

**CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA
DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2015**

Dezembro 2014

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	3
2.1	Balanço de energia elétrica para o Continente	3
2.2	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma dos Açores	10
2.3	Balanço de energia elétrica para a Região Autónoma da Madeira	11
2.4	Consumos e número de consumidores de energia elétrica em Portugal	12
3	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	15
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	15
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	16
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	19
4.1	Fatores de simultaneidade nas redes	19
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	20
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte	21
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	24
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	27
5.1	Tarifa Transitória de Energia	27
5.2	Tarifas de Comercialização	28
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	29
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	30
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas transitórias de Venda a Clientes finais de Portugal continental	33
6.2.1	Média Tensão	34
6.2.2	Baixa Tensão Especial	35
6.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA)	37
6.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA)	37
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal	38
7	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	43
7.1	Quantidades consideradas no mercado liberalizado	44
7.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado	46
7.2.1	Muito Alta Tensão	47
7.2.2	Alta Tensão	48
7.2.3	Média Tensão	49

7.2.4	Baixa Tensão Especial.....	50
7.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	51
7.2.6	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	52
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	55
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	55
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	57
8.2.1	Média Tensão.....	57
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	58
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	59
8.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	60
8.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal	60
9	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	65
9.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	65
9.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	67
9.2.1	Média Tensão.....	67
9.2.2	Baixa Tensão Especial.....	68
9.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	69
9.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	70
9.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	71
10	PERFIS DE CONSUMO	75
10.1	Diagrama de Carga em BTE.....	77
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA).....	77
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	78
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	79
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	79
11	FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES	81
11.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes	81
11.1.1	Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	81
11.1.2	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores	82
11.1.3	Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	83
12	PERÍODOS HORÁRIOS	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão.....	5
Figura 2-2 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	8
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2015	15
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2015.....	17
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	18
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2015	21
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2015.....	23
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	23
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2015	25
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD	26
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia	28
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	34
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	35
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	36
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	36
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	37
Figura 6-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	38
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	39
Figura 6-8 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	39
Figura 6-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)	40
Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	40
Figura 6-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)	41
Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA).....	41
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário.....	47
Figura 7-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT	47
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário.....	48
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT	48

Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário.....	49
Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT	49
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário.....	50
Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	50
Figura 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário	51
Figura 7-10 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	51
Figura 7-11 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	52
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA)	52
Figura 7-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	53
Figura 7-14 - Distribuição de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA).....	53
Figura 7-15 - Distribuição de consumo no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN<20,7 kVA).....	54
Figura 7-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	54
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário	57
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	58
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário.....	58
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	59
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	59
Figura 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (≤20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA	60
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA	61
Figura 8-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA), na RAA	61
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAA.....	62
Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (≤20,7 kVA), na RAA	63
Figura 8-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAM	63
Figura 8-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (≤20,7 kVA), na RAM	64

Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário	68
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT ...	68
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário	69
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	69
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM.....	70
Figura 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	71
Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM.....	72
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	72
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM	73
Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	73
Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (>20,7 kVA), na RAM	74
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM	74
Figura 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2014.....	76
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2014.....	76
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2014.....	76
Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2014.....	77

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas	3
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2012 a 2015	4
Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2012 a 2015	4
Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2012 a 2015	8
Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2012 a 2015	9
Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2012 a 2015	9
Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA	10
Quadro 2-8 - Balanço de energia elétrica da EEM	11
Quadro 2-9 - Consumos e consumidores de energia elétrica em Portugal	13
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte	15
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do ORT	16
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} do ORT	16
Quadro 3-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT aplicável aos produtores em MAT, AT e MT, do ORT	17
Quadro 4-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição	19
Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2015	20
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema	20
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}	22
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}	22
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}	24
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}	24
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}	25
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia	27
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN	28
Quadro 6-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso	29
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT	30
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE	30
Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA)	31
Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal	31

Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	32
Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	32
Quadro 6-8 - 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.....	33
Quadro 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado.....	43
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT.....	44
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT.....	44
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT.....	45
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	45
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($> 20,7$ kVA).....	45
Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	46
Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	46
Quadro 8-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	55
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT.....	55
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE.....	56
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	56
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	56
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	57
Quadro 9-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	65
Quadro 9-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT.....	65
Quadro 9-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	66
Quadro 9-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	66
Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	66
Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	67

Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN	75
Quadro 10-2 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE	77
Quadro 10-3 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA).....	78
Quadro 10-4 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (> 20,7 kVA)	78
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	78
Quadro 10-6 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	78
Quadro 10-7 - Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária	79
Quadro 10-8 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária.....	79
Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	79
Quadro 10-10 - Repartição da energia simples por cada posto horário e respetivo período sazonal em BTN Simples	80
Quadro 11-1 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	82
Quadro 11-2 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores.....	83
Quadro 11-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira.....	84
Quadro 12-1 – Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários	85
Quadro 12-2 - Ciclo diário em Portugal Continental	86
Quadro 12-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental	86
Quadro 12-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM	86
Quadro 12-5 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2015.....	88

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 (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 2015. 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 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.

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 das tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por atividade do comercializador de último recurso.
- No capítulo 6 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.
- No capítulo 7 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado em Portugal continental.
- Nos capítulos 8 e 9 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM, respetivamente.

- No capítulo 10 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.
- No capítulo 11 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).
- No capítulo 12 apresentam-se os períodos tarifários de entrega de energia elétrica correspondentes a cada ciclo de contagem.

Da informação apresentada neste documento de “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2015” importa realçar os seguintes aspetos:

- a) Verifica-se que o consumo referido à emissão considerado pela ERSE para 2015 (49 793 GWh) é superior ao apresentado pela REN e ao consumo referido à emissão correspondente aos fornecimentos previstos pela EDP Distribuição. Nota-se, contudo, que as previsões de consumo feitas mais recentemente quer pela REN quer pela EDP Distribuição, consideram valores mais elevados do que os apresentados em junho. Não obstante, com os pressupostos assumidos pela ERSE, a previsão do consumo para 2015 situa-se, ainda, abaixo do ocorrido em 2007.
- b) A evolução do número de clientes em mercado livre é notoriamente influenciada pela extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais. Atualmente estamos perante a aproximação de uma total migração para o mercado livre por parte dos clientes de AT e MT, já que todos os clientes em MAT se encontram no mercado livre. No caso da BTN a passagem dos clientes para o mercado livre é mais recente e acentuou-se nos últimos dois anos.
- c) Verifica-se uma evolução estável dos diagramas de carga visível na tipificação de quantidades para os vários tipos de fornecimento.
- d) A tarifa Bi-horária tem um peso bastante significativo no total dos consumos em BTN, representando um valor de 25,7% em Portugal continental. Nas Regiões Autónomas estes valores são mais reduzidos com pesos relativos de 3,2% e 11,5%, 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 (31,3%) e superior aos correspondentes valores em Portugal continental e na Região Autónoma da Madeira.
- f) São atualizados os perfis de consumo para a BTN e BTE, de acordo com os valores publicados pela Diretiva n.º 5/2014, de 16 de janeiro.
- g) São adotados os fatores de perdas registados em 2013. Nos anos 2014 e 2015 são adotados os valores previstos pelas empresas de distribuição e transporte de eletricidade.
- h) São mantidos os períodos horários atualmente em vigor.

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 2015, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. As quantidades globais assumidas têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado, ao nível de perdas nas redes, bem como a análise realizada pela ERSE 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.

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONTINENTE

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS PREVISTOS PARA OS ANOS 2014 E 2015

Na presente secção justifica-se a evolução das variáveis físicas que afetam a determinação dos proveitos permitidos e o cálculo das tarifas para 2015. O Quadro 2-1 apresenta a variação das quantidades consideradas para tarifas 2015 face aos valores do ano anterior, sendo visível um ligeiro acréscimo dos fornecimentos a clientes da ordem de 0,2%.

Quadro 2-1 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerado em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2014	Tarifas 2015	$\Delta\%$ T2015 / T2014
Fornecimentos CUR + ML	44 533	44 617	0,2%
MAT	2 192	2 148	-2,0%
AT	6 395	7 032	10,0%
MT	13 636	13 978	2,5%
BTE	3 304	3 335	1,0%
BTN	19 006	18 124	-4,6%

[1] Em 2014 e 2015 os consumos correspondentes à Iluminação Pública estão englobados na BTN.

Os valores previstos para 2014 e 2015 do número de consumidores e respetivos consumos, desagregado por mercado regulado e mercado livre, são sintetizados no Quadro 2-2 e no Quadro 2-3, respetivamente.

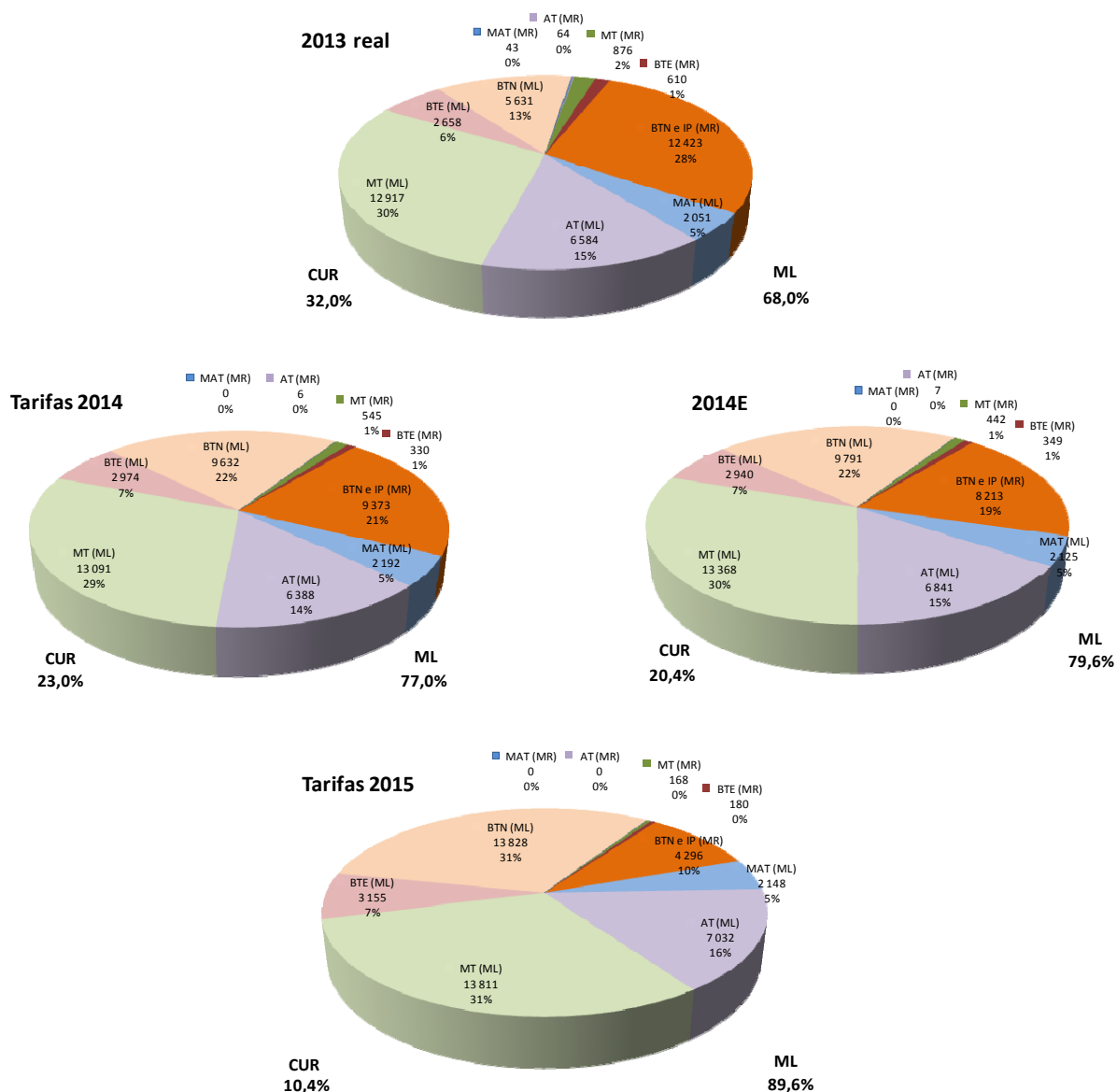
Quadro 2-2 - Evolução do número de consumidores no período 2012 a 2015

	Número médio de consumidores								
	2012 real	2013 real	Δ%	Tarifas 2014	2014 ^E	Δ% 2014 ^E / T2014	Δ% 2014 ^E / 2013 real	Tarifas 2015	Δ% T2015 / 2013 real
N.º de consumidores no CUR	5 401 613	4 419 081	-18,2%	3 440 877	3 157 838	-8,2%	-28,5%	2 238 233	-49,4%
MAT	7	1	-85,7%	0	0	-	-100,0%	0	-100,0%
AT	54	17	-68,5%	10	9	-13,5%	-49,7%	1	-96,6%
MT	6 370	3 660	-42,5%	2 358	2 122	-10,0%	-42,0%	853	-76,7%
BTE	13 567	8 024	-40,9%	6 039	4 635	-23,2%	-42,2%	2 564	-68,0%
BTN	5 325 639	4 407 379	-17,2%	3 432 471	3 151 072	-8,2%	-28,5%	2 234 815	-49,3%
IP	55 976	0	-100,0%	0	0	-	-	0	-
N.º de consumidores no ML	714 831	1 666 502	133,1%	2 638 834	2 921 383	10,7%	75,3%	3 850 406	131,0%
MAT	60	66	10,0%	69	66	-4,3%	0,0%	68	3,0%
AT	219	263	20,1%	273	276	1,4%	5,1%	289	9,9%
MT	17 150	19 878	15,9%	21 218	21 460	1,1%	8,0%	22 850	14,9%
BTE	20 093	25 488	26,9%	27 511	28 953	5,2%	13,6%	31 175	22,3%
BTN	677 309	1 620 807	139,3%	2 589 765	2 870 628	10,8%	77,1%	3 796 024	134,2%
N.º de consumidores CUR + ML	6 116 444	6 085 583	-0,5%	6 079 711	6 079 221	0,0%	-0,1%	6 088 639	0,1%
MAT	67	67	0,0%	69	66	-4,3%	-1,5%	68	1,5%
AT	273	280	2,6%	283	285	0,9%	1,8%	290	3,4%
MT	23 520	23 538	0,1%	23 575	23 582	0,0%	0,2%	23 703	0,7%
BTE	33 660	33 512	-0,4%	33 550	33 588	0,1%	0,2%	33 739	0,7%
BTN	6 002 948	6 028 186	0,4%	6 022 235	6 021 700	0,0%	-0,1%	6 030 840	0,0%
IP	55 976	0	-100,0%	0	0	-	-	0	-
Quotas do ML	11,7%	27,4%		43,4%	48,1%			63,2%	
MAT	89,6%	98,5%		100,0%	100,0%			100,0%	
AT	80,2%	93,9%		96,5%	97,0%			99,8%	
MT	72,9%	84,5%		90,0%	91,0%			96,4%	
BTE	59,7%	76,1%		82,0%	86,2%			92,4%	
BTN	11,2%	26,9%		43,0%	47,7%			62,9%	

Quadro 2-3 - Evolução dos fornecimentos de energia elétrica no período 2012 a 2015

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)								
	2012 real	2013 real	Δ%	Tarifas 2014	2014 ^E	Δ% 2014 ^E / T2014	Δ% 2014 ^E / 2013 real	Tarifas 2015	Δ% T2015 / 2013 real
Fornecimentos CUR	19 767	14 016	-29,1%	10 256	9 010	-12,1%	-35,7%	4 644	-66,9%
MAT	73	43	-40,2%	0	0	-	-100,0%	0	-100,0%
AT	192	64	-66,6%	6	7	7,1%	-89,3%	0	-100,0%
MT	1 480	876	-40,8%	545	442	-19,0%	-49,6%	168	-80,9%
BTE	985	610	-38,1%	330	349	5,5%	-42,8%	180	-70,4%
BTN	15 610	12 423	-20,4%	9 373	8 213	-12,4%	-33,9%	4 296	-65,4%
IP	1 428	0	-100,0%	0	0	-	-	0	-
Fornecimentos ML	24 887	29 842	19,9%	34 277	35 065	2,3%	17,5%	39 973	33,9%
MAT	1 829	2 051	12,2%	2 192	2 125	-3,0%	3,6%	2 148	4,7%
AT	6 296	6 584	4,6%	6 388	6 841	7,1%	3,9%	7 032	6,8%
MT	12 332	12 917	4,7%	13 091	13 368	2,1%	3,5%	13 811	6,9%
BTE	2 326	2 658	14,3%	2 974	2 940	-1,1%	10,6%	3 155	18,7%
BTN	2 105	5 631	167,6%	9 632	9 791	1,6%	73,9%	13 828	145,6%
Fornecimentos CUR + ML	44 655	43 858	-1,8%	44 533	44 075	-1,0%	0,5%	44 617	1,7%
MAT	1 901	2 095	10,2%	2 192	2 125	-3,0%	1,5%	2 148	2,5%
AT	6 487	6 648	2,5%	6 395	6 848	7,1%	3,0%	7 032	5,8%
MT	13 812	13 793	-0,1%	13 636	13 810	1,3%	0,1%	13 978	1,3%
BTE	3 311	3 268	-1,3%	3 304	3 289	-0,5%	0,6%	3 335	2,1%
BTN	17 714	18 054	1,9%	19 006	18 004	-5,3%	-0,3%	18 124	0,4%
IP [1]	1 428	0	-100,0%	0	0	-	-	0	-
Quotas do ML (média ano)	55,7%	68,0%		77,0%	79,6%			89,6%	
MAT	96,2%	97,9%		100,0%	100,0%			100,0%	
AT	97,0%	99,0%		99,9%	99,9%			100,0%	
MT	89,3%	93,6%		96,0%	96,8%			98,8%	
BTE	70,3%	81,3%		90,0%	89,4%			94,6%	
BTN	11,0%	31,2%		50,7%	54,4%			76,3%	

Figura 2-1 - Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão



PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

De acordo com o prazo regulamentar estabelecido, em junho de 2014, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as melhores estimativas de consumo e do número de consumidores para 2014 e as previsões para o ano de 2015. Na sequência da análise desta informação enviada pelas empresas, verifica-se que existem diferenças pouco significativas ao nível do consumo referido à

emissão¹. Mais recentemente, as empresas efetuaram revisões das suas previsões da procura², em ambos os casos com valores superiores aos apresentados em junho. Nestas previsões, que incorporam dados reais de aproximadamente 9 meses do ano 2014, constata-se que as previsões da EDP Distribuição são mais otimistas que as da REN (ver Quadro 2-4).

Conjugando a análise da informação das empresas com a evolução mais recente de outros indicadores económicos, além do consumo de energia elétrica, a ERSE considerou os seguintes pressupostos na definição da procura de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2015:

- Consumo referido à emissão de 49 398 GWh para 2014, que corresponde a um crescimento de 0,5% face ao consumo ocorrido em 2013, e de 49 793 GWh para 2015, que se situa 0,8% acima da estimativa de 2014.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,69% em 2014 e de 1,49% em 2015, de acordo com as previsões da REN.
- A estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão de 2014 e 2015 corresponde à estrutura dos fornecimentos por nível de tensão apresentada pela EDP Distribuição para esses anos.
- Adoção em 2014 e 2015 da taxa de perdas nas redes de distribuição³ apresentada pela EDP Distribuição para esses anos, respetivamente de 10,66% e 10,41%.
- Adoção em 2014 e 2015 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 2014 e 2015 em consonância com os dados reais mais recentes de 2014.
- Previsão dos fornecimentos e número de consumidores do CUR e dos comercializadores do mercado livre por nível de tensão nos anos de 2014 e 2015, através da conjugação dos pressupostos acima descritos.

O balanço de energia elétrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas do ano de 2015, é apresentado no Quadro 2-4, no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6.

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, no documento “Previsão do consumo de energia elétrica – Outubro 2014”, e EDP, através de informação enviada à ERSE em setembro de 2014.

³ Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para uma recuperação da atividade económica em 2014, embora existam riscos de abrandamento da atividade no segundo semestre de 2014 (as recentes previsões do BCE para a área de euro foram revistas ligeiramente em baixo para 2014). As previsões de crescimento para 2015 são mais otimistas, em linha com o projetado para a área do euro. Face a 2013, mantém-se o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional e confirma-se a estabilização das exportações num nível elevado, ainda com tendência de crescimento, que se prevê possa contribuir para a manutenção ou mesmo acréscimo do consumo de energia elétrica, principalmente nos níveis de tensão mais elevados.

Além disso, a procura interna também deverá recuperar em 2014 e 2015, muito impulsionada, em 2014, pelo investimento (taxa de crescimento de 3,7% homóloga no 3º trimestre de 2014, com base na média móvel de 4 trimestres), embora o reflexo nos consumos domésticos de eletricidade (BTN) não deva ser notório, por existirem outros fatores estruturais, como sejam a promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final, que manterão a pressão para a descida do consumo neste segmento.

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2014 considera uma subida de 0,5% face ao ocorrido no ano de 2013, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT e AT), situando-se cerca de 0,5 TWh acima da última previsão da REN, que aponta para um acréscimo de 0,2%. Para 2015, a ERSE assumiu que a tendência de crescimento se manterá ou acentuar-se-á, prevendo um crescimento de 0,8% para 49,8 TWh, que está em linha com as previsões da REN (+1,1% para 49,4 TWh) e da EDP (+0,7% para 49,6 TWh). Nota-se que ambas as empresas consideram 2015 como um ano de recuperação.

Assim, apesar dos sinais mais recentes apontarem para a retoma da economia portuguesa, tendo os mesmos sido incorporados na evolução do consumo referido à emissão previsto pela ERSE para o cálculo tarifário de 2015, importa assinalar que a conjuntura social ainda é desfavorável e persistem alguns dos fatores de incerteza, que caracterizaram os últimos anos, e que poderão alterar as tendências referidas.

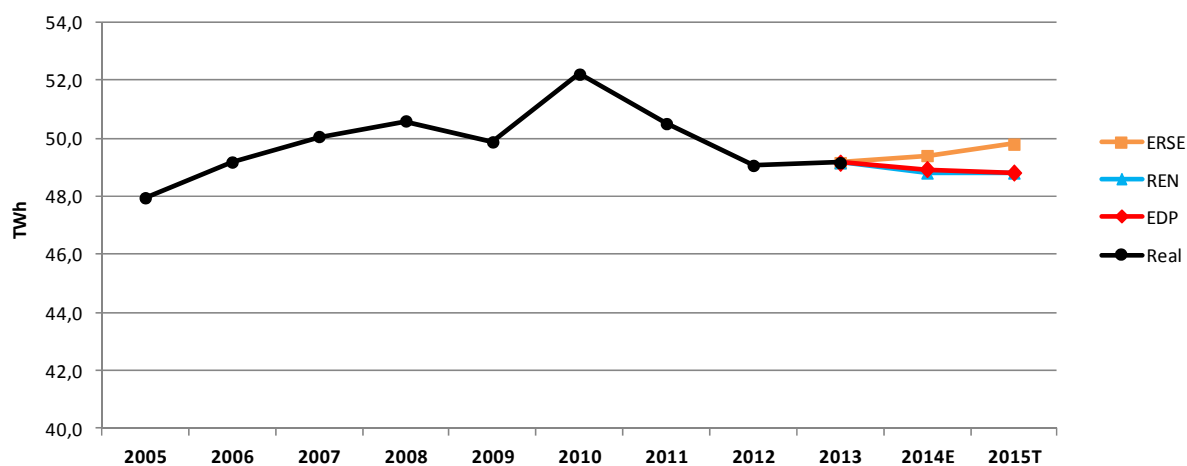
O quadro e figura seguintes sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

Quadro 2-4 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2012 a 2015

	2011 GWh	2010 / 2011 %	2012 GWh	2011 / 2012 %	2013 GWh	2012 / 2013 %	2014 GWh	2013 / 2014 %	2015 GWh	2014 / 2015 %	2016 GWh	2015 / 2016 %	2017 GWh	2016 / 2017 %
Real	50 499	-3,3%	49 060	-2,9%	49 152	0,2%								
Previsões período regulatório 2012-2014			Período regulatório 2012-2014											
REN			50 500	0,0%	51 500	2,0%	52 500	1,9%						
EDP Distribuição [1]			50 117	-0,8%	50 275	0,3%	50 821	1,1%						
Previsões para Tarifas 2015									Período regulatório 2015-2017					
EDP Dist - Junho 2014 [1]							48 932	-0,4%	48 814	-0,2%	49 184	0,8%	49 796	1,2%
EDP Dist - revisão Setembro 2014 [1]							49 217	0,1%	49 582	0,7%	50 469	1,8%	52 224	3,5%
REN - Junho 2014							48 800	-0,7%	48 800	0,0%	48 800	0,0%	49 000	0,4%
REN - previsões mensais Outubro 2014							48 897	-0,5%	49 446	1,1%				
ERSE							49 398	0,5%	49 793	0,8%				

[1] Os valores de energia 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



Constata-se que o consumo referido à emissão considerado pela ERSE para 2015 é superior ao apresentado pela REN e ao consumo referido à emissão correspondente aos fornecimentos previstos pela EDP Distribuição. Nota-se, contudo, que as previsões de consumo feitas mais recentemente quer pela REN (em outubro) quer pela EDP Distribuição, consideram valores mais elevados do que os apresentados em junho. Não obstante, com os pressupostos assumidos pela ERSE, a previsão do consumo para 2015 situa-se, ainda, abaixo do ocorrido em 2007.

No que respeita às entregas de electricidade a clientes ligados à rede pública, o Quadro 2-5 resume as estimativas para 2014 e previsões 2015 da ERSE, bem como a perspectiva da EDP.

Quadro 2-5 - Previsões da procura de eletricidade na rede pública em Portugal continental para 2012 a 2015

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP D junho 2014		ERSE Tarifas 2015		Diferenças ERSE - EDP D	
	2012	2013	2014	2015	2014	2015	2014	2015
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	48 559	48 545	48 089	48 074	48 547	49 038	458	964
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 904 9,13%	4 687 11,22%	4 430 10,66%	4 334 10,41%	4 472 10,66%	4 421 10,41%	42	87
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	44 655	43 858	43 660	43 740	44 075	44 617	416	877
(Variação média anual)	-4,0%	-1,8%	-0,5%	0,2%	0,5%	1,2%		
BT (Variação média anual)	22 454 -6,3%	21 322 -5,0%	21 091 -1,1%	21 037 -0,3%	21 292 -0,1%	21 459 0,8%	201	422
MT (Variação média anual)	13 812 -3,4%	13 793 -0,1%	13 680 -0,8%	13 703 0,2%	13 810 0,1%	13 978 1,2%	130	275
AT (Variação média anual)	6 487 0,4%	6 648 2,5%	6 783 2,0%	6 894 1,6%	6 848 3,0%	7 032 2,7%	65	138
MAT (Variação média anual)	1 901 7,1%	2 095 10,2%	2 105 0,5%	2 105 0,0%	2 125 1,5%	2 148 1,0%	20	42

O quadro seguinte resume as aquisições do CUR consideradas pela ERSE no cálculo tarifário de 2015, e os valores homólogos da EDP SU.

Quadro 2-6 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura de 2012 a 2015

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU junho 2014		ERSE Tarifas 2015		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2012	2013	2014	2015	2014	2015	2014	2015
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	3 697	-5 321	-9 872	-12 581	-11 074	-15 214	-1 202	-2 633
+ Produção em regime especial	18 982	22 114	21 996	21 360	21 996	20 965	0	-395
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	2 615 13,28%	2 531 18,12%	1 748 16,85%	1 338 17,99%	1 726 19,16%	1 021 21,99%	-22	-317
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	297 1,5%	246 1,8%	0 0,0%	0 0,0%	185 2,1%	86 1,8%	185	86
Total das aquisições	22 679	16 793	12 123	8 779	10 922	5 751	-1 202	-3 028

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 2013, a estimativa para 2014 e a previsão para 2015. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê a continuação do decréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores em 2014 e 2015, respetivamente com taxas de -0,5% e -1,1%, que são quedas inferiores às verificadas em anos anteriores. Estas previsões vêm acentuar a forte queda do consumo verificada nos últimos anos na Região Autónoma dos Açores, consequência do agravamento das condições económicas e sociais do país, que afetou igualmente esta região. Para o valor previsto para 2015, a queda acumulada desde 2010 será de cerca de 9%, a uma taxa média anual de -1,9%.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 7,5%, para 2014 e 2015.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma dos Açores, apresentando os valores reais de 2012 e 2013, a estimativa para 2014 e a previsão para 2015 da EDA, que foram aceites integralmente pela ERSE para a determinação de proveitos permitidos e cálculo das tarifas para 2015.

Quadro 2-7 - Balanço de energia elétrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDA (junho 2014) Valores adoptados pela ERSE	
	2012	2013	2014	Tarifas 2015 ^[2]
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	786 039	773 351	770 005	761 167
(Variação média anual)	-4,4%	-1,6%	-0,4%	-1,1%
- Perdas nas redes	54 701	53 683	53 699	53 044
(perdas/fornecimentos)	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
- Consumos Próprios ^[1]	1 448	1 328	1 310	1 313
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	729 889	718 340	714 996	706 810
(Variação média anual)	-5,1%	-1,6%	-0,5%	-1,1%
BT	453 816	444 076	445 244	443 756
(Variação média anual)	-6,1%	-2,1%	0,3%	-0,3%
MT	276 074	274 263	269 752	263 054
(Variação média anual)	-3,5%	-0,7%	-1,6%	-2,5%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2014.

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 2013, estimativas para 2014 e previsões para 2015. A ERSE aceitou os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EEM prevê uma retoma do consumo de energia elétrica na Madeira a partir de 2014, acentuando a tendência de subida em 2015. Esta previsão está em linha a previsão de retoma da economia regional para esse período, que havia sido fortemente afetada pela conjuntura económica desfavorável a nível nacional em 2012 e 2013. Para o valor previsto para 2015, a queda acumulada desde 2010 será de cerca de 8,5%, a uma taxa média anual de -1,8%.

A previsão da taxa de perdas na rede é de 9,2%, para 2014 e 2015, em linha com o verificado em 2013.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balanço de energia elétrica da Região Autónoma da Madeira que a ERSE decidiu aceitar para a determinação dos proveitos permitidos e para o cálculo das tarifas para 2015.

Quadro 2-8 - Balço de energia elétrica da EEM

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real		Proposta EEM (junho 2014) Valores adoptados pela ERSE	
	2012	2013	2014	Tarifas 2015 ^[2]
EMIÇÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA	890 797	848 821	854 688	863 234
(Variação média anual)	-3,5%	-4,7%	0,7%	1,0%
- Perdas nas redes	75 528	71 639	71 939	72 583
(perdas/fornecimentos)	9,3%	9,2%	9,2%	9,2%
- Consumos Próprios ^[1]	962	976	983	993
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA	814 307	776 206	781 765	789 658
(Variação média anual)	-3,4%	-4,7%	0,7%	1,0%
BT	626 229	585 126	589 316	595 267
(Variação média anual)	-5,8%	-6,6%	0,7%	1,0%
MT	188 078	191 080	192 448	194 391
(Variação média anual)	5,6%	1,6%	0,7%	1,0%

[1] Exclui consumos próprios das centrais.

[2] Variações relativamente às estimativas da EEM para 2014.

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 2013 (2013R) e previstos nas tarifas para 2014 (2014T) e nas tarifas para 2015 (2015T), 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

2013 Real	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	Nível de Tensão / Tipo de fornecimento	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º
MAT	43	0,3%	2 051	6,9%	0	0,0%	0	0,0%	2 095	4,6%	1	0,0%	66	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	67	0,0%
AT	64	0,5%	6 584	22,1%	0	0,0%	0	0,0%	6 648	14,7%	17	0,0%	263	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	280	0,0%
MT	876	6,3%	12 917	43,3%	274	38,2%	191	24,6%	14 259	31,4%	3 660	0,1%	19 878	1,2%	751	0,6%	303	0,2%	24 591	0,4%
BT	13 032	93,0%	8 289	27,8%	444	61,8%	585	75,4%	22 351	49,3%	4 415 403	99,9%	1 646 295	98,8%	120 947	99,4%	136 267	99,8%	6 318 913	99,6%
BTE	610	4,3%	2 658	8,9%	49	6,8%	156	20,1%	3 472	7,7%	8 024	0,2%	25 488	1,5%	592	0,5%	1 190	0,9%	35 293	0,6%
BTN > 20.7 kVA	1 185	8,5%	932	3,1%	42	5,9%	68	8,8%	2 228	4,9%	40 299	0,9%	29 753	1,8%	1 479	1,2%	2 299	1,7%	73 829	1,2%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	11 049	78,8%	4 681	15,7%	350	48,7%	315	40,6%	16 395	36,1%	3 997 828	90,5%	1 551 104	93,1%	112 920	92,8%	129 941	95,1%	5 791 792	91,3%
BTN <= 2.3 kVA	189	1,3%	18	0,1%	3	0,4%	46	6,0%	256	0,6%	369 253	8,4%	39 950	2,4%	5 957	4,9%	2 838	2,1%	417 998	6,6%
TOTAL	14 016	100,0%	29 842	100,0%	718	100,0%	776	100,0%	45 353	100,0%	4 419 081	100,0%	1 666 502	100,0%	121 698	100,0%	136 570	100,0%	6 343 851	100,0%

2014T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	Nível de Tensão / Tipo de fornecimento	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º
MAT	0	0,0%	2 192	6,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 192	4,8%	0	0,0%	69	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	69	0,0%
AT	6	0,1%	6 388	18,6%	0	0,0%	0	0,0%	6 395	13,9%	10	0,0%	273	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	283	0,0%
MT	545	5,3%	13 091	38,2%	272	37,9%	194	24,5%	14 102	30,6%	2 358	0,1%	21 218	0,8%	791	0,7%	299	0,2%	24 665	0,4%
BT	9 704	94,6%	12 606	36,8%	444	62,1%	597	75,5%	23 351	50,7%	3 438 510	99,9%	2 617 275	99,2%	120 479	99,3%	136 683	99,8%	6 312 947	99,6%
BTE	330	3,2%	2 974	8,7%	46	6,5%	161	20,4%	3 511	7,6%	6 039	0,2%	27 511	1,0%	790	0,7%	1 201	0,9%	35 540	0,6%
BTN > 20.7 kVA	902	8,8%	1 327	3,9%	41	5,7%	70	8,8%	2 340	5,1%	28 327	0,8%	39 071	1,5%	1 482	1,2%	2 382	1,7%	71 262	1,1%
BTN <= 20.7 kVA e >2,3 kVA	8 327	81,2%	8 245	24,1%	353	49,4%	364	46,0%	17 290	37,6%	3 100 252	90,1%	2 427 050	92,0%	111 987	92,3%	130 638	95,4%	5 769 927	91,0%
BTN <= 2.3 kVA	144	1,4%	60	0,2%	4	0,5%	2	0,2%	209	0,5%	303 892	8,8%	123 644	4,7%	6 220	5,1%	2 463	1,8%	436 218	6,9%
TOTAL	10 256	100,0%	34 277	100,0%	716	100,0%	791	100,0%	46 039	100,0%	3 440 877	100,0%	2 638 834	100,0%	121 270	100,0%	136 982	100,0%	6 337 964	100,0%

2015T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	Nível de Tensão / Tipo de fornecimento	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º
MAT	0	0,0%	2 148	5,4%	0	0,0%	0	0,0%	2 148	4,7%	0	0,0%	68	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	68	0,0%
AT	0	0,0%	7 032	17,6%	0	0,0%	0	0,0%	7 032	15,2%	0	0,0%	289	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	289	0,0%
MT	168	3,6%	13 811	34,5%	263	37,2%	194	24,8%	14 436	31,3%	853	0,0%	22 850	0,6%	757	0,6%	303	0,2%	24 763	0,4%
BT	4 476	96,4%	16 983	42,5%	444	62,8%	595	75,4%	22 499	48,8%	2 237 379	100,0%	3 827 199	99,4%	121 169	99,4%	136 267	99,8%	6 322 015	99,6%
BTE	180	3,9%	3 155	7,9%	48	6,8%	159	20,1%	3 542	7,7%	2 564	0,1%	31 175	0,8%	610	0,5%	1 190	0,9%	35 539	0,6%
BTN > 20.7 kVA	439	9,4%	1 687	4,2%	41	5,8%	69	8,8%	2 236	4,8%	22 928	1,0%	47 154	1,2%	1 467	1,2%	2 299	1,7%	73 849	1,2%
BTN <= 20.7 kVA	3 710	79,9%	12 081	30,2%	351	49,7%	365	46,3%	16 508	35,8%	1 922 477	85,9%	3 628 898	94,2%	113 126	92,8%	129 941	95,1%	5 794 441	91,3%
BTN <= 2.3 kVA	147	3,2%	61	0,2%	3	0,5%	2	0,3%	213	0,5%	289 410	12,9%	119 972	3,1%	5 966	4,9%	2 838	2,1%	418 187	6,6%
TOTAL	4 644	100,0%	39 973	100,0%	707	100,0%	790	100,0%	46 114	100,0%	2 238 233	100,0%	3 850 406	100,0%	121 926	100,0%	136 570	100,0%	6 347 134	100,0%

3 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

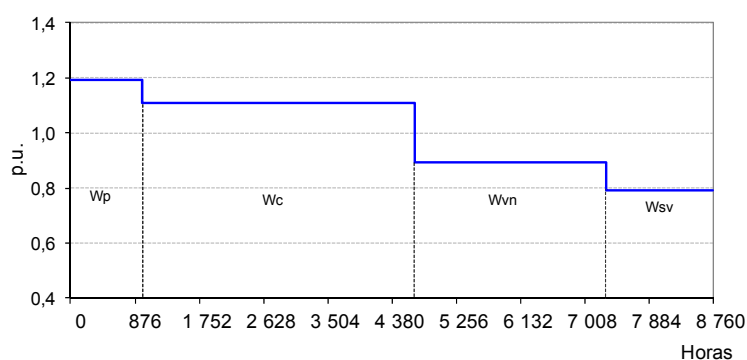
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) à Rede Nacional de Distribuição (RND).

Quadro 3-1 - 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	6 499 614
	Horas cheias	22 683 221
	Horas de vazio normal	12 898 948
	Horas de super vazio	6 406 922

Na Figura 3-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS retangularizado, discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 3-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da UGS em 2015



	UGS
Potência média anual [MW]	5 535

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

3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 3-2 e o Quadro 3-3 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 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} do ORT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	141 863
	Contratada	670 679
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 758
	Horas cheias	446 359
	Horas de vazio normal	335 580
	Horas de super vazio	201 297
Períodos II, III	Horas de ponta	51 113
	Horas cheias	486 750
	Horas de vazio normal	341 183
	Horas de super vazio	197 616
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	69 954 850
	Capacitiva	43 283 389

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 369 889
	Contratada	7 982 111
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 058 046
	Horas cheias	10 622 016
	Horas de vazio normal	6 290 101
	Horas de super vazio	3 050 255
Períodos II, III	Horas de ponta	2 302 698
	Horas cheias	11 128 096
	Horas de vazio normal	5 932 083
	Horas de super vazio	2 957 755
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	89 717 280
	Capacitiva	29 961 195

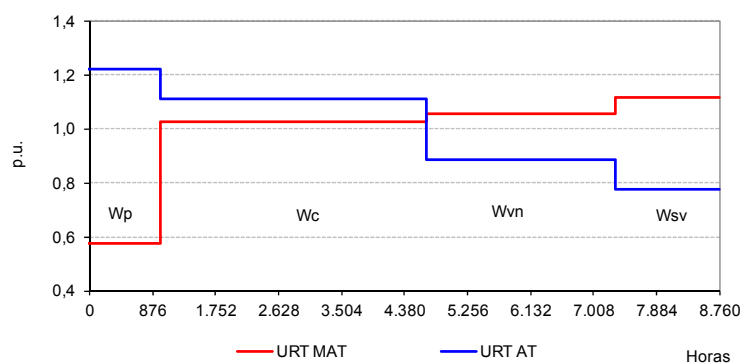
O quadro seguinte apresenta ainda as quantidades consideradas no cálculo da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores.

Quadro 3-4 - 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	30 611 801
	Horas de vazio	18 519 682

Na Figura 3-2 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 3-2 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URT em 2015

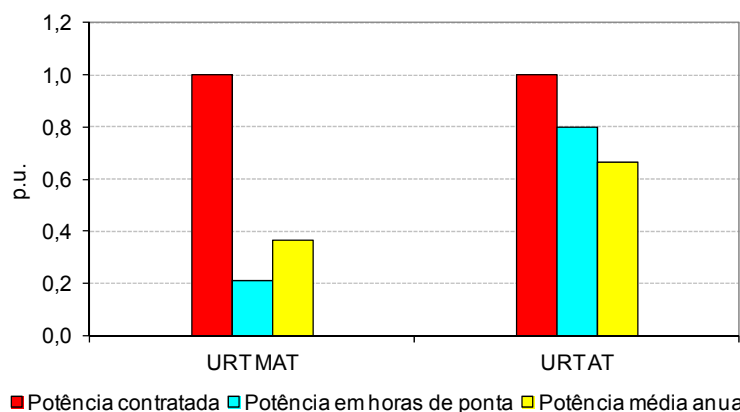


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	245	5 290

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

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



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	671	7 982

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

4 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 definem as tarifas a pagar pelo acesso às redes, as quais são obtidas para cada nível de tensão adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição de cada nível de tensão.

No Quadro 4-1 apresentam-se os valores globais de energia ativa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2015 em Portugal continental. Estas quantidades incluem as entregas do comercializador de último recurso e dos comercializadores no mercado a clientes em Portugal continental.

Quadro 4-1 - 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	2 148	4,8%	68	0,0%
AT	7 032	15,8%	289	0,0%
MT	13 978	31,3%	23 703	0,4%
BT	21 459	48,1%	6 064 579	99,6%
BTE	3 335	15,5%	33 739	0,6%
BTN	18 124	84,5%	6 030 840	99,4%
Total	44 617	100,0%	6 088 638	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 10 e os fatores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 11.

4.1 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). A alteração do Regulamento Tarifário, ocorrida em 2008, 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}).

Os valores dos coeficientes potência contratada / potência em horas de ponta fixados para 2015 são iguais entre si, de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-2 - Coeficientes Potência contratada / Potência em horas de ponta de uso de redes para 2015

δ_{AT}	0,804
δ_{MT}	0,804
δ_{BT}	0,804

4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

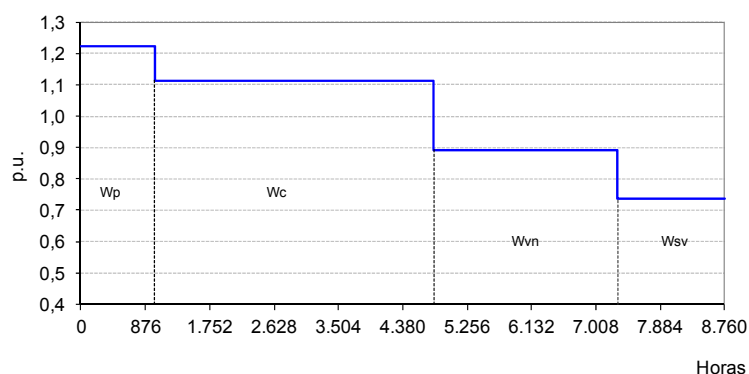
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia estão no referencial de entrega a clientes finais.

Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
Potência contratada (kW)		
MAT		670 679
AT		1 471 834
MT		5 836 710
BTE		1 952 040
BTN >		2 415 289
BTN <		34 651 325
Energia ativa (MWh)		
MAT, AT, MT, BTE e BTN	Horas de ponta	6 128 649
	Horas cheias	21 370 221
	Horas de vazio normal	11 457 590
	Horas de super vazio	5 660 901
MAT		2 147 656
AT		7 031 946
MT		13 978 275
BTE		3 335 420
BTN >		2 125 641
BTN <		15 998 424

Na Figura 4-1 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 4-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de UGS em 2015



	UGS
Potência média anual [MW]	5 526

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

4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

O Quadro 4-4 e o Quadro 4-5 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 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT}

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	141 863
	Contratada	670 679
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 758
	Horas cheias	446 359
	Horas de vazio normal	335 580
	Horas de super vazio	201 297
Períodos II, III	Horas de ponta	51 113
	Horas cheias	486 750
	Horas de vazio normal	341 183
	Horas de super vazio	197 616
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	69 954 850
	Capacitiva	43 283 389

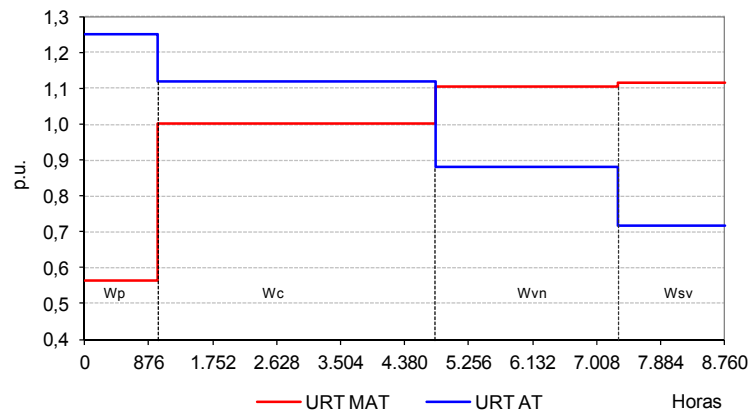
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de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

Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT}

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 534 598
	Contratada	8 126 191
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 124 911
	Horas cheias	10 971 617
	Horas de vazio normal	5 963 529
	Horas de super vazio	2 811 014
Períodos II, III	Horas de ponta	2 539 447
	Horas cheias	11 455 702
	Horas de vazio normal	5 676 562
	Horas de super vazio	2 723 682
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	0
	Capacitiva	0

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 em 2015

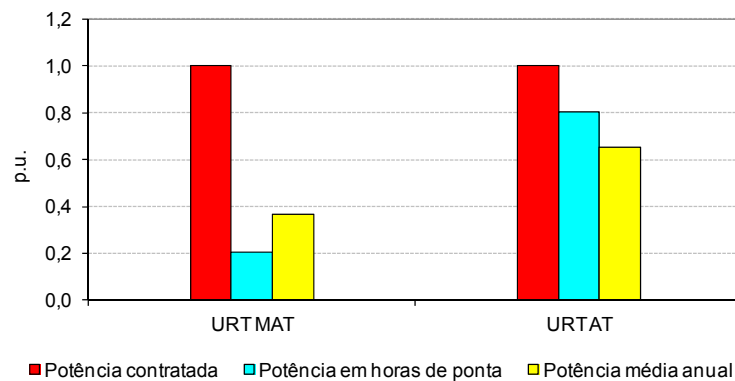


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	245	5 282

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

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

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



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	671	8 126

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

4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 4-6, o Quadro 4-7 e o Quadro 4-8 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 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT}

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 430 425
	Contratada	8 510 234
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 059 152
	Horas cheias	10 813 737
	Horas de vazio normal	5 892 233
	Horas de super vazio	2 782 907
Períodos II, III	Horas de ponta	2 498 964
	Horas cheias	11 290 855
	Horas de vazio normal	5 608 697
	Horas de super vazio	2 696 448
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	139 730 229
	Capacitiva	33 051 565

Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT}

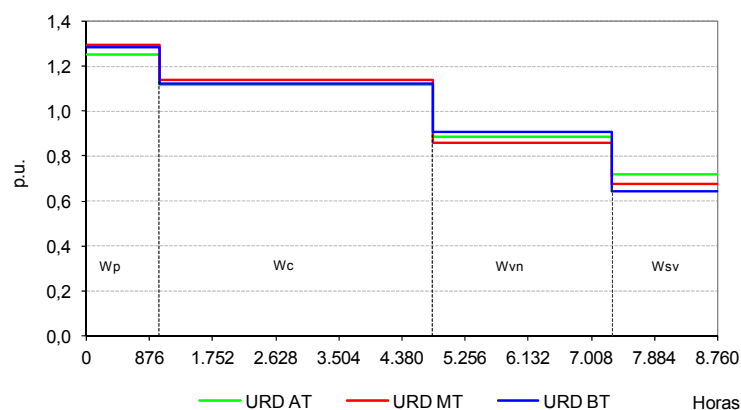
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 404 756
	Contratada	9 954 985
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 438 576
	Horas cheias	9 038 671
	Horas de vazio normal	4 728 127
	Horas de super vazio	2 146 393
Períodos II, III	Horas de ponta	2 101 309
	Horas cheias	9 283 048
	Horas de vazio normal	4 396 555
	Horas de super vazio	2 037 808
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	669 017 314
	Capacitiva	137 543 778

Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT}

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	3 019 394
	Contratada	39 018 654
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 036 989
	Horas cheias	5 289 102
	Horas de vazio normal	2 978 466
	Horas de super vazio	1 220 735
Períodos II, III	Horas de ponta	1 133 002
	Horas cheias	5 149 662
	Horas de vazio normal	2 564 608
	Horas de super vazio	1 086 922
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	338 018 362
	Capacitiva	56 828 433

Na Figura 4-4 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 4-4 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa de URD em 2015

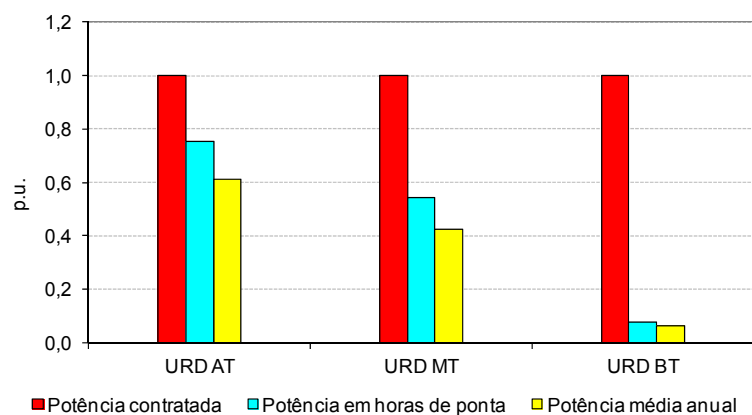


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 210	4 243	2 450

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

Na Figura 4-5 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 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD



	URD AT	URD MT	URD BT
Potência contratada [MW/mês]	8 510	9 955	39 019

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

5 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

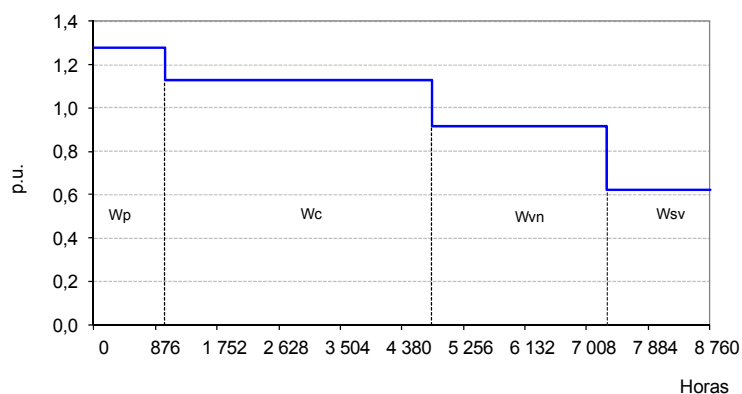
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa Transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até 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 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa transitória de energia

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia ativa		(MWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	509 992
	Horas cheias	1 305 042
	Horas de vazio normal	747 197
	Horas de super vazio	291 426
Períodos II, III	Horas de ponta	263 101
	Horas cheias	1 266 598
	Horas de vazio normal	631 485
	Horas de super vazio	254 718

Na Figura 5-1 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 5-1 - Diagrama de carga anual retangularizado da tarifa transitória de energia



	Tarifa de Energia
Potência média anual [MW]	602

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

5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

O Quadro 5-2 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 a energia ativa por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 5-2 - 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)	853
Energia ativa	(MWh)	167 739
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	2 564
Energia ativa	(MWh)	180 113
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	2 234 815
Energia ativa	(MWh)	4 296 050

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Os valores utilizados no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN do comercializador de último recurso apresentam-se no Quadro 6-1 ao Quadro 6-8. No Quadro 6-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 6-2 ao Quadro 6-8 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação.

A procura prevista, para as entregas nos referidos níveis de tensão, baseia-se na caracterização da procura agregada do mercado regulado e do mercado livre em 2013, na projeção destas quantidades para o balanço de energia previsto para 2015 e nas quotas do mercado liberalizado previstas para estes segmentos de consumidores.

Para o nível de tensão BTN< (potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA) a caracterização da procura do mercado regulado e do mercado livre considerou os valores reais registados nos anos de 2012 e 2013 (peso igual de 50% para cada um dos anos). Esta alteração de metodologia procurou reduzir o efeito da grande alteração na estrutura tarifária que se registou no ano de 2013 para o segmento de consumo em causa. Pretende-se assim proceder a uma alteração gradual da estrutura de quantidades, estabilizando-se a estrutura tarifária.

Quadro 6-1 - Resumo das quantidades consideradas para o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN 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	0	0,0%	0	0,0%
MT	168	3,6%	853	0,0%
BT	4 476	96,4%	2 237 379	100,0%
BTE	180	4,0%	2 564	0,1%
BTN	4 296	96,0%	2 234 815	99,9%
Total	4 644	100,0%	2 238 233	100,0%

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

Quadro 6-2 - 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)		853		
Potência (kW)				
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	14 584		
	Contratada	28 962		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10 099		
	Contratada	35 504		
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	434		
	Contratada	5 575		
Energia ativa (MWh)				
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	8 141	
		Horas cheias	22 680	
		Horas de vazio normal	11 017	
		Horas de super vazio	6 235	
	Períodos II, III	Horas de ponta	5 644	
		Horas cheias	25 728	
		Horas de vazio normal	11 561	
		Horas de super vazio	6 286	
	Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	6 064
			Horas cheias	16 151
Horas de vazio normal			6 903	
Períodos II, III		Horas de super vazio	3 974	
		Horas de ponta	4 462	
		Horas cheias	17 696	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	7 633	
		Horas de super vazio	4 244	
		Horas de ponta	248	
		Horas cheias	648	
	Períodos II, III	Horas de vazio normal	410	
		Horas de super vazio	231	
		Horas de ponta	197	
		Horas cheias	806	
Energia reativa (kvarh)				
	Indutiva	8 028 208		
	Capacitiva	1 650 525		

Quadro 6-3 - 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)		2 564
Potência (kW)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	11 141
	Contratada	36 281
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	13 862
	Contratada	69 129
Energia ativa (MWh)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	14 213
	Horas cheias	41 046
	Horas vazio normal	15 965
	Horas de super vazio	8 079
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	17 956
	Horas cheias	51 273
	Horas vazio normal	20 865
	Horas de super vazio	10 716
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	18 252 992
	Capacitiva	3 068 735

Quadro 6-4 - 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	410
	34,5	224
	41,4	253
Tarifa de médias utilizações	27,6	7 537
	34,5	6 665
	41,4	7 571
Energia ativa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5 897
	Horas cheias	19 455
	Horas vazio	27 152
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	72 738
	Horas cheias	195 519
	Horas vazio	114 997

Quadro 6-5 - 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	95
	34,5	76
	41,4	98
Energia ativa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	419
	Horas cheias	1 319
	Horas de vazio	1 333

Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	3,45	852 995
	4,6	55 946
	5,75	26 159
	6,9	390 258
	10,35	101 812
	13,8	37 664
	17,25	11 599
	20,7	42 591
Tarifa bi-horária	3,45	69 478
	4,6	25 478
	5,75	13 685
	6,9	140 807
	10,35	37 176
	13,8	18 833
Tarifa tri-horária	17,25	6 542
	20,7	21 041
	3,45	11 152
	4,6	4 201
	5,75	2 300
	6,9	10 830
	10,35	3 770
	13,8	1 878
17,25	786	
20,7	2 247	
Energia ativa		MWh
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		1 695 538
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		696 036
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	333 265
	Horas de vazio	226 595
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	323 803
	Horas de vazio	207 211
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	10 736
	Horas de cheias	31 237
	Horas de vazio	47 073
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	12 527
	Horas de cheias	39 464
	Horas de vazio	67 039

Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 2,3$ kVA)

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples (kVA)	1,15	262 539
	2,3	26 871
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		146 879

Quadro 6-8 - 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 ($\leq 20,7$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples	3,45	9 869
	4,6	129
	5,75	40
	6,9	12 065
	10,35	5 792
	13,8	1 202
	17,25	241
Tarifa bi-horária	20,7	1 011
	3,45	43
	4,6	5
	5,75	3
	6,9	294
	10,35	550
	13,8	261
Tarifa tri-horária	17,25	87
	20,7	409
	3,45	39
	4,6	1
	5,75	0
	6,9	715
	10,35	329
Energia ativa	13,8	116
	17,25	4
	20,7	40
	(MWh)	
	Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA	5 667
	Tarifa simples $> 6,9$ kVA	8 484
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	213
	Horas de vazio	201
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	2 238
	Horas de vazio	2 297
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	48
	Horas de cheias	95
	Horas de vazio	55
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	101
	Horas de cheias	244
	Horas de vazio	174

6.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

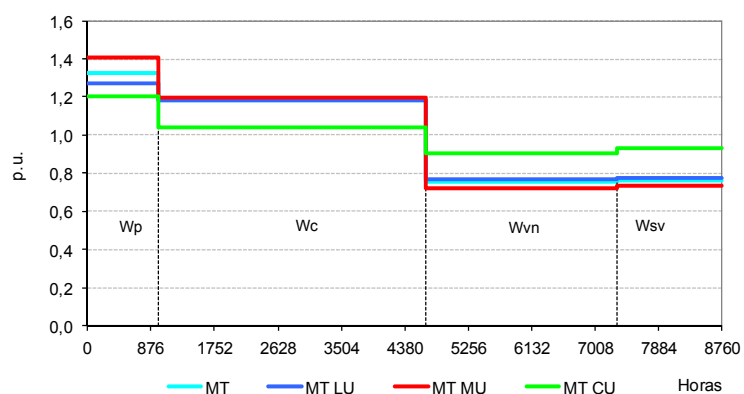
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se em seguida, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga retangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e a potência média anual.

Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

6.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 6-1 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 6-1 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária

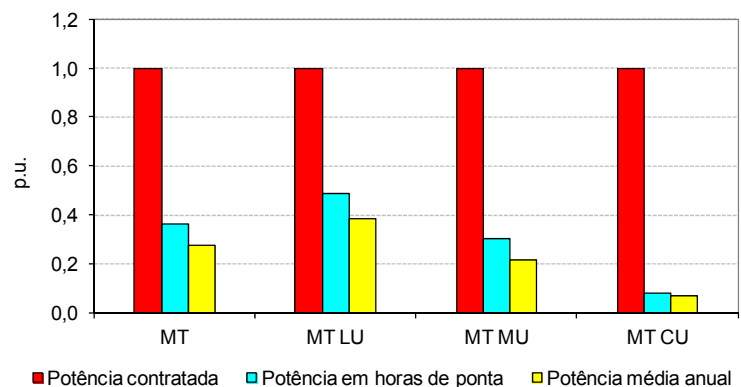


	MT	MT LU	MT MU	MT CU
Potência média anual [kW]	19 148	11 106	7 663	379
Potência média anual por cliente [kW]	22	54	14	4

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

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

Figura 6-2 - 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]	70 041	28 962	35 504	5 575
Potência contratada por cliente [kW/mês]	82	140	64	61

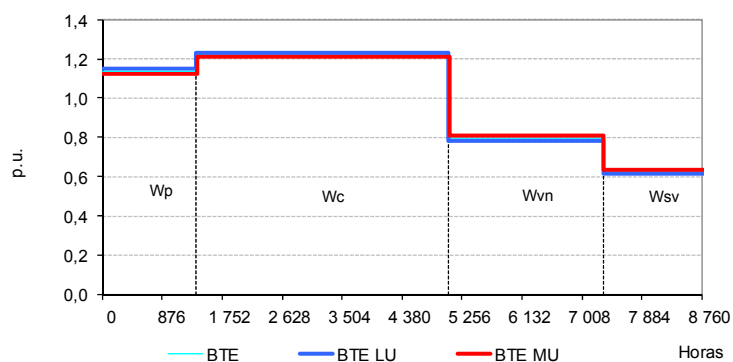
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada em cada opção tarifária

Verifica-se, na Figura 6-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registrando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 359 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 891 e 596 horas, respetivamente.

6.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 6-3 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 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária

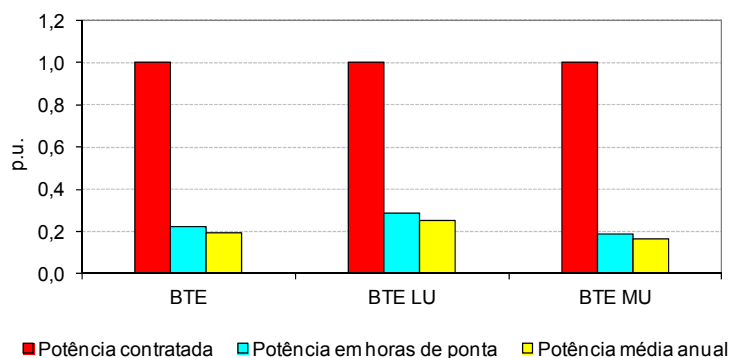


	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência média anual [kW]	20 551	9 048	11 502
Potência média anual por cliente [kW]	8	12	6

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

Da Figura 6-4 pode concluir-se que, relativamente ao nível de tensão MT 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.

Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE



	BTE	BTE LU	BTE MU
Potência contratada [kW/mês]	105 410	36 281	69 129
Potência contratada por cliente [kW/mês]	41	49	38

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

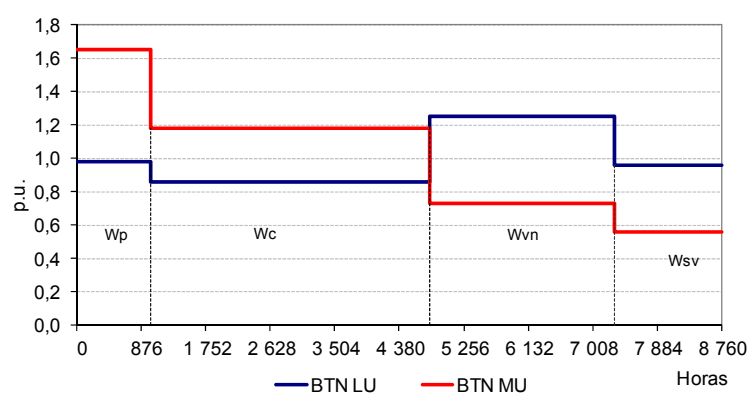
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respetivamente, 2 185 e 1 457 horas.

6.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 6-5 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 10.2. relativamente à desagregação da energia de vazio.

Figura 6-5 - 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]	5 994	43 750
Potência média anual por cliente [kW]	7	2

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

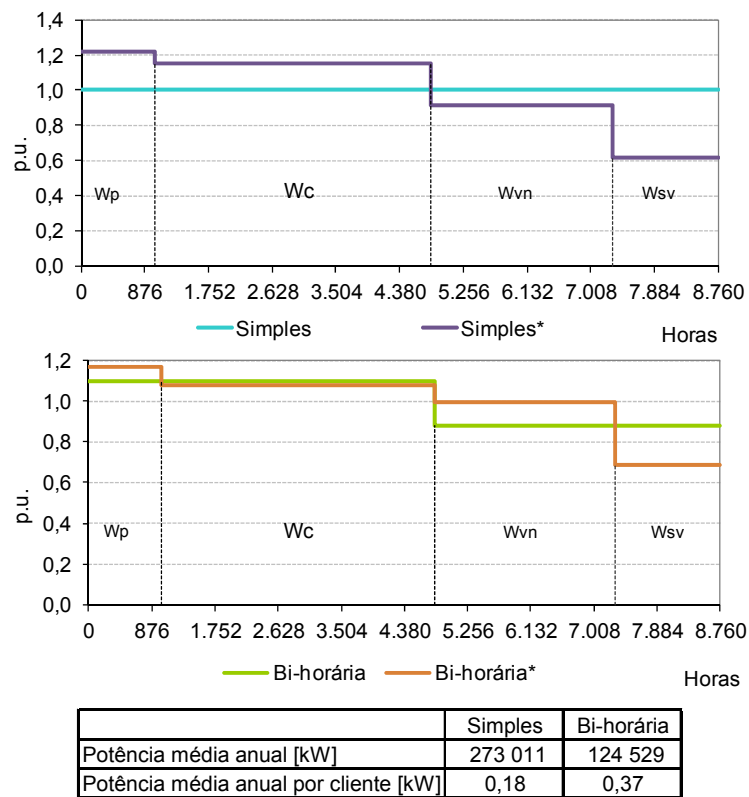
Os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA foram construídos com base no balanço de energia previsto para 2015.

6.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL (\leq 20,7 kVA)

Na Figura 6-6 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 e tarifa bi-horária.

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

Figura 6-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária



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

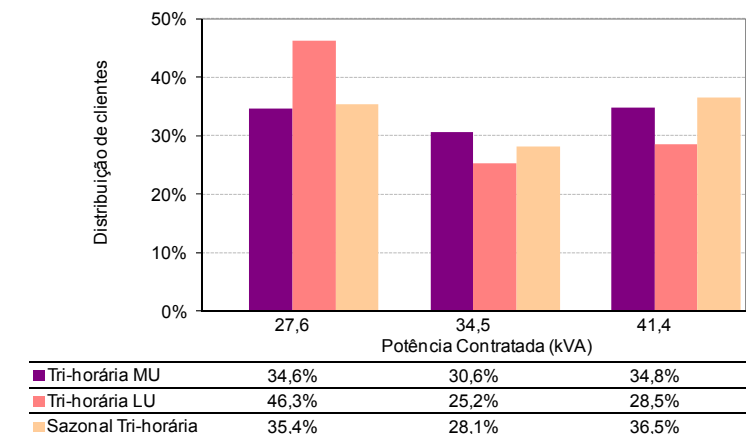
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.4 para a opção tarifária bi-horária e no ponto 10.5 para a opção tarifária simples.

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.

6.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

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

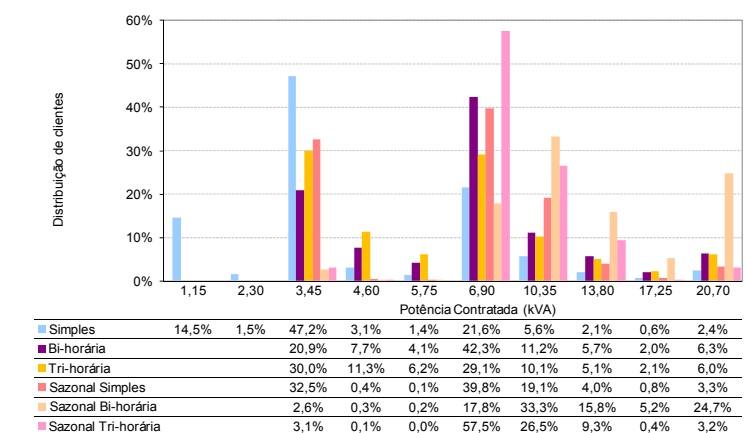
Figura 6-7 - Distribuição de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária MU	Tri-horária LU	Sazonal Tri-horária
	21 773	886	269

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

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



Número de clientes por opção tarifária	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária
	1 808 436	333 041	37 165	30 349	1 652	1 244

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

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.

Na Figura 6-9 e na Figura 6-10 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 6-9 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)

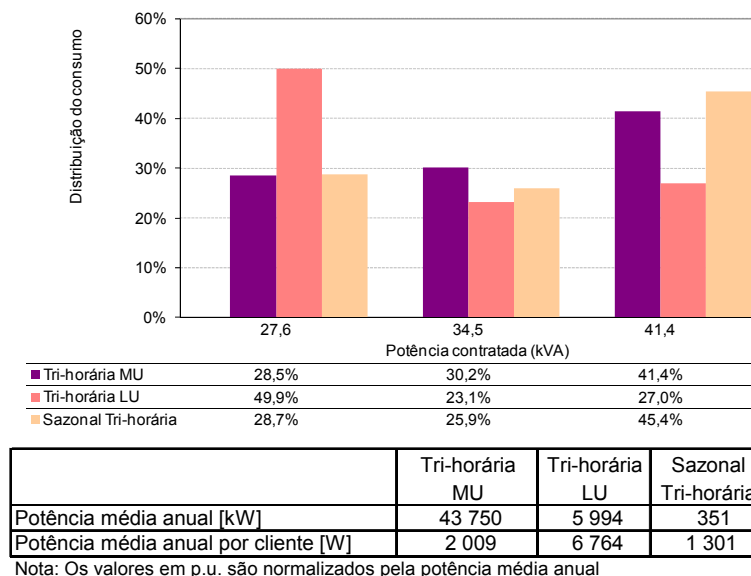
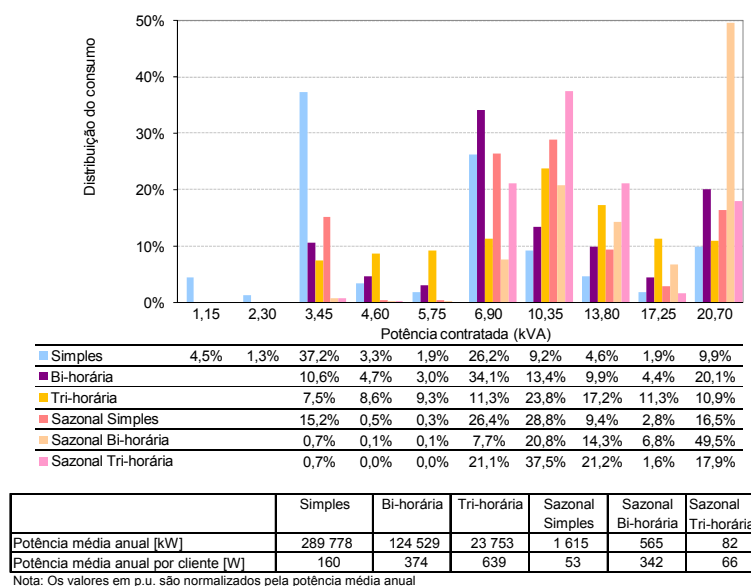


Figura 6-10 - Distribuição de consumo por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



Na Figura 6-11 e na Figura 6-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Figura 6-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN > 20,7 kVA)

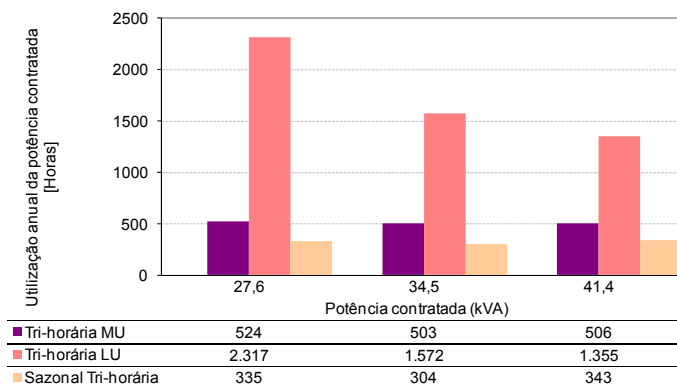
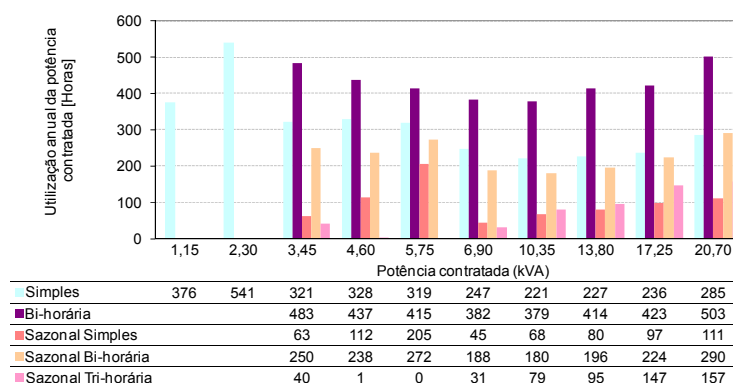


Figura 6-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN ≤ 20,7 kVA)



7 PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO

Neste capítulo caracterizam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado (ML). Estas quantidades, conjuntamente com as quantidades das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, condicionam o cálculo das tarifas por atividade do operador da rede de distribuição e, por consequência, das tarifas de acesso às redes.

As entregas de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes do ML apresentam-se do Quadro 7-1 ao Quadro 7-8. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 7-2 ao Quadro 7-8 apresentam-se, para cada 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 2013, bem como os consumos do balanço de energia elétrica projetados para 2015.

Para o nível de tensão BTN< (potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA) a caracterização da procura do mercado regulado e do mercado livre considerou os valores reais registados nos anos de 2012 e 2013 (peso igual de 50% para cada um dos anos). Esta alteração de metodologia procurou reduzir o efeito da grande alteração na estrutura tarifária que se registou no ano de 2013 para o segmento de consumo em causa. Pretende-se assim proceder a uma alteração gradual da estrutura de quantidades, estabilizando-se a estrutura tarifária.

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 7-1 - Resumo das quantidades previstas para os clientes no mercado liberalizado

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	% Energia	Número de clientes	% Número de clientes
MAT	2 148	5,4%	68	0,0%
AT	7 032	17,6%	289	0,0%
MT	13 811	34,5%	22 850	0,6%
BT	16 983	42,5%	3 827 199	99,4%
BTE	3 155	18,6%	31 175	0,8%
BTN	13 828	81,4%	3 796 024	99,2%
Total	39 973	100,0%	3 850 406	100,0%

7.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Quadro 7-2 - 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)		68
Potência (kW)		
	Horas de ponta	141 863
	Contratada	670 679
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	87 758
	Horas cheias	446 359
	Horas de vazio normal	335 580
	Horas de super vazio	201 297
Períodos II, III	Horas de ponta	51 113
	Horas cheias	486 750
	Horas de vazio normal	341 183
	Horas de super vazio	197 616
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	69 954 850
	Capacitiva	43 283 389

Quadro 7-3 - 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)		289
Potência (kW)		
	Horas de ponta	770 565
	Contratada	1 471 834
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	458 275
	Horas cheias	1 399 961
	Horas de vazio normal	1 005 241
	Horas de super vazio	578 990
Períodos II, III	Horas de ponta	298 473
	Horas cheias	1 622 561
	Horas de vazio normal	1 064 418
	Horas de super vazio	604 026
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	139 730 229
	Capacitiva	33 051 565

Quadro 7-4 - 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)		22 850
Potência (kW)		
	Horas de ponta	2 067 967
	Contratada	5 766 669
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	1 189 954
	Horas cheias	3 250 466
	Horas de vazio normal	1 509 137
	Horas de super vazio	859 553
Períodos II, III	Horas de ponta	848 328
	Horas cheias	3 641 650
	Horas de vazio normal	1 620 940
	Horas de super vazio	890 507
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	660 989 106
	Capacitiva	135 893 252

Quadro 7-5 - 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)		31 175
Potência (kW)		
	Horas de ponta	438 022
	Contratada	1 846 630
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	563 559
	Horas cheias	1 617 284
	Horas de vazio normal	645 196
	Horas de super vazio	329 269
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	319 765 371
	Capacitiva	53 759 698

Quadro 7-6 - 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	16 540
	34,5	14 322
	41,4	16 292
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	303 875
	Horas cheias	831 407
	Horas de vazio	551 530

Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada	(nº de clientes)	
Tarifa simples	3,45	1 628 756
	4,6	105 849
	5,75	49 453
	6,9	759 432
	10,35	203 117
	13,8	73 364
	17,25	22 350
Tarifa bi-horária	20,7	82 302
	3,45	131 230
	4,6	48 103
	5,75	25 838
	6,9	266 345
	10,35	71 213
	13,8	36 043
Tarifa tri-horária	17,25	12 512
	20,7	40 489
	3,45	21 124
	4,6	7 933
	5,75	4 342
	6,9	21 792
	10,35	7 738
Energia ativa	13,8	3 764
	17,25	1 493
	20,7	4 316
	Tarifa simples	7 832 844
	Tarifa bi-horária	
Tarifa tri-horária	Horas fora de vazio	2 147 339
	Horas de vazio	1 420 569
	Horas de ponta	76 227
	Horas cheias	231 302
	Horas de vazio	372 287

Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN (<= 2,3 kVA)

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (<=2,3 kVA)		QUANTIDADES
Potência	(nº de clientes)	
Tarifa simples	1,15	108 833
	2,3	11 139
Energia ativa	MWh	
Tarifa simples		60 636

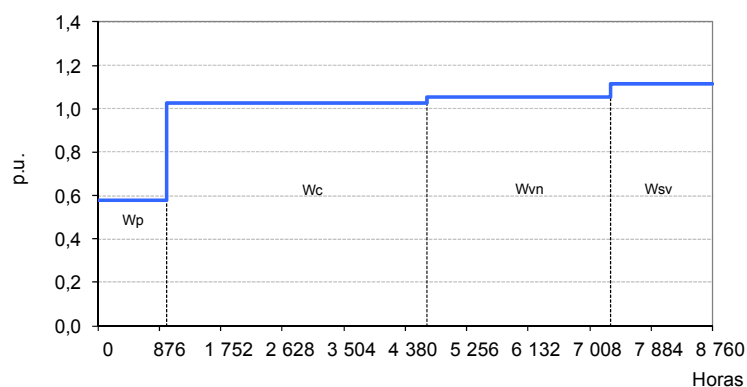
7.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO

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 média anual.

7.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 7-1 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 7-2 apresentam-se as potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT.

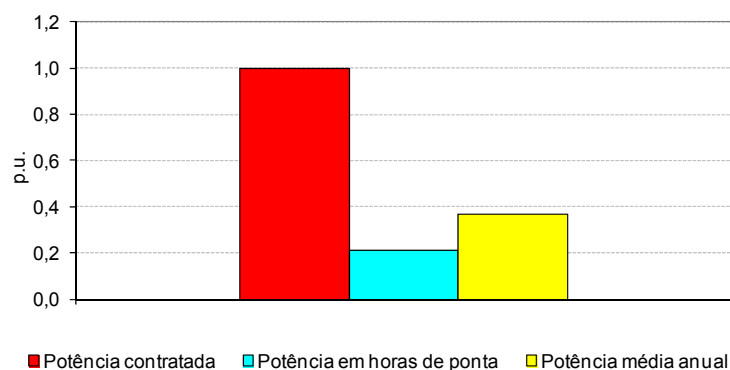
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por período tarifário



	MAT
Potência média anual [kW]	245 166
Potência média anual por cliente [kW]	3 605

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

Figura 7-2 - Potências médias anuais, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT



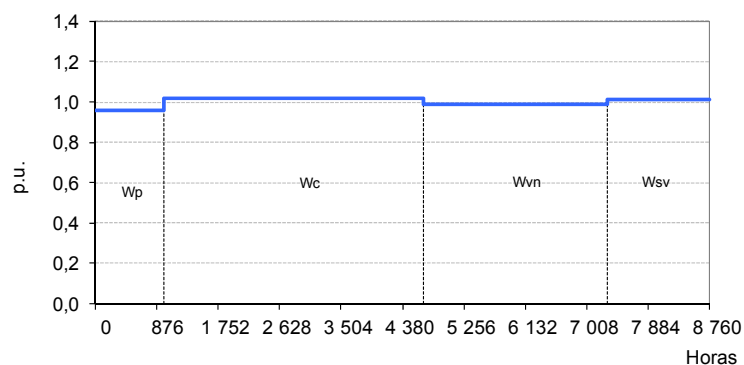
	MAT
Potência contratada [kW/mês]	670 679
Potência contratada por cliente [kW/mês]	9 863

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

7.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 7-3 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 7-4 apresentam - se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT.

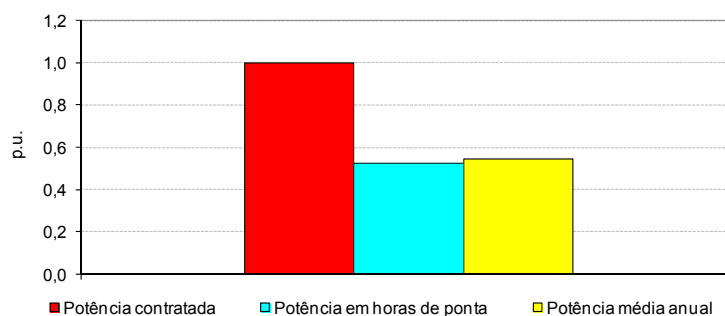
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por período tarifário



	AT
Potência média anual [kW]	802 734
Potência média anual por cliente [kW]	2 778

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

Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT



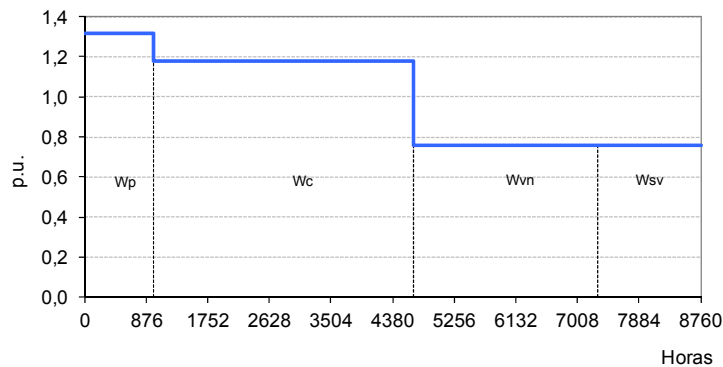
	AT
Potência contratada [kW/mês]	1 471 834
Potência contratada por cliente [kW/mês]	5 094

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

7.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 7-5 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 7-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT.

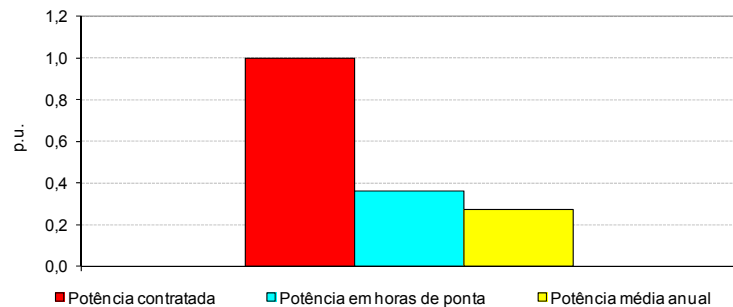
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por período tarifário



	MT
Potência média anual [kW]	1 576 545
Potência média anual por cliente [kW]	69

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

Figura 7-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT



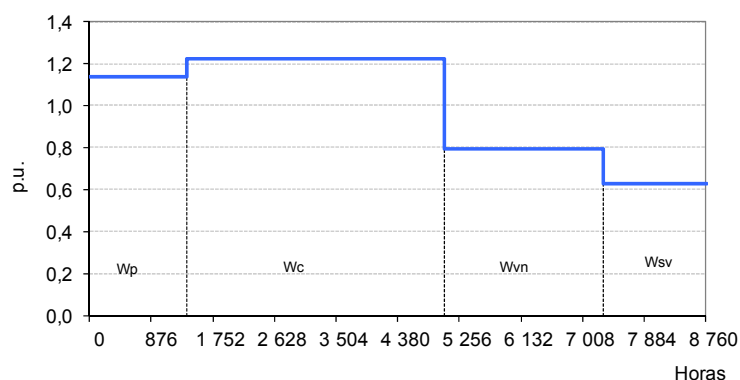
	MT
Potência contratada [kW/mês]	5 766 669
Potência contratada por cliente [kW/mês]	252

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

7.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 7-7 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 7-8 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.

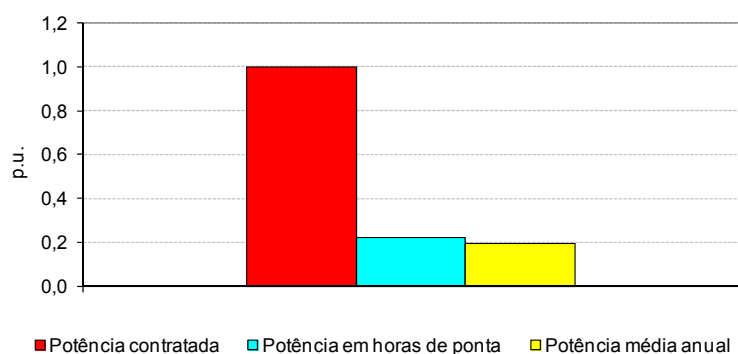
Figura 7-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por período tarifário



	BTE
Potência média anual [kW]	360 017
Potência média anual por cliente [kW]	12

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

Figura 7-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE



■ Potência contratada ■ Potência em horas de ponta ■ Potência média anual

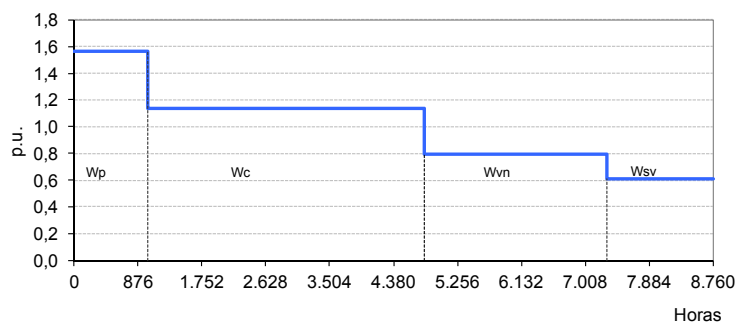
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	1 846 630
Potência contratada por cliente [kW/mês]	59

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

7.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 7-9 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 7-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período tarifário

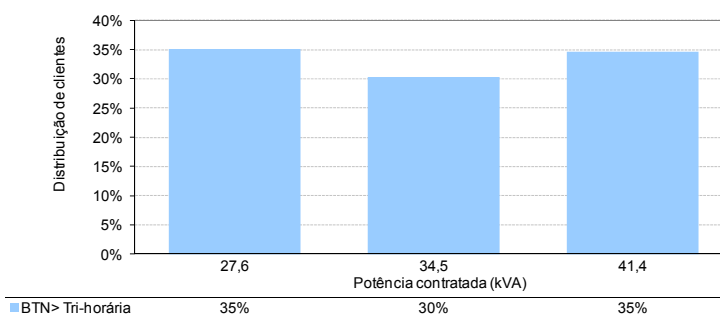


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [kW]	192 558
Potência média anual por cliente [kW]	4,08
Consumo médio anual por cliente [kWh]	35 772

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

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

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

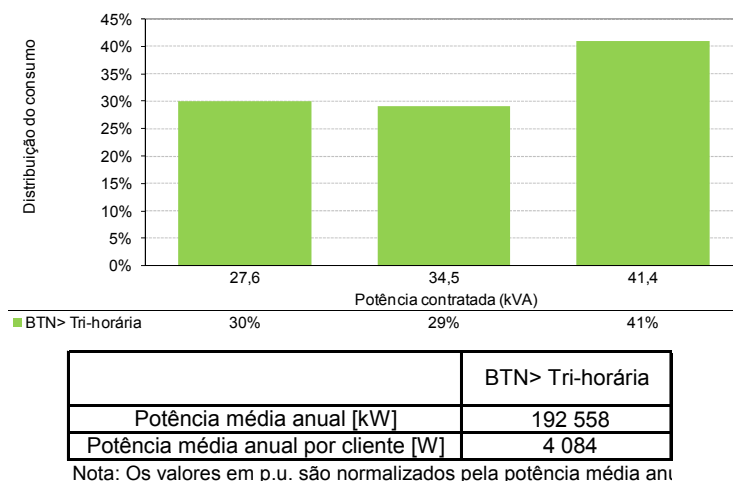


Número de clientes por opção tarifária	BTN> Tri-horária
	47 154

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

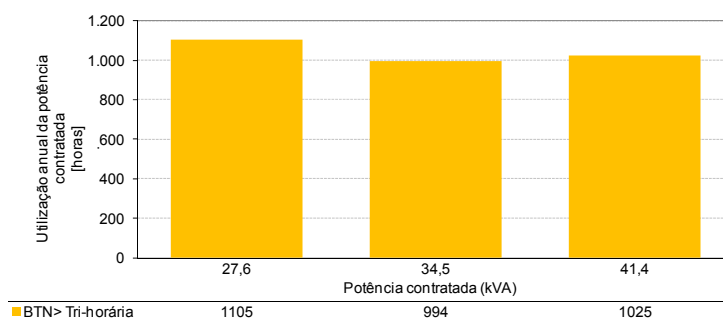
Na Figura 7-11 apresenta-se a distribuição de consumo por escalão de potência contratada para os clientes no mercado liberalizado em $BTN > 20,7$ kVA.

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



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

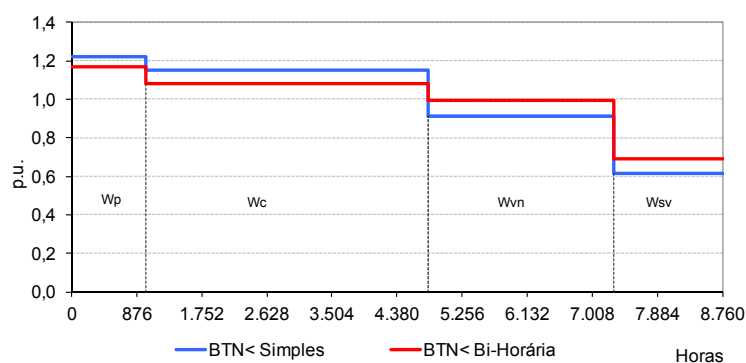
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado ($BTN > 20,7$ kVA)



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

Na Figura 7-13 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 e bi-horária.

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

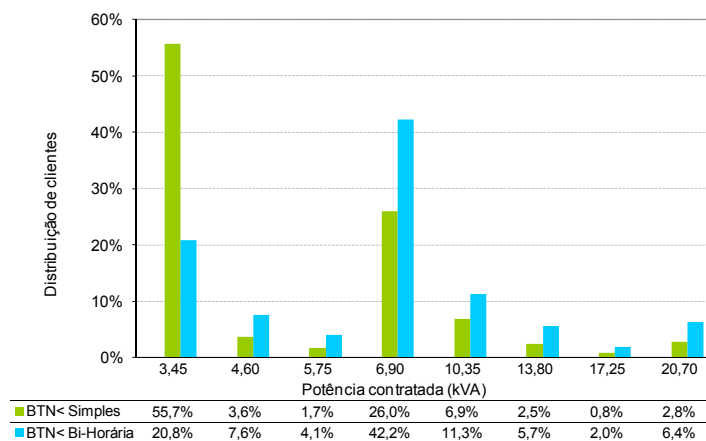


Potência de base	BTN < Simples	BTN < Bi-Horária
Potência média anual [MW]	894 160	407 295
Potência média anual por cliente [kW]	0,31	0,64
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2.678	5.647

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

Na Figura 7-14 apresenta-se a distribuição de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN < 20,7 kVA.

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

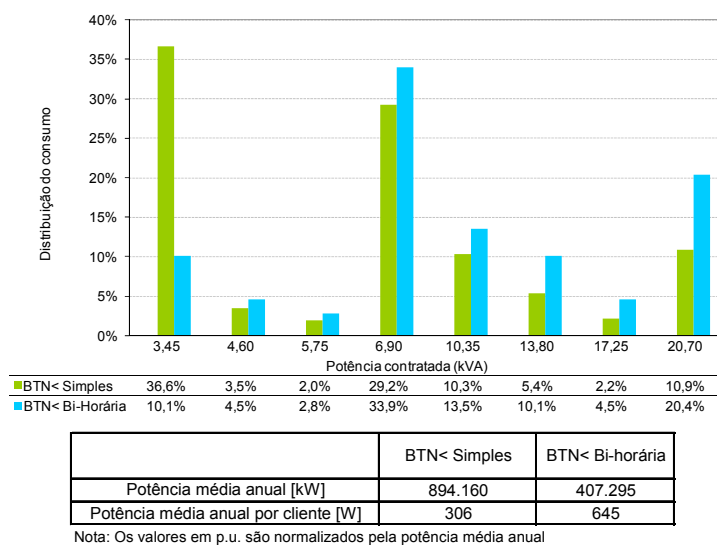


Número de clientes por opção tarifária	BTN < Simples	BTN < Bi-horária
	2 924 624	631 772

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

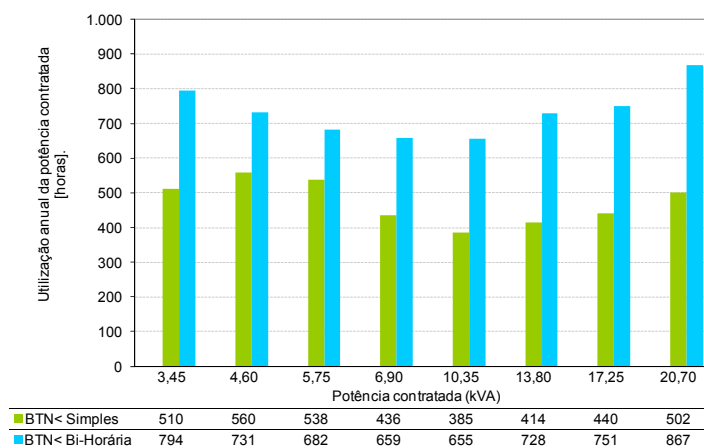
Na Figura 7-15 apresenta-se a distribuição de consumo por opção tarifária e escalão de potência contratada dos clientes no mercado liberalizado em BTN < 20,7 kVA.

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



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

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



8 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 8-1 ao Quadro 8-6. 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 8-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 8-1 - 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	263	37,2%	757	0,6%
BT	444	62,8%	121 169	99,4%
BTE	48	10,9%	610	0,5%
BTN	395	89,1%	120 559	99,5%
Total	707	100,0%	121 926	100,0%

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

Quadro 8-2 - 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	36 139
	Contratada	123 687
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	23 993
	Horas cheias	59 680
	Horas de vazio normal	26 247
	Horas super vazio	15 879
Períodos II, III	Horas de ponta	26 374
	Horas cheias	64 849
	Horas de vazio normal	28 782
	Horas super vazio	17 249
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	20 277 906
	Capacitiva	2 564 604

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2015

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

Quadro 8-3 - 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)		610
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 707
	Contratada	29 945
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	9 604
	Horas cheias	23 524
	Horas de vazio normal	9 408
	Horas super vazio	5 771
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	6 923 468
	Capacitiva	547 815

Quadro 8-4 - 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)		
	27,6	743
Tarifa Tri-horária	34,5	320
	41,4	404
Energia ativa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	8 163
	Horas cheias	20 245
	Horas de vazio	12 542

Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)

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	54 109	
	4,6	253	
	5,75	95	
	6,9	26 377	
	10,35	4 880	
	13,8	1 354	
	17,25	1 940	
	20,7	271	
	Tarifa bi-horária	3,45	368
		4,6	15
5,75		3	
6,9		1 069	
10,35		252	
13,8		167	
Tarifa tri-horária	17,25	174	
	20,7	15	
	3,45	6 632	
	4,6	458	
	5,75	262	
	6,9	9 644	
	10,35	1 313	
	13,8	491	
Energia ativa MWh			
Tarifa simples		214 887	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	7 625	
	Horas de vazio	4 885	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	19 064	
	Horas cheias	50 691	
	Horas de vazio	54 164	

Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 2,3$ kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa simples	1,15	5 898
	2,3	68
Energia ativa (MWh)		
Tarifa simples		3 184

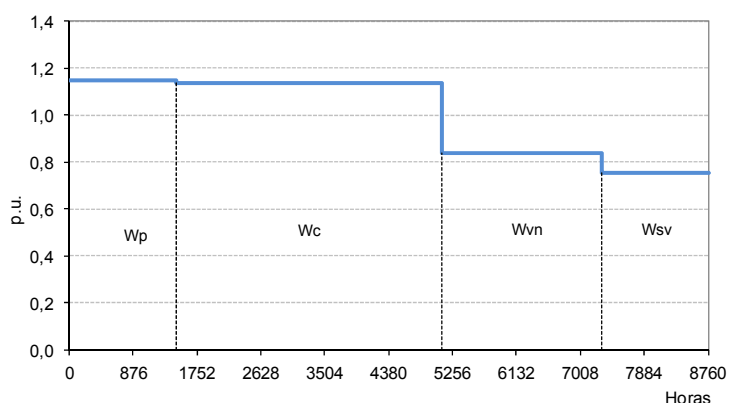
8.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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.

8.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 8-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2015.

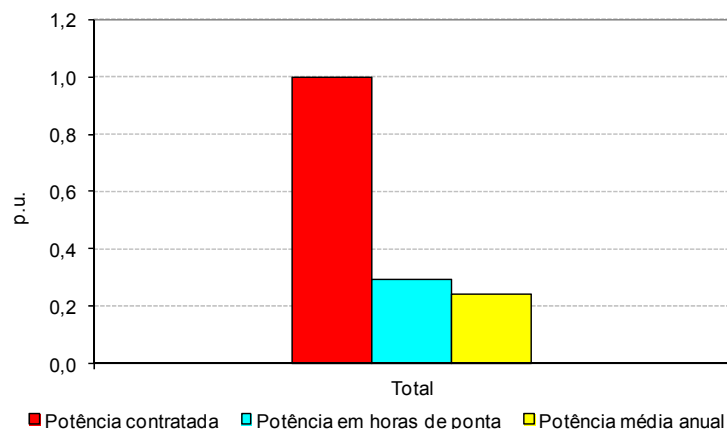
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa de MT, discriminado por posto horário



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	30.029
Potência média anual por cliente [kW]	40
Consumo médio anual por cliente [kWh]	347 495

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

Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT



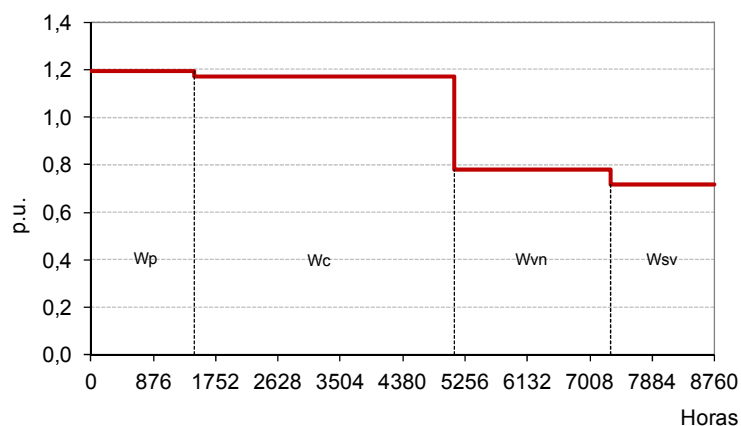
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada	123 687
Potência contratada por cliente	163

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

8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 8-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária Tetra-horária em BTE, discriminado por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2015.

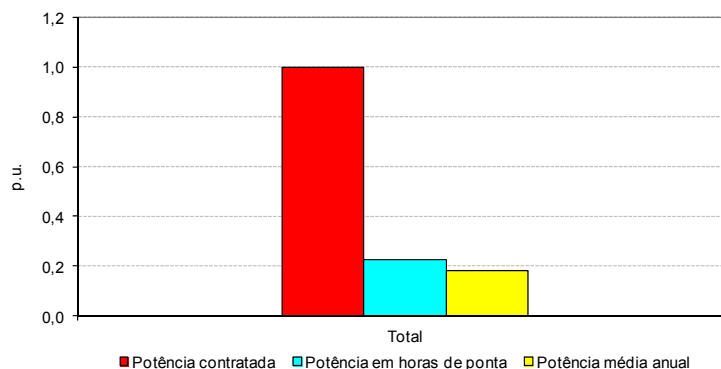
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	5 515
Potência média anual por cliente [kW]	9
Consumo médio anual por cliente [kWh]	79 192

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

Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada	29 945
Potência contratada por cliente	49

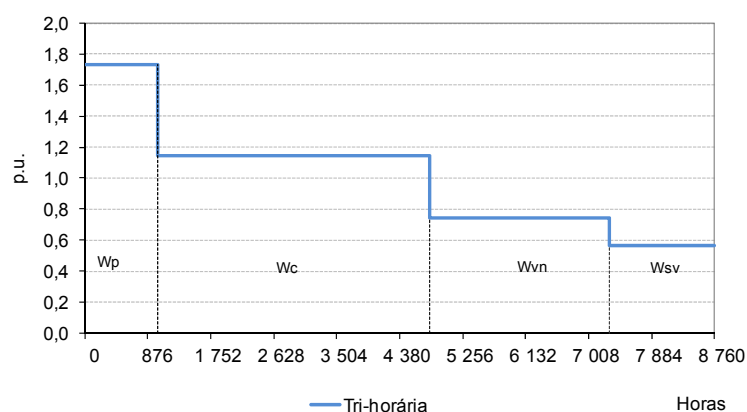
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

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.

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária tri-horária.

Figura 8-5 - 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]	4 675
Potência média anual por cliente [W]	3 187
Consumo médio anual por cliente [kWh]	27 914

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

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

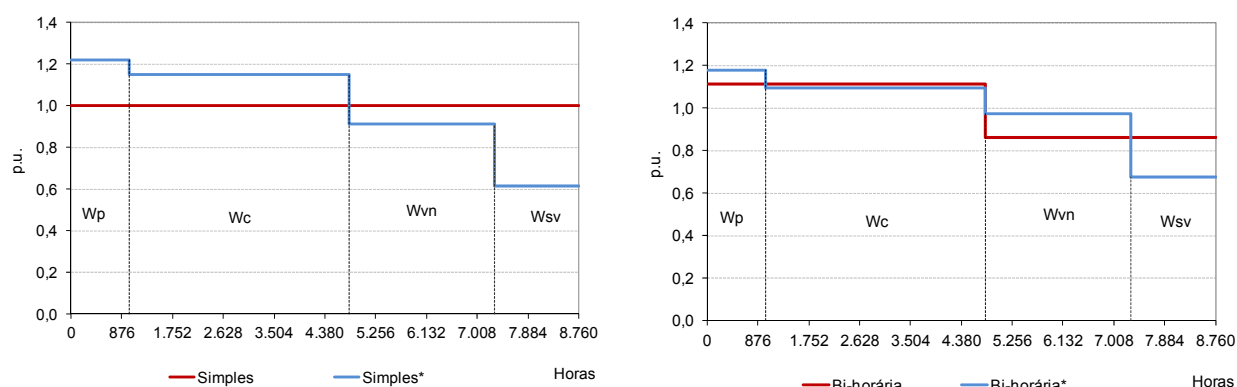
Na Figura 8-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples e tarifa Bi-horária.

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 10.5 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 8-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA



Potência de base	Simples	Bi-horária
Potência média anual [kW]	24 530	1 428
Potência média anual por cliente [kW]	0,27	0,69
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 407	6 064

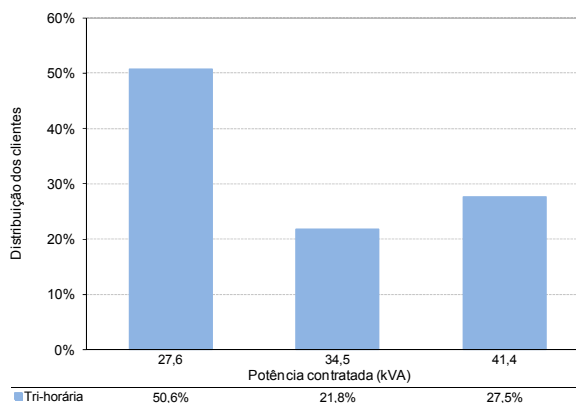
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

8.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 8-7 e na Figura 8-8 apresenta-se o número de clientes por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias de BTN. O número de clientes é apresentado em percentagem do número total de clientes da opção tarifária correspondente. Assim, o número de clientes de cada uma das opções tarifárias com uma determinada potência contratada é obtido pela multiplicação do valor

apresentado na figura respetiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respetiva.

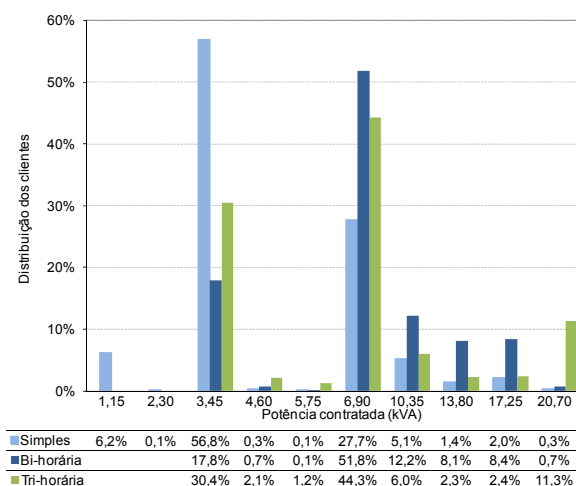
Figura 8-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA), na RAA



Número de clientes por opção tarifária	BTN>
	1 467

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

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



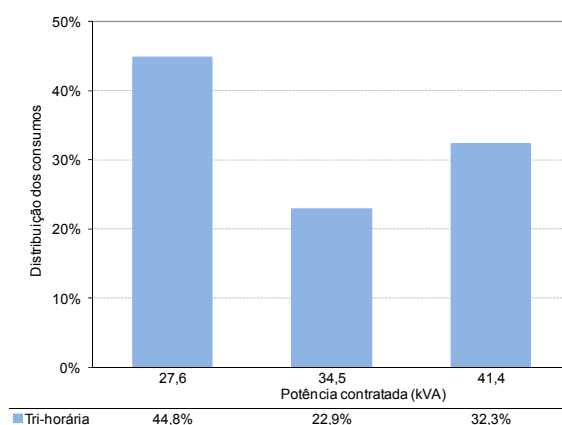
Número de clientes por opção tarifária	BTN< Simplex	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
	95 245	2 063	21 784

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

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 8-9 e na Figura 8-10 apresenta-se, em percentagem, a distribuição do consumo por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

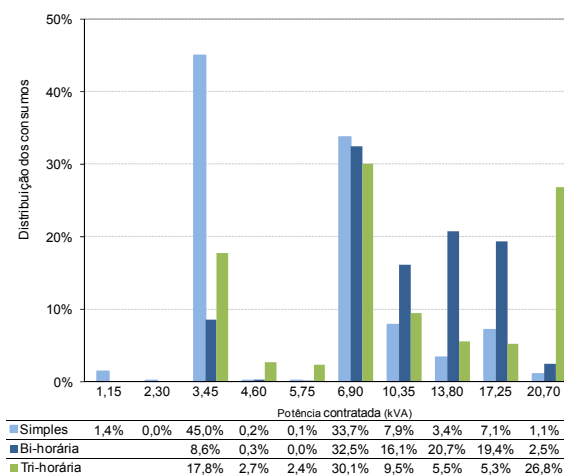
Figura 8-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de $BTN (>20,7$ kVA), na RAA



	BTN>
Potência média anual [kW]	4 675
Potência média anual por cliente [W]	3 187

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

Figura 8-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAA



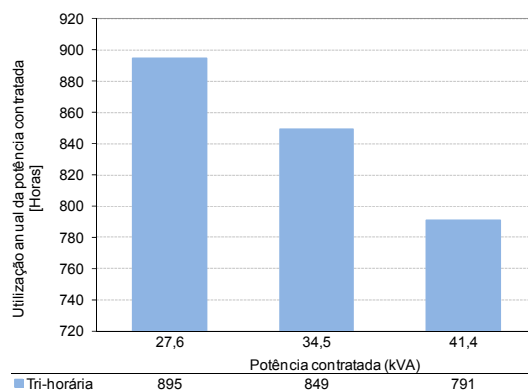
	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	24 894	1 428	14 146
Potência média anual por cliente [W]	261	692	649

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

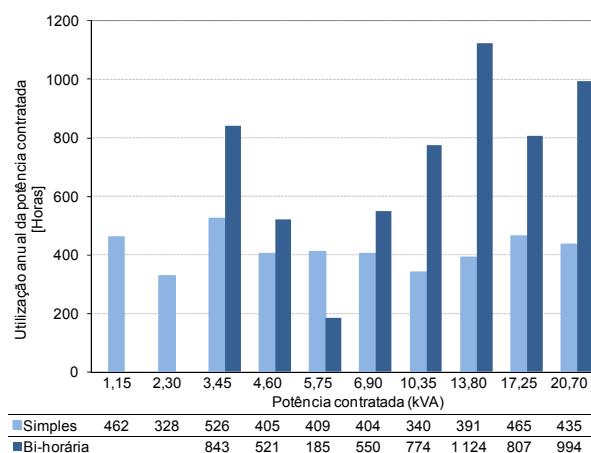
Verifica-se que na tarifa Simples de $BTN \leq 20,7$ kVA o escalão predominante é o de 3,45 kVA. Na tarifa Bi-horária e na tarifa Tri-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

Na Figura 8-11 e na Figura 8-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

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



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



Na tarifa Tri-horária de $BTN > 20,7$ kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 27,6 kVA. Verifica-se que, na opção Simple 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 das tarifas de $BTN \leq 20,7$ kVA os clientes do escalão 13,80 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada.

9 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 9-1 ao Quadro 9-6. 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 9-6 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de faturação. Estes valores são estabelecidos tendo por base as previsões apresentadas pela concessionária de transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 9-1 - 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	194	24,6%	303	0,2%
BT	595	75,4%	136 267	99,8%
BTE	159	26,7%	1 190	0,9%
BTN	437	73,3%	135 078	99,1%
Total	790	100,0%	136 570	100,0%

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

Quadro 9-2 - 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)		303
Potência (kW)		
	Horas de ponta	24 176
	Contratada	86 488
Energia ativa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	16 604
	Horas cheias	42 659
	Horas de vazio normal	19 249
	Horas de super vazio	10 825
Períodos II, III	Horas de ponta	19 141
	Horas cheias	50 470
	Horas de vazio normal	22 673
	Horas de super vazio	12 769
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	9 039 202
	Capacitiva	0

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2015

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

Quadro 9-3 - 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)		1 190
Potência (kW)		
	Horas de ponta	21 177
	Contratada	108 694
Energia ativa (MWh)		
	Horas de ponta	31 665
	Horas cheias	80 318
	Horas de vazio normal	31 147
	Horas de super vazio	15 622
Energia reativa (kvarh)		
	Indutiva	18 837 130
	Capacitiva	0

Quadro 9-4 - 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)		
	27,6	873
Tarifa tri-horária	34,5	674
	41,4	752
Energia ativa (MWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	13 620
	Horas cheias	33 132
	Horas de vazio	22 373

Quadro 9-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
	3,45	49 568
	4,6	288
	5,75	99
Tarifa simples	6,9	58 179
	10,35	3 605
	13,8	2 150
	17,25	936
	20,7	3 005
	3,45	1 473
	4,6	52
	5,75	15
Tarifa bi-horária	6,9	6 989
	10,35	645
	13,8	467
	17,25	181
	20,7	773
	3,45	385
	4,6	97
	5,75	115
Tarifa tri-horária	6,9	127
	10,35	297
	13,8	217
	17,25	145
	20,7	130
Energia ativa MWh		
Tarifa simples		270 297
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	32 834
	Horas de vazio	17 274
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	3 204
	Horas cheias	12 347
	Horas de vazio	29 428

Quadro 9-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 2,3$ kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa simples	1,15	2 728
	2,3	109
Energia ativa		MWh
Tarifa simples		2 006

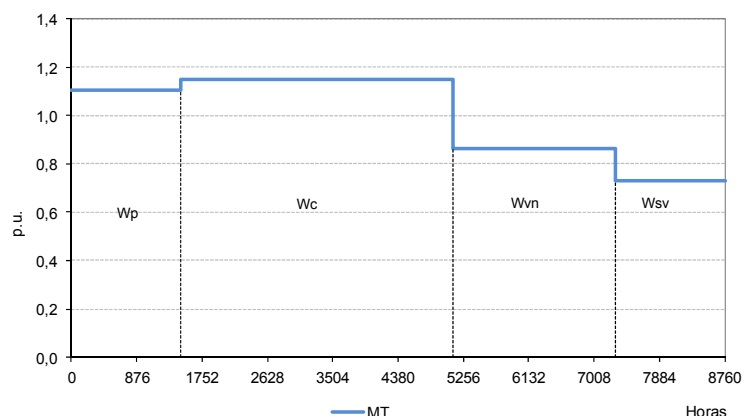
9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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.

9.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2015.

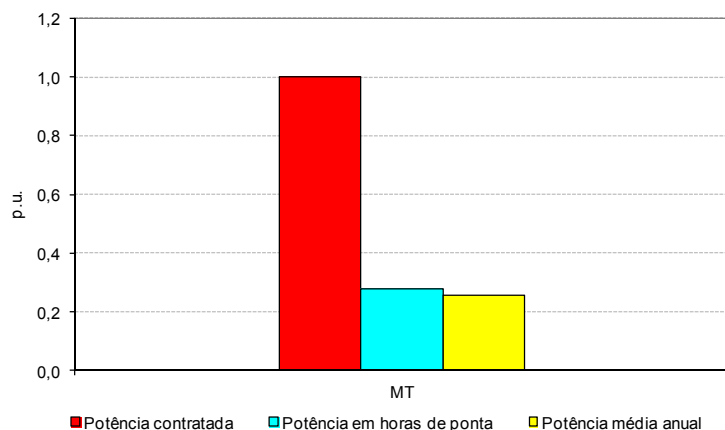
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário



Potência de base	MT
Potência média anual [kW]	22 191
Potência média anual por cliente [kW]	73
Consumo médio anual por cliente [kWh]	642 186

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

Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em MT



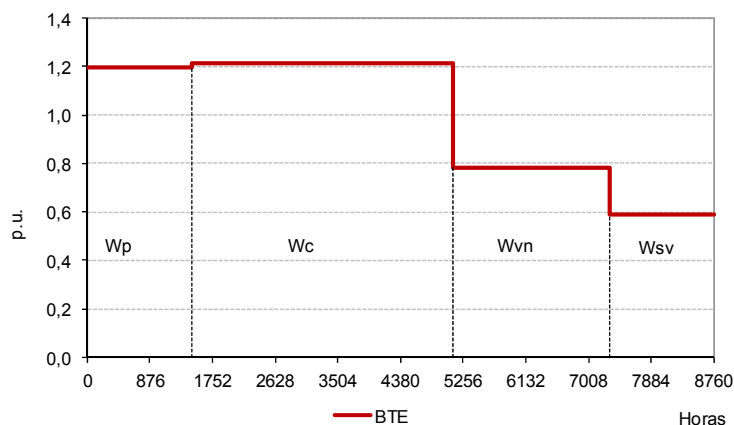
Potência de base [kW/mês]	MT
Potência contratada [kW/mês]	86 488
Potência contratada por cliente [kW/mês]	286

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

9.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 9-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE tetra-horária, discriminados por período horário. Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação de consumos enviada pela empresa, para o ano 2015.

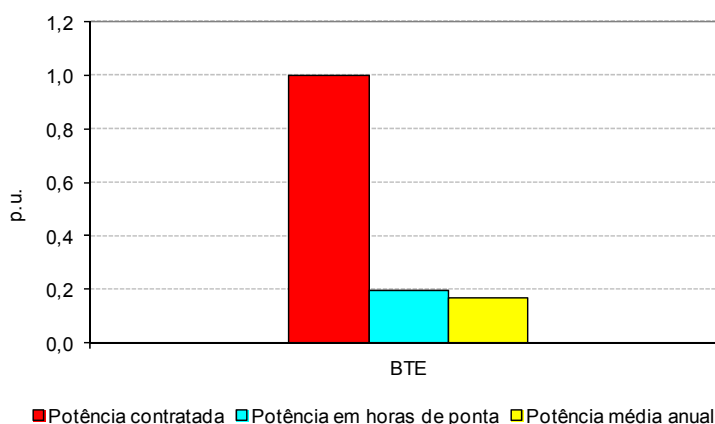
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário



Potência de base	BTE
Potência média anual [kW]	18 122
Potência média anual por cliente [kW]	15
Consumo médio anual por cliente [kWh]	133 456

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

Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE



Potência de base [kW/mês]	BTE
Potência contratada [kW/mês]	108 694
Potência contratada por cliente [kW/mês]	91

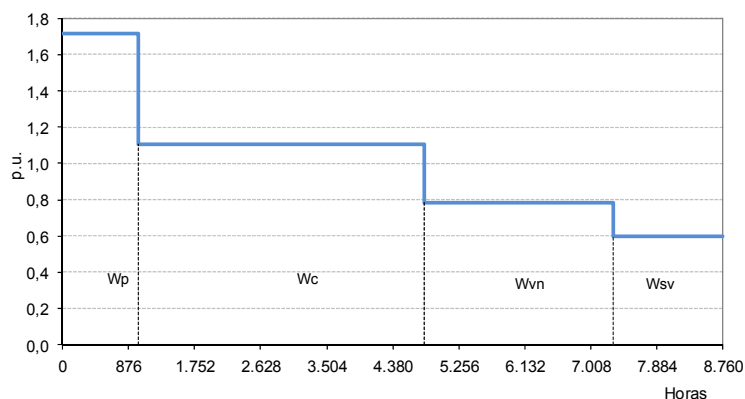
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

9.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 9-5 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 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária tri-horária.

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



Potência de base	BTN>
Potência média anual [kW]	7 891
Potência média anual por cliente [kW]	3
Consumo médio anual por cliente [kWh]	30 062

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

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

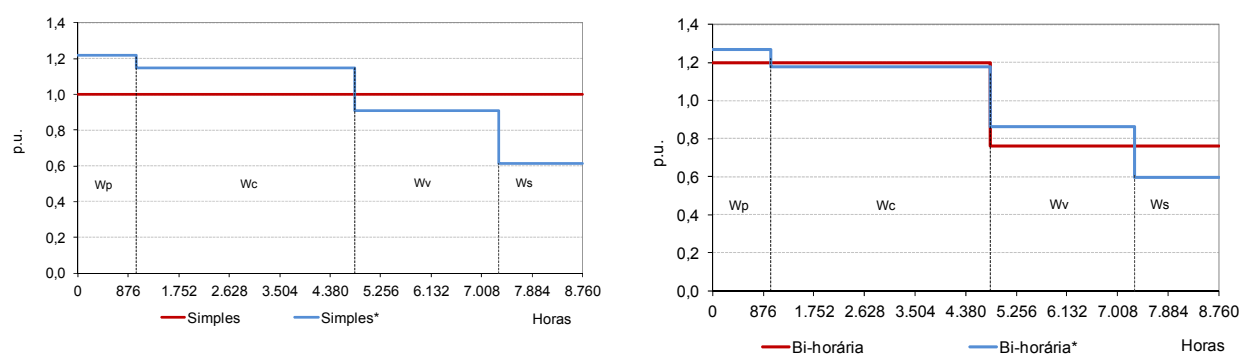
Na Figura 9-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Simples e tarifa Bi-horária.

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.4 para a opção tarifária Bi-horária e no ponto 10.5 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 9-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM



Potência de base	Simples	Bi-horária
Potência média anual [kW]	30 856	5 720
Potência média anual por cliente [kW]	0,26	0,54
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 294	4 729

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

9.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAM EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 9-7 e na Figura 9-8 apresenta-se a distribuição dos clientes por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias. O número de clientes é apresentado em percentagem do número total de clientes da opção tarifária correspondente. Assim, o número de clientes de cada uma das opções tarifárias com uma determinada potência contratada é obtido pela multiplicação do valor apresentado na figura respetiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respetiva.

Figura 9-7 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM

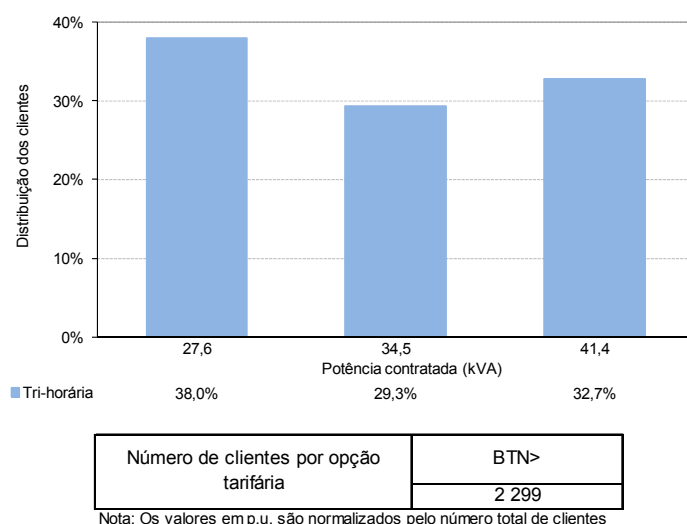
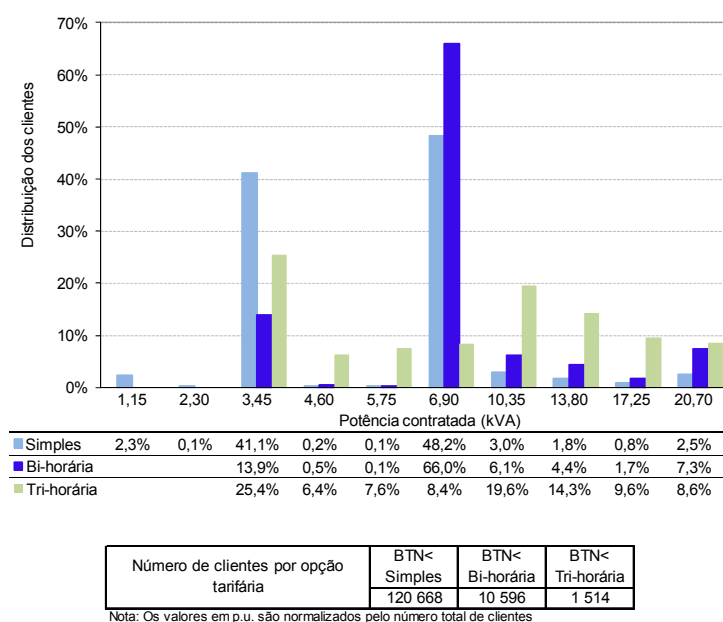


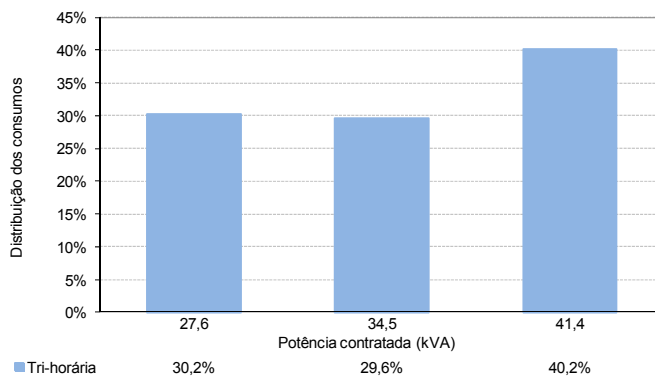
Figura 9-8 - Distribuição dos clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM



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

Na Figura 9-9 e na Figura 9-10 apresenta-se, em percentagem, a distribuição do consumo por escalão de potência contratada, para cada uma das opções tarifárias.

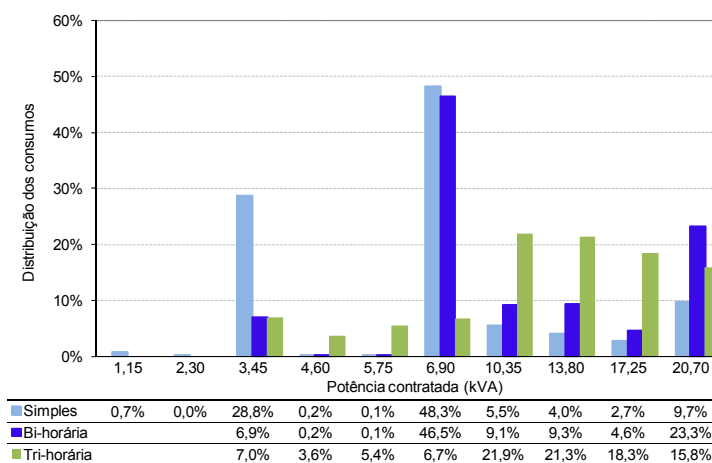
Figura 9-9 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



	BTN>
Potência média anual [kW]	7 891
Potência média anual por cliente [W]	3 432
Consumo médio anual por cliente [kWh]	30 062

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

Figura 9-10 - Distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), na RAM



	BTN< Simple	BTN< Bi-horária	BTN< Tri-horária
Potência média anual [kW]	31 085	5 720	5 135
Potência média anual por cliente [kW]	258	540	3 391
Consumo médio anual por cliente [kWh]	2 257	4 729	29 707

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 de $BTN \leq 20,7$ kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão mais frequente é igualmente o de 6,9 kVA. Para a opção tarifária Tri-horária o escalão predominante é o de 10,35kVA.

Na Figura 9-11 e na Figura 9-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Figura 9-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária $BTN (>20,7$ kVA), na RAM

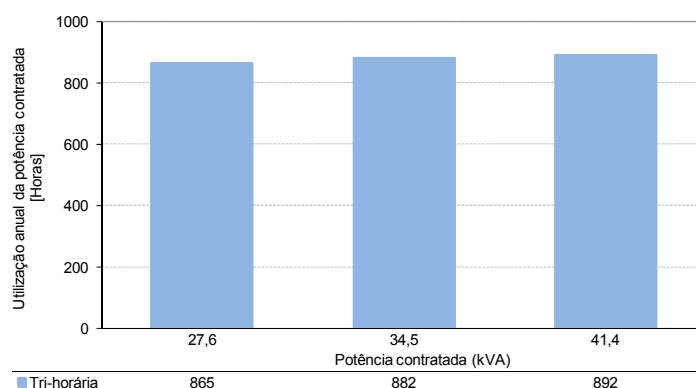
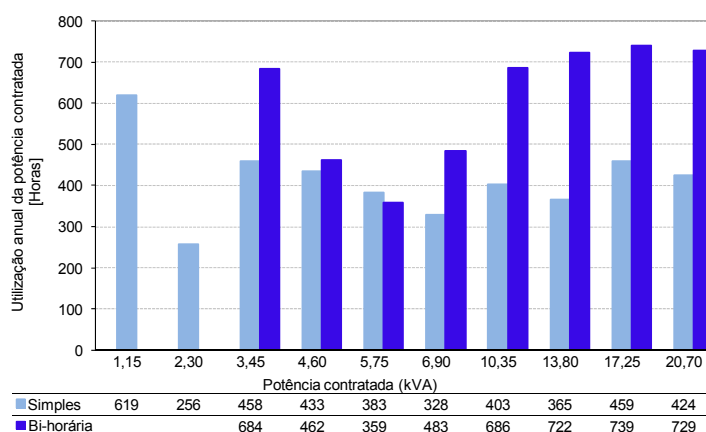


Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária $BTN (\leq 20,7$ kVA), na RAM



Na tarifa Tri-horária de $BTN > 20,7$ kVA as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 41,4 kVA. Verifica-se que, 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 e na opção Bi-horária são os clientes do escalão 17,25 kVA que apresentam a maior utilização da potência contratada.

10 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 dos estudos apresentados pela EDP Distribuição.

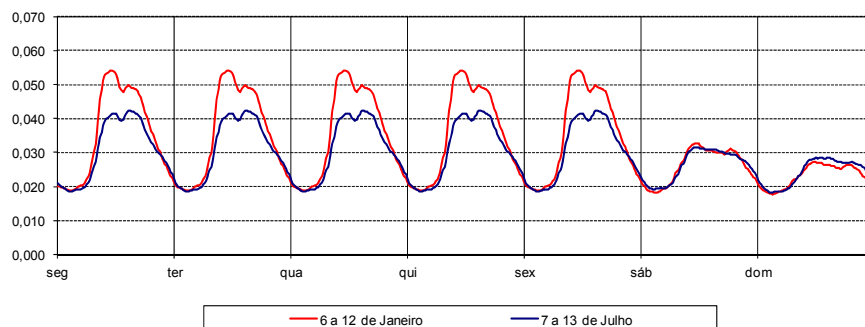
Na Diretiva n.º 5/2014, de 16 de janeiro, foram aprovados os perfis de consumo aplicáveis a instalações em Média Tensão (MT), Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE), e o diagrama de carga de referência aplicáveis em 2014, a que se refere o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Para as instalações em BTE é aprovado um perfil de consumo e para as instalações em BTN são aprovados três perfis de consumo com a segmentação apresentada no Quadro 10-1.

Quadro 10-1 - 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 10-1 apresenta duas semanas, 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 10-1 - Perfil de consumo para BTE em 2014



De modo análogo ao efetuado para BTE apresenta-se a Figura 10-2, Figura 10-3 e Figura 10-4 para BTN. Analisando estas figuras é possível observar as diferenças no comportamento do consumo, entre o período húmido e seco, consoante se trata dum consumo profissional (maioritariamente BTN Classe A) ou residencial (principalmente BTN Classe C).

Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2014

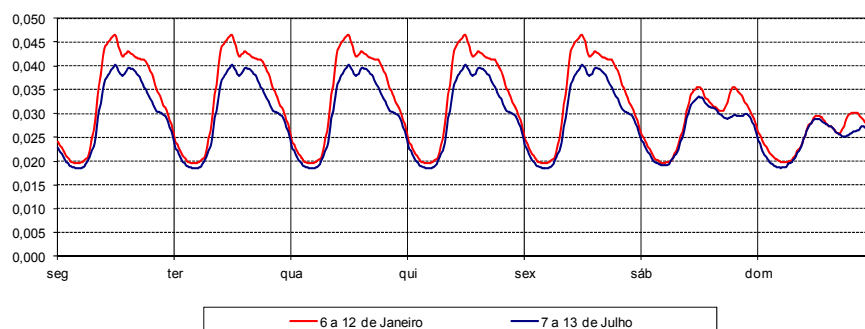


Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2014

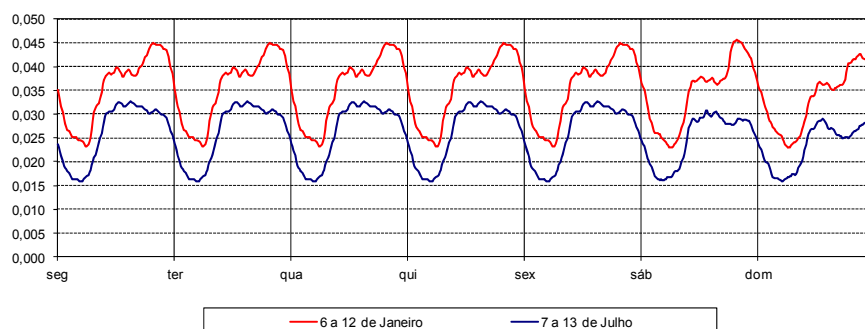
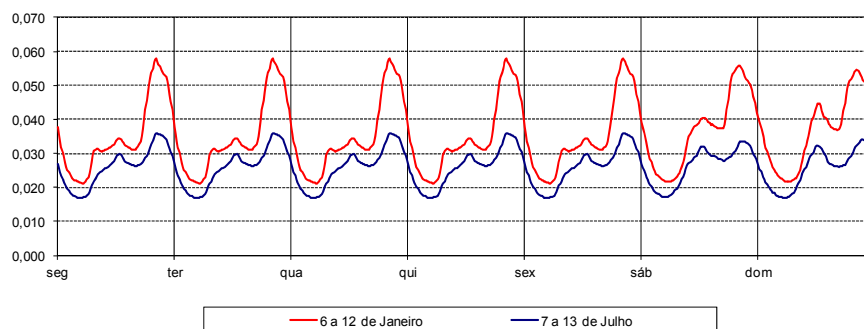


Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2014



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

10.1 DIAGRAMA DE CARGA EM BTE

A partir do perfil de consumo para a BTE (tarifa tetra-horária), obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades para o ano de 2015, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2013, e considerando um ciclo semanal sem feriados obteve-se a estrutura de consumos apresentada no Quadro 10-2. Esta estrutura de quantidades é utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 10-2 - 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%

10.2 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 Classe A, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2015, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas para o ano de 2013, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-3 e no Quadro 10-4 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 10-3 - 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	36%	16%
Período II, III	33%	15%

Quadro 10-4 - 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	62%	50%	52%
Período II, III	38%	50%	48%

10.3 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 em 27% BTN Classe A, 11% BTN Classe B e 62% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos e nas quantidades previstas para o ano de 2015, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2013 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-5 e no Quadro 10-6 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 10-5 - 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%	16%
Período II, III	32%	13%

Quadro 10-6 - 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	67%	51%	54%
Período II, III	33%	49%	46%

10.4 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 27% BTN Classe A, 11% BTN Classe B e 62% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos anteriormente e nas quantidades para o ano de 2015, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2013 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-7, no Quadro 10-8 e no Quadro 10-9 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 10-7 - 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%	40%
Período II, III	7%	38%

Quadro 10-8 - 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%	16%
Período II, III	32%	13%

Quadro 10-9 - Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária

BTN 2H	Ponta	Cheias	Vazio
Período I, IV	67%	51%	54%
Período II, III	33%	49%	46%

10.5 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 Classe A e 87 % BTN Classe C, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2015, resultantes da aplicação de fatores de crescimento às quantidades faturadas no ano de 2013, e considerando um ciclo semanal sem feriados.

Considera-se que o perfil de consumo médio obtido com base nas percentagens anteriores, deve ser ajustado, por forma a obter-se um diagrama de carga típico dos clientes em tarifa simples mais representativo da realidade dos consumos nacionais.

Considerando que os perfis de consumo traduzem o diagrama de carga médio de uma amostra de consumidores que integra tanto consumos em tarifa simples como consumos nas tarifas bi-horária e tri-horária e que a informação comercial revela que os consumos de vazio nas opções multi-tarifa são mais pronunciados que os revelados pelo perfil médio, justifica-se proceder a um ajuste ao diagrama de carga médio obtido com base nas percentagens anteriores para a determinação do diagrama de carga dos consumos em tarifa simples.

Para determinar este ajuste toma-se em consideração, por um lado, a informação dos perfis de consumo e por outro lado, a informação dos consumos nos períodos de vazio e de fora de vazio das opções bi-horária e tri-horária. Em resultado desta situação observa-se que o diagrama de carga dos consumos em tarifa simples apresenta uma transferência de consumos do período de vazio para o período de fora de vazio face ao diagrama de carga médio obtido com base nas percentagens anteriores.

No Quadro 10-10 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 10-10 - 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%	6%
Período II, III	4%	24%	12%	5%

11 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

11.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

Nos termos do Regulamento do 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.

11.1.1 FATORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme previsto regulamentarmente, a EDP Distribuição na qualidade de operador da RND, em coordenação com o operador da rede de transporte, enviou uma proposta de fatores de ajustamento para perdas.

Após análise da proposta enviada pela EDP Distribuição, 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 2015 os fatores de ajustamento para perdas que vigoraram em 2014.

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 2015 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 11-1 - 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

11.1.2 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 2015.

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 2015-2017, 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 11-2 - 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	1,10	1,05	1,03	0,93
S. Miguel	γ_{AT}^h	0,26	0,26	0,29	0,32
	γ_{MT}^h	1,42	1,40	1,37	1,38
Terceira	γ_{MT}^h	2,18	2,12	1,86	1,68
Graciosa	γ_{MT}^h	0,45	0,43	0,39	0,34
S. Jorge	γ_{MT}^h	3,02	2,80	2,45	2,06
Pico	γ_{MT}^h	3,64	3,55	3,35	2,92
Faial	γ_{MT}^h	1,03	1,01	0,87	0,72
Flores	γ_{MT}^h	0,67	0,66	0,62	0,54
Corvo	γ_{MT}^h	0,06	0,05	0,05	0,05

11.1.3 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 2015, 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 2015-2017, 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 11-3 - Fatores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

	(%)	Períodos horários (h)		
Ilha	Fator	Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,39	0,36	0,32
	γ_{MT}^h	2,73	2,66	2,55
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,10	2,16	2,19

12 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no Regulamento Tarifário são diferenciados por tipo de ciclo de contagem, em função do nível de tensão, conforme se apresenta no seguinte quadro.

Quadro 12-1 – Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários

PORTUGAL CONTINENTAL	REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA
Consumidores em MAT, AT e MT: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Semanal opcional 	Consumidores em MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário • Ciclo Diário opcional 	Consumidores em AT, MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário • Ciclo Diário opcional
Consumidores em BTE e BTN; <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Semanal • Ciclo Diário 	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário 	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Diário

MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão; BTE – Baixa Tensão Especial e BTN – Baixa Tensão Normal.

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, i.e., não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. Neste ciclo, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno).

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: (i) os dias úteis, (ii) os sábados e os (iii) domingos. Inclui ainda a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno). No ciclo semanal os feriados nacionais são considerados como períodos de vazio nas opções tetra-horárias de MAT, AT e MT (ciclo semanal com feriados).

Para Portugal continental o Regulamento Tarifário define a duração dos períodos horários para o ciclo diário do seguinte modo:

Quadro 12-2 - Ciclo diário em Portugal Continental

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

A duração dos períodos horários para o ciclo semanal e para Portugal continental é definida do seguinte modo:

Quadro 12-3 - Ciclo Semanal em Portugal Continental

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Segunda a Sexta-feira	Segunda a Sexta-feira
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 3 h / dia
Cheias: 12 h / dia	Cheias: 14 h / dia
Vazio normal: 3 h / dia	Vazio normal: 3 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
Sábados	Sábados
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio normal: 13 h / dia	Vazio normal: 13 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
Domingos	Domingos
Vazio normal: 20 h / dia	Vazio normal: 20 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Relativamente às regiões autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), o Regulamento Tarifário prevê a existência de um único ciclo de contagem em ciclo diário, caracterizado de forma análoga ao seu equivalente de Portugal continental e definido do seguinte modo:

Quadro 12-4 - Ciclo Diário na RAA e na RAM

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

A localização horária dos períodos tarifários foi determinada de modo a maximizar-se a eficiência dos sinais preço, quer das tarifas de acesso às redes, quer das tarifas de energia. Os estudos sobre a localização dos períodos tarifários determinaram a aprovação de diversas tipologias de ciclos de contagem, quer com estrutura semanal, quer com estrutura diária para os diversos níveis de tensão. Nalgumas situações oferecem-se períodos horários alternativos na medida em que ambas as soluções permitem assegurar a transmissão de sinais económicos eficientes.

Considera-se que qualquer modificação aos períodos horários em vigor deverá ser precedida de estudos que demonstrem a sua valia económica. Nestas circunstâncias e nos termos da proposta de revisão regulamentar colocada a discussão pública considerou-se que a introdução do ciclo semanal nas regiões autónomas deverá ser precedida de estudos que demonstrem a existência de diferenciação semanal ao nível da evolução dos custos marginais totais horários de fornecimento das regiões autónomas, a realizar quer pela ERSE, quer pelas empresas. A introdução do ciclo semanal, de forma generalizada no território das regiões autónomas, sem a verificação deste pressuposto contribuirá para o agravamento do sobrecusto das regiões autónomas e conseqüentemente um agravamento das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores.

Considera-se que esta opção é conciliável com o princípio da uniformidade tarifária com o qual procura-se assegurar a convergência dos preços entre as regiões autónomas e o continente, no pressuposto de que a aplicação no tempo destes preços iguais aos consumidores deve-se harmonizar com a curva de custos marginais de fornecimento dependente da procura e oferta em cada uma das regiões, fomentando-se por essa via uma utilização eficiente da energia e das redes.

Para as tarifas de acesso às redes dos clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Para os clientes em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário. Para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AT e MT, em Portugal continental, aplica-se adicionalmente o ciclo diário transitório.

Aos clientes em AT, MT e BTE nas Regiões Autónomas aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário.

Quadro 12-5 - Períodos horários para as tarifas de energia elétrica em 2015

PORTUGAL CONTINENTAL

Ciclo semanal para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo semanal opcional para os clientes em MAT, AT e MT:

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Ciclo diário para os clientes em BTN e BTE:

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo diário transitório para os clientes em AT e MT:

Ciclo diário transitório para AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Ciclo diário opcional para os clientes em MT e BTE:

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo diário opcional para os clientes em MT e BTE:

Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	18.00/22.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/18.00 h 22.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Para os clientes em MAT, AT e MT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais como domingos.

Os consumidores de energia elétrica em MAT, AT e MT em Portugal continental podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Os consumidores de energia elétrica em MT na Regiões Autónomas podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional.