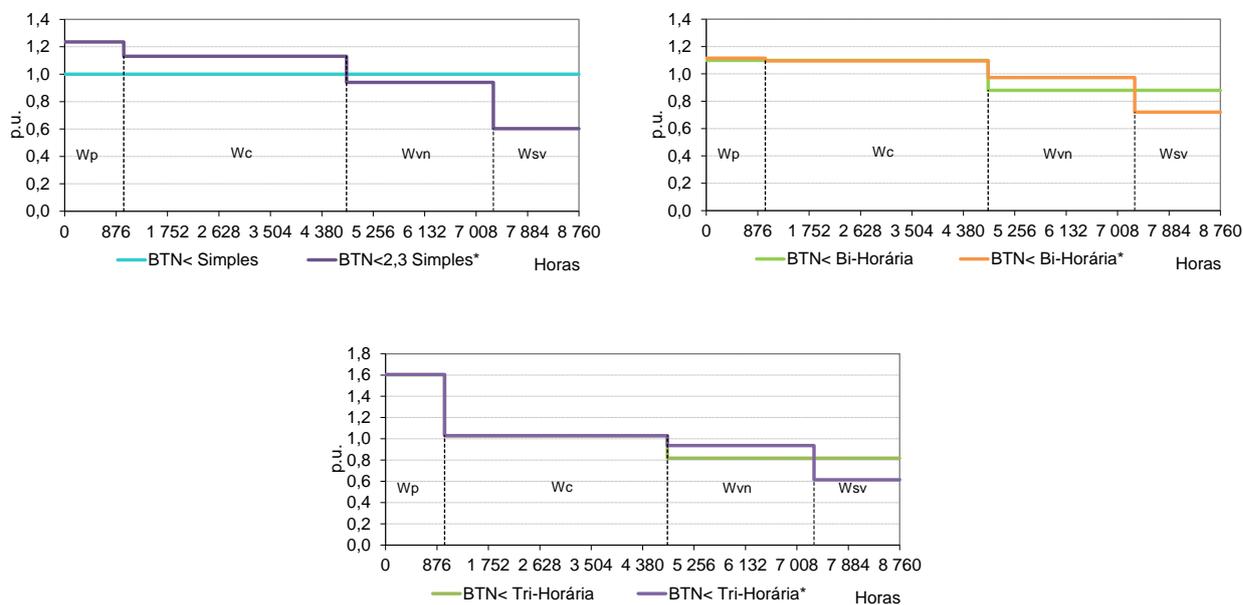


9.2.7 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

Na Figura 9-13 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: simples, bi-horária e tri-horária.

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

Figura 9-17 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN Social, discriminado por período horário e por opção tarifária



Na Figura 9-18 e na Figura 9-19 apresenta-se a distribuição de clientes e de consumo, respetivamente, no mercado liberalizado por escalão de potência contratada.

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

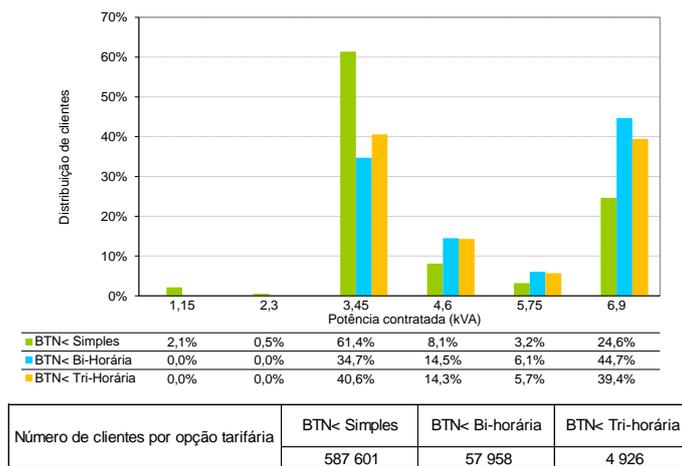
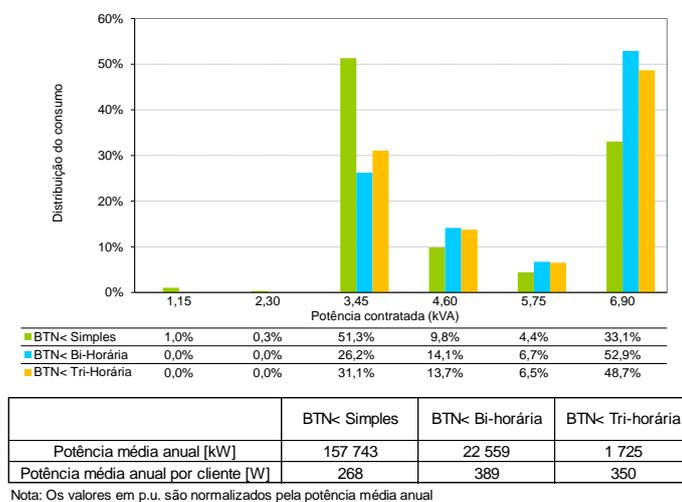
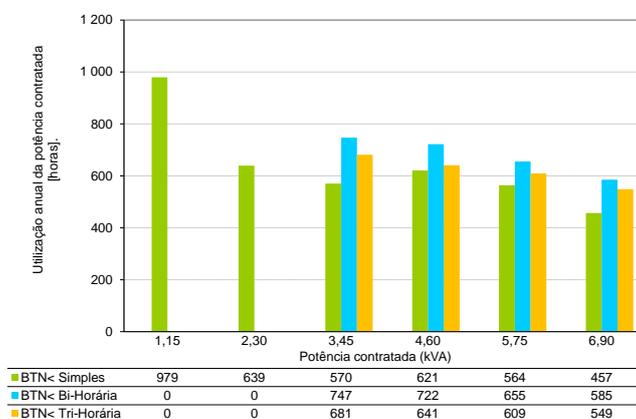


Figura 9-19 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN Social)



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

Figura 9-20 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (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 10-5. 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 10-5 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 para o 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 | 284 | 38,5% | 757 | 0,6% |
| BT | 455 | 61,5% | 124 365 | 99,4% |
| BTE | 58 | 12,8% | 709 | 0,6% |
| BTN | 397 | 87,2% | 123 656 | 99,4% |
| Total | 739 | 100,0% | 125 122 | 100,0% |

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

Quadro 10-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA 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 | 37 641 |
| | Contratada | 133 750 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 25 476 |
| | Horas cheias | 64 225 |
| | Horas de vazio normal | 28 018 |
| | Horas super vazio | 17 112 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 28 723 |
| | Horas cheias | 70 678 |
| | Horas de vazio normal | 31 152 |
| | Horas super vazio | 18 948 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 12 956 335 |
| | Capacitiva | 2 987 408 |

Quadro 10-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo (nº de clientes) | | 709 |
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 7 994 |
| | Contratada | 35 222 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 7 137 |
| | Horas cheias | 14 658 |
| | Horas de vazio normal | 5 944 |
| | Horas super vazio | 3 687 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 4 264 |
| | Horas cheias | 13 669 |
| | Horas de vazio normal | 5 552 |
| | Horas super vazio | 3 298 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 6 514 066 |
| | Capacitiva | 863 694 |

Quadro 10-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (> 20,7 kVA) Tri-horária

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA) TRI-HORÁRIA | | QUANTIDADES |
|--|----------------|-------------|
| Potência contratada (nº de clientes) | | |
| Tarifa Tri-horária | 27,6 | 1 011 |
| | 34,5 | 341 |
| | 41,4 | 422 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Tarifa Tri-horária | Horas de ponta | 9 850 |
| | Horas cheias | 24 458 |
| | Horas de vazio | 16 386 |

Quadro 10-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES | |
|---|---------------------|-------------------------|-----|
| Potência contratada | | (nº de clientes) | |
| Tarifa simples | 3,45 | 52 138 | |
| | 4,6 | 1 057 | |
| | 5,75 | 406 | |
| | 6,9 | 26 873 | |
| | 10,35 | 4 110 | |
| | 13,8 | 1 221 | |
| | 17,25 | 1 671 | |
| | 20,7 | 689 | |
| | Tarifa bi-horária | 1,15 | 0 |
| | | 2,3 | 0 |
| | | 3,45 | 311 |
| | | 4,6 | 37 |
| | | 5,75 | 7 |
| | | 6,9 | 824 |
| 10,35 | | 199 | |
| 13,8 | | 148 | |
| 17,25 | | 136 | |
| 20,7 | | 34 | |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 11 | |
| | 2,3 | 16 | |
| | 3,45 | 9 042 | |
| | 4,6 | 1 183 | |
| | 5,75 | 533 | |
| | 6,9 | 11 720 | |
| | 10,35 | 1 376 | |
| | 13,8 | 593 | |
| | 17,25 | 582 | |
| | 20,7 | 2 158 | |
| Energia ativa | | MWh | |
| Tarifa simples | | 204 049 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 6 739 | |
| | Horas de vazio | 4 263 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 21 124 | |
| | Horas cheias | 50 632 | |
| | Horas de vazio | 57 174 | |

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
|--|------|-------------------------|
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa simples | 1,15 | 4 571 |
| | 2,3 | 236 |
| Energia ativa | | MWh |
| Tarifa simples | | 2 127 |

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

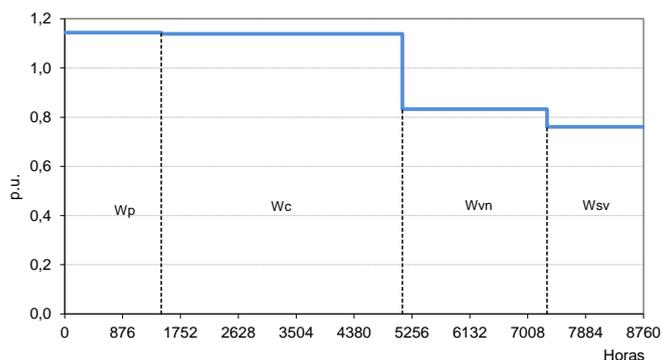
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

Para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes 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.

10.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 10-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por período horário.

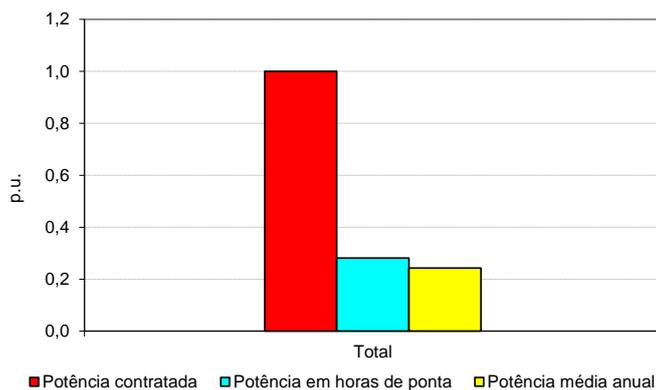
Figura 10-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário, na RAA



| Potência de base | MT |
|---------------------------------------|---------|
| Potência média anual [kW] | 32 458 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 43 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 375 606 |

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

Figura 10-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na RAA



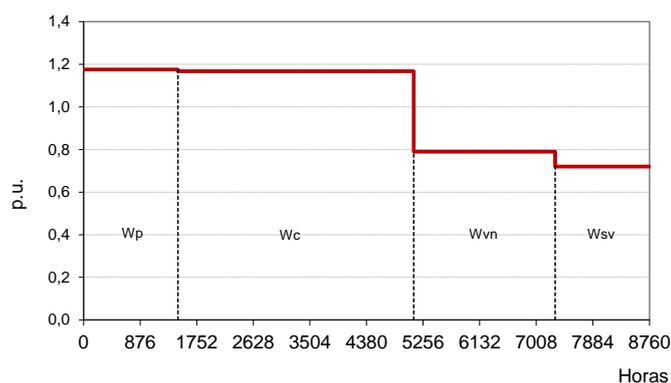
| Potência de base [kW/mês] | MT |
|---------------------------------|---------|
| Potência contratada | 133 750 |
| Potência contratada por cliente | 177 |

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

10.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 10-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária Tetra-horária em BTE, discriminado por período horário.

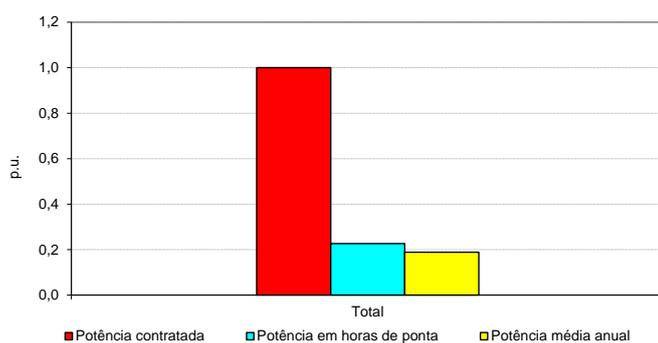
Figura 10-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário, na RAA



| Potência de base | BTE |
|---------------------------------------|--------|
| Potência média anual [kW] | 6 645 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 9 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 82 101 |

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

Figura 10-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAA



| Potência de base [kW/mês] | BTE |
|---------------------------------|--------|
| Potência contratada | 35 222 |
| Potência contratada por cliente | 50 |

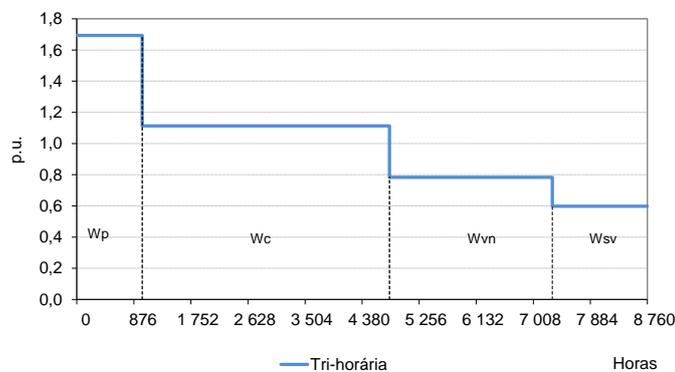
Nota: Os valores apresentados em p.u. são normalizados pela potência contratada

10.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 10-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminados por período horário e por opção tarifária.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária tri-horária.

Figura 10-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (> 20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA

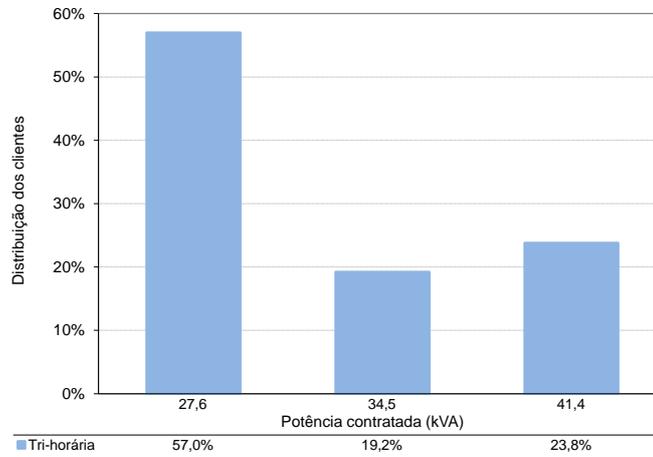


| Potência de base | Tri-horária |
|---------------------------------------|-------------|
| Potência média anual [kW] | 5 787 |
| Potência média anual por cliente [W] | 3 262 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 28 576 |

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

Na Figura 10-6 e na Figura 10-7 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 10-6 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN> 20,7 kVA), na RAA

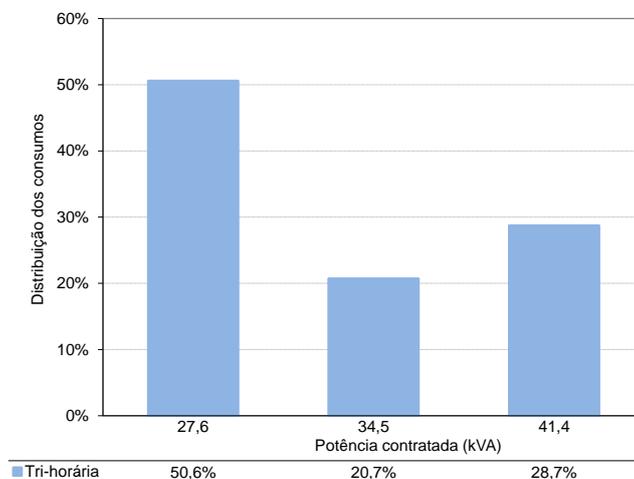


| | |
|--|-------|
| Número de clientes por opção tarifária | BTN> |
| | 1 774 |

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

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

RAA



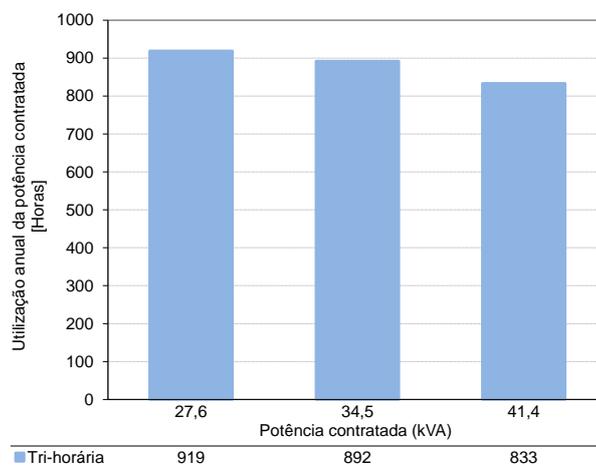
| | BTN> |
|--------------------------------------|-------|
| Potência média anual [kW] | 5 787 |
| Potência média anual por cliente [W] | 3 262 |

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 e por opção tarifária.

Figura 10-8 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN> 20,7

kVA), na RAA



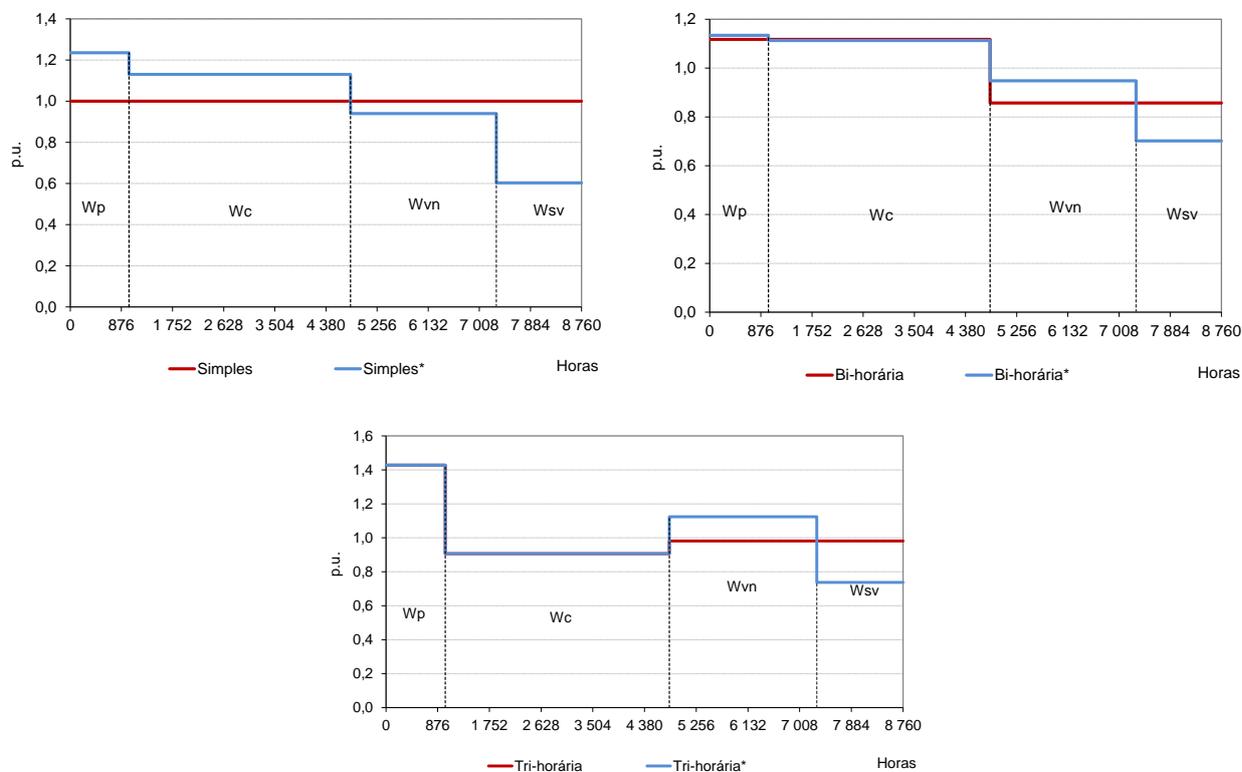
10.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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 de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária e Tri-horária desagregados por 3 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples. A coerência dos diagramas de carga reais e estimados é garantida dado que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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



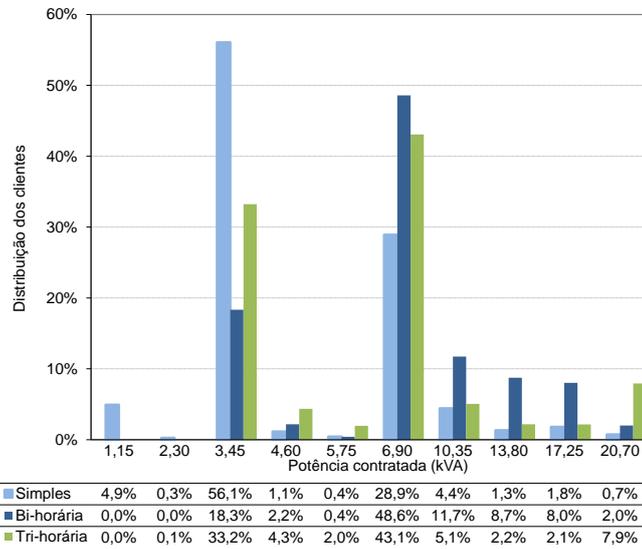
| Potência de base | Simple | Bi-horária | Tri-horária |
|---------------------------------------|--------|------------|-------------|
| Potência média anual [kW] | 23 293 | 1 256 | 14 718 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 0,26 | 0,74 | 0,54 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 2 314 | 6 487 | 4 738 |

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

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 10-10 e na Figura 10-11 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias de BTN.

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

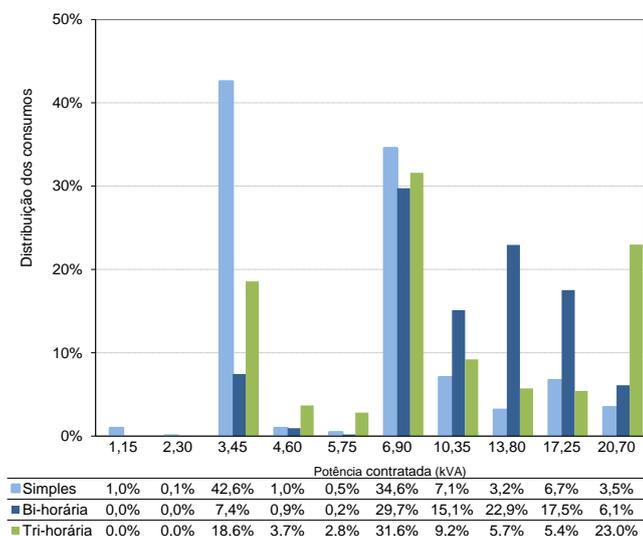


| Número de clientes por opção tarifária | BTN< Simples | BTN< Bi-horária | BTN< Tri-horária |
|--|--------------|-----------------|------------------|
| | 92 972 | 1 696 | 27 214 |

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

Verifica-se que na tarifa Simples de BTN ≤ 20,7 kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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



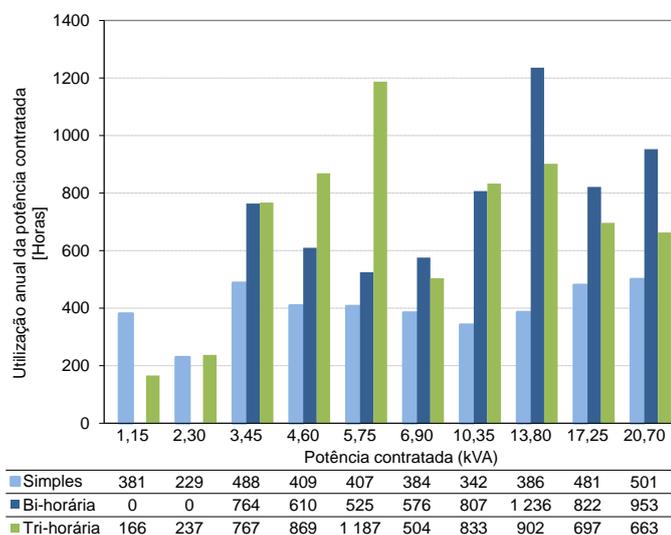
| | BTN< Simples | BTN< Bi-horária | BTN< Tri-horária |
|--------------------------------------|-----------------|--------------------|---------------------|
| Potência média anual [kW] | 23 536 | 1 256 | 14 717 |
| Potência média anual por cliente [W] | 253 | 741 | 541 |

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

Verifica-se que na tarifa Simples de BTN $\leq 20,7$ kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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

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



Na opção Simples das tarifas de BTN $\leq 20,7$ kVA os clientes do escalão 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada. Na opção Bi-horária os clientes do escalão 13,80 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 5,75 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

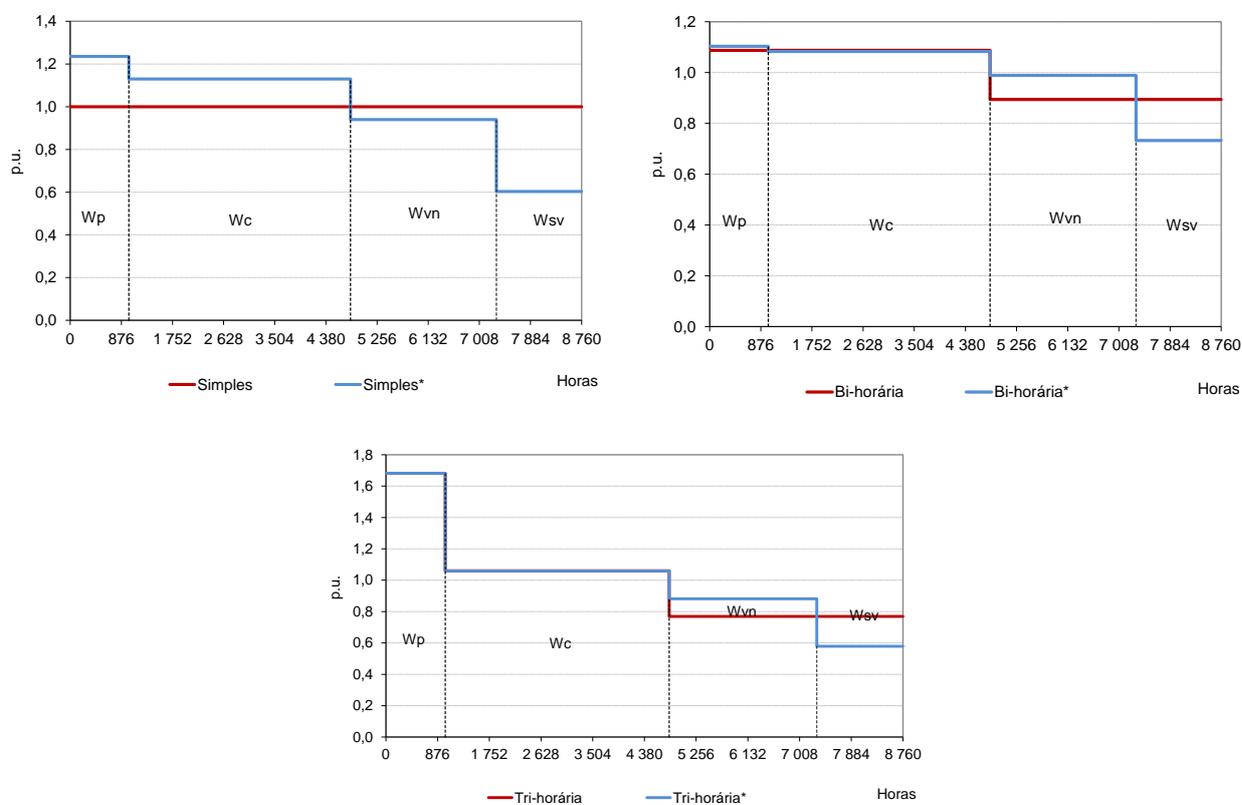
10.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

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

Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária e Tri-horária desagregados por 3 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples. A coerência dos diagramas de carga reais e estimados é garantida dado que apenas se usam perfis de consumo para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

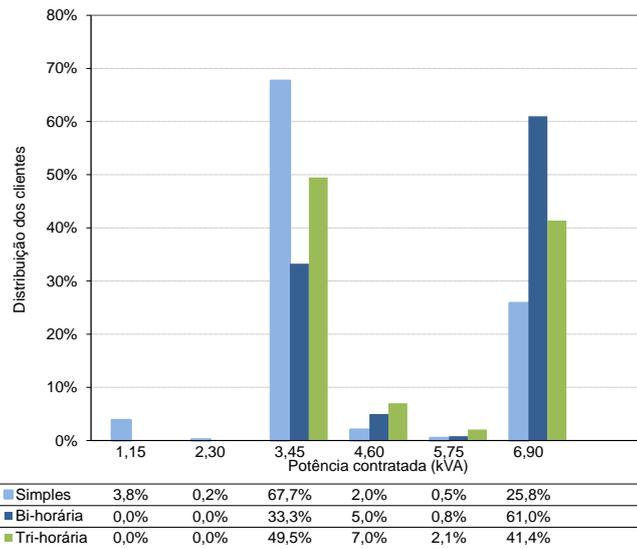
Figura 10-13 - Diagrama de carga dos clientes de BTN Social, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA



Importa destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN.

Na Figura 10-14 e na Figura 10-15 apresenta-se o número de clientes e de consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias de BTN.

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



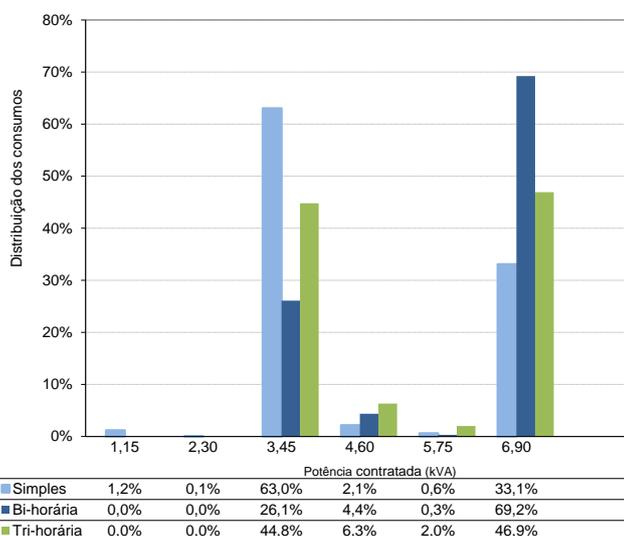
| Número de clientes por opção tarifária | BTN< Simples | BTN< Bi-horária | BTN< Tri-horária |
|--|--------------|-----------------|------------------|
| | 15 822 | 117 | 4 950 |

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

Verifica-se que na tarifa Simples e na tarifa Tri-horária de BTN Social o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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

RAA



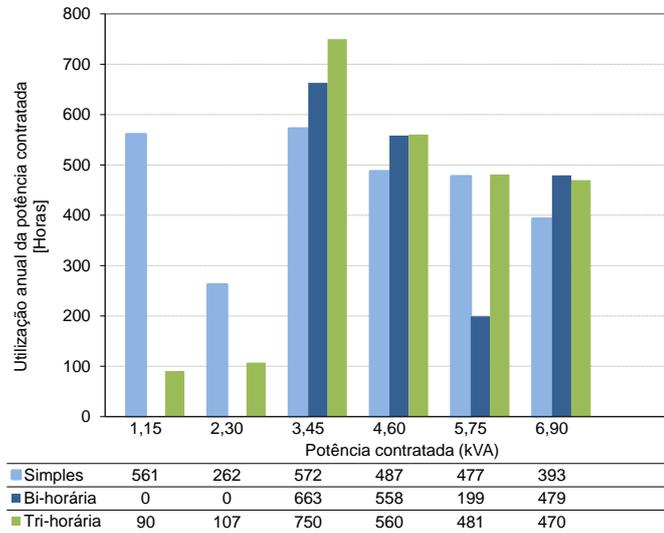
| | BTN< Simples | BTN< Bi-horária | BTN< Tri-horária |
|--------------------------------------|-----------------|--------------------|---------------------|
| Potência média anual [kW] | 3 831 | 39 | 1 616 |
| Potência média anual por cliente [W] | 242 | 333 | 326 |

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

Verifica-se que na tarifa Simples de BTN Social o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

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

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



Na totalidade das opções das tarifas de BTN Social os clientes do escalão 3,45 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada.

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 11-5. 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 11-5 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 para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

| Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM | Energia (GWh) | % Energia | Número de clientes | % Número de clientes |
|---|---------------|---------------|--------------------|----------------------|
| MT | 218 | 27,2% | 305 | 0,2% |
| BT | 585 | 72,8% | 138 053 | 99,8% |
| BTE | 157 | 26,8% | 1 186 | 0,9% |
| BTN | 428 | 73,2% | 136 867 | 99,1% |
| Total | 803 | 100,0% | 138 358 | 100,0% |

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

Quadro 11-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT | | QUANTIDADES |
|---|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 305 |
| Potência | (kW) | |
| | Horas de ponta | 26 458 |
| | Contratada | 88 921 |
| Energia ativa | (MWh) | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 18 676 |
| | Horas cheias | 48 348 |
| | Horas de vazio normal | 21 860 |
| | Horas de super vazio | 12 329 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 21 168 |
| | Horas cheias | 56 005 |
| | Horas de vazio normal | 25 362 |
| | Horas de super vazio | 14 490 |
| Energia reativa | (kvarh) | |
| | Indutiva | 8 457 631 |
| | Capacitiva | 0 |

Quadro 11-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE | | QUANTIDADES |
|--|-----------------------|-------------|
| Termo tarifário fixo | (nº de clientes) | 1 186 |
| Potência (kW) | | |
| | Horas de ponta | 20 969 |
| | Contratada | 105 495 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Períodos I, IV | Horas de ponta | 19 570 |
| | Horas cheias | 41 168 |
| | Horas de vazio normal | 15 500 |
| | Horas de super vazio | 8 494 |
| Períodos II, III | Horas de ponta | 11 693 |
| | Horas cheias | 38 391 |
| | Horas de vazio normal | 14 480 |
| | Horas de super vazio | 7 600 |
| Energia reativa (kvarh) | | |
| | Indutiva | 15 420 468 |
| | Capacitiva | 0 |

Quadro 11-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN

(> 20,7 kVA) Tri-horária

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA) | | QUANTIDADES |
|--|----------------|-------------|
| Potência contratada (nº de clientes) | | |
| Tarifa tri-horária | 27,6 | 913 |
| | 34,5 | 675 |
| | 41,4 | 755 |
| Energia ativa (MWh) | | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 13 706 |
| | Horas cheias | 32 101 |
| | Horas de vazio | 21 580 |

Quadro 11-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Tri-horária, Bi-horária e Simples

| 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 | 48 103 | |
| | 4,6 | 1 077 | |
| | 5,75 | 392 | |
| | 6,9 | 60 669 | |
| | 10,35 | 3 718 | |
| | 13,8 | 2 094 | |
| | 17,25 | 937 | |
| | 20,7 | 3 012 | |
| | Tarifa bi-horária | 1,15 | 6 |
| | | 2,3 | 6 |
| 3,45 | | 1 220 | |
| 4,6 | | 101 | |
| 5,75 | | 28 | |
| 6,9 | | 5 770 | |
| 10,35 | | 586 | |
| 13,8 | | 437 | |
| 17,25 | | 165 | |
| 20,7 | | 701 | |
| Tarifa tri-horária | 1,15 | 0 | |
| | 2,3 | 0 | |
| | 3,45 | 359 | |
| | 4,6 | 94 | |
| | 5,75 | 113 | |
| | 6,9 | 151 | |
| | 10,35 | 297 | |
| | 13,8 | 219 | |
| | 17,25 | 144 | |
| | 20,7 | 137 | |
| Energia ativa | | MWh | |
| Tarifa simples | | 270 453 | |
| Tarifa bi-horária | Horas fora de vazio | 26 939 | |
| | Horas de vazio | 14 512 | |
| Tarifa tri-horária | Horas de ponta | 5 820 | |
| | Horas cheias | 7 523 | |
| | Horas de vazio | 31 574 | |

| TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) | | QUANTIDADES |
|--|------|-------------------------|
| Potência contratada | | (nº de clientes) |
| Tarifa simples | 1,15 | 3 472 |
| | 2,3 | 515 |
| Energia ativa | | MWh |
| Tarifa simples | | 3 464 |

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

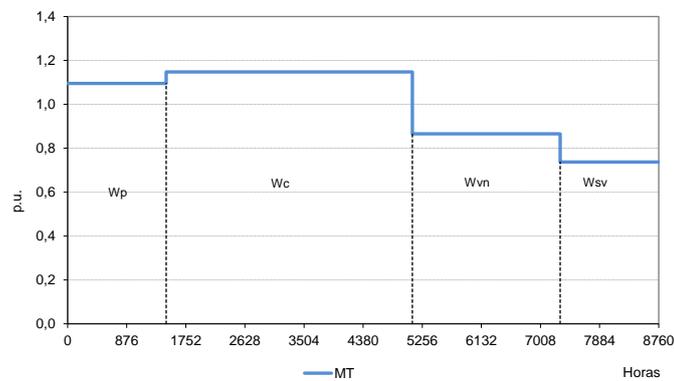
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.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

11.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 11-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária.

Figura 11-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário, na RAM

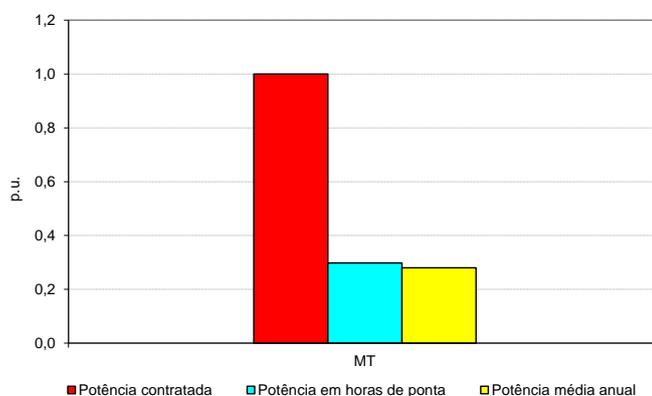


| Potência de base | MT |
|---------------------------------------|---------|
| Potência média anual [kW] | 24 913 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 82 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 714 421 |

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

Figura 11-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT, na

RAM



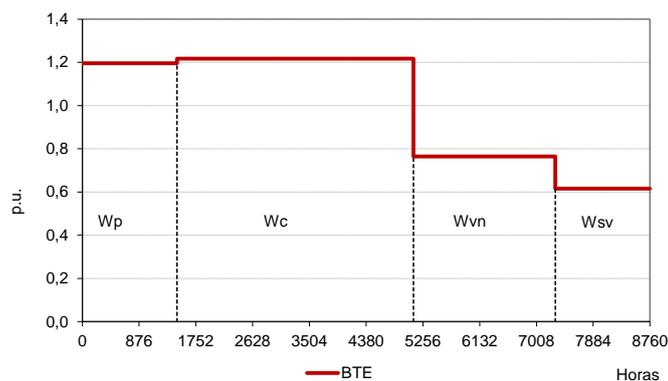
| Potência de base [kW/mês] | MT |
|--|--------|
| Potência contratada [kW/mês] | 88 921 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 291 |

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

11.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 11-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE tetra-horária, discriminados por período horário.

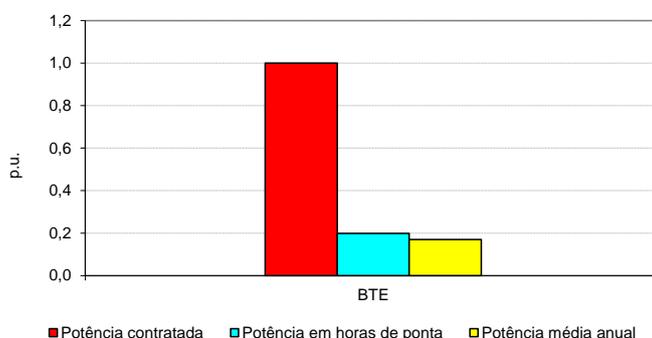
Figura 11-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário, na RAM



| Potência de base | BTE |
|---------------------------------------|---------|
| Potência média anual [kW] | 17 911 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 15 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 132 304 |

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

Figura 11-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE, na RAM



| Potência de base [kW/mês] | BTE |
|--|---------|
| Potência contratada [kW/mês] | 105 495 |
| Potência contratada por cliente [kW/mês] | 89 |

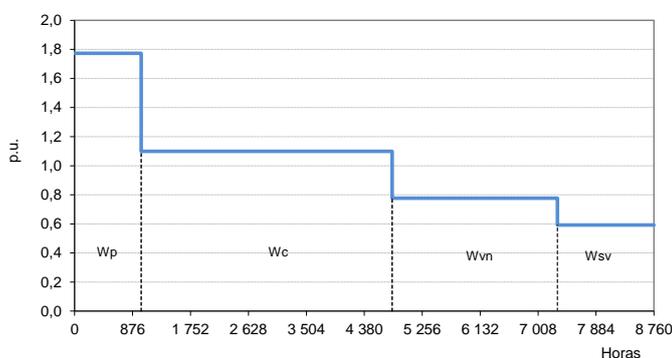
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

11.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (> 20,7 kVA)

Na Figura 11-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA discriminados por período horário.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.2 para a opção tarifária tri-horária.

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



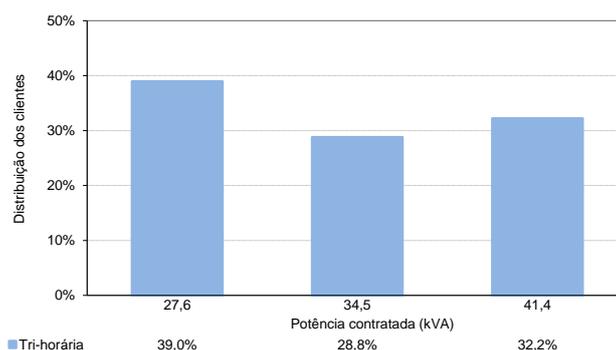
| Potência de base | BTN> |
|---------------------------------------|--------|
| Potência média anual [kW] | 7 693 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 3 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 28 756 |

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

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

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

RAM

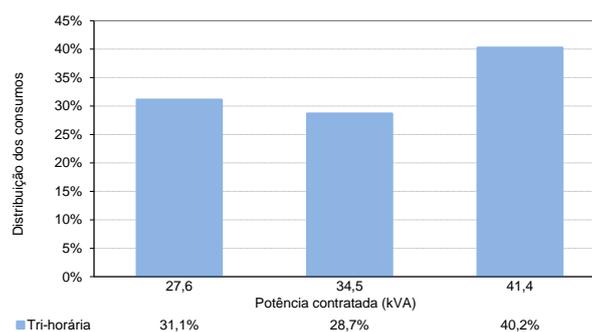


| | |
|--|-------|
| Número de clientes por opção tarifária | BTN> |
| | 2 343 |

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

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

RAM

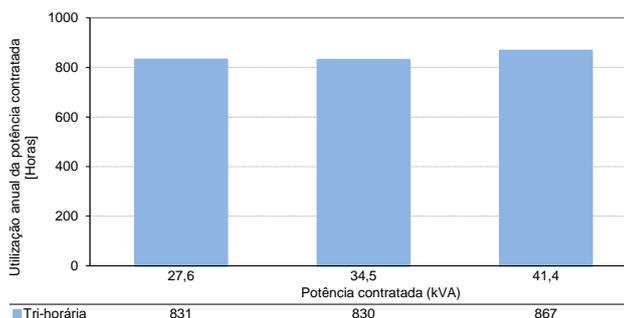


| | |
|---------------------------------------|--------|
| | BTN> |
| Potência média anual [kW] | 7 693 |
| Potência média anual por cliente [W] | 3 283 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 28 756 |

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

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

Figura 11-8 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (> 20,7 kVA), na RAM



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

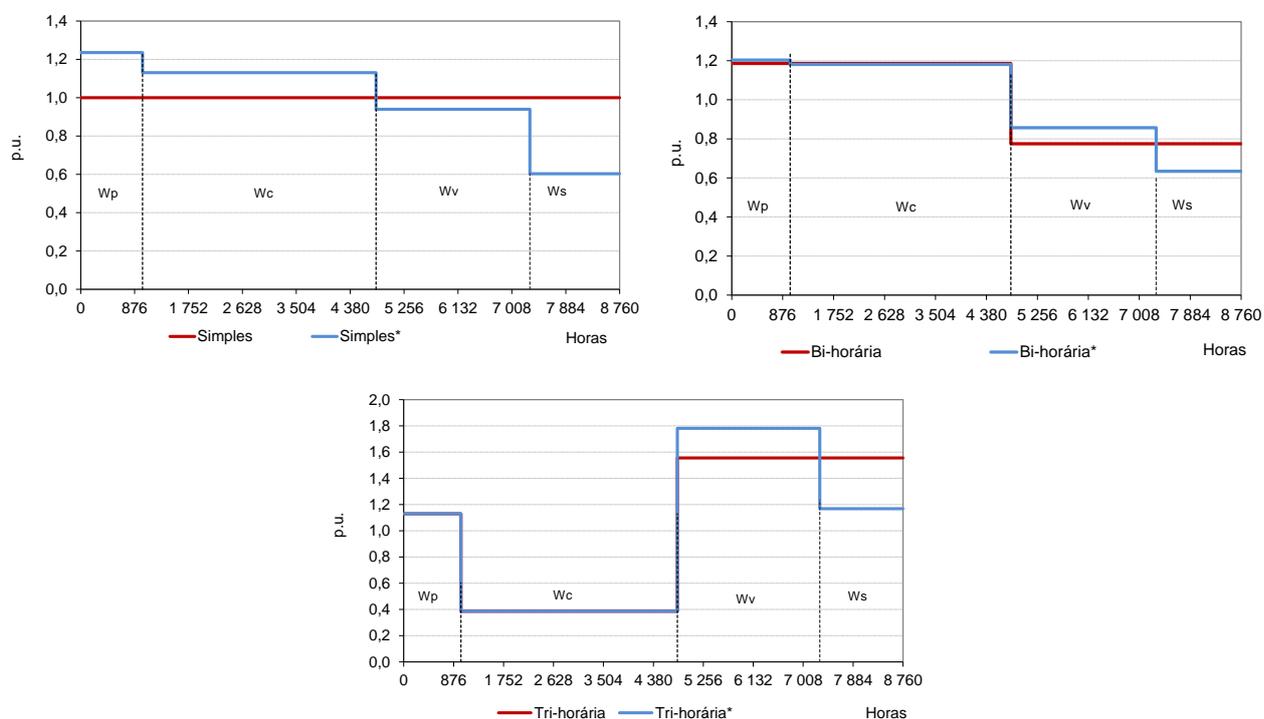
Na Figura 11-9 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária e Tri-horária, desagregados por 3 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples.

Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes na medida em que os perfis de consumo apenas são usados para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

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



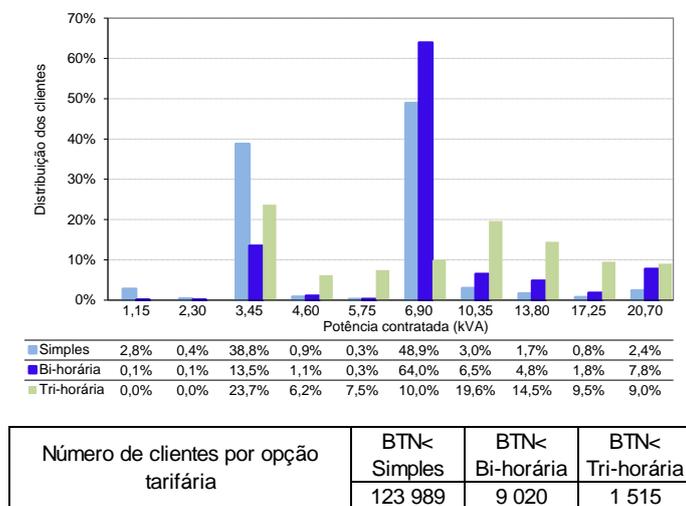
| Potência de base | Simple | Bi-horária | Tri-horária |
|---------------------------------------|--------|------------|-------------|
| Potência média anual [kW] | 30 874 | 4 732 | 5 128 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 0,26 | 0,52 | 3,38 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 2 254 | 4 596 | 29 652 |

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

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 escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

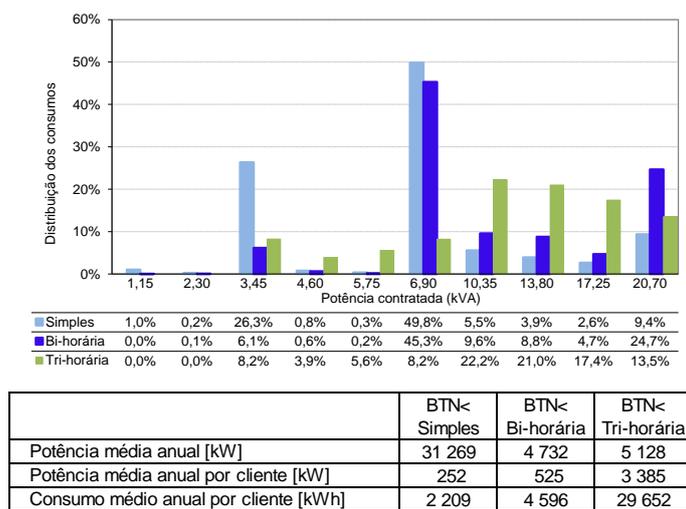
Figura 11-10 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM



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

Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente na tarifa Simples e na tarifa Bi-horária de BTN $\leq 20,7$ kVA. Para a opção tarifária Tri-horária o escalão predominante é o de 3,45 kVA.

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

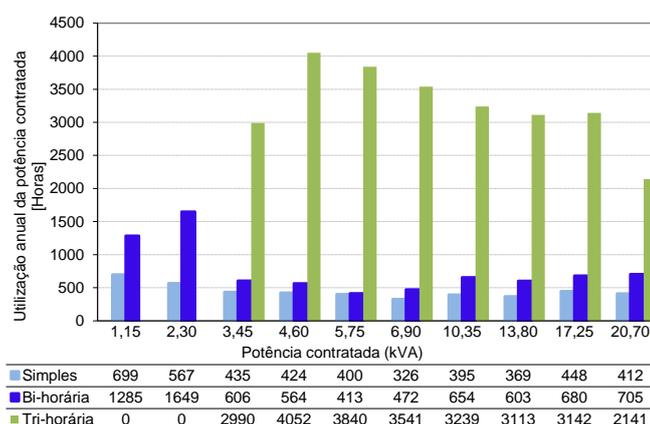


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência média

Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente na tarifa Simples e na tarifa Bi-horária de BTN $\leq 20,7$ kVA. Para a opção tarifária Tri-horária o escalão predominante é o de 10,35 kVA.

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

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



Na opção Simples das tarifas de BTN $\leq 20,7$ kVA os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada, na opção Bi-horária são os clientes do escalão 2,30 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Tri-horária são os clientes do escalão 4,60 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

11.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL SOCIAL

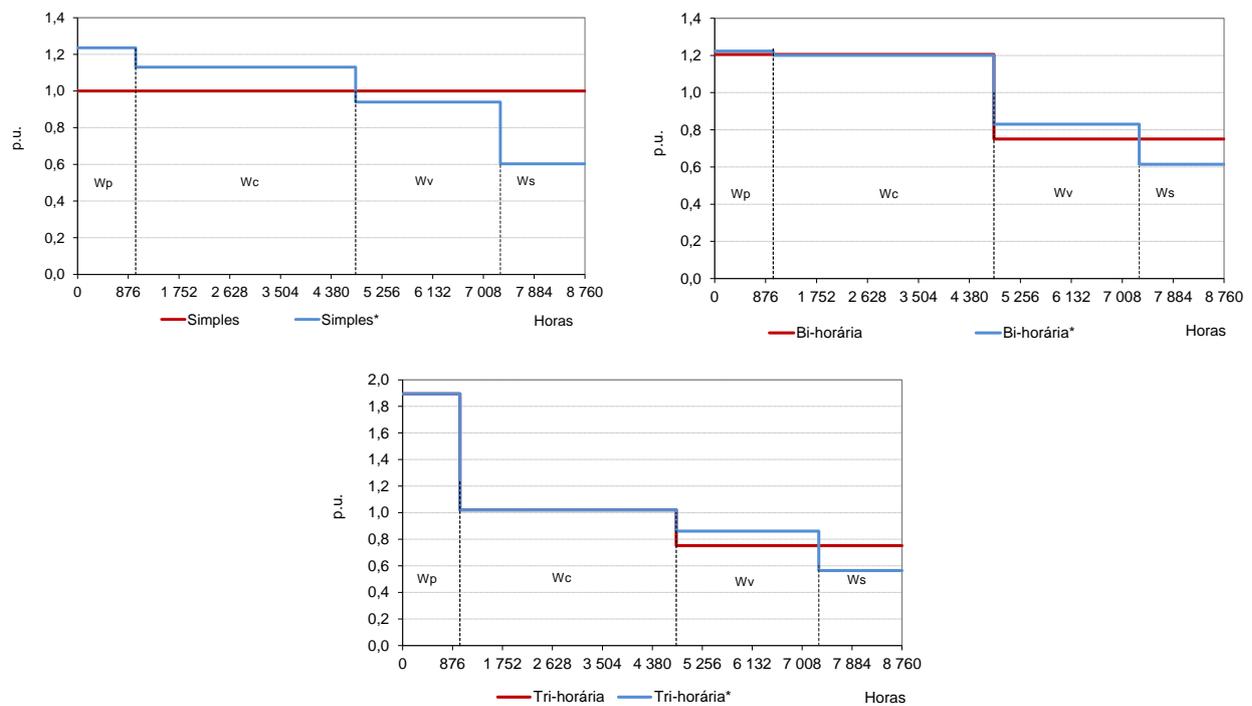
Na Figura 11-13 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN Social, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária.

Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Bi-horária e Tri-horária, desagregados por 3 períodos horários: tarifa Simples*, tarifa Bi-horária* e tarifa Tri-horária*.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 12 e mais especificamente o referido no ponto 12.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 12.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 12.5 para a opção tarifária Simples.

Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes na medida em que os perfis de consumo apenas são usados para estimar a parte desconhecida dos diagramas de carga.

Figura 11-13 - Diagrama de carga dos clientes de BTN Social, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM



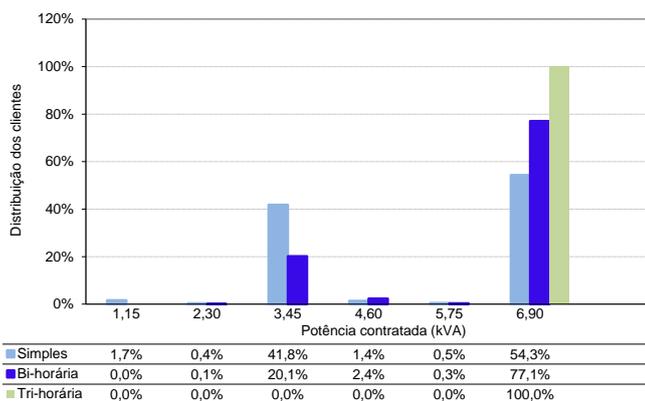
| Potência de base | Simple | Bi-horária | Tri-horária |
|---------------------------------------|--------|------------|-------------|
| Potência média anual [kW] | 3 895 | 303 | 0,03 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 0,19 | 0,24 | 0,03 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 1 652 | 2 078 | 254 |

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

Importa destacar as diferenças existentes entre o diagrama de cargas da opção tri-horária da BTN Social face ao mesmo diagrama com a totalidade da BTN.

Na Figura 11-14 e na Figura 11-15 apresenta-se a distribuição dos clientes e do consumo, respetivamente, por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

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

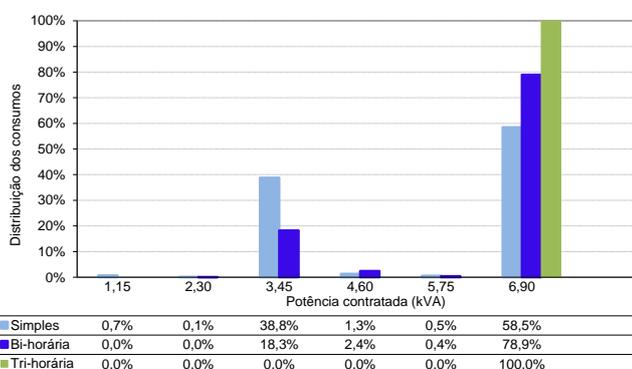


| Número de clientes por opção tarifária | BTN< | BTN< | BTN< |
|--|---------|------------|-------------|
| | Simples | Bi-horária | Tri-horária |
| | 21 084 | 1 276 | 1 |

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

Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente para a totalidade das opções tarifárias de BTN Social.

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



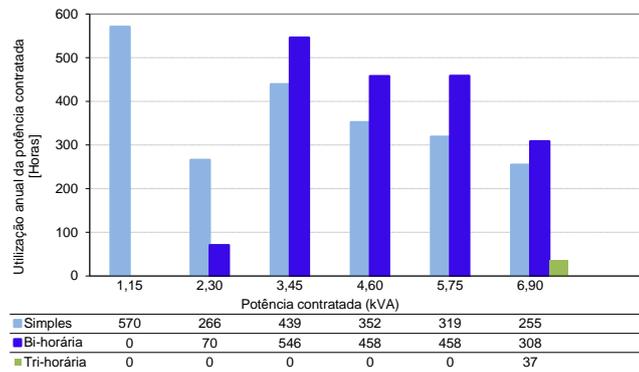
| | BTN< | BTN< | BTN< |
|---------------------------------------|---------|------------|-------------|
| | Simples | Bi-horária | Tri-horária |
| Potência média anual [kW] | 3 927 | 303 | 0 |
| Potência média anual por cliente [kW] | 186 | 237 | 29 |
| Consumo médio anual por cliente [kWh] | 1 632 | 2 078 | 254 |

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

Verifica-se que o escalão de 6,9 kVA é o mais frequente para a totalidade das opções tarifárias de BTN Social.

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

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



Na opção Simples das tarifas de BTN Social os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada e na opção Bi-horária são os clientes do escalão 3,45 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

12 PERFIS DE CONSUMO

Em determinadas opções tarifárias de BT, nomeadamente em BTE e BTN, e em resultado do tipo de contadores aplicáveis a cada caso, as quantidades entregues a todos os clientes, seja do comercializador de último recurso ou clientes no mercado liberalizado, não se encontram discriminadas com o nível de informação 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 do consumidor padrão em dado nível de tensão e opção tarifária.

Para suportar a proposta de perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores no Mercado Livre e do Comercializador de Último Recurso partiu-se do estudo apresentado pela EDP Distribuição, em fevereiro de 2017, com os perfis BTN com multi-tarifa, para o ano de 2017.

Este estudo veio permitir a diferenciação dos clientes BTN pela sua opção tarifária (simples, bi-horária ou tri-horária), situação esta que até à data não estava contemplada, com a utilização dos perfis de consumo A, B e C, todos eles associados a uma tarifa simples. Este estudo permitiu também a utilização de diferentes perfis de consumo para os clientes com uma tarifa tri-horária, em função da potência contratada (potência contratada superior a 20,7 kVA e potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA).

Apresentam-se de seguida os perfis de consumo para BTN, com base na informação disponibilizada pela EDP Distribuição. O perfil BTE não foi atualizado, tendo sido utilizado o perfil considerado nas tarifas atualmente em vigor.

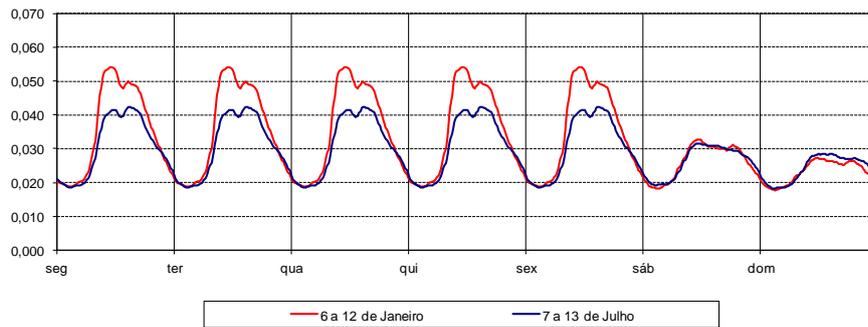
No Quadro 12-1 apresenta-se a segmentação de consumidores nos perfis de consumo para instalações em BTN, com a opção tarifária Simples.

Quadro 12-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN

| | Potência Contratada (KVA) | Energia (kWh) |
|----------|---------------------------|---------------|
| Classe A | > 13,8 | qualquer |
| Classe B | ≤ 13,8 | > 7140 |
| Classe C | ≤ 13,8 | ≤ 7140 |

A Figura 12-1 apresenta duas semanas do ano de 2016, considerando o período húmido e seco, do perfil para BTE. Os valores das ordenadas são valores normalizados, obtidos segundo a metodologia descrita nos trabalhos de caracterização do consumo elaborados pela EDP Distribuição.

Figura 12-1 - Perfil de consumo para BTE



De modo análogo ao efetuado para BTE apresenta-se a Figura 12-2, a Figura 12-3, a Figura 12-4, a Figura 12-5, a Figura 12-6 e a Figura 12-7, para BTN. Analisando estas figuras é possível observar as diferenças no comportamento do consumo, entre o período húmido e seco, para as diferentes opções tarifárias.

Figura 12-2 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe A (Potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual, Tarifa Simples)

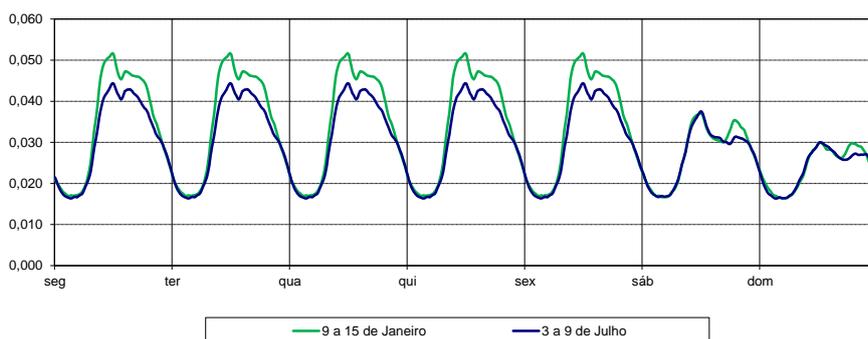


Figura 12-3 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe B (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual superior a 7 140 kWh, Tarifa Simples)

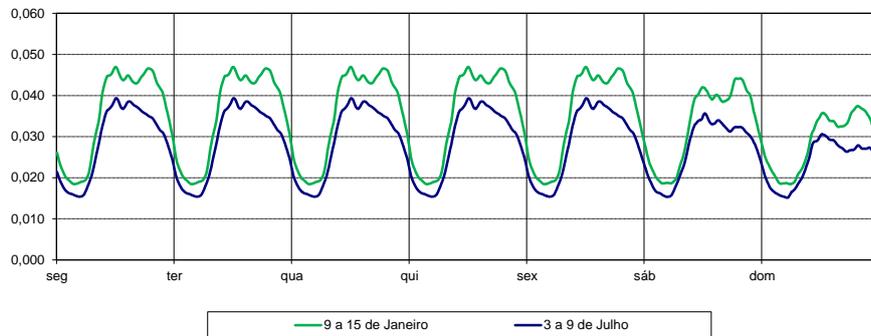


Figura 12-4 - Perfil de consumo para BTN Simples Classe C (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh, Tarifa Simples)

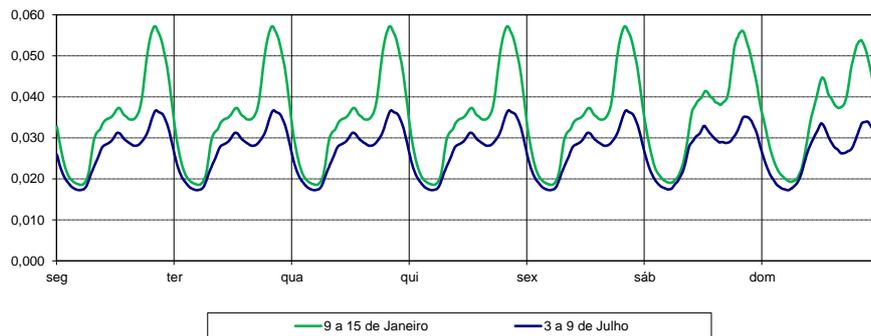


Figura 12-5 - Perfil de consumo para BTN Bi-Horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Bi-Horária)

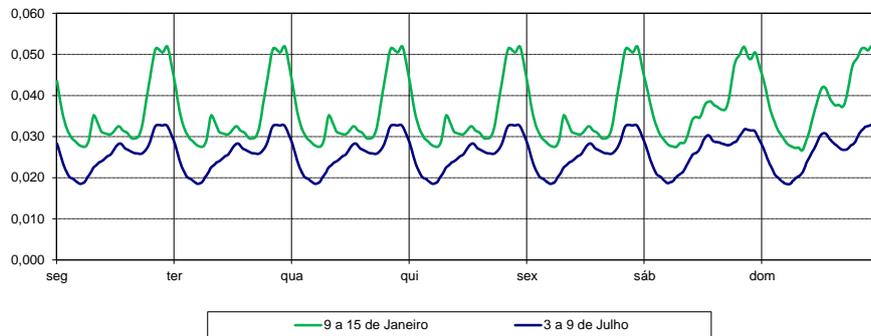


Figura 12-6 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária< (Tarifa Tri-Horária e potência contratada igual ou inferior a 20,7 kVA, qualquer consumo anual)

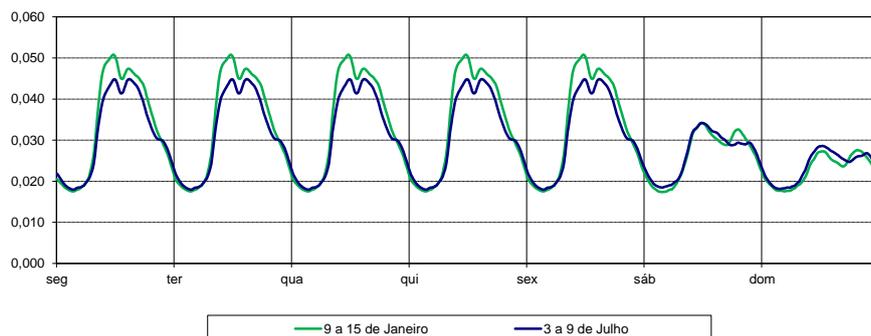
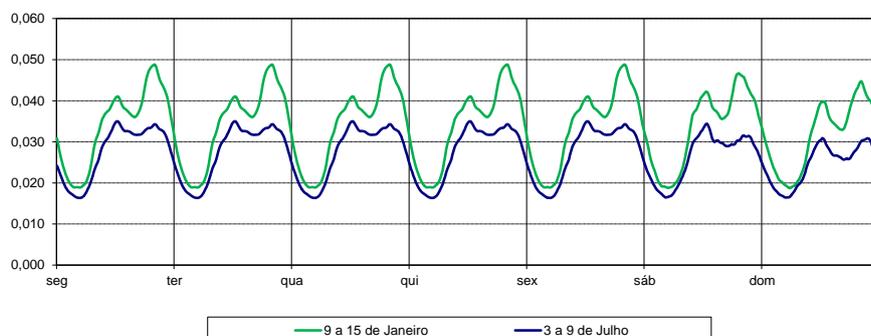


Figura 12-7 - Perfil de consumo para BTN Tri-horária (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Tri-Horária)



Em seguida apresentam-se os diagramas de carga considerados para a tipificação dos consumos para BTE e para BTN, para cada opção tarifária.

12.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTE

A partir do perfil de consumo para a BTE (tarifa tetra-horária) e considerando um ciclo semanal sem feriados, obteve-se a estrutura de consumos apresentada no Quadro 12-2. Esta estrutura de quantidades é utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 12-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE

| BTE | Ponta | Cheias | Vazio | Vazio Normal | Super Vazio |
|-----------------|-------|--------|-------|--------------|-------------|
| Período I, IV | 63% | 52% | 52% | 53% | 52% |
| Período II, III | 37% | 48% | 48% | 47% | 48% |

12.2 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 (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Tri-Horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-3 e no Quadro 12-4 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 12-3 - 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 12-4 - 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% |

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

O diagrama de carga da opção tarifária BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA) 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), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-5 e no Quadro 12-6 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 12-5 - 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 12-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA)

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

12.4 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 (Qualquer potência contratada, qualquer consumo anual, Tarifa Bi-Horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-7, no Quadro 12-8 e no Quadro 12-9 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de consumos foram utilizadas no cálculo das tarifas e condicionam a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 12-7 - 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 12-8 - 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 12-9 - 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% |

12.5 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 (Potência contratada superior a 13,8 kVA, qualquer consumo anual, Tarifa Simples) e 87 % BTN Simples Classe C (Potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA, consumo anual inferior ou igual a 7 140 kWh, Tarifa Simples), obtido com base nos estudos referidos anteriormente e considerando um ciclo semanal sem feriados.

No Quadro 12-10 apresenta-se a estrutura de consumos obtida. Esta estrutura de consumos foi utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 12-10 - 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 Eléctrica 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 2019 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2018.

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 2019 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 |
| γ_{MAT}^h | 1,25 | 1,21 | 1,26 | 1,25 |
| $\gamma_{AT/RNT}^h$ | 1,67 | 1,61 | 1,69 | 1,66 |
| γ_{AT}^h | 1,62 | 1,46 | 1,21 | 1,01 |
| γ_{MT}^h | 4,72 | 4,15 | 3,36 | 2,68 |
| γ_{BT}^h | 9,68 | 8,69 | 7,46 | 4,56 |

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 2019.

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 13-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

| Ilha | (%) | Períodos horários (h) | | | |
|-----------|-----------------|-----------------------|--------|-------|-------------|
| | Fator | Ponta | Cheias | Vazio | Super vazio |
| S. Maria | γ_{MT}^h | 1,28 | 1,21 | 1,16 | 1,05 |
| S. Miguel | γ_{AT}^h | 0,27 | 0,27 | 0,28 | 0,30 |
| | γ_{MT}^h | 1,26 | 1,25 | 1,19 | 1,19 |
| Terceira | γ_{MT}^h | 1,99 | 1,93 | 1,66 | 1,50 |
| Graciosa | γ_{MT}^h | 0,44 | 0,42 | 0,38 | 0,34 |
| S. Jorge | γ_{MT}^h | 2,03 | 1,86 | 1,59 | 1,34 |
| Pico | γ_{MT}^h | 3,20 | 3,09 | 2,88 | 2,55 |
| Faial | γ_{MT}^h | 1,16 | 1,14 | 1,00 | 0,88 |
| Flores | γ_{MT}^h | 0,44 | 0,43 | 0,39 | 0,35 |
| Corvo | γ_{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 2019, 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 13-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

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