

CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA EM 2009

Dezembro 2008

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 ELÉCTRICA	5
2.1.1	Balanço de energia eléctrica para o Continente	5
2.1.2	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma dos Açores.....	17
2.1.3	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma da Madeira.....	18
2.1.4	Consumos e número de consumidores de energia eléctrica em Portugal	18
3	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE	21
3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	21
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	22
4	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	25
4.1	Novos factores de simultaneidade nas redes	25
4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	27
4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	28
4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	29
5	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	33
5.1	Tarifa de Energia	33
5.2	Tarifas de Comercialização.....	34
6	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL	35
6.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental.....	35
6.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental.....	40
6.2.1	Muito Alta Tensão	40
6.2.2	Alta Tensão	41
6.2.3	Média Tensão.....	43
6.2.4	Baixa Tensão Especial.....	44
6.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	45
6.2.6	Baixa Tensão Normal (≤20,7 kVA).....	46
6.3	Caracterização da potência contratada em Baixa Tensão Normal.....	47
7	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	53
7.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	53
7.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	57

7.2.1	Média Tensão.....	57
7.2.2	Baixa Tensão Especial.....	58
7.2.3	Baixa Tensão Normal (>17,25 kVA).....	59
7.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA).....	60
7.3	Caracterização da potência contratada da RAA em Baixa Tensão Normal	61
8	PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	65
8.1	Quantidades consideradas nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	65
8.2	Caracterização do consumo nas tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.....	71
8.2.1	Média Tensão.....	71
8.2.2	Baixa Tensão Especial.....	74
8.2.3	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	75
8.2.4	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	76
8.3	Caracterização da potência contratada da RAM em Baixa Tensão Normal.....	77
9	PROCURA RELATIVA ÀS ENTREGAS A CLIENTES DO MERCADO LIBERALIZADO	81
9.1	Quantidades consideradas para consumos no mercado liberalizado.....	82
9.2	Caracterização do consumo dos clientes no mercado liberalizado	84
9.2.1	Muito Alta Tensão	84
9.2.2	Alta Tensão	85
9.2.3	Média Tensão.....	86
9.2.4	Baixa Tensão Especial.....	87
9.2.5	Baixa Tensão Normal (>20,7 kVA).....	88
9.2.6	Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA).....	90
10	PERFIS DE CONSUMO	95
10.1	Diagrama de Carga em BTE.....	97
10.2	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (>20,7 kVA).....	98
10.3	Diagrama de Carga em BTN Tri-horária (\leq 20,7 kVA).....	98
10.4	Diagrama de Carga em BTN Bi-horária.....	99
10.5	Diagrama de Carga em BTN Simples.....	100
10.6	Diagrama de Carga em IP	100
11	FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS.....	101
11.1	Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental.....	101
11.2	Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores..	102
11.3	Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira..	103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Número acumulado de clientes no mercado liberalizado.....	10
Figura 2-2 – Consumo anual no mercado liberalizado e respectivo peso no consumo total	11
Figura 2-3 – Número de saídas do mercado liberalizado por nível de tensão	12
Figura 2-4 - Repartição do número de clientes no mercado liberalizado e respectivo consumo anual por nível de tensão (Final de Agosto de 2008).....	12
Figura 2-5 – Evolução da estrutura de fornecimentos no mercado liberalizado por nível de tensão	13
Figura 2-6 – Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão	16
Figura 3-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da UGS em 2009.....	21
Figura 3-2 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URT em 2009	23
Figura 3-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	23
Figura 4-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de UGS em 2009.....	27
Figura 4-2 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URT em 2009	29
Figura 4-3 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas de URT	29
Figura 4-4 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de URD em 2009.....	31
Figura 4-5 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta nas tarifas URD.....	32
Figura 5-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de energia em 2009	33
Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes de MAT, discriminado por posto horário.....	40
Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta em MAT	41
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária	42
Figura 6-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em AT	42
Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	43
Figura 6-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT.....	43
Figura 6-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	44
Figura 6-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE.....	45
Figura 6-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	46
Figura 6-10 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	47
Figura 6-11 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA).....	48
Figura 6-12 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA).....	48
Figura 6-13 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA) ...	49
Figura 6-14 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 20,7$ kVA) ...	50
Figura 6-15 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)	51
Figura 6-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN $\leq 20,7$ kVA).....	51

Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por posto horário.....	58
Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa Tetra-horária em MT.....	58
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário.....	59
Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE.....	59
Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>17,25 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária.....	60
Figura 7-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 17,25$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA.....	61
Figura 7-7 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA.....	62
Figura 7-8 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 17,25$ kVA), na RAA.....	62
Figura 7-9 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA.....	63
Figura 7-10 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN $\leq 17,25$ kVA), na RAA.....	63
Figura 7-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>17,25 kVA), na RAA.....	64
Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN $\leq 17,25$ kVA), na RAA.....	64
Figura 8-1 - Diagrama de carga dos clientes de MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	71
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT, na RAM.....	72
Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes de MT 6,6 kV Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	73
Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT 6,6 kV Consumidores especiais, na RAM.....	73
Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	74
Figura 8-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE, na RAM.....	75
Figura 8-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM.....	75
Figura 8-8 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), BTN ($\leq 20,7$ kVA) Não Domésticos e BTN ($\leq 20,7$ kVA) Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM.....	76
Figura 8-9 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM.....	77
Figura 8-10 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), de BTN ($\leq 20,7$ kVA) Não Domésticos e de BTN ($\leq 20,7$ kVA) Consumidores especiais, na RAM.....	78

Figura 8-11 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM	78
Figura 8-12 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (\leq 20,7 kVA), de BTN (\leq 20,7 kVA) Não Domésticos e de BTN (\leq 20,7 kVA) Consumidores especiais, na RAM	79
Figura 8-13 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção potência BTN (>20,7 kVA), na RAM	80
Figura 8-14 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN (\leq 20,7 kVA), BTN (\leq 20,7 kVA) Não Domésticos e BTN (\leq 20,7 kVA) Consumidores especiais, na RAM	80
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por posto horário.....	84
Figura 9-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT	85
Figura 9-3 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em AT, discriminado por posto horário.....	85
Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT	86
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por posto horário.....	87
Figura 9-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT	87
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por posto horário.....	88
Figura 9-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em BTE.....	88
Figura 9-9 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN> Tri-horária, discriminado por período horário.....	89
Figura 9-10 - Número de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada (BTN>20,7 kVA)	89
Figura 9-11 - Potência média anual por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA)	90
Figura 9-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA).....	90
Figura 9-13 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA, discriminado por período horário e por opção tarifária.....	91
Figura 9-14 - Número de clientes no mercado liberalizado, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN \leq 20,7 kVA).....	92
Figura 9-15 - Potência média anual por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA)	92
Figura 9-16 - Utilização da potência contratada por opção tarifária e escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA).....	93
Figura 10-1 – Perfil de consumo para BTE em 2007.....	96
Figura 10-2 - Perfil de consumo para BTN Classe A em 2007	96
Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007	96

Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007	97
Figura 10-5 - Perfil de consumo para IP em 2007	97

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011	6
Quadro 2-2 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011	7
Quadro 2-3 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura	7
Quadro 2-4 - Evolução da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental – Valores 1996 - 2006	8
Quadro 2-5 – Evolução do número de consumidores no período 2007 a 2011	14
Quadro 2-6 – Evolução dos fornecimentos de energia eléctrica no período 2007 a 2011	15
Quadro 2-7 - Balanço de energia eléctrica da EDA	17
Quadro 2-8 - Balanço de energia eléctrica da EEM	18
Quadro 2-9 – Consumos e consumidores de energia eléctrica em Portugal	19
Quadro 3-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de UGS do operador da rede de transporte	21
Quadro 3-2 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa URT_{MAT} do ORT	22
Quadro 3-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa URT_{AT} do ORT	22
Quadro 4-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição	25
Quadro 4-2 – Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2009	26
Quadro 4-3 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema	27
Quadro 4-4 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{MAT} em 2009	28
Quadro 4-5 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URT_{AT} em 2009	28
Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} em 2009	30
Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} em 2009	30
Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} em 2009	31
Quadro 5-1 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de energia	33
Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de Comercialização em 2009	34
Quadro 6-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	35
Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MAT	36
Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT	36
Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT	37
Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE	37
Quadro 6-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA)	38
Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal	38

Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	38
Quadro 6-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 2,3$ kVA)	39
Quadro 6-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal	39
Quadro 6-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BT Iluminação Pública.....	39
Quadro 7-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	53
Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT tetra-horária	54
Quadro 7-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTE	54
Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($> 17,25$ kVA) Tri-horária	55
Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($> 17,25$ kVA) Organismos	55
Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($> 17,25$ kVA) Outros consumidores.....	56
Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 17,25$ kVA e $> 2,3$ kVA)	56
Quadro 7-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 2,3$ kVA)	57
Quadro 7-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BT Iluminação Pública	57
Quadro 8-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	65
Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em AT	66
Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 30 kV e MT 6,6 kV	66
Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 6,6 kV Consumidores especiais.....	67
Quadro 8-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE.....	67
Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE Médias Utilizações Consumidores especiais	68
Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($> 20,7$ kVA) Tri-horária.....	68
Quadro 8-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	69
Quadro 8-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 2,3$ kVA).....	69

Quadro 8-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Bi-horária Não Domésticos	70
Quadro 8-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Consumidores especiais	70
Quadro 8-12 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN($\leq 2,3$ kVA) Consumidores especiais	70
Quadro 8-13 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BT Iluminação Pública	70
Quadro 9-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado.....	81
Quadro 9-2- Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MAT	82
Quadro 9-3- Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em AT	82
Quadro 9-4- Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em MT	82
Quadro 9-5- Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTE	83
Quadro 9-6- Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($> 20,7$ kVA).....	83
Quadro 9-7- Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA).....	83
Quadro 10-1 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN.....	95
Quadro 10-2 – Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTE.....	98
Quadro 10-3- Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ($> 20,7$ kVA).....	98
Quadro 10-4- Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ($> 20,7$ kVA)	98
Quadro 10-5 - Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA).....	99
Quadro 10-6- Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Tri-horária ($\leq 20,7$ kVA).....	99
Quadro 10-7- Repartição da energia de Fora de Vazio pelos postos horários Ponta e Cheias em BTN Bi-horária	99
Quadro 10-8- Repartição da energia de Vazio pelos postos horários Vazio Normal e Super Vazio em BTN Bi-horária	99
Quadro 10-9- Repartição da energia de cada posto horário por período sazonal em BTN Bi-horária.....	100
Quadro 10-10- Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em BTN Simples	100
Quadro 10-11- Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em IP	100
Quadro 11-1 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	102
Quadro 11-2 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores..	103
Quadro 11-3 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira ..	104

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade do operador da rede de transporte, das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição (que determinam as tarifas de acesso às redes), das tarifas por actividade do comercializador de último recurso e das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), para vigorar em 2009. 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 presente documento, os clientes de comercializadores 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 de Venda a Clientes Finais condicionam o cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição e por consequência das tarifas de Acesso às Redes.

A revisão regulamentar realizada durante o ano de 2008, que abrangeu quer o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) quer o Regulamento Tarifário (RT) do sector eléctrico, introduziu alterações nas Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) para Portugal Continental, das quais se destacam as seguintes:

- Criação da opção tarifária Tri-horária em Baixa Tensão Normal (BTN) $\leq 20,7$ kVA, para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores ou iguais a 3,45 kVA,
- Extinção da opção tarifária Simples em BTN $> 20,7$ kVA,
- Alteração das tarifas de Baixa Tensão Especial (BTE) para tetra-horárias, sem discriminação sazonal.

A revisão regulamentar introduziu as seguintes alterações na Região Autónoma dos Açores:

- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso Organismos e Outros Consumidores em MT,
- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso Organismos e Outros Consumidores em BTE,
- Extinção das opções tarifárias Sazonal ($> 17,25$ kVA) e Sazonal ($\leq 17,25$ kVA) em BTN,
- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso BTN $<$ Simples Organismos e BTN $<$ Bi-horária Organismos, em BTN ($\leq 17,25$ kVA),
- Alteração das tarifas em Média Tensão (MT) e BTE, através da introdução de um período adicional de super vazio com a duração de 4 horas,
- Criação da opção tarifária Tri-horária em BTN $\leq 20,7$ kVA, para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 17,25 kVA e superiores ou iguais a 3,45 kVA.

Por fim, destacam-se as seguintes alterações regulamentares introduzidas na Região Autónoma da Madeira:

- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso de Curtas, Médias e Longas Utilizações, consumidores especiais em MT 30 kV,
- Extinção da opção tarifária dependente do uso de Médias Utilizações, consumidores especiais em MT 6,6 kV,
- Extinção da opção tarifária dependente do uso de Longas Utilizações, consumidores especiais em BTE,
- Extinção da opção tarifária dependente do uso de Médias e Longas Utilizações, consumidores especiais em BTN ($\geq 27,6$ kVA),
- Extinção da opção tarifária dependente do uso BTN > Simples, consumidores especiais em BTN ($\geq 27,6$ kVA),
- Extinção da opção tarifária dependente do uso BTN < Simples, não domésticos em BTN ($\leq 2,3$ kVA),
- Extinção da opção tarifária dependente do uso BTN < Simples, não domésticos em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $>3,45$ kVA),
- Alteração das tarifas em MT e BTE, através da introdução de um período adicional de super vazio com a duração de 4 horas,
- Criação da opção tarifária Tri-horária em BTN $\leq 20,7$ kVA, para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores ou iguais a 3,45 kVA.

A alteração regulamentar afectou ainda as tarifas por actividade, em particular a actividade de Comercialização de Redes foi integrada na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deixando de figurar autonomamente. A estrutura da tarifa de Comercialização de Último Recurso foi igualmente alterada de forma a incluir preços de energia, para além do termo fixo. Nas tarifas de Uso das Redes, foi alterada a potência contratada considerada para imputação dos custos dos troços periféricos das redes de montante, passando-se a incluir um factor de simultaneidade que relacione a potência média em horas de ponta dos consumos de jusante com a potência máxima de 15 minutos, correspondente ao diagrama agregado desses consumos.

Estas alterações têm impacte na caracterização da procura face a anos anteriores e reflectem-se ao longo da análise efectuada nos capítulos seguintes.

O presente documento está organizado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se a caracterização da procura agregada de energia eléctrica, 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 actividade a aplicar pelo operador da rede de transporte.
- No capítulo 4 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição.
- No capítulo 5 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas por actividade do comercializador de último recurso.
- Nos capítulos 6, 7 e 8 apresentam-se as quantidades consideradas para efeito de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, respectivamente.
- No capítulo 9 apresentam-se as quantidades entregues a clientes no mercado liberalizado.
- No capítulo 10 apresentam-se os perfis de consumo a utilizar nas opções tarifárias de BT.
- No último capítulo apresentam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes de transporte e distribuição (no termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações)

2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

2.1.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA O CONTINENTE

Neste capítulo justificam-se os pressupostos considerados pela ERSE para o balanço de energia eléctrica, quer em Portugal Continental, quer para as regiões autónomas, para o cálculo das tarifas de energia eléctrica para o ano de 2009. As quantidades globais assumidas têm como base a informação das previsões enviada pelas empresas, no que respeita quer às estimativas de consumo para 2008 quer as previsões de consumo de energia eléctrica para 2009, considerando quer para o mercado regulado quer para o mercado liberalizado.

Em Junho de 2008, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as estimativas de consumo para 2008 e previsões para o período 2009 a 2010 com diferenças ao nível do consumo referido à emissão. O balanço de energia eléctrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas para o ano de 2009 e para os parâmetros para 2010 e 2011, consta no Quadro 2-1 e no Quadro 2-2.

A análise dos valores enviados e a sua comparação com outras previsões efectuadas pelas empresas é apresentada no documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Na sequência desta análise, a ERSE considerou um balanço de energia eléctrica com base nos seguintes pressupostos:

- Previsão de consumos enviada pela REN, em Setembro, para o ano de 2008.
- Consumo referido à emissão de 52 440 GWh para 2009, o qual representa um crescimento de 2,5% relativamente à previsão para o ano de 2008, relativamente ao consumo corrigido da temperatura. Para os anos seguintes mantém-se a taxa de 2,5% ao ano.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,4%, valor próximo do previsto pela REN para 2008.
- Taxas de perdas nas redes de distribuição¹ de 7,95% em 2009, 7,9% em 2010 e de 7,8% em 2011, de acordo com os novos valores de referência fixados para o próximo período regulatório.²
- Previsão de consumo no mercado livre prevendo uma maior saída dos clientes de MAT, AT e MT e mantendo a previsão da EDP Distribuição para os restantes níveis de tensão.
- Compatibilização do n.º de consumidores tendo em conta o consumo unitário médio por nível de tensão.

¹ Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

² No documento anexo “Parâmetros de regulação para o período 2009 a 2011”, justificam-se os valores adoptados para o próximo período regulatório.

- Previsões da EDP Serviço Universal para as entregas dos produtores em regime especial e para as aquisições no OMIP.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 reflecte um acréscimo face ao real de 2007 de cerca de 2,4% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002, e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentará de novo nos próximos anos taxas de crescimento mais moderadas.

As taxas de crescimento dos consumos verificadas entre 2003 e 2006 resultam, em parte, do consumo dos autoprodutores que, na sequência da publicação da Portaria n.º 399/2002, deixaram de ser obrigados a consumir parte da energia eléctrica que produzem optando por a entregarem na rede pública, passando a consumir energia eléctrica a partir desta.

Os quadros seguintes sintetizam os valores do balanço de energia eléctrica considerados. Apresentam-se também os valores do balanço de energia eléctrica previstos pelas empresas e a evolução dos valores do balanço ao longo do período 1996 a 2006.

Quadro 2-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011

	2006	2007	2007/2006	2008	2008/2007	2009	2009/2008	2010	2010/2009	2011	2011/2010	2006-2008	2009-2011
	GWh	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	t.c.m.a %	t.c.m.a %
Real	49 177	50 054	1,8%	53 510	4,0%							4,0%	
Previsões ERSE em 2005 para tarifas 2006	49 476	51 459	4,0%										
Previsões ERSE em 2006 para tarifas 2007	49 500	51 447	3,9%										
Previsões ERSE em 2007 para tarifas 2008		51 116	3,9%	52 897	3,5%								
Previsões REN - Junho 08				51 099	2,1%	52 600	2,9%	54 199	3,0%	55 799	3,0%	1,9%	3,0%
Previsões EDP Dist - Junho 08 ^[1]				50 916	1,7%	52 513	3,1%	53 911	2,7%	55 425	2,8%	1,8%	2,7%
Previsões mensais da REN - Setembro				50 708	1,3%	51 869	2,3%					1,5%	
Consumo corrigido da temperatura	48 833	50 122	2,6%	51 161	2,1%	51 869	1,4%						
Proposta ERSE				50 708	1,3%	52 440	3,4%	53 751	2,5%	55 095	2,5%	1,5%	2,5%
							(2,5%) ^[2]						

Nota:

^[1] Valores enviados pela EDP Distribuição ao nível da energia entrada na rede de distribuição, adicionados da compensação síncrona, dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte tendo em conta os valores enviados pela REN.

^[2] Se se tiver em conta o consumo corrigido da temperatura.

Quadro 2-2 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real	Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2008				ERSE Tarifas 2009				ERSE - Empresa Tarifas 2009			
	2007	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	49 510	50 208 1,4%	51 705 3,0%	53 106 2,7%	54 596 2,8%	50 002 1,0%	51 695 3,4%	52 986 2,5%	54 311 2,5%	-207	-10	-121	-286
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 498 7,86%	3 555 7,90%	3 683 7,95%	3 788 7,97%	3 902 7,99%	3 540 7,90%	3 681 7,95%	3 749 7,90%	3 797 7,80%	-15	-2	-39	-105
- Consumos Próprios										0	0	0	0
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 012	46 654	48 022	49 319	50 695	46 462	48 014	49 237	50 514	-192	-8	-82	-181
(Variação média anual)	1,2%	1,4%	2,9%	2,7%	2,8%	1,0%	3,3%	2,8%	2,6%				
BT (Variação média anual)	23 817 -1,4%	24 128 1,3%	25 104 4,0%	25 863 3,0%	26 665 3,1%	24 027 0,9%	25 100 4,5%	25 819 2,9%	26 566 2,9%	-101	-4	-44	-99
MT (Variação média anual)	14 388 -0,2%	14 403 0,1%	14 612 1,5%	14 939 2,2%	15 312 2,5%	14 341 -0,3%	14 609 1,9%	14 913 2,1%	15 255 2,3%	-62	-3	-26	-57
AT (Variação média anual)	6 276 14,7%	6 493 3,5%	6 594 1,6%	6 737 2,2%	6 884 2,2%	6 465 3,0%	6 593 2,0%	6 725 2,0%	6 859 2,0%	-28	-1	-12	-25
MAT (Variação média anual)	1 531 8,0%	1 630 6,5%	1 712 5,0%	1 780 4,0%	1 834 3,0%	1 630 6,5%	1 712 5,0%	1 780 4,0%	1 834 3,0%	0	0	0	0

Quadro 2-3 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

Unidade: GWh

	Real	Proposta EDP Serviço Universal Junho 2008				ERSE Tarifas 2009				ERSE - Empresa 2008			
	2007	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
+ Energia comprada nos mercados organizados	34 107	30 662	29 167	26 764	25 183	30 621	28 407	22 513	16 236	-41	-760	-4 251	-8 947
+ CESUR		6 453	4 730	4 730	4 730	6 453	4 730	4 730	4 730	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	10 130	12 233	14 540	17 708	19 860	12 233	14 540	17 708	19 860	0	0	0	0
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 140 8,0%	3 421 7,82%	3 395 7,93%	3 428 7,88%	3 437 7,81%	3 426 7,86%	3 381 8,06%	3 265 8,30%	3 063 8,64%	5	-14	-163	-374
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	458 1,1%	530 1,2%	520 1,2%	528 1,2%	534 1,2%	676 1,5%	668 1,5%	629 1,5%	572 1,5%	146	148	101	38
Total das aquisições	44 237	49 348	48 437	49 202	49 773	49 307	47 677	44 951	40 826	-41	-760	-4 251	-8 947

**Quadro 2-4 - Evolução da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental
- Valores 1996 - 2006**

Unidade: GWh

RUBRICAS	Verificado										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
+ Produção líquida das centrais detentoras de CAE	27 611	26 655	30 956	34 410	34 493	36 921	36 121	36 157	31 047	29 812	29 812
+ Produtores em regime especial + EDIA	1 519	1 774	1 963	2 295	2 469	2 557	2 820	3 688	4 566	6 621	6 628
+ Aquisições no âmbito da parcela livre	782	732	718	447	617	890	1 322	1 999	2 934	903	903
+ Importações líquidas para clientes do Comercializador Regulado	1 111	2 899	272	-858	931	-141	98	-1 229	522	1 389	2 976
+ Entregas para clientes não vinculados (entrada da REN)						547	1 019	4 299	7 239	10 528	7 450
+ Vendas líquidas do ACS e desvios	0	0	0	0	2	-270	-43	-1 369	-399	-743	2 030
- Bombagem	137	100	101	491	558	485	670	485	408	564	622
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	30 886	31 961	33 808	35 803	37 953	40 018	40 667	43 060	45 501	47 946	49 177
(Variação média anual)	5,5%	3,5%	5,8%	5,9%	6,0%	5,4%	1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%
- Perdas na rede de Transporte	701	601	602	665	680	713	717	738	677	648	562
(perdas/emissão)	2,3%	1,9%	1,8%	1,9%	1,79%	1,78%	1,76%	1,71%	1,49%	1,35%	1,14%
- Compensação síncrona	29	32	30	41	39	34	38	32	35	29	17
- Perdas na rede de Distribuição	2 648	2 570	2 757	2 756	2 877	3 191	2 948	3 258	3 451	3 439	3 168
(perdas/fornecimentos)	9,9%	9,2%	9,3%	8,74%	8,58%	9,05%	8,18%	8,61%	8,61%	8,09%	7,19%
- Consumos Próprios	51	37	40	44	34	35	32	46	38	38	13
- Acertos UGS, URT									0	0	0
- PRE não facturada mas incluída no consumo									25	-18	-24
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV									13	13	19
+ Diferenças no balanço de energia eléctrica REN/EDP Distribuição									-12	-8	-6
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	27 456	28 702	30 379	32 297	34 322	36 045	36 931	38 962	41 321	43 797	45 459
(Variação média anual)	5,8%	4,5%	5,8%	6,3%	6,3%	5,0%	2,5%	5,5%	6,1%	6,0%	3,8%
BT	14 791	15 460	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 518	23 610	24 149
(Variação média anual)	7,2%	4,5%	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,7%	4,9%	2,3%
Clientes do Comercializador Regulado	14 791	15 460	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 484	22 660	22 946
(Variação média anual)	7,2%	4,5%	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,5%	0,8%	1,3%
Clientes no mercado	0	0	0	0	0	0	0	0	33	951	1 203
(Variação média anual)											
MT	9 044	9 583	10 188	10 648	11 234	11 703	11 970	12 536	13 187	13 580	14 422
(Variação média anual)	4,5%	6,0%	6,3%	4,5%	5,5%	4,2%	2,3%	4,7%	5,2%	3,0%	6,2%
Clientes do Comercializador Regulado	9 044	9 583	10 188	10 648	11 101	11 359	11 193	8 601	6 506	5 091	8 603
(Variação média anual)	4,5%	6,0%	6,3%	4,5%	4,3%	2,3%	-1,5%	-23,2%	-24,4%	-21,8%	69,0%
Clientes no mercado	0	0	0	0	133	344	776	3 935	6 680	8 489	5 820
(Variação média anual)					158,6%	125,7%	406,8%	69,8%	69,8%	27,1%	-31,4%
AT	2 933	2 989	3 107	3 096	3 411	3 641	3 581	3 794	4 395	5 305	5 470
(Variação média anual)	3,7%	1,9%	3,9%	-0,3%	10,2%	6,7%	-1,6%	6,0%	15,8%	20,7%	3,1%
Clientes do Comercializador Regulado	2 933	2 989	3 107	3 096	3 328	3 465	3 400	3 681	4 340	5 149	5 372
(Variação média anual)	3,7%	1,9%	3,9%	-0,3%	7,5%	4,1%	-1,9%	8,3%	17,9%	18,6%	4,3%
Clientes no mercado	0	0	0	0	83	176	182	114	55	157	98
(Variação média anual)											
MAT	689	671	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 302	1 417
(Variação média anual)	2,7%	-2,6%	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	6,6%	8,9%
Clientes do Comercializador Regulado	689	671	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 265	1 377
(Variação média anual)	2,7%	-2,6%	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	3,5%	8,9%
Clientes no mercado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	41
(Variação média anual)											
Afectação a Tarifas REN	30 429	31 522	33 287	35 094	37 229	39 266	39 924	42 309	44 808	47 268	48 634
Energia afectada a TUGS e TURT	28 102	30 761	32 526	34 610	36 215	37 819	37 615	36 062	34 793	36 071	38 884
Energia afectada a TEP	28 585	29 454	31 127	33 061	34 867	36 024	35 476	33 056	30 716	29 906	30 422

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

A projecção dos consumos e do número de clientes no mercado liberalizado para o ano de 2009 pode ser fundamentada na análise da seguinte informação:

- Número de clientes em actividade no mercado liberalizado e respectivos consumos anuais expectáveis em função dos consumos médios mensais.
- Repartição do número de clientes no mercado liberalizado por nível de tensão e a sua evolução temporal.
- Repartição do consumo reportado aos clientes no mercado liberalizado por nível de tensão e a sua evolução temporal.
- Peso relativo do consumo efectivo de clientes no mercado liberalizado no consumo global de Portugal continental.

Desde logo, mantendo esta perspectiva evolutiva, ressalta a evidência de uma redução significativa do peso global do mercado liberalizado no conjunto do mercado português.

Por outro lado, o desenvolvimento recente do mercado liberalizado é marcado por dois factos de evidente relevância, que ajudam a contextualizar o que poderá ser o desenvolvimento futuro deste mercado. Esses factos são:

- A abertura total do mercado português, com a elegibilidade efectiva a ser alargada aos clientes em baixa tensão normal a partir de 4 de Setembro de 2006.
- A cessação dos CAE e a venda da energia produzida por estes centros electroprodutores em regime de mercado.

O primeiro factor determina, desde logo, um crescimento muito significativo do mercado liberalizado em número de clientes, com um consumo médio muito reduzido face ao que ocorreu até Setembro de 2006. O segundo dos factores veio acarretar que, por um lado, o preço do mercado grossista, para efeitos de referência de participação no mercado liberalizado passa a ser o que se forma no mercado diário e, sempre que tal aconteça, o que decorre da separação de mercados e se aplica à área portuguesa do MIBEL e, por outro lado, o nível de utilização da interligação entre Portugal e Espanha se tenha intensificado, sobretudo no sentido importador.

Numa perspectiva evolutiva, em final de Agosto de 2008, mais de 170 000 clientes registavam consumo no âmbito do mercado liberalizado, o que representou um crescimento de cerca de 75% face ao mês homólogo de 2007 e que se justifica exclusivamente pela entrada de clientes em baixa tensão normal.

Apesar desta evolução crescente do número de clientes, a evolução dos consumos no mercado liberalizado, apresenta valores decrescentes, cifrando-se em cerca de 87% o decréscimo do consumo médio anual dos clientes no mercado liberalizado. Este consumo anual reportado aos clientes no mercado liberalizado ascendia a cerca de 1 171 GWh em final de Agosto de 2008.

Conjugando os valores de consumo anual e de número de clientes, no final do mencionado mês de Agosto de 2007, os clientes no mercado liberalizado apresentavam um valor de consumo médio anual de aproximadamente 87,5 MWh, bastante superior aos 6,6 MWh registados em final de Agosto de 2008. Esta evolução reflecte a entrada no mercado liberalizado do conjunto de clientes em baixa tensão normal, bem como alguma perda em número e consumo de clientes nos restantes níveis de tensão.

A evolução mensal do número acumulado de clientes no mercado liberalizado desde 2005, já deduzido do número de clientes que mudaram para o comercializador regulado, consta da Figura 2-1. Por outro lado, a Figura 2-2 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado liberalizado, desde o início de 2005, bem como a evolução do peso relativo do mercado liberalizado em termos do consumo global realizado em Portugal continental.

Figura 2-1 – Número acumulado de clientes no mercado liberalizado

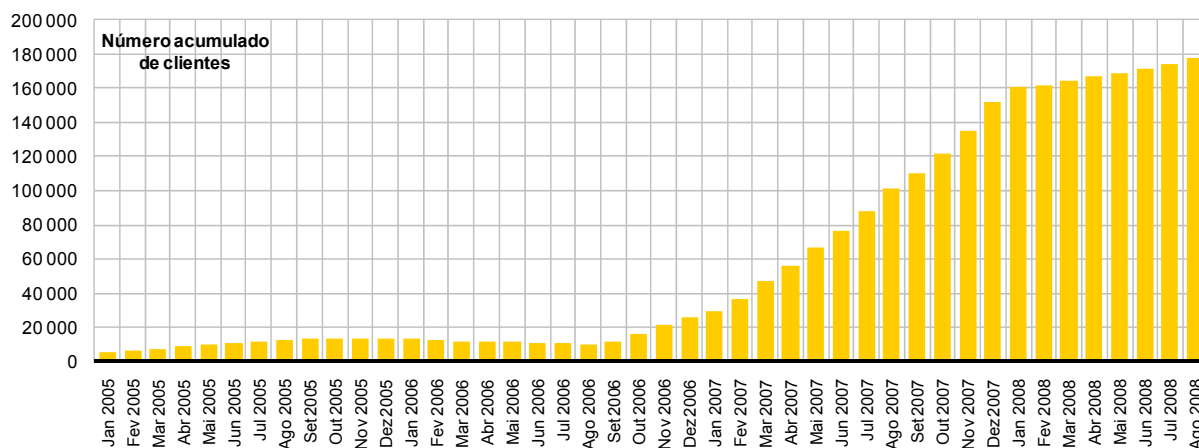
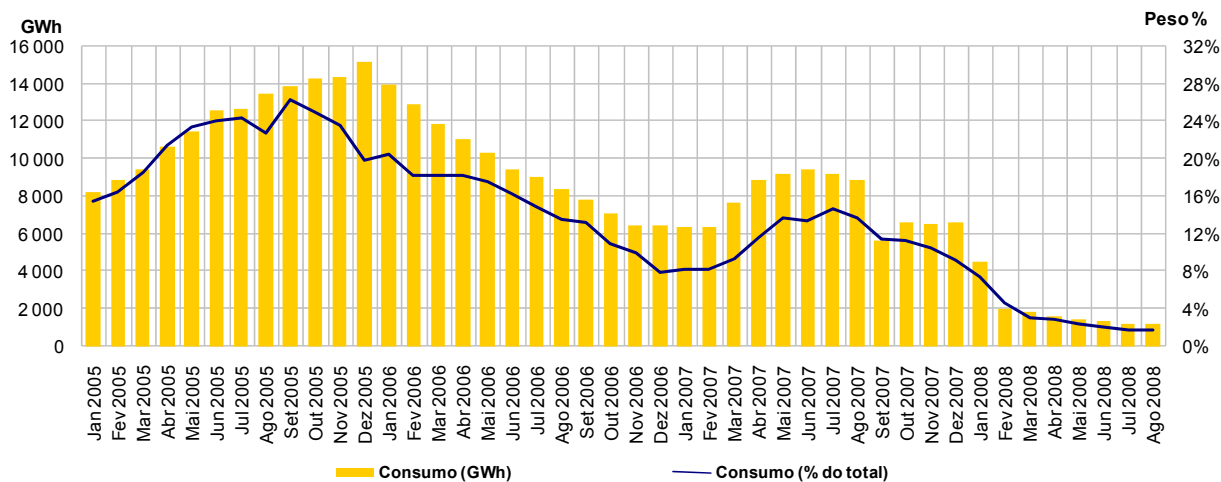


Figura 2-2 – Consumo anual no mercado liberalizado e respectivo peso no consumo total

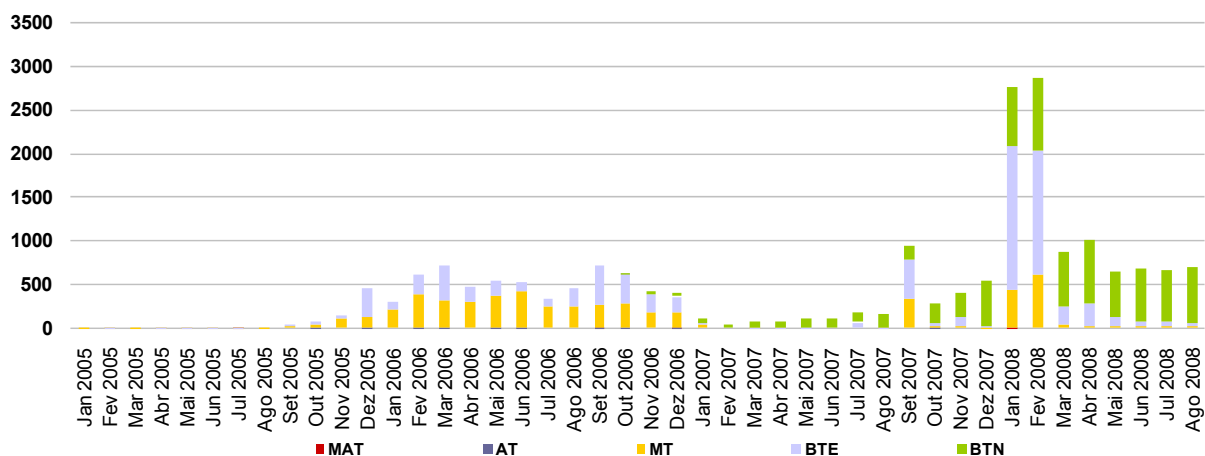


A Figura 2-1 permite observar um acréscimo no número de clientes no mercado liberalizado até final de 2005, assistindo-se a uma fase posterior de redução do número de clientes a optarem por consumos no mercado liberalizado, registando-se uma diminuição até ao terceiro trimestre de 2006. A partir desta data, altura em que se tornou efectiva a abertura de mercado aos clientes em baixa tensão normal, o número de clientes no mercado liberalizado aumenta exponencialmente até final de 2007, registando um abrandamento do crescimento com a entrada do ano de 2008.

O consumo anual que se reporta aos clientes no mercado liberalizado segue tendência idêntica ao do número de clientes até final de 2005, evidenciando uma tendência de crescimento que inverte durante o ano de 2006. Esta tendência de decréscimo é interrompida em 2007, entre o início do ano e o final do terceiro trimestre do ano. O ano de 2008 é marcado por uma forte retracção do consumo registado no mercado liberalizado, particularmente evidente no primeiro trimestre do ano.

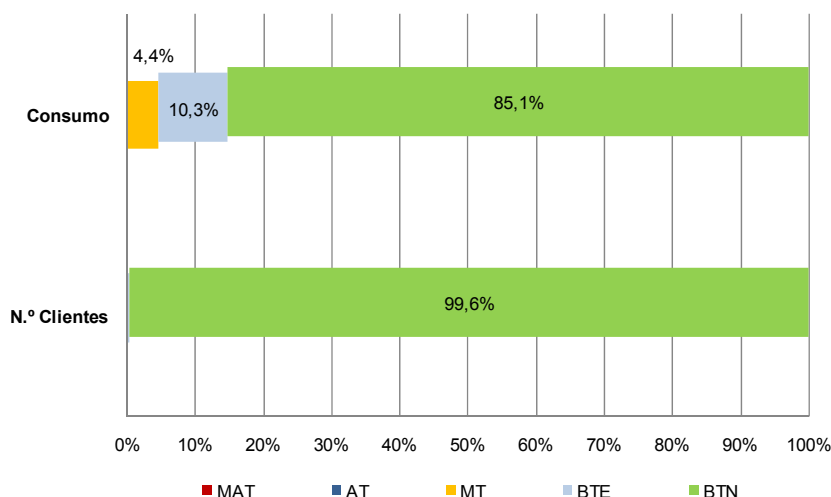
No sentido de melhor compreender a evolução do mercado liberalizado, importa analisar a estrutura das saídas para o mercado regulado por nível de tensão. Essa análise está patente na Figura 2-3, de onde se pode observar que, entre final de 2005 e início de 2007, se assistiu a um movimento de saídas do mercado liberalizado relativamente significativo e assente em clientes de média tensão e de baixa tensão especial. Com o decorrer do ano de 2007, o número de clientes em baixa tensão normal a sair do mercado liberalizado vai ganhando expressão, registando-se nos primeiros dois meses de 2008 um significativo fluxo de saídas que se concentrou nos conjuntos de clientes em baixa tensão especial e em média tensão. Esta evolução veio acentuar a tendência para que as carteiras de clientes no mercado liberalizado se concentrem nos clientes em baixa tensão normal.

Figura 2-3 – Número de saídas do mercado liberalizado por nível de tensão



A Figura 2-4 explicita a repartição, quer do número de clientes no mercado liberalizado, quer dos respectivos consumos anuais, por nível de tensão. Nessa mesma figura é observável que mais de 99% dos clientes no mercado liberalizado respeitam já a instalações consumidoras em baixa tensão normal, cujo consumo anual global representa cerca de 85% do consumo total anual dos clientes no mercado liberalizado. Esta repartição de consumo é significativamente diferente da que se registava em Agosto de 2007, altura em que os consumos no mercado liberalizado atribuíveis a cliente em baixa tensão normal não excediam os 6% do total, ficando evidenciada uma alteração de composição muito relevante.

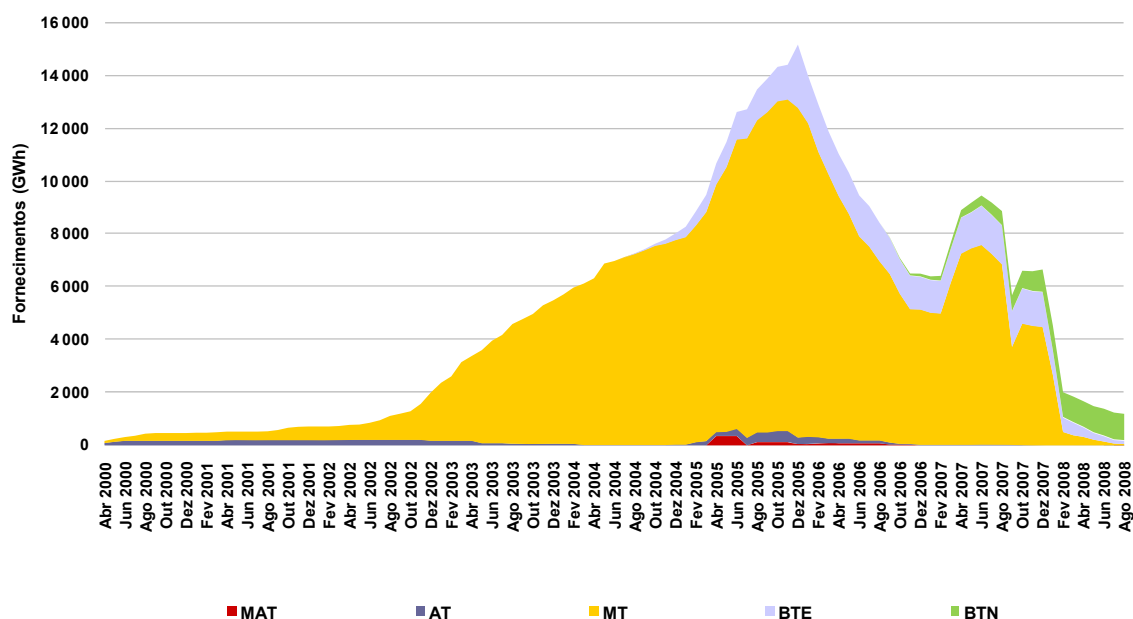
Figura 2-4 - Repartição do número de clientes no mercado liberalizado e respectivo consumo anual por nível de tensão (Final de Agosto de 2008)



Fonte: EDP Distribuição (gestão do processo de mudança de fornecedor)

Na Figura 2-5 apresenta-se a evolução da estrutura de fornecimentos no mercado liberalizado por nível de tensão, sendo possível observar não apenas a quebra significativa no consumo global do mercado liberalizado como também essa quebra se pode mais directamente atribuir à saída de cliente em média tensão e, em menor escala, a clientes em baixa tensão especial. A evolução dos consumos de clientes em baixa tensão normal segue uma tendência crescente, mesmo em valor absoluto, mas este desenvolvimento não é suficiente para compensar a saída dos clientes de consumo unitário mais elevado.

Figura 2-5 – Evolução da estrutura de fornecimentos no mercado liberalizado por nível de tensão



As estimativas da ERSE quanto ao consumo dos clientes no mercado liberalizado para 2009 a 2011 e respectivo número apontam no sentido de um crescimento do consumo global realizado no mercado liberalizado, nos níveis de tensão MT, AT e MAT. Para os restantes níveis as previsões da ERSE situam-se próximas das estimativas apresentadas pela EDP Distribuição.

No que respeita aos consumos no mercado liberalizado, a estimativa da ERSE incorpora a estimativa quanto ao número de clientes, bem como uma tendência de relativa estabilidade dos consumos médios por cada nível de tensão.

As projecções da ERSE têm em conta, nomeadamente, os efeitos da aplicação do Decreto-lei n.º165/2008 21 de Agosto, na promoção de uma maior concorrencialidade no mercado nacional. Com efeito, as tarifas de Venda Clientes Finais, nomeadamente em MT, apresentam níveis de preços semelhantes aos das tarifas aditivas.

SÍNTESE DA EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS PREVISTOS PARA O PERÍODO 2009-2011

Desta forma e tendo em conta o acima mencionado, os valores previstos para 2009 a 2011 do número de consumidores e respectivos consumos dos clientes são sintetizados no Quadro 2-5 e no Quadro 2-6, respectivamente.

Quadro 2-5 – Evolução do número de consumidores no período 2007 a 2011

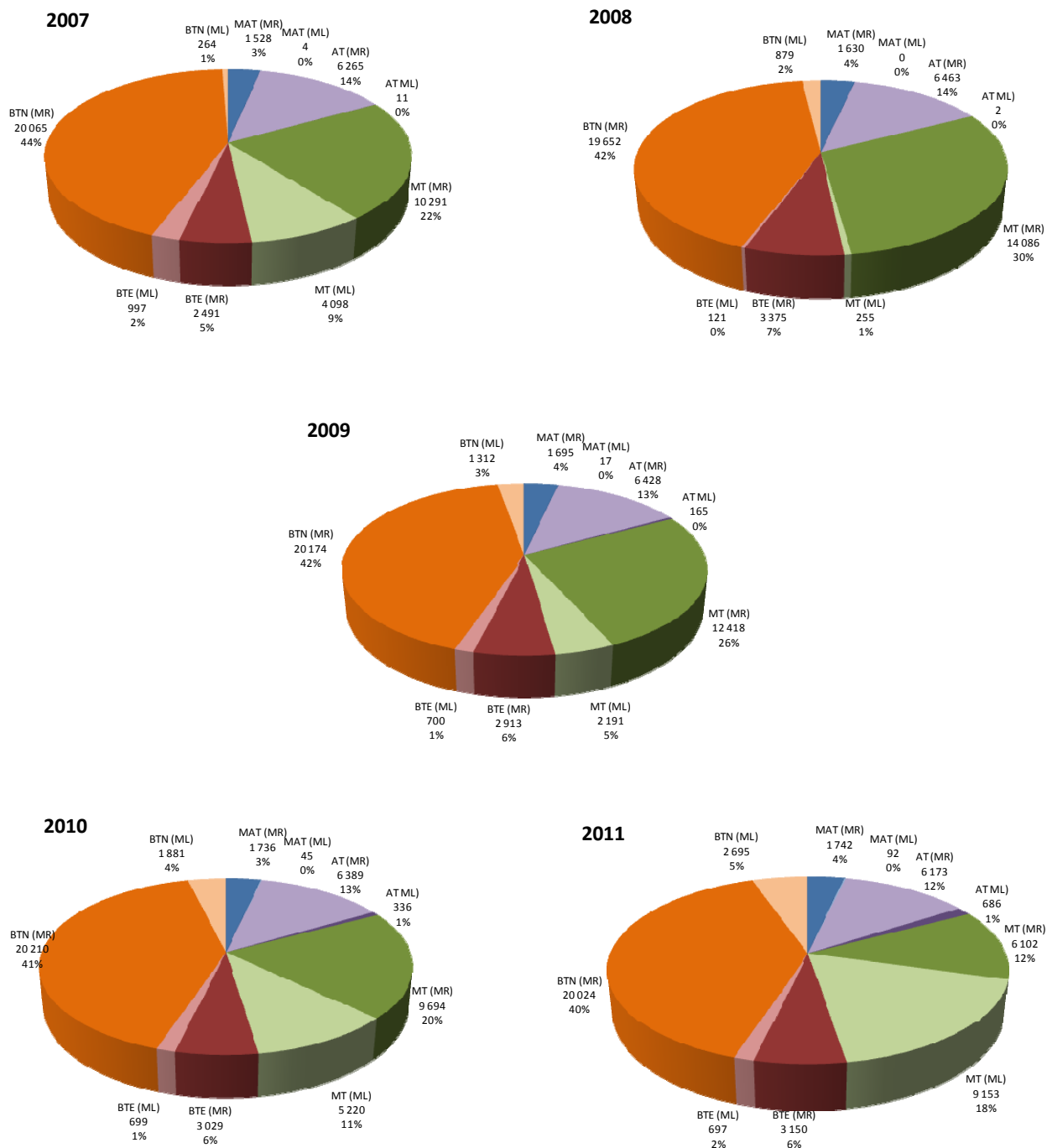
	Número médio de consumidores								
	2007 Real	2008	Δ%	2009	Δ%	2010	Δ%	2011	Δ%
N. de consumidores no CUR	5 906 096	5 889 620	-0,3%	5 741 485	-2,5%	5 636 183	-1,8%	5 460 586	-3,1%
MAT	38	57	50,0%	59	3,5%	59	0,0%	60	1,7%
AT	180	218	21,1%	216	-0,9%	216	0,0%	209	-3,2%
MT	19 920	21 902	9,9%	19 814	-9,5%	15 484	-21,9%	9 759	-37,0%
BTE	25 093	29 253	16,6%	26 862	-8,2%	27 892	3,8%	28 931	3,7%
BTN	5 860 865	5 838 190	-0,4%	5 694 534	-2,5%	5 592 532	-1,8%	5 421 627	-3,1%
N. de consumidores no ML	83 126	196 028	135,8%	406 949	107,6%	572 639	40,7%	803 032	40,2%
MAT	0	1		1		2	100,0%	3	50,0%
AT	2	1	-58,6%	6	500,0%	11	83,3%	23	109,1%
MT	2 083	884	-57,6%	3 496	295,5%	8 316	137,9%	14 503	74,4%
BTE	5 829	3 088	-47,0%	6 451	108,9%	6 421	-0,5%	6 376	-0,7%
BTN	75 211	192 054	155,4%	396 995	106,7%	557 889	40,5%	782 127	40,2%
N. de consumidores total	5 989 222	6 085 648	1,6%	6 148 434	1,0%	6 208 822	1,0%	6 263 618	0,9%
MAT	38	58	52,6%	60	3,4%	61	1,7%	63	3,3%
AT	182	219	20,0%	222	1,4%	227	2,3%	232	2,2%
MT	22 003	22 786	3,6%	23 310	2,3%	23 800	2,1%	24 262	1,9%
BTE	30 922	32 341	4,6%	33 313	3,0%	34 313	3,0%	35 307	2,9%
BTN	5 936 076	6 030 244	1,6%	6 091 529	1,0%	6 150 421	1,0%	6 203 754	0,9%
Peso do Mercado Livre	1,4%	3,2%		6,6%		9,2%		12,8%	
MAT	0,0%	1,7%		1,7%		3,3%		4,8%	
AT	1,3%	0,5%		2,7%		4,8%		9,9%	
MT	9,5%	3,9%		15,0%		34,9%		59,8%	
BTE	18,9%	9,5%		19,4%		18,7%		18,1%	
BTN	1,3%	3,2%		6,5%		9,1%		12,6%	

Quadro 2-6 – Evolução dos fornecimentos de energia eléctrica no período 2007 a 2011

	Fornecimentos de energia eléctrica (GWh)								
	2007 Real	2008	Δ%	2009	Δ%	2010	Δ%	2011	Δ%
Fornecimentos CUR	40 639	45 205	11,2%	43 629	-3,5%	41 057	-5,9%	37 191	-9,4%
MAT	1 528	1 630	6,7%	1 695	4,0%	1 736	2,4%	1 742	0,4%
AT	6 265	6 463	3,2%	6 428	-0,5%	6 389	-0,6%	6 173	-3,4%
MT	10 291	14 086	36,9%	12 418	-11,8%	9 694	-21,9%	6 102	-37,1%
BTE	2 491	3 375	35,5%	2 913	-13,7%	3 029	4,0%	3 150	4,0%
BTN	18 616	18 169	-2,4%	18 646	2,6%	18 643	0,0%	18 419	-1,2%
IP	1 449	1 482	2,3%	1 529	3,1%	1 567	2,5%	1 605	2,4%
Fornecimentos ML	5 373	1 257	-76,6%	4 385	248,8%	8 180	86,5%	13 323	62,9%
MAT	4	0		17		45	159,9%	92	106,1%
AT	11	2	-82,1%	165	8141,0%	336	104,0%	686	104,0%
MT	4 098	255	-93,8%	2 191	759,4%	5 220	138,2%	9 153	75,4%
BTE	997	121	-87,9%	700	478,4%	699	-0,2%	697	-0,2%
BTN	264	879	232,8%	1 312	49,2%	1 881	43,4%	2 695	43,3%
Fornecimentos CUR + ML	46 012	46 462	1,0%	48 014	3,3%	49 237	2,5%	50 514	2,6%
MAT	1 531	1 630	6,5%	1 712	5,0%	1 780	4,0%	1 834	3,0%
AT	6 276	6 465	3,0%	6 593	2,0%	6 725	2,0%	6 859	2,0%
MT	14 388	14 341	-0,3%	14 609	1,9%	14 913	2,1%	15 255	2,3%
BTE	3 488	3 496	0,2%	3 613	3,4%	3 728	3,2%	3 848	3,2%
BTN	18 880	19 048	0,9%	19 957	4,8%	20 524	2,8%	21 114	2,9%
IP	1 449	1 482	2,3%	1 529	3,1%	1 567	2,5%	1 605	2,4%
Peso do Mercado Livre	11,7%	2,7%		9,1%		16,6%		26,4%	
MAT	0,2%	0,0%		1,0%		2,5%		5,0%	
AT	0,2%	0,0%		2,5%		5,0%		10,0%	
MT	28,5%	1,8%		15,0%		35,0%		60,0%	
BTE	28,6%	3,5%		19,4%		18,7%		18,1%	
BTN	1,3%	4,3%		6,1%		8,5%		11,9%	

Conforme se pode concluir da análise da Figura 2-6 prevê-se em 2009 a recuperação da quota do mercado livre para níveis de 2007, atingindo cerca de 26% dos consumos em 2011.

Figura 2-6 – Estrutura de consumos por mercado e nível de tensão



2.1.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em Junho de 2008, a Empresa de Electricidade dos Açores, SA (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia eléctrica para 2008 e previsão para o período 2009-2011. A análise dos valores enviados consta do documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”.

Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê uma desaceleração nas taxas de crescimento da procura em cerca de 2,0 pontos percentuais, relativamente ao ocorrido entre 1997 e 2007, período em que se verificou um crescimento médio do consumo referido à emissão de 6,7% ao ano. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão prevista para o período 2008-2009, de 4,7%, é inferior à verificada no período 1997 a 2007 em 2,6%, demonstrando alguma prudência nas previsões de evolução do consumo.

A EDA tem uma estrutura de fornecimentos suportada no segmento de BT que representa aproximadamente 62% do total da energia fornecida. O nível de perdas tem vindo a decrescer significativamente situando-se em 2007 nos 8,2%. A EDA propõe-se alcançar nos anos 2008 e 2009, um nível de perdas de 7,6%.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores, adoptado pela ERSE para cálculo das tarifas para 2009 e as previsões para os anos 2010 e 2011. Apresenta-se também a evolução dos valores do balanço de energia eléctrica ao longo do período 2002-2007.

Quadro 2-7 - Balanço de energia eléctrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real						Proposta EDA Junho/2008				ERSE
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tarifas 2009 ^[2]
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	586 605	625 934	684 706	732 207	762 369	787 613	821 147	859 435	893 179	925 804	859 435
(Variação média anual)	7,8%	6,7%	9,4%	6,9%	4,1%	3,3%	4,3%	4,7%	3,9%	3,7%	4,7%
- Perdas nas redes	60 494	65 797	62 685	64 686	59 200	59 347	57 955	60 403	62 963	65 226	60 403
(perdas/fornecimentos)	11,5%	11,8%	10,1%	9,7%	8,4%	8,2%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
- Consumos Próprios ^[1]	341	880	1 498	1 436	1 861	1 887	2 023	2 128	2 217	2 306	2 128
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	525 770	559 257	620 523	666 085	701 308	726 378	761 169	796 904	827 999	858 272	796 904
(Variação média anual)	8,4%	6,4%	11,0%	7,3%	5,3%	3,6%	4,8%	4,7%	3,9%	3,7%	4,7%
BT	329 968	362 442	395 841	412 651	436 746	451 304	471 768	493 773	512 831	531 324	493 773
(Variação média anual)	7,2%	9,8%	9,2%	4,2%	5,8%	3,3%	4,5%	4,7%	3,9%	3,6%	4,7%
MT	195 802	196 815	224 682	253 434	264 562	275 074	289 401	303 131	315 168	326 948	303 131
(Variação média anual)	10,4%	0,5%	14,2%	12,8%	4,4%	4,0%	5,2%	4,7%	4,0%	3,7%	4,7%

Notas:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

^[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2008.

2.1.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em Junho de 2008, a EEM enviou estimativas do consumo para 2008 e previsões para o período 2009-2011 tendo por base um estudo elaborado pela Universidade da Madeira. A análise dos valores enviados consta do documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão para o período 2009-2011 é de 4,1%, coincidente com a taxa de variação prevista para os fornecimentos para igual período. A estrutura de consumos estimada é a estrutura verificada em 2007. Para o período 2008-2011, a EEM prevê uma taxa de perdas de 9,5%, sendo esta a taxa verificada em 2007.

O Quadro 2-8 sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma da Madeira, adoptado pela ERSE para cálculo das tarifas para 2009 e para os parâmetros de 2010 e 2011. É igualmente apresentada a evolução dos valores verificados do balanço de energia eléctrica ao longo do período verificado de 2002-2007.

Quadro 2-8 - Balanço de energia eléctrica da EEM

RUBRICAS	Unidade: MWh											ERSE		
	Real						Proposta EEM Junho/2008					Tarifas 2009 ^[2]	2010	2001
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011				
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	732 328	773 238	834 442	886 600	914 660	920 568	966 596	1 006 025	1 047 078	1 089 821	1 006 025	1 047 078	1 089 821	
(Variação média anual)	6,8%	5,6%	7,9%	6,3%	3,2%	0,6%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	
- Perdas nas redes	67 519	56 996	71 075	81 781	80 390	79 916	83 912	87 311	90 849	94 531	87 311	90 849	94 531	
(perdas/fornecimentos)	10,2%	8,0%	9,3%	10,2%	9,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	
- Consumos Próprios ^[1]	794	771	826	1 915	867	902	947	985	1 025	1 067	985	1 025	1 067	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	664 015	715 471	762 541	802 904	833 402	839 749	881 737	917 729	955 203	994 223	917 729	955 203	994 223	
(Variação média anual)	8,5%	7,7%	6,6%	5,3%	3,8%	0,8%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	
BT	530 054	570 940	590 408	628 624	664 822	665 400	698 670	727 189	756 883	787 802	727 189	756 883	787 802	
(Variação média anual)	7,5%	7,7%	3,4%	6,5%	5,8%	0,1%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	
MT	133 961	144 531	172 133	174 281	168 580	174 349	183 067	190 540	198 320	206 421	190 540	198 320	206 421	
(Variação média anual)	12,4%	7,9%	19,1%	1,2%	-3,3%	3,4%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	

Notas:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

^[2] Variações relativamente à estimativa para 2008 da EEM.

2.1.4 CONSUMOS E NÚMERO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA EM PORTUGAL

No Quadro 2-9 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia eléctrica verificados em 2007 (2007R) e previstos nas tarifas para 2008 (2008T) e nas tarifas para 2009 (2009T), em Portugal Continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 2-9 – Consumos e consumidores de energia eléctrica em Portugal

2007R	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1.527	3,8%	3	0,1%	0	0,0%	0	0,0%	1.531	3,2%	38	0,0%	1	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	39	0,0%
AT	6.265	15,4%	11	0,2%	0	0,0%	0	0,0%	6.276	13,2%	198	0,0%	2	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	200	0,0%
MT	10.290	25,3%	4.098	76,3%	275	37,9%	174	20,8%	14.838	31,2%	20.390	0,3%	2.084	2,5%	622	0,5%	213	0,2%	23.309	0,4%
BT	22.556	55,5%	1.261	23,5%	451	62,1%	665	79,2%	24.933	52,4%	5.907.267	99,7%	81.137	97,5%	116.108	99,5%	131.413	99,8%	6.235.925	99,6%
BTE	2.491	6,1%	996	18,5%	24	3,3%	154	18,3%	3.665	7,7%	25.419	0,4%	5.829	7,0%	150	0,1%	853	0,6%	32.251	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2.230	5,5%	264	4,9%	94	12,9%	84	10,0%	2.672	5,6%	67.644	1,1%	75.307	90,5%	4.245	3,6%	2.317	1,8%	149.513	2,4%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA] e >2.3 kVA	16.165	39,8%	0	0,0%	295	40,5%	346	41,2%	16.805	35,3%	5.284.244	89,1%	2	0,0%	101.553	87,0%	124.331	94,5%	5.510.130	88,0%
BTN <= 2.3 kVA	221	0,5%	0	0,0%	7	1,0%	2	0,3%	231	0,5%	486.949	8,2%	0	0,0%	8.561	7,3%	2.238	1,7%	497.748	8,0%
IP	1.449	3,6%	0	0,0%	31	4,3%	79	9,5%	1.560	3,3%	43.011	0,7%	0	0,0%	1.599	1,4%	1.673	1,3%	46.283	0,7%
TOTAL	40.639	100,0%	5.373	100,0%	726	100,0%	840	100,0%	47.578	100,0%	5.927.893	100,0%	83.223	100,0%	116.730	100,0%	131.626	100,0%	6.259.472	100,0%

2008T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1.600	3,8%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	1.600	3,2%	23	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	23	0,0%
AT	5.908	13,9%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	5.908	11,8%	205	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	205	0,0%
MT	10.854	25,6%	4.332	75,5%	294	37,9%	182	20,2%	15.663	31,4%	20.336	0,3%	2.420	1,0%	641	0,5%	219	0,2%	23.616	0,4%
BT	24.091	56,7%	1.402	24,5%	483	62,1%	719	79,8%	26.695	53,5%	5.852.672	99,6%	236.114	99,0%	117.046	99,5%	134.525	99,8%	6.340.357	99,6%
BTE	2.887	6,8%	765	13,3%	21	2,7%	162	17,9%	3.834	7,7%	28.709	0,5%	3.776	1,6%	139	0,1%	872	0,6%	33.496	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2.378	5,6%	110	1,9%	101	13,0%	87	9,6%	2.675	5,4%	65.181	1,1%	6.828	2,9%	4.047	3,4%	2.287	1,7%	78.343	1,2%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA] e >2.3 kVA	16.959	39,9%	527	9,2%	318	40,9%	393	43,6%	18.198	36,5%	5.216.834	88,8%	225.510	94,5%	101.597	86,3%	127.401	94,6%	5.671.341	89,1%
BTN <= 2.3 kVA	298	0,7%	0	0,0%	9	1,2%	3	0,3%	310	0,6%	492.873	8,4%	0	0,0%	9.673	8,2%	2.405	1,8%	504.951	7,9%
IP	1.569	3,7%	0	0,0%	34	4,4%	75	8,4%	1.678	3,4%	49.075	0,8%	0	0,0%	1.590	1,4%	1.560	1,2%	52.225	0,8%
TOTAL	42.453	100,0%	5.734	100,0%	777	100,0%	902	100,0%	49.866	100,0%	5.873.236	100,0%	238.534	100,0%	117.687	100,0%	134.744	100,0%	6.364.201	100,0%

2009T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	MR		ML		RAA		RAM		TOTAL		MR		ML		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1.695	3,9%	17	0,4%	0	0,0%	0	0,0%	1.712	3,5%	59	0,0%	1	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	60	0,0%
AT	6.428	14,7%	165	3,8%	0	0,0%	0	0,0%	6.593	13,3%	216	0,0%	6	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	222	0,0%
MT	12.418	28,5%	2.191	50,0%	206	40,5%	191	20,8%	15.006	30,4%	19.814	0,3%	3.496	0,9%	646	0,5%	220	0,2%	24.176	0,4%
BT	23.088	52,9%	2.012	45,9%	303	59,5%	727	79,2%	26.130	52,9%	5.771.904	99,7%	403.446	99,1%	119.285	99,5%	137.797	99,8%	6.432.432	99,6%
BTE	2.913	6,7%	700	16,0%	19	3,7%	168	18,3%	3.800	7,7%	26.862	0,5%	6.451	1,6%	161	0,1%	895	0,6%	34.369	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2.234	5,1%	223	5,1%	71	14,0%	92	10,0%	2.619	5,3%	65.972	1,1%	12.023	3,0%	4.359	3,6%	2.430	1,8%	84.784	1,3%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	16.190	37,1%	1.089	24,8%	197	38,6%	378	41,2%	17.855	36,1%	5.153.647	89,0%	384.972	94,6%	104.279	86,9%	130.371	94,5%	5.773.269	89,4%
BTN <= 2.3 kVA	222	0,5%	0	0,0%	5	1,0%	3	0,3%	229	0,5%	474.915	8,2%	0	0,0%	8.791	7,3%	2.347	1,7%	486.052	7,5%
IP	1.529	3,5%	0	0,0%	11	2,2%	87	9,5%	1.627	3,3%	50.508	0,9%	0	0,0%	1.695	1,4%	1.754	1,3%	53.957	0,8%
TOTAL	43.629	100,0%	4.385	100,0%	509	100,0%	918	100,0%	49.441	100,0%	5.791.993	100,0%	406.949	100,0%	119.931	100,0%	138.017	100,0%	6.456.890	100,0%

3 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

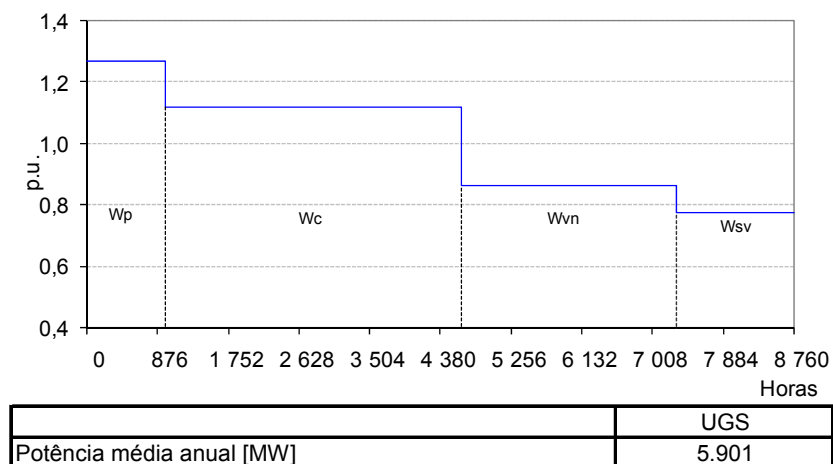
O Quadro 3-1 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Estas quantidades de energia são medidas nos pontos de entrega da Rede Nacional de Transporte (RNT) 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 activa (MWh)		
	Horas de ponta	7 260 299
	Horas cheias	24 212 332
	Horas de vazio normal	13 556 338
	Horas de super vazio	6 665 872

Na Figura 3-1 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de UGS rectangularizado, 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 rectangularizado da UGS em 2009



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 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 URT_{MAT} do ORT

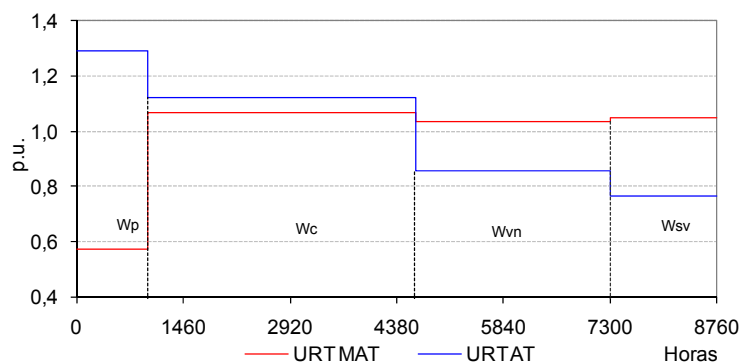
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	105 644
	Contratada	445 035
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	62 750
	Horas cheias	389 098
	Horas de vazio normal	282 059
	Horas de super vazio	161 523
Períodos II, III	Horas de ponta	46 186
	Horas cheias	374 619
	Horas de vazio normal	258 135
	Horas de super vazio	137 630
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	6 331 630
	Recebida	21 390 732

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

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	7 301 697
	Contratada	9 080 129
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 526 732
	Horas cheias	11 618 539
	Horas de vazio normal	6 869 875
	Horas de super vazio	3 324 721
Períodos II, III	Horas de ponta	2 624 630
	Horas cheias	11 830 076
	Horas de vazio normal	6 146 269
	Horas de super vazio	3 041 999
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	85 465 711
	Recebida	22 015 052

Na Figura 3-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT, rectangularizado, 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 rectangularizado da tarifa de URT em 2009

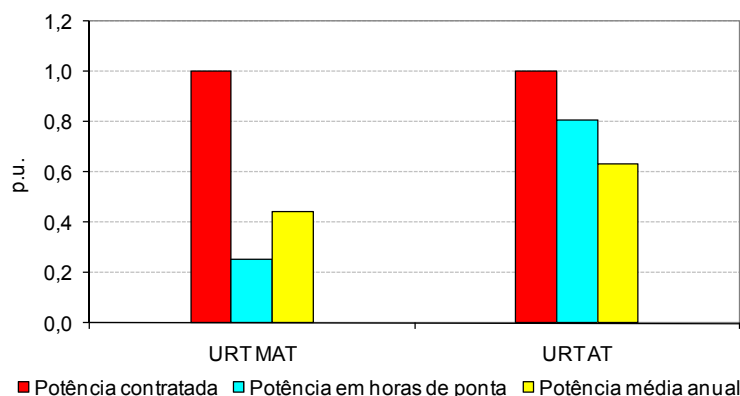


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	195	5.706

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]	445	9 080

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 actividade dos operadores das redes de distribuição são condicionadas por todas as entregas a clientes, quer sejam clientes das tarifas 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, de Uso da Rede de Distribuição de cada nível de tensão.

No Quadro 4-1 apresentam-se os valores globais de energia activa e número de clientes por nível de tensão e tipo de fornecimento previstos para 2009 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 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição

Tipo de fornecimento	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1 712	60
AT	6 593	222
MT	14 609	23 310
BT	25 100	6 175 350
BTE	3 613	33 313
BTN (c/ IP)	21 486	6 142 037
Total	48 014	6 198 942

As quantidades consideradas no cálculo das tarifas por actividade dos operadores das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os clientes (clientes do comercializador de último recurso e clientes no mercado liberalizado), aplicando-se factores 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 factores de ajustamento para perdas são apresentados no capítulo 11.

4.1 NOVOS FACTORES 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 afectada por um

coeficiente de simultaneidade que relacione a potência média em horas de ponta, dos fornecimentos na rede de jusante, com a potência máxima de 15 minutos 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 aos consumos nas redes de jusante, são afectadas pelo referido coeficiente de simultaneidade.

O Regulamento Tarifário define três coeficientes de simultaneidade para converter, respectivamente, (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 de simultaneidade fixados para 2009 são iguais e correspondem à relação entre a potência em horas de ponta e potência contratada das entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição, de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-2 – Coeficientes de simultaneidade de uso de redes para 2009

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

4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

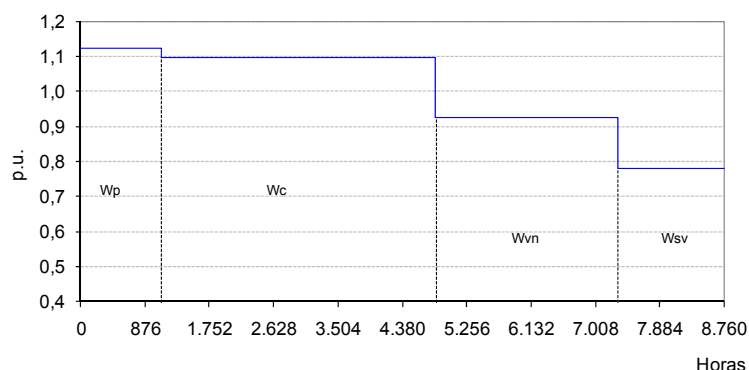
O Quadro 4-3 apresenta as quantidades consideradas para efeito de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes. Estas quantidades de energia e potência são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais medidos em cada ponto de entrega, ou seja, as quantidades medidas nos contadores, até à saída da RNT em AT, por aplicação de factores de ajustamento para perdas e de diagramas de carga tipo, de acordo com a metodologia estabelecida no Regulamento Tarifário.

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		QUANTIDADES
nº. de clientes		
	MAT	60
	AT	222
	MT	23 310
	BTE	33 313
	BTN (> 2,3 kVA)	5 621 143
Potência contratada (kW)		47 420 306
Energia activa no referencial RNT/RND (MWh)		
	Horas de ponta	7 294 003
	Horas cheias	24 219 266
	Horas de vazio normal	13 536 558
	Horas de super vazio	6 671 895
	MAT	1 706 965
	AT	6 673 992
	MT	15 368 310
	BTE	4 038 716
	BTN (> 2,3 kVA)	23 686 681

Na Figura 4-1 apresenta-se o diagrama de carga anual rectangularizado da UGS, discriminado pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio).

Figura 4-1 - Diagrama de carga anual rectangularizado da tarifa de UGS em 2009



	UGS
Potência média anual [MW]	5 904

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

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 reactiva 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} em 2009

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	105 644
	Contratada	445 035
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	62 750
	Horas cheias	389 098
	Horas de vazio normal	282 059
	Horas de super vazio	161 523
Períodos II, III	Horas de ponta	46 186
	Horas cheias	374 619
	Horas de vazio normal	258 135
	Horas de super vazio	137 630
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	6 331 630
	Recebida	21 390 732

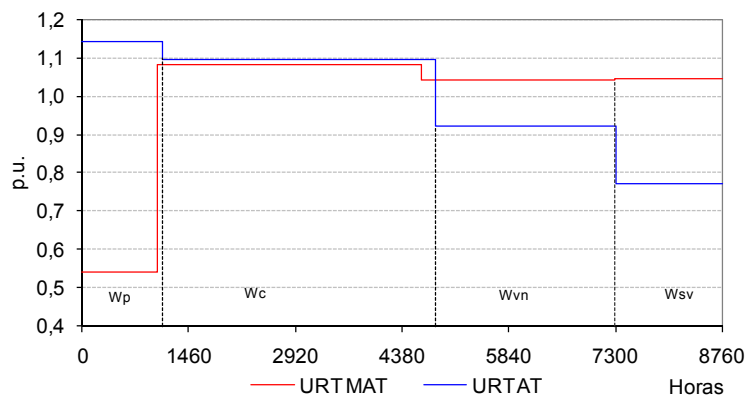
As quantidades de potência consideradas no cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso e as entregas a clientes no mercado liberalizado em AT, MT e BT, até à saída da RNT em AT, por aplicação de factores 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} em 2009

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	7 301 697
	Contratada	9 080 129
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 526 732
	Horas cheias	11 618 539
	Horas de vazio normal	6 869 875
	Horas de super vazio	3 324 721
Períodos II, III	Horas de ponta	2 624 630
	Horas cheias	11 830 076
	Horas de vazio normal	6 146 269
	Horas de super vazio	3 041 999
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	85 465 711
	Recebida	22 015 052

Na Figura 4-2 apresenta-se o diagrama de carga anual da tarifa de URT rectangularizado, 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 rectangularizado da tarifa de URT em 2009

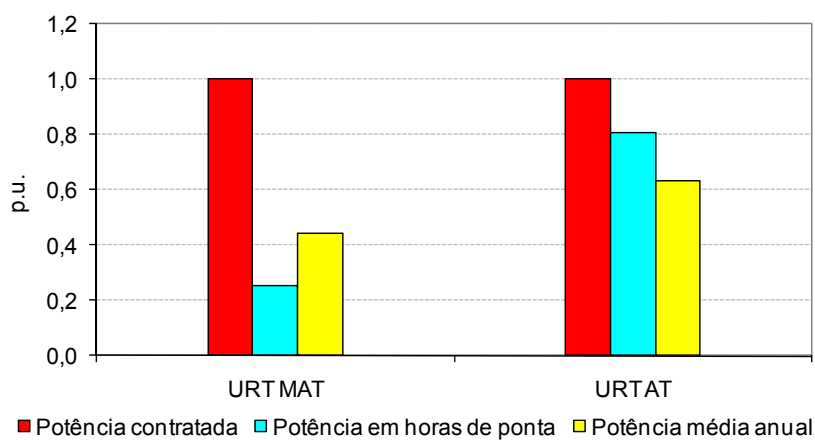


	URT MAT	URT AT
Potência média anual [MW]	195	5 706

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

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

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



	URT MAT	URT AT
Potência contratada [MW/mês]	445	9 080

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 reactiva coincidem com as quantidades relativas às entregas a clientes finais do comercializador de último recurso e às entregas a clientes de comercializadores e a clientes do mercado liberalizado no nível de tensão da rede de distribuição em que estão ligados.

Quadro 4-6 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{AT} em 2009

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	6 438 790
	Contratada	8 425 474
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 439 537
	Horas cheias	11 852 045
	Horas de vazio normal	6 718 927
	Horas de super vazio	3 269 879
Períodos II, III	Horas de ponta	2 636 176
	Horas cheias	11 288 728
	Horas de vazio normal	6 141 416
	Horas de super vazio	3 043 762
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	138 408 776
	Recebida	27 923 140

Quadro 4-7 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{MT} em 2009

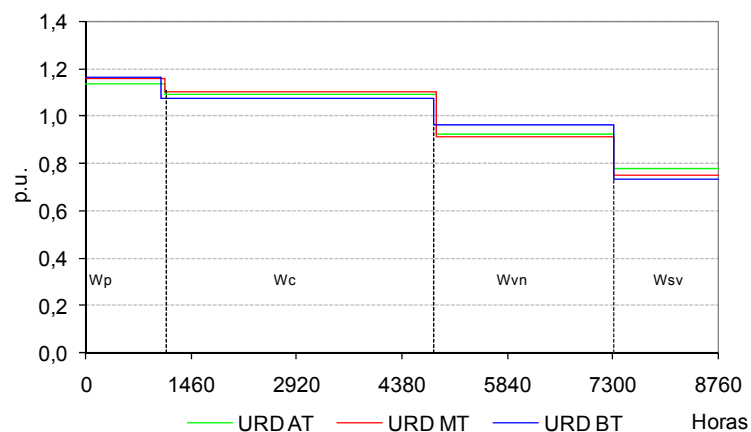
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	5 468 327
	Contratada	10 039 272
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	3 817 943
	Horas cheias	10 090 670
	Horas de vazio normal	5 574 501
	Horas de super vazio	2 655 123
Períodos II, III	Horas de ponta	2 236 461
	Horas cheias	9 435 510
	Horas de vazio normal	4 972 024
	Horas de super vazio	2 432 540
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	698 511 426
	Recebida	160 833 050

Quadro 4-8 - Quantidades utilizadas no cálculo da tarifa de URD_{BT} em 2009

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		QUANTIDADES
Potência (kW)		
	Horas de ponta	3 343 507
	Contratada	40 097 332
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	2 363 401
	Horas cheias	6 139 470
	Horas de vazio normal	3 718 827
	Horas de super vazio	1 632 141
Períodos II, III	Horas de ponta	1 129 717
	Horas cheias	5 518 670
	Horas de vazio normal	3 146 170
	Horas de super vazio	1 451 182
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	433 319 605
	Recebida	4 354 314

Na Figura 4-4 apresentam-se os diagramas de carga anual das tarifas de URD_{AT}, URD_{MT} e URD_{BT} rectangularizados, 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 rectangularizado da tarifa de URD em 2009

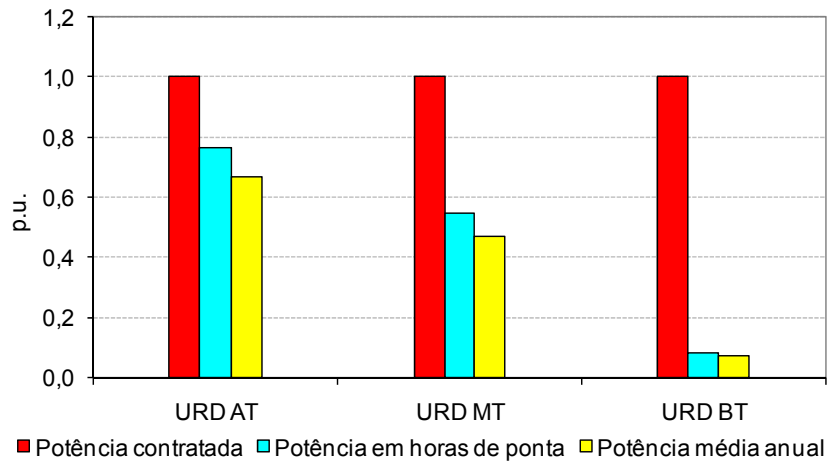


	URD AT	URD MT	URD BT
Potência média anual [MW]	5 638	4 705	2 865

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]	8 425	10 039	40 097

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 DE ENERGIA

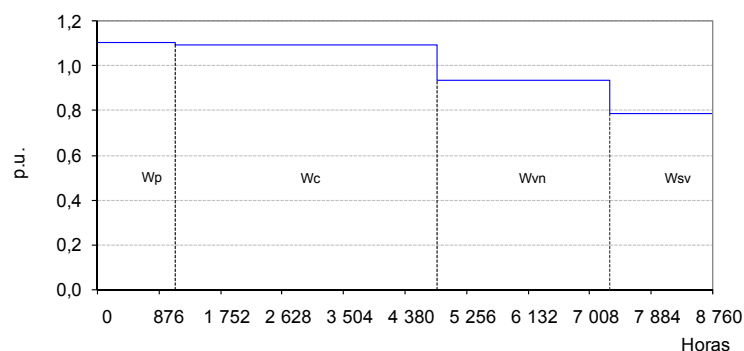
No Quadro 5-1 apresentam-se as quantidades consideradas na determinação da Tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso aos seus clientes. Estas quantidades de energia são calculadas ajustando os fornecimentos a clientes finais do comercializador de último recurso até à saída da RNT em AT, por aplicação de factores 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 de energia

ENERGIA		QUANTIDADES
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	4 181 433
	Horas cheias	11 349 868
	Horas de vazio normal	6 539 995
	Horas de super vazio	3 207 679
Períodos II, III	Horas de ponta	2 424 030
	Horas cheias	10 524 535
	Horas de vazio normal	5 849 614
	Horas de super vazio	2 910 984

Na Figura 5-1 apresenta-se o diagrama de carga anual rectangularizado da Tarifa 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 rectangularizado da tarifa de energia em 2009



	TE
Potência média anual [MW]	5 364

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. Estas quantidades correspondem ao número de clientes do comercializador de último recurso e a energia activa por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 5-2 - Quantidades utilizadas no cálculo das tarifas de Comercialização em 2009

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	20 089
Energia activa	(MWh)	20 540 910

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	26 862
Energia activa	(MWh)	2 913 487

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	5 745 042
Energia activa	(MWh)	20 174 446

6 PROCURA CONSIDERADA NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE PORTUGAL CONTINENTAL

Os valores utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso apresentam-se no Quadro 6-1 ao Quadro 6-11. 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 6-11 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de facturação. Estes valores são estimados com base nos valores verificados em 2007 e projectados para 2009 de modo a se obterem os consumos por nível de tensão do balanço de energia eléctrica.

Quadro 6-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	1 695	59
AT	6 428	216
MT	12 418	19 814
BT	23 088	5 771 904
BTE	2 913	26 862
BTN sem IP	18 646	5 694 534
IP	1 529	50 508
Total	43 629	5 791 993

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

A revisão regulamentar realizada durante o ano de 2008, que abrangeu quer o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) quer o Regulamento Tarifário (RT) do sector eléctrico, introduziu alterações nas Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) para Portugal Continental, das quais se destacam as seguintes:

- Criação da opção tarifária Tri-horária em Baixa Tensão Normal (BTN) $\leq 20,7$ kVA, para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores ou iguais a 3,45 kVA,
- Extinção da opção tarifária Simples em $BTN > 20,7$ kVA,
- Alteração das tarifas de Baixa Tensão Especial (BTE) para tetra-horárias, sem discriminação sazonal.

Em consequência da decisão de extinguir a tarifa simples para os fornecimentos de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais

do comercializador de último recurso, que os clientes existentes na tarifa de BTN (>20,7 kVA) migram na totalidade, mantendo a mesma estrutura por potência contratada, para a tarifa BTN Médias Utilizações BTN (>20,7 kVA).

Quadro 6-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MAT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		59
Potência (kW)		
	Horas de ponta	104 521
	Contratada	440 584
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	62 123
	Horas cheias	385 207
	Horas de vazio normal	279 238
	Horas de super vazio	159 907
Períodos II, III	Horas de ponta	45 725
	Horas cheias	370 873
	Horas de vazio normal	255 553
	Horas de super vazio	136 253
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	6 331 630
	Recebida	17 129 819

Quadro 6-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		216	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	676 195	
	Contratada	1 105 555	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	13 566	
	Contratada	118 558	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	1 024	
	Contratada	47 838	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	419 324
		Horas cheias	1 280 190
		Horas de vazio normal	924 397
		Horas de super vazio	516 830
Períodos II, III	Horas de ponta	278 816	
	Horas cheias	1 391 635	
	Horas de vazio normal	967 296	
	Horas de super vazio	518 278	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	8 643
		Horas cheias	24 371
		Horas de vazio normal	16 874
		Horas de super vazio	10 033
Períodos II, III	Horas de ponta	6 122	
	Horas cheias	28 577	
	Horas de vazio normal	16 818	
	Horas de super vazio	10 928	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	536
		Horas cheias	1 514
		Horas de vazio normal	1 132
		Horas de super vazio	553
Períodos II, III	Horas de ponta	799	
	Horas cheias	2 175	
	Horas de vazio normal	1 351	
	Horas de super vazio	826	
Energia reactiva (kvarh)			
	Fornecida	104 891 124	
	Recebida	12 252 131	

Quadro 6-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		19 814	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	1 175 060	
	Contratada	2 957 280	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	383 983	
	Contratada	1 858 282	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	9 893	
	Contratada	147 690	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	895 224
		Horas cheias	2 497 047
		Horas de vazio normal	1 214 302
		Horas de super vazio	710 287
	Períodos II, III	Horas de ponta	573 245
		Horas cheias	1 979 295
		Horas de vazio normal	977 109
		Horas de super vazio	545 057
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	228 715
		Horas cheias	613 080
		Horas de vazio normal	222 837
		Horas de super vazio	138 266
	Períodos II, III	Horas de ponta	293 650
		Horas cheias	880 738
		Horas de vazio normal	353 943
		Horas de super vazio	213 333
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	6 192
		Horas cheias	16 103
		Horas de vazio normal	8 601
		Horas de super vazio	5 510
	Períodos II, III	Horas de ponta	6 759
		Horas cheias	20 374
		Horas de vazio normal	11 417
		Horas de super vazio	6 929
Energia reactiva (kvarh)			
Fornecida		636 877 343	
Recebida		144 924 896	

Quadro 6-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		26 862
Potência (kW)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	167 563
	Contratada	542 371
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	225 211
	Contratada	1 184 578
Energia activa (MWh)		
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	214 829
	Horas cheias	617 466
	Horas vazio normal	262 519
	Horas de super vazio	130 883
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	312 803
	Horas cheias	859 142
	Horas vazio normal	344 438
	Horas de super vazio	171 407
Energia reactiva (kvarh)		
Fornecida		362 347 297
Recebida		3 684 150

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa de longas utilizações	27,6	97
	34,5	135
	41,4	212
Tarifa de médias utilizações	27,6	21 521
	34,5	21 096
	41,4	22 158
Energia activa		(MWh)
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6 523
	Horas cheias	18 045
	Horas de vazio	14 891
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	337 414
	Horas cheias	1 007 156
	Horas de vazio	835 964

Quadro 6-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN (>20,7 kVA) Sazonal

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada		(nº de clientes)
Tarifa tri-horária	27,6	242
	34,5	232
	41,4	280
Energia activa		(MWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	1 835
	Horas cheias	5 738
	Horas de vazio	6 115

Quadro 6-8 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)

TARIFAS 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	2 729 143	
	4,6	81 054	
	5,75	41 870	
	6,9	1 076 212	
	10,35	308 121	
	13,8	105 963	
	17,25	32 031	
	20,7	129 823	
	Tarifa bi-horária	3,45	90 899
		4,6	22 465
		5,75	15 397
		6,9	254 622
		10,35	75 034
Tarifa tri-horária	13,8	40 820	
	17,25	13 998	
	20,7	51 656	
	3,45	0	
	4,6	0	
	5,75	0	
	6,9	0	
Energia activa		MWh	
Tarifa simples		12 275 782	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	2 301 919	
	Horas de vazio	1 537 385	
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0	
	Horas cheias	0	
	Horas de vazio	0	
		0	

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

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada (nº de clientes)			
Tarifa social (kVA)	1,15	4 038	
	2,3	490	
	Tarifa simples (kVA)	1,15	448 125
		2,3	22 262
Energia activa (MWh)			
Tarifa social		405	
Tarifa simples		221 171	

Quadro 6-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN ($\leq 20,7$ kVA) Sazonal

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($< 20,7$ kVA)		QUANTIDADES	
Potência contratada (nº de clientes)			
Tarifa simples	3,45	28 351	
	4,6	157	
	5,75	52	
	6,9	29 740	
	10,35	14 792	
	13,8	3 104	
	17,25	668	
	20,7	2 726	
	Tarifa bi-horária	3,45	44
		4,6	7
		5,75	6
		6,9	575
		10,35	1 155
		13,8	600
Tarifa tri-horária	17,25	215	
	20,7	950	
	3,45	29	
	4,6	0	
	5,75	0	
	6,9	548	
	10,35	576	
	13,8	214	
Energia activa (MWh)			
Tarifa simples		57 546	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	8 136	
	Horas de vazio	7 648	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	297	
	Horas cheias	961	
	Horas de vazio	784	

Quadro 6-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BT Iluminação Pública

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT	(ILUMINAÇÃO PÚBLICA)	QUANTIDADES
Energia activa (MWh)		1 528 731

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 rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

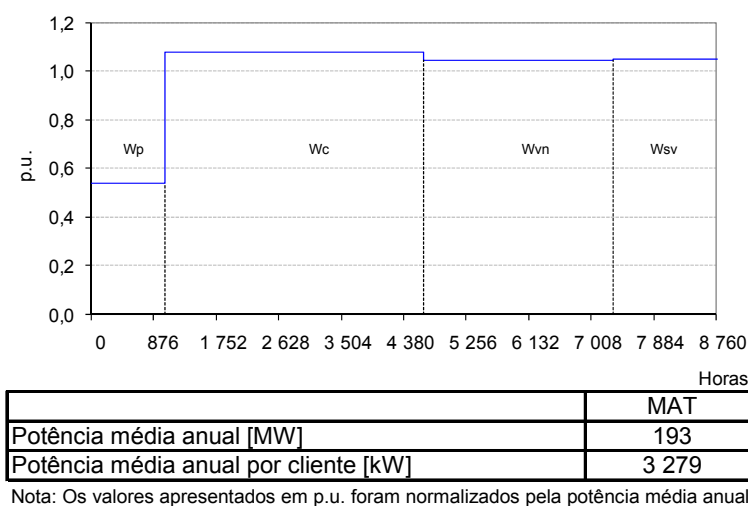
Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

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

6.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 6-1 caracterizam-se os diagramas de carga, em valores por unidade (p.u.), discriminados pelos quatro períodos horários (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio) do nível de tensão de MAT. Para cada um dos períodos apresenta-se a sua potência média. Estas grandezas foram representadas tendo por base a potência média anual do conjunto dos clientes de MAT e a potência média anual por cliente. Assim, o diagrama de carga rectangularizado relativo ao consumo agregado de MAT obtém-se multiplicando os valores em p.u. pela potência de base (potência média anual), valor que se apresenta na Figura 6-1. O diagrama de carga por cliente é obtido multiplicando os valores do diagrama em p.u. pela potência média anual por cliente, em MW, também apresentada na figura.

Figura 6-1 - Diagrama de carga dos clientes de MAT, discriminado por posto horário

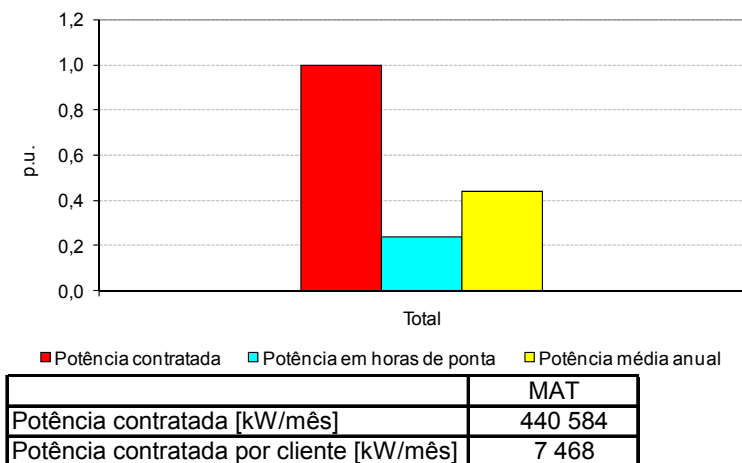


A análise da figura anterior permite verificar uma transferência de consumo de energia em horas de ponta para os períodos de horas cheias e de horas de vazio. Esta capacidade de modulação do consumo é característica de grandes consumidores industriais com possibilidade de adaptação do processo produtivo aos sinais económicos transmitidos pelos preços da energia.

Na Figura 6-2 comparam-se a potência contratada, a potência em horas de ponta e a potência média anual, para o conjunto dos clientes de MAT e também por cliente. Esta comparação é feita tendo por

base a potência contratada, sendo as restantes grandezas representadas em função desta. Deste modo, os valores das diversas potências, em kW, são obtidos multiplicando os valores em p.u. da figura pela potência de base (potência contratada ou potência contratada por cliente, em kW).

Figura 6-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta em MAT



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

A potência média anual é dada pelo quociente entre a energia total no nível de MAT e o número total de horas do ano.

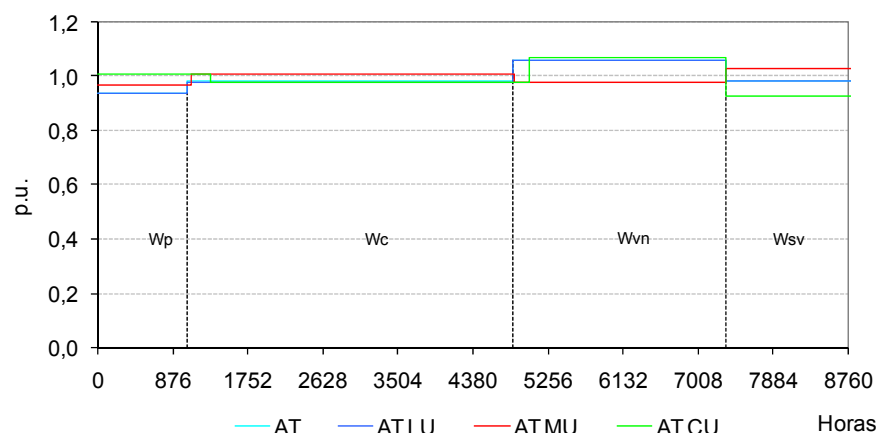
A utilização da potência contratada é definida pelo quociente entre a potência média anual e a potência contratada no ano, multiplicado pelo número de horas do ano.

Verifica-se, na Figura 6-2, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, neste nível de tensão, uma utilização da potência contratada de 3847 horas.

6.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 6-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de AT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (AT LU), Médias Utilizações (AT MU) e Curtas Utilizações (AT CU).

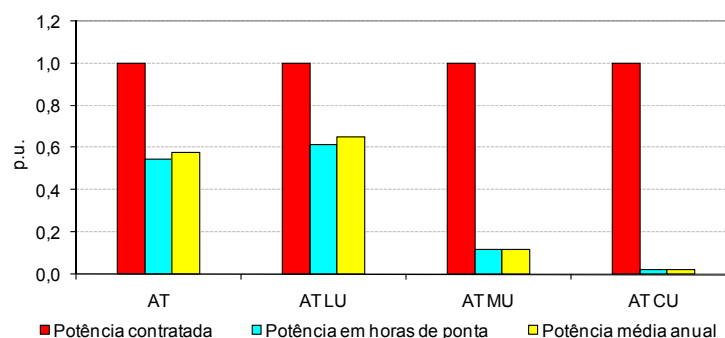
Figura 6-3 - Diagrama de carga dos clientes de AT, discriminado por posto horário e por opção tarifária



	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência média anual [MW]	734	719	14	1,01
Potência média anual por cliente [kW]	3 397	7 647	304	13

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

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



	AT	AT LU	AT MU	AT CU
Potência contratada [kW/mês]	1 271 950	1 105 555	118 558	47 838
Potência contratada por cliente [kW/mês]	5 889	11 761	2 577	629

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

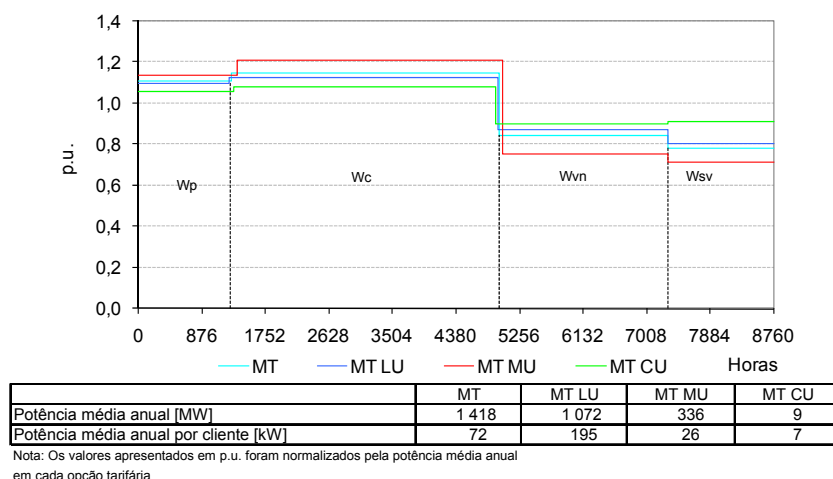
Na Figura 6-4 observa-se que quer a potência em horas de ponta quer a potência média anual se reduzem no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode ainda concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é preponderante na determinação dos valores agregados do nível de tensão de AT.

Verifica-se, na Figura 6-4, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada (5 696 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1032 e 186 horas, respectivamente.

6.2.3 MÉDIA TENSÃO

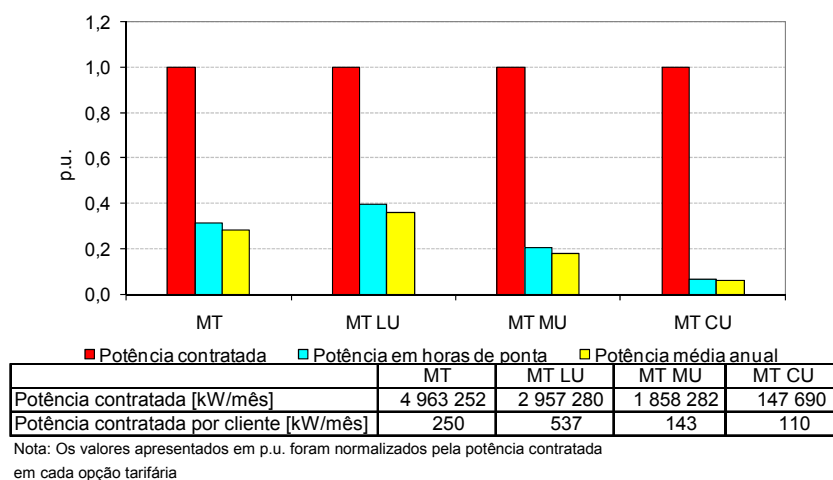
Na Figura 6-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Longas Utilizações (MT LU), Médias Utilizações (MT MU) e Curtas Utilizações (MT CU).

Figura 6-5 - Diagrama de carga dos clientes em MT, discriminado por posto horário e por opção tarifária



Relativamente à Figura 6-6 verifica-se que, quer na potência em horas de ponta quer na potência média anual, existem reduções mais acentuadas no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode também concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT.

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



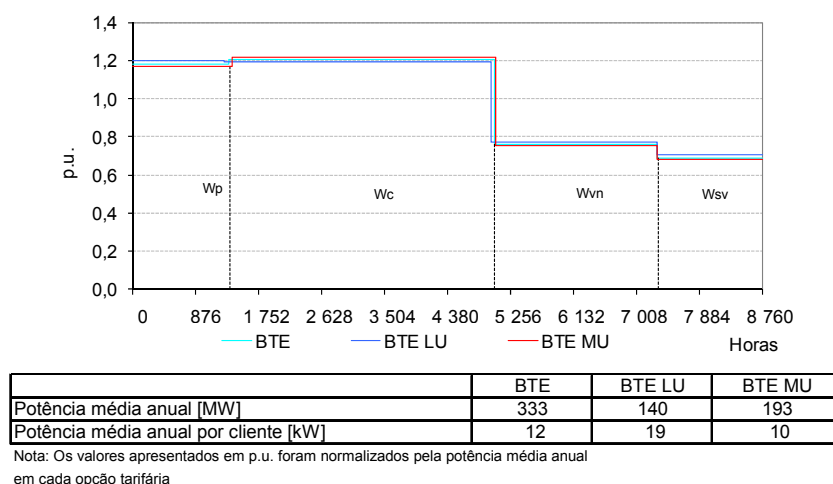
Verifica-se, na Figura 6-6, que a potência em horas de ponta apresenta um valor próximo da potência média anual, registando-se, na opção de longas utilizações o valor mais elevado de utilização da potência contratada da tarifa de MT (3 176 horas). As opções tarifárias de médias e de curtas utilizações apresentam utilizações da potência contratada de 1 585 e 554 horas, respectivamente.

6.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 6-7 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).

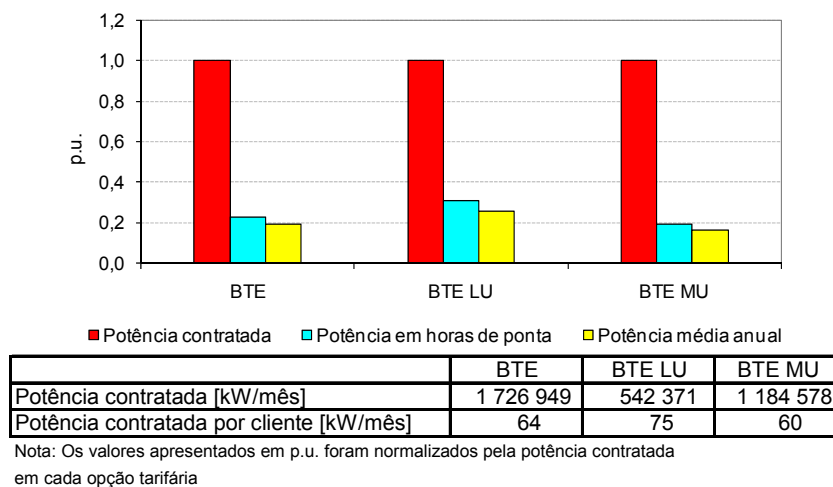
Nos fornecimentos em BTE para a repartição das energias do período horário de vazio, em energias nos períodos horários de vazio normal e de super vazio, considerou-se a aplicação de perfis de consumo, uma vez que esta opção tarifária passou a tetra-horária e não há histórico de leitura tetra-horária. No futuro, não haverá que efectuar conversões nesta tarifa, dado que os contadores terão 4 períodos horários.

Figura 6-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária



Da Figura 6-8 pode concluir-se que, relativamente aos níveis de tensão a montante, 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. É ainda de salientar que a opção tarifária de Médias Utilizações é a opção predominante.

Figura 6-8 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE



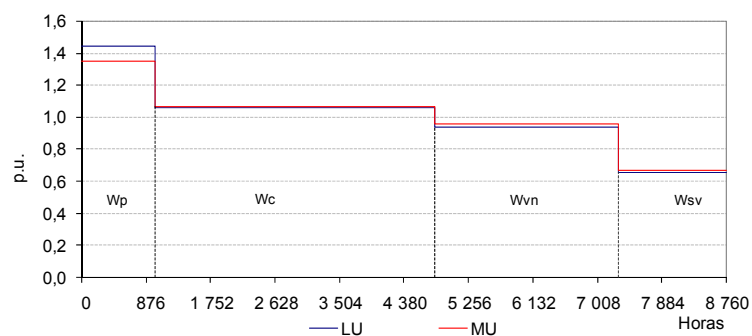
Na BTE as opções tarifárias de longas e de médias utilizações apresentam utilizações da potência contratada de, respectivamente, 2 260 e 1 425 horas.

6.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 6-9 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada maior do que 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. Assumiu-se que, perante a eliminação da opção da tarifa simples, os clientes seriam reposicionados na opção tarifária de médias utilizações.

Figura 6-9 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária



	LU	MU
Potência média anual [MW]	5	249
Potência média anual por cliente [kW]	10	4

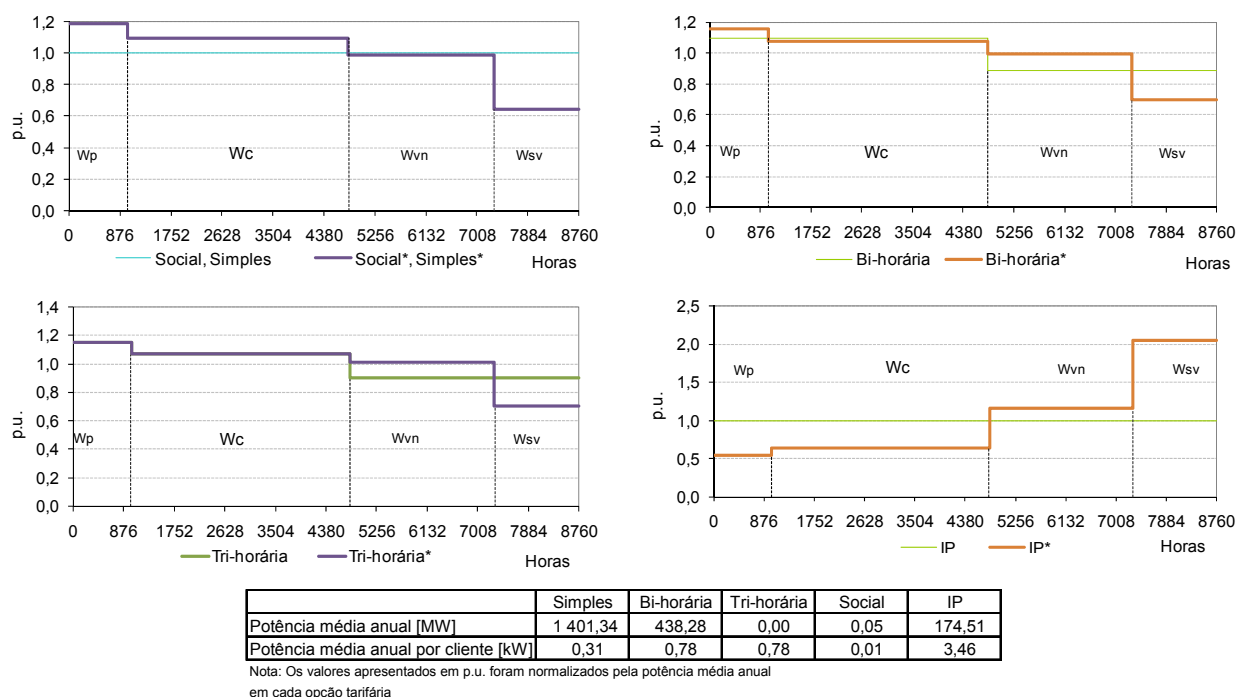
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual em cada opção tarifária

Verifica-se que os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 20,7 kVA são semelhantes.

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

Na Figura 6-10 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 Social, tarifa Simples, tarifa Bi-horária e tarifa Tri-horária. Apresentam-se ainda os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Social, Bi-horária, Tri-horária e Iluminação pública, desagregados por 4 períodos horários.

Figura 6-10 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária



Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.4 para a opção tarifária Bi-horária, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

Os diagramas de carga reais e estimados estão coerentes entre si. 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 nas tarifas Simples relativamente à Bi-horária. Efectivamente, a tarifa Bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

O diagrama de carga da nova opção tarifária Tri-horária foi extrapolado utilizando a estrutura de consumos da tarifa Bi-horária e assumindo que a potência média anual por cliente é igual. À semelhança da tarifa Bi-horária, a nova opção tarifária Tri-horária pretende fornecer sinais económicos que incentivem a transferência de consumo em horas de ponta para as horas cheias e horas de vazio.

6.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 6-11 e na Figura 6-12 apresenta-se o número de clientes por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias. O número de clientes é apresentado em valores por unidade 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 respectiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respectiva.

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

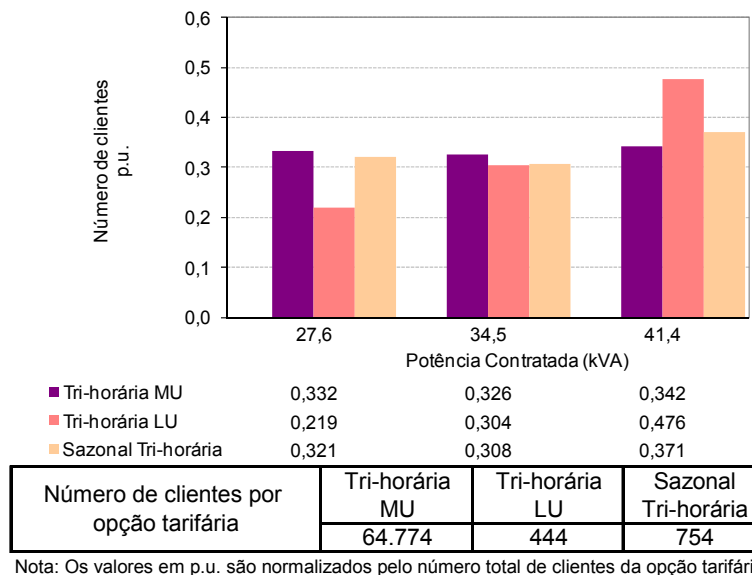
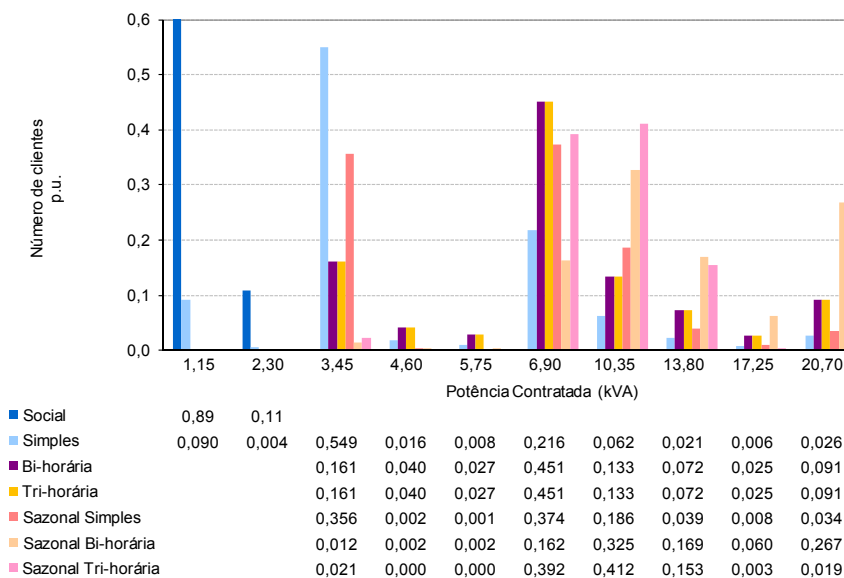


Figura 6-12 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



Número de clientes por opção tarifária	Social	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Sazonal Simples	Sazonal Bi-horária	Sazonal Tri-horária	
	4 038	4 974	603	564	891	0	79 590	3 552

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 de BTN≤20,7 kVA. Em contrapartida, na tarifa Bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA.

Na Figura 6-13 e na Figura 6-14 apresentam-se, em valores por unidade, a potência média anual por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Nesta figura, a potência média anual para cada escalão de potência contratada de cada opção tarifária é obtida multiplicando o valor apresentado na figura, em p.u., pela potência de base da opção tarifária, apresentado no quadro anexo à figura.

Figura 6-13 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>20,7 kVA)

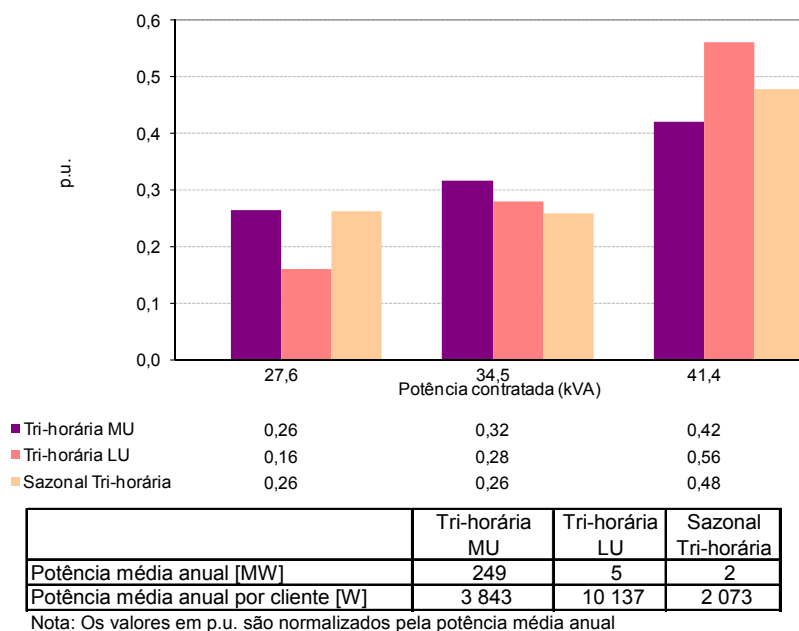
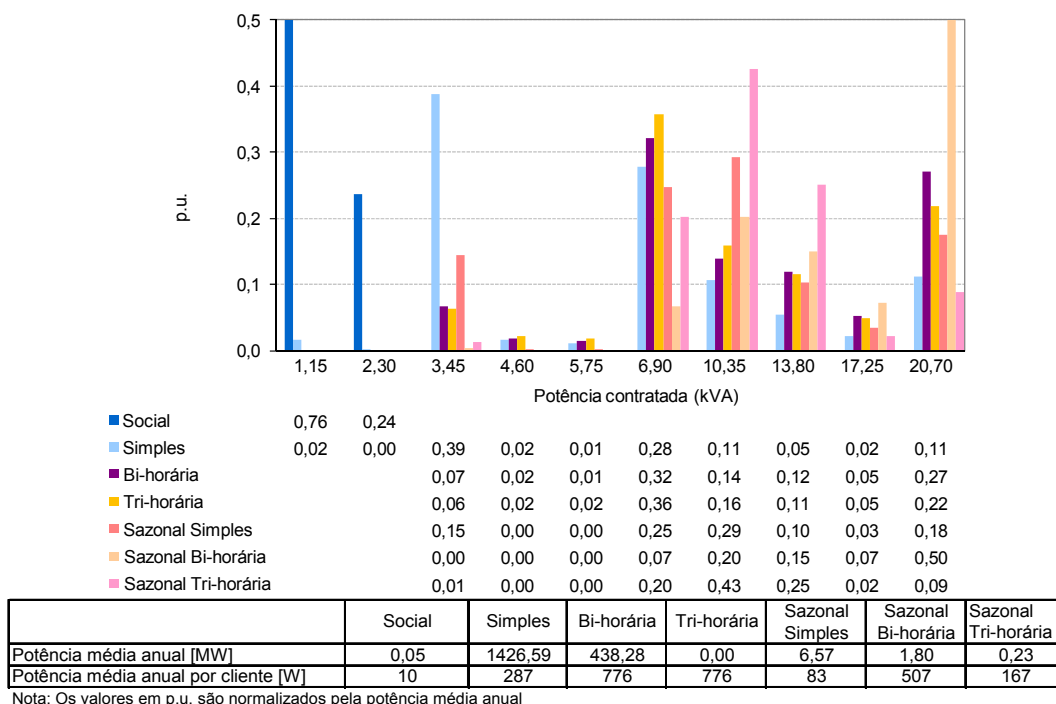


Figura 6-14 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤20,7 kVA)



Na Figura 6-15 e na Figura 6-16 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Verifica-se que, nas opções Simples e Bi-horária das tarifas de BTN≤20,7 kVA, os clientes do escalão 5,75 kVA e 20,70 kVA, respectivamente, são os que apresentam a maior utilização da potência contratada.

Na opção Tri-horária MU as maiores utilizações da potência contratada ocorrem no escalão de 41,4 kVA. Por fim, e mais uma vez, na opção Tri-horária LU as maiores utilizações da potência contratada ocorrem também no escalão de 41,4 kVA.

Figura 6-15 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>20,7 kVA)

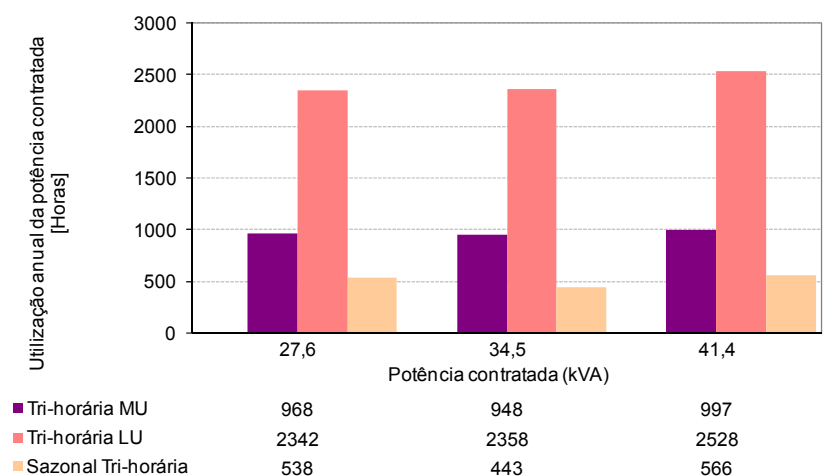
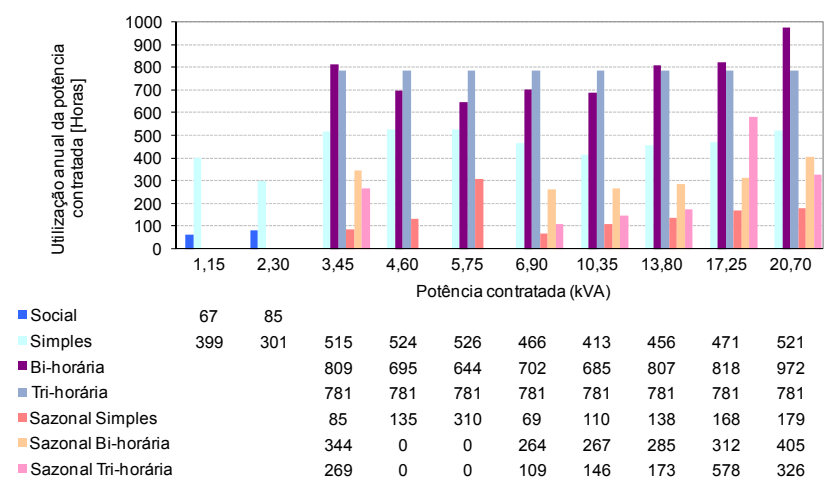


Figura 6-16 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤20,7 kVA)



7 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 7-1 ao Quadro 7-9. No Quadro 7-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. No Quadro 7-2 ao Quadro 7-9 apresentam-se, para cada tarifa, as quantidades desagregadas por variável de facturação. Estes valores são estimados tendo por base os valores verificados em 2007 e projectados para 2009 de modo a se obterem os consumos por nível de tensão do balanço de energia eléctrica.

Quadro 7-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Energia (GWh)	Número de clientes
MT	303	646
BT	494	119 285
BTE	27	161
BTN sem IP	433	117 429
IP	34	1 695
Total	797	119 931

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

A revisão regulamentar, ocorrida em 2008, prevê a extinção das opções tarifárias Organismos e outros consumidores em MT. Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nestas opções tarifárias transitórias migram na totalidade para a tarifa MT tetra-horária.

Quadro 7-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em MT tetra-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		646	
Potência (kW)			
Tetra-horária	Horas de ponta	42 483	
	Contratada	124 733	
Energia activa (MWh)			
Tarifa Tetra-horária	Períodos I, IV	Horas de ponta	29 041
		Horas cheias	70 809
		Horas de vazio normal	30 830
		Horas super vazio	15 693
	Períodos II, III	Horas de ponta	33 275
		Horas cheias	73 332
		Horas de vazio normal	33 715
		Horas super vazio	16 437
Energia reactiva (kvarh)			
Tarifa Tetra-horária	Fornecida	19 447 599	
	Recebida	3 843 527	

A revisão regulamentar prevê a extinção das opções tarifárias Organismos e outros consumidores em BTE. Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nestas opções tarifárias transitórias migram na totalidade para a Tarifa BTE Tetra-horária.

Quadro 7-3 - 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)		161
Potência (kW)		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	3 952
	Contratada	9 953
Energia activa (MWh)		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	5 764
	Horas cheias	13 179
	Horas de vazio normal	5 606
	Horas super vazio	2 795
Energia reactiva (kvarh)		
Tarifa Tetra-horária	Fornecida	2 571 819
	Recebida	172 383

A tarifa BTN>17,25 kVA Sazonal foi eliminada na sequência da alteração regulamentar de 2008.

Quadro 7-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>17,25 kVA) Tri-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) TRI-HORÁRIA		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Tri-horária	20,7	679
	27,6	201
	34,5	47
	41,4	100
	55,2	35
	69,0	23
	103,5	6
	110,4	1
	138,0	1
	172,5	0
207,0	0	
215,0	0	
Energia activa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	4 535
	Horas cheias	10 563
	Horas de vazio	6 768

Quadro 7-5 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>17,25 kVA) Organismos

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) ORGANISMOS		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Organismos	20,7	231
	27,6	74
	34,5	35
	41,4	63
	55,2	16
	69,0	20
	103,5	4
	110,4	2
	138,0	1
	172,5	2
207,0	0	
215,0	0	
Energia activa (MWh)		
Tarifa Organismos	Horas de ponta	2 466
	Horas cheias	5 764
	Horas de vazio	3 683

Quadro 7-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN (>17,25 kVA) Outros consumidores

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) OUTROS CONSUMIDORES		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Outros consumidores	20,7	1 764
	27,6	455
	34,5	196
	41,4	239
	55,2	61
	69,0	58
	103,5	33
	110,4	6
	138,0	5
	172,5	0
	207,0	0
215,0	2	
Energia activa (MWh)		
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	14 274
	Horas cheias	33 723
	Horas de vazio	20 966

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção das opções tarifárias BTN < Simples organismos e BTN< Bi-horária Organismos em BTN ($\leq 17,25$ kVA). Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nestas opções tarifárias transitórias migram na totalidade para a correspondente tarifa de BTN ($\leq 17,25$ kVA e $> 2,3$ kVA), mantendo a potência contratada.

Quadro 7-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN ($\leq 17,25$ kVA e $> 2,3$ kVA)

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 17,25$ kVA e $> 2,3$ kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa simples	3,45	62 764
	6,9	29 114
	10,35	6 657
	13,8	1 829
	17,25	2 363
Tarifa bi-horária	3,45	239
	6,9	769
	10,35	235
	13,8	132
Tarifa tri-horária	17,25	177
	3,45	0
	6,9	0
	10,35	0
	13,8	0
Energia activa (MWh)		
Tarifa simples		313 059
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	5 412
	Horas de vazio	3 365
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0

Quadro 7-8 - 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 social	1,15	63
Tarifa simples	1,15	8728
Energia activa		MWh
Tarifa social		10
Tarifa simples		8062

Quadro 7-9 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA em BT Iluminação Pública

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		QUANTIDADES
Energia activa	(MWh)	33 780

7.2 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 rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

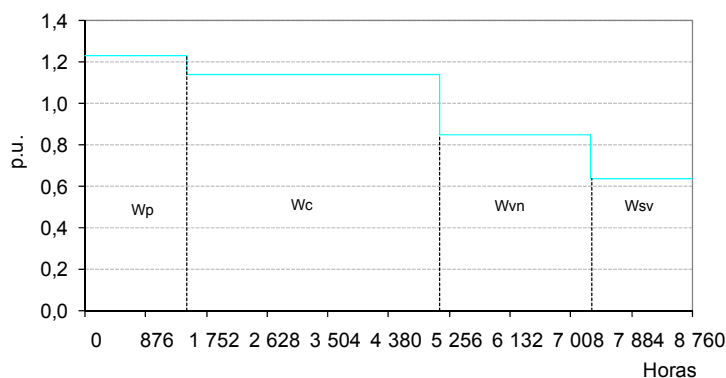
Por último, para as opções tarifárias de BTN apresenta-se a distribuição do número de clientes pelos vários escalões de potência contratada.

7.2.1 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 7-1 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à tarifa Tetra-horária (MT 4H), discriminado por período horário.

Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação relativa aos fornecimentos de 2007 em MT Tarifa Tri-horária e da consideração de perfis de consumo que permitem discriminar a energia de vazio.

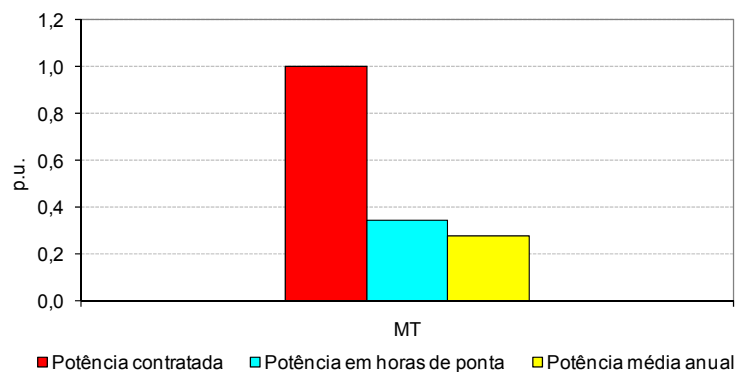
Figura 7-1 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa Tetra-horária em MT, discriminado por posto horário



	MT
Potência média anual [MW]	35
Potência média anual por cliente [kW]	54

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

Figura 7-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa Tetra-horária em MT



	MT
Potência contratada [kW/mês]	124 733
Potência contratada por cliente [kW/mês]	193

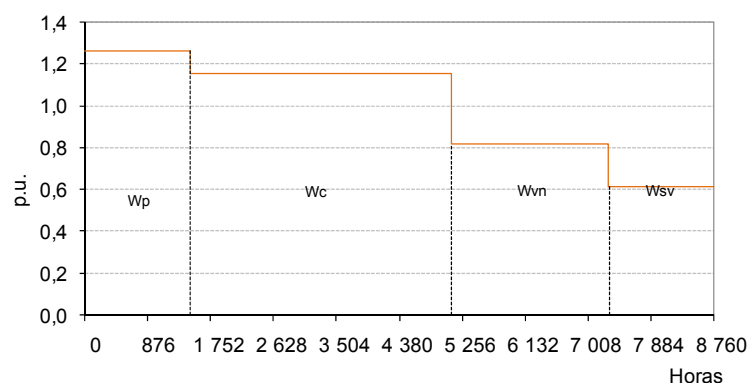
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

7.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 7-3 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo à opção tarifária tetra-horária em BTE, discriminados por período horário.

Este diagrama de carga é estabelecido com base na informação relativa aos fornecimentos de 2007 em BTE Tarifa Tri-horária.

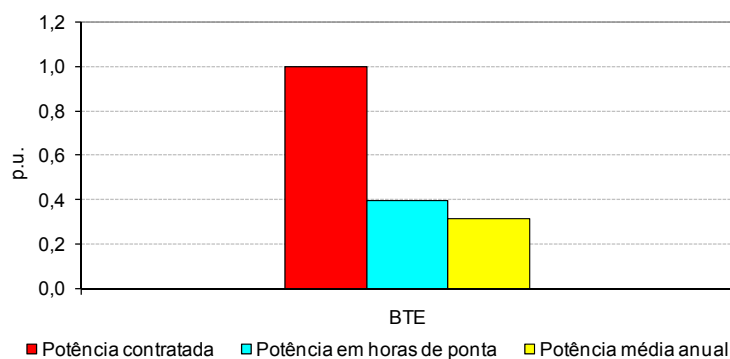
Figura 7-3 - Diagrama de carga dos clientes da tarifa tetra-horária em BTE, discriminado por posto horário



	BTE
Potência média anual [kW]	3 121
Potência média anual por cliente [kW]	19

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

Figura 7-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta da tarifa tetra-horária em BTE



	BTE
Potência contratada [kW/mês]	9 953
Potência contratada por cliente [kW/mês]	62

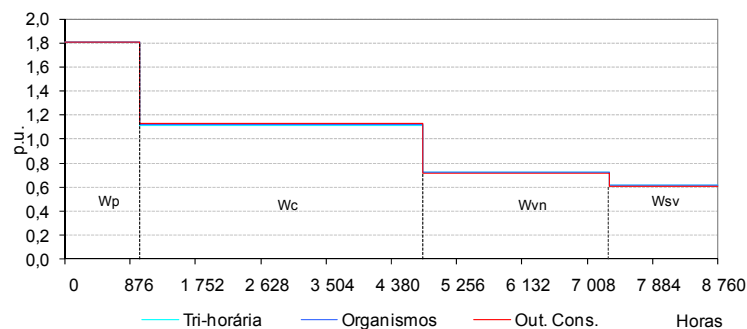
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência contratada

7.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>17,25 kVA)

Na Figura 7-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA discriminados por período horário e por opção tarifária: Tarifa Tri-horária, Organismos e Outros Consumidores (Out. Cons.).

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para as opções tarifárias Tri-horárias.

Figura 7-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>17,25 kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária



	Tri-horária	Organismos	Out. Cons.
Potência média anual [kW]	2 496	1 360	7 873
Potência média anual por cliente [W]	2 285	3 038	2 793

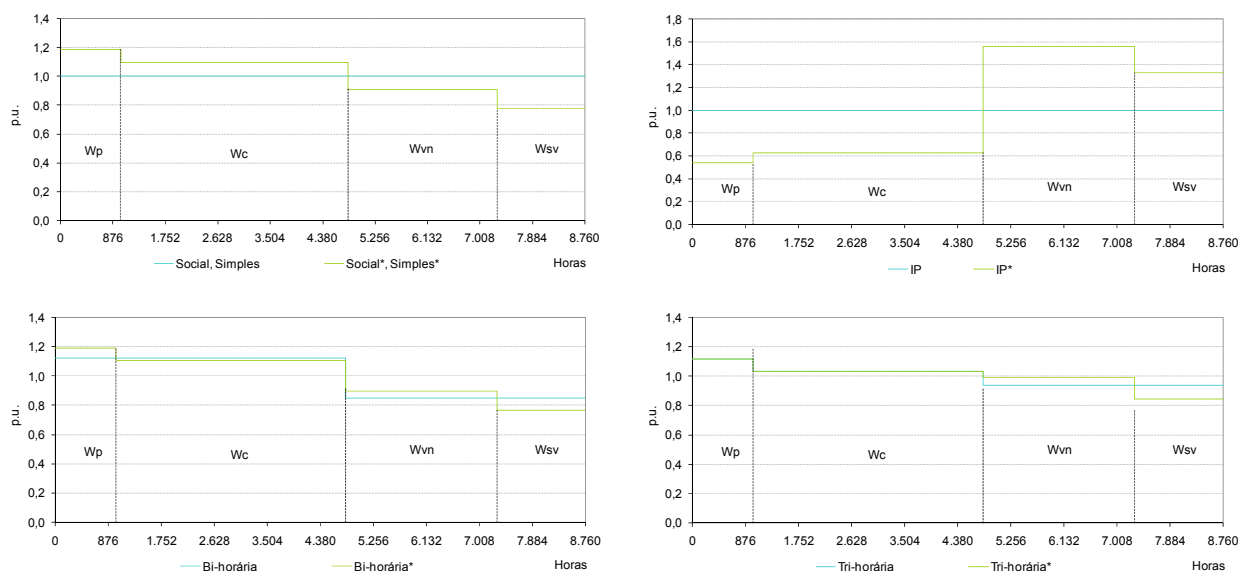
Nota: Os valores apresentados em p.u. foram normalizados pela potência média anual de cada opção

Verifica-se que os diagramas de carga das duas opções tarifárias de BTN com potência contratada maior que 17,25 kVA são semelhantes.

7.2.4 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 17,25$ kVA)

Na Figura 7-6 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos a BTN com potência contratada menor ou igual a 17,25 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Social, tarifa Simples, tarifa Bi-horária, Tri-horária e Iluminação pública. Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Social, Bi-horária, Tri-horária e Iluminação pública, desagregados por 4 períodos horários.

Figura 7-6 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 17,25$ kVA), discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAA



	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Social	IP
Potência média anual [MW]	35,74	1,00	0,00	0,00	3,86
Potência média anual por cliente [kW]	0,35	0,65	0,65	0,02	2,28

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

Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.4 para as opções tarifárias Bi-horárias, no ponto 10.3 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

Os diagramas de carga reais e estimados são coerentes entre si. 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 nas tarifas Simples relativamente à Bi-horária. Efectivamente, a tarifa Bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

7.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAA EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 7-7 e na Figura 7-8 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 valores por unidade 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 respectiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respectiva.

Figura 7-7 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA

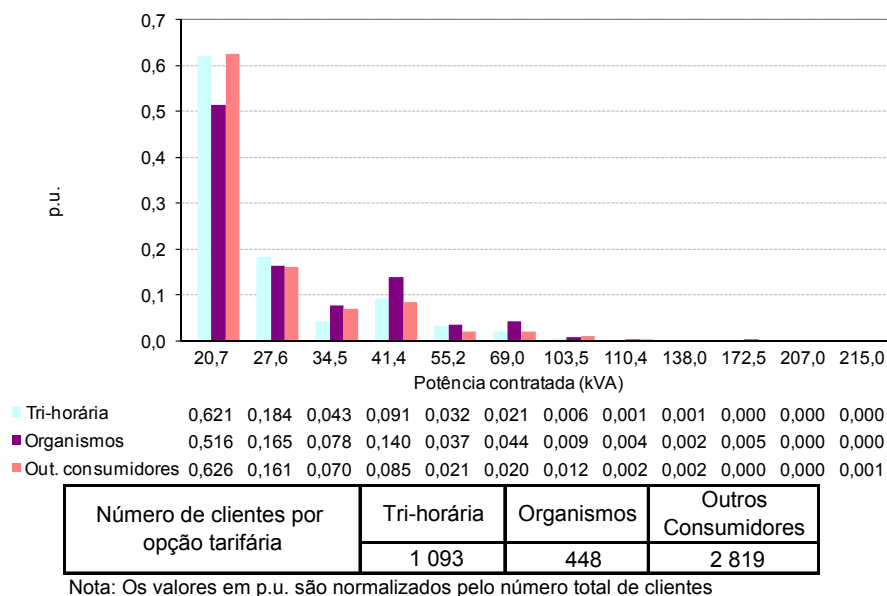
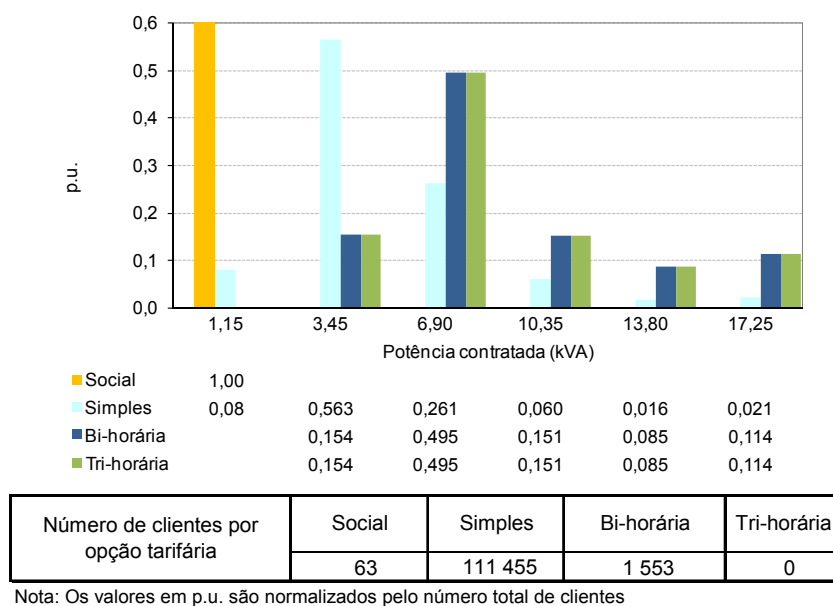


Figura 7-8 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤17,25 kVA), na RAA



Verifica-se que o escalão de 3,45 kVA é predominante nas tarifas Simples de $BTN \leq 17,25$ kVA. Em contrapartida, na tarifa Bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA. Para a nova opção tarifária Tri-horária assumiu-se a mesma estrutura da opção tarifária Bi-horária

Na Figura 7-9 e na Figura 7-10 apresentam-se, em valores por unidade, a potência média anual por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

Figura 7-9 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN>17,25 kVA), na RAA

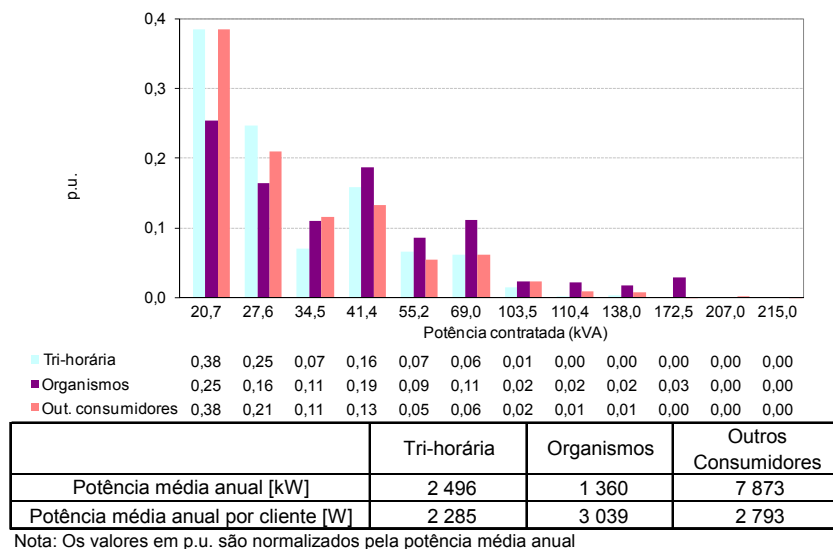
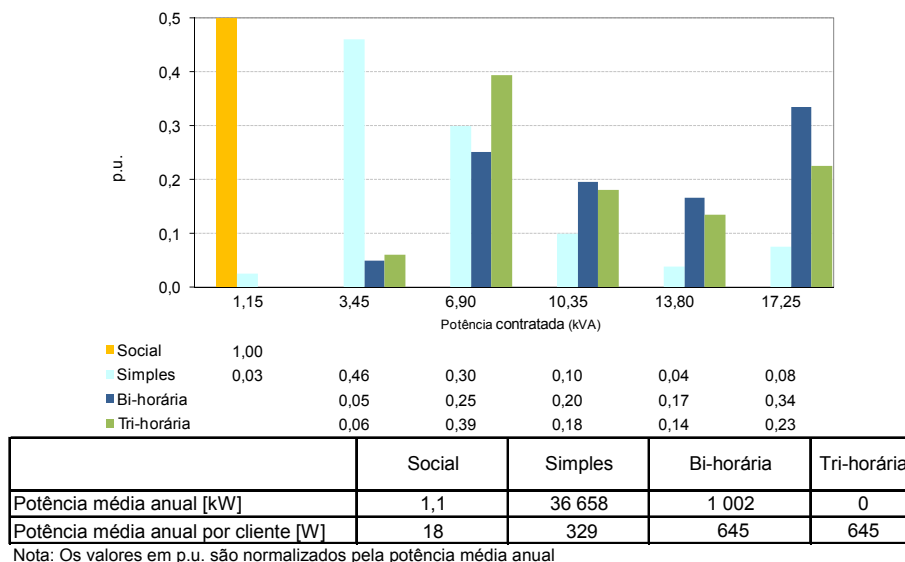
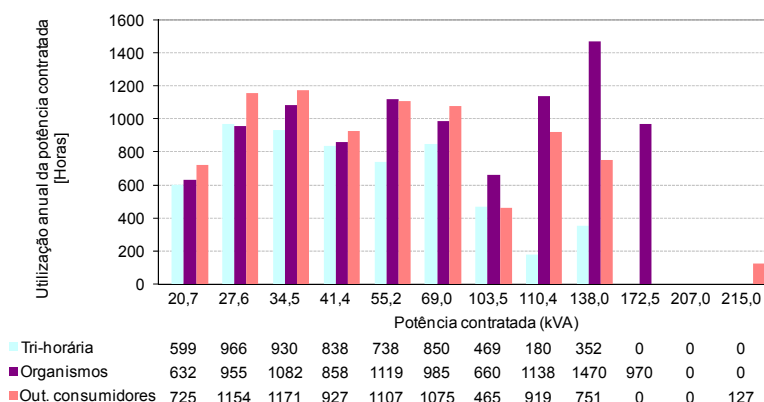


Figura 7-10 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência (BTN≤17,25 kVA), na RAA



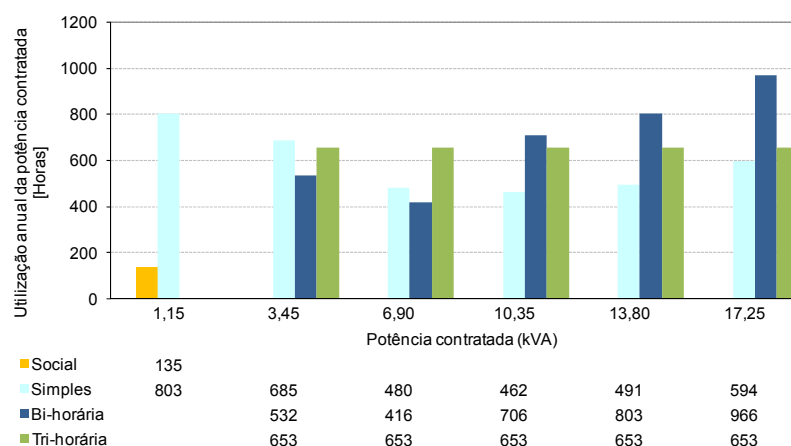
Na Figura 7-11 e na Figura 7-12 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Figura 7-11 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN>17,25 kVA), na RAA



Nas tarifas BTN>17,25 kVA verifica-se que a maior utilização da potência contratada na opção Tri-horária é no escalão de 27,6 kVA, enquanto que nas opções Organismos, Outros consumidores e Sazonal é, respectivamente, nos escalões de 138 e 34,5 kVA.

Figura 7-12 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária (BTN≤17,25 kVA), na RAA



Verifica-se que, na opção Simples de BTN≤17,25 kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA são os que apresentam a maior utilização da potência contratada, e na Bi-horária são os clientes do escalão 17,25 kVA. Para a nova opção tarifária Tri-horária assumiu-se uma utilização constante da potência, que corresponde à utilização média ponderada pelo número de clientes da opção tarifária Bi-horária.

8 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 8-1 ao Quadro 8-13. No Quadro 8-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão.

Quadro 8-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Energia (GWh)	Número de clientes
MT	191	220
BT	727	137 797
BTE	168	895
BTN sem IP	473	135 148
IP	87	1 754
Total	918	138 017

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

Os fornecimentos de energia e potência utilizados no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam-se do Quadro 8-2 ao Quadro 8-13. Estes valores são estimados tendo por base os valores verificados em 2007, projectados para 2009 de modo a se obterem os consumos por nível de tensão do balanço de energia eléctrica da RAM.

As tarifas de AT, MT e BTE na RAM passaram a ter uma discriminação de preços em 4 períodos tarifários, com a desagregação do período de vazio. as quantidades previstas para 2009 exprimem essa desagregação.

São apresentados quadros de quantidades de energia e potência para todas as opções tarifárias a vigorar no próximo ano, apesar de algumas opções tarifárias, por não existirem clientes, se preverem consumos nulos à semelhança do verificado em 2007.

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção das opções tarifárias aplicáveis a consumidores especiais de Curtas, Médias e Longas Utilizações em AT.

Quadro 8-2 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em AT

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		0
Potência (kW)		
	Horas de ponta	0
	Contratada	0
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio normal	0
	Horas de super vazio	0
Períodos II, III	Horas de ponta	0
	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0
	Horas de super vazio	0
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	0
	Recebida	0

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção das opções tarifárias Curtas, Médias e Longas Utilizações, Consumidores Especiais em MT 30 kV e a opção tarifária Médias Utilizações, Consumidores Especiais em MT 6,6 kV. Em consequência desta decisão considera-se, para efeito das quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, que os clientes que se encontravam nestas opções tarifárias transitórias migram na totalidade para a Tarifa MT 30 kV e MT 6,6 kV, respectivamente.

Quadro 8-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 30 kV e MT 6,6 kV

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 30kV e MT 6,6 kV		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		140	
Potência (kW)			
Tarifa de MT 30 kV	Horas de ponta	1 238	
	Contratada	3 115	
Tarifa de MT 6,6 kV	Horas de ponta	17 277	
	Contratada	41 351	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de MT 30 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	962
		Horas cheias	2 252
		Horas de vazio normal	1 195
		Horas de super vazio	608
Períodos II, III	Períodos II, III	Horas de ponta	847
		Horas cheias	2 097
		Horas de vazio normal	1 155
		Horas de super vazio	563
Tarifa de MT 6,6 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	11 767
		Horas cheias	30 463
		Horas de vazio normal	12 662
		Horas de super vazio	6 445
Períodos II, III	Períodos II, III	Horas de ponta	12 960
		Horas cheias	32 769
		Horas de vazio normal	14 051
		Horas de super vazio	6 850
Energia reactiva (kvarh)			
	Fornecida	8 637	
	Recebida	0	

Quadro 8-4 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em MT 6,6 kV Consumidores especiais

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 6,6 kV CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES	
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		79	
Potência (kW)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5 006	
	Contratada	21 466	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	36	
	Contratada	429	
Energia activa (MWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	3 074
		Horas cheias	11 665
		Horas de vazio normal	6 495
		Horas de super vazio	3 306
	Períodos II, III	Horas de ponta	4 250
		Horas cheias	12 760
		Horas de vazio normal	7 423
		Horas de super vazio	3 619
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	18
		Horas cheias	98
		Horas de vazio normal	25
		Horas de super vazio	13
	Períodos II, III	Horas de ponta	35
		Horas cheias	77
		Horas de vazio normal	25
		Horas de super vazio	12
Energia reactiva (kvarh)			
Fornecida		4 892	
Recebida		0	

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção da opção tarifária Longas Utilizações, Consumidores Especiais em BTE. Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nesta opção tarifária transitória migram na totalidade para a Tarifa BTE tetra-horária.

Quadro 8-5 - 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)		762
Potência (kW)		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	19 194
	Contratada	84 342
Energia activa (MWh)		
Tarifa Tetra-horária	Horas de ponta	28 220
	Horas cheias	75 693
	Horas de vazio normal	27 851
	Horas de super vazio	13 888
Energia reactiva (kvarh)		
Fornecida		21 116
Recebida		0

Quadro 8-6 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTE Médias Utilizações Consumidores especiais

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		133
Potência (kW)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	2 740
	Contratada	13 767
Energia activa (MWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	3 904
	Horas cheias	11 436
	Horas de vazio normal	4 574
	Horas de super vazio	2 281
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	4 846
	Recebida	0

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção das opções tarifárias Simples, Médias e Longas Utilizações, Consumidores Especiais em BTN (> 20,7 kVA). Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nestas opções tarifárias transitórias migram na totalidade para a Tarifa BTN (> 20,7 kVA).

Quadro 8-7 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN (>20,7 kVA) Tri-horária

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa Tri-horária	27,6	763
	34,5	645
	41,4	512
	51,75	276
	62,1	234
Energia activa (MWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	18 565
	Horas cheias	48 127
	Horas de vazio	24 843

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção da opção tarifária Simples, Não Domésticos em BTN (\leq 20,7 kVA e $>$ 2,3 kVA). Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nesta opção tarifária transitória migram na totalidade para a tarifa Simples BTN (\leq 20,7 kVA e $>$ 2,3 kVA).

Quadro 8-8 - 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)
Tarifa simples	3,45	58 477
	6,9	58 507
	10,35	4 252
	13,8	2 841
	17,25	1 132
	20,7	3 595
Tarifa bi-horária	3,45	63
	6,9	387
	10,35	55
	13,8	27
	17,25	16
Tarifa tri-horária	20,7	27
	3,45	0
	6,9	0
	10,35	0
	13,8	0
Energia activa	17,25	0
	20,7	0
	MWh	
	Tarifa simples	361 479
	Tarifa bi-horária	
Horas fora de vazio	1 802	
Horas de vazio	1 026	
Tarifa tri-horária		
Horas de ponta	0	
Horas cheias	0	
Horas de vazio	0	

A revisão regulamentar de 2008 prevê a extinção da opção tarifária Simples, Não Domésticos em BTN ($\leq 2,3$ kVA). Em consequência desta decisão considera-se, para efeito do cálculo da tarifa de venda a Clientes Finais, que os clientes que se encontravam nesta opção tarifária transitória migram na totalidade para a tarifa Simples BTN ($\leq 2,3$ kVA).

Quadro 8-9 - 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 social	1,15	17
Tarifa simples	1,15	2 317
Energia activa		MWh
Tarifa social		3
Tarifa simples		2 479

Quadro 8-10 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Bi-horária Não Domésticos

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) NÃO DOMÉSTICOS		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa bi-horária	3,45	27
	6,9	73
	10,35	43
	13,8	82
	17,25	54
	20,7	207
Energia activa (MWh)		
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	7 943
	Horas de vazio	3 659

Quadro 8-11 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) Consumidores especiais

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa simples	3,45	115
	6,9	136
	10,35	67
	13,8	53
	17,25	15
	20,7	96
Tarifa bi-horária	3,45	0
	6,9	1
	10,35	5
	13,8	4
	17,25	1
	20,7	14
Energia activa (MWh)		
Tarifa simples		1 955
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	411
	Horas de vazio	214

Quadro 8-12 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN($\leq 2,3$ kVA) Consumidores especiais

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
Tarifa simples	1,15	13
Energia activa (MWh)		
Tarifa simples		21

Quadro 8-13 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM em BT Iluminação Pública

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		QUANTIDADES
Energia activa	(MWh)	86 816

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

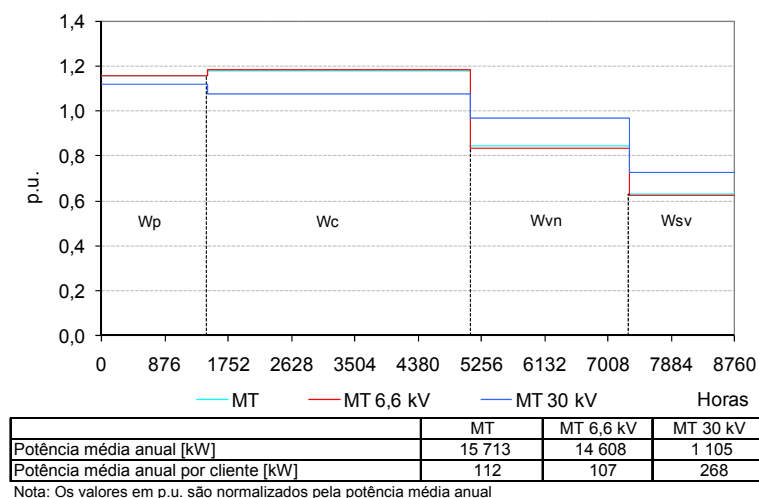
De modo a complementar a informação indicada nos quadros anteriores, apresenta-se nos pontos seguintes, para cada nível de tensão e para cada opção tarifária, o diagrama de carga rectangularizado por período horário, bem como as relações entre as potências em horas de ponta, contratada e média anual.

Por último, 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

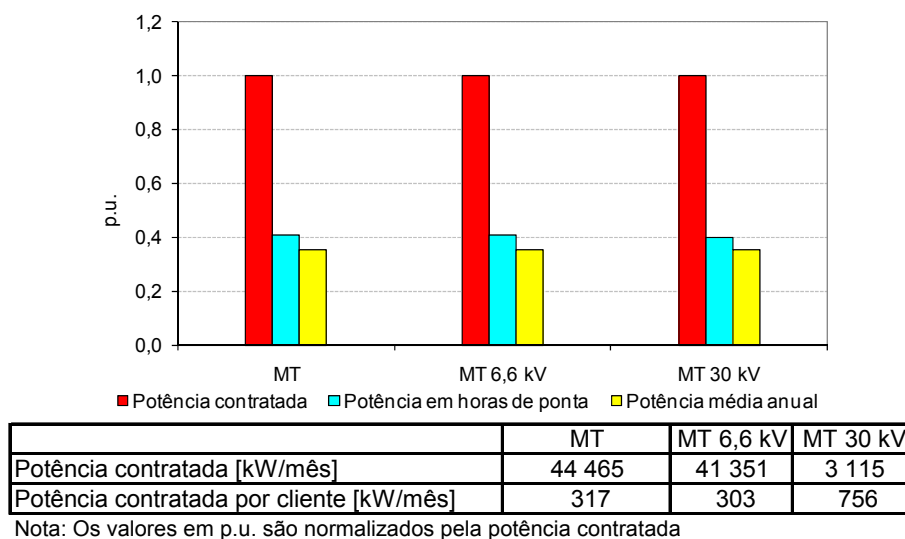
Na Figura 8-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Média Tensão 6,6 kV (MT 6,6 kV) e Média Tensão 30 kV (MT 30 kV).

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



A opção tarifária de MT 6,6 kV é a opção predominante no valor agregado de MT.

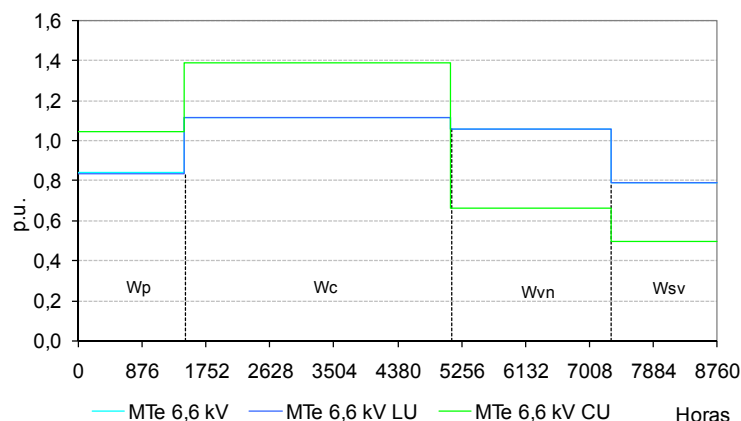
Figura 8-2 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT, na RAM



MÉDIA TENSÃO 6,6kV CONSUMIDORES ESPECIAIS

Na Figura 8-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos ao nível de tensão de MT, discriminados por período horário e por opção tarifária: Média Tensão Consumidores especiais 6,6 kV Longas Utilizações (MTe 6,6 kV LU), e Média Tensão Consumidores especiais 6,6 kV Curtas Utilizações (MTe 6,6 kV CU).

Figura 8-3 - Diagrama de carga dos clientes de MT 6,6 kV Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM

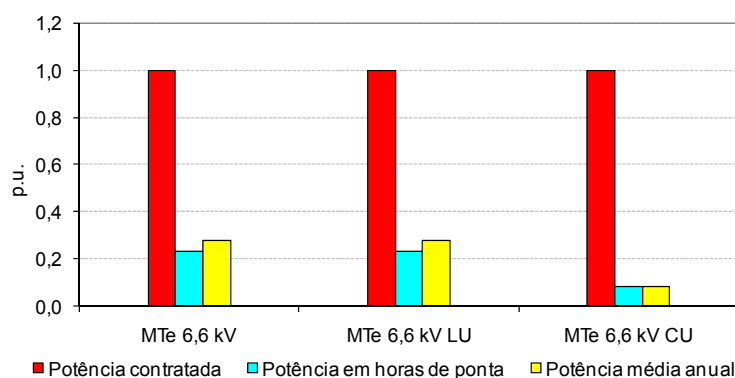


	MTe 6,6 kV	MTe 6,6 kV LU	MTe 6,6 kV CU
Potência média anual [kW]	6 038	6 003	35
Potência média anual por cliente [kW]	76	80	8

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

Relativamente à Figura 8-4 verifica-se que, quer na potência em horas de ponta quer na potência média anual, existem reduções mais acentuadas no sentido das opções tarifárias correspondentes a utilizações da potência decrescentes. Pode também concluir-se que a opção tarifária de Longas Utilizações é a opção predominante no valor agregado de MT Consumidores especiais.

Figura 8-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em MT 6,6 kV Consumidores especiais, na RAM



	MTe 6,6 kV	MTe 6,6 kV LU	MTe 6,6 kV CU
Potência contratada [kW/mês]	21 896	21 466	429
Potência contratada por cliente [k]	277	286	104

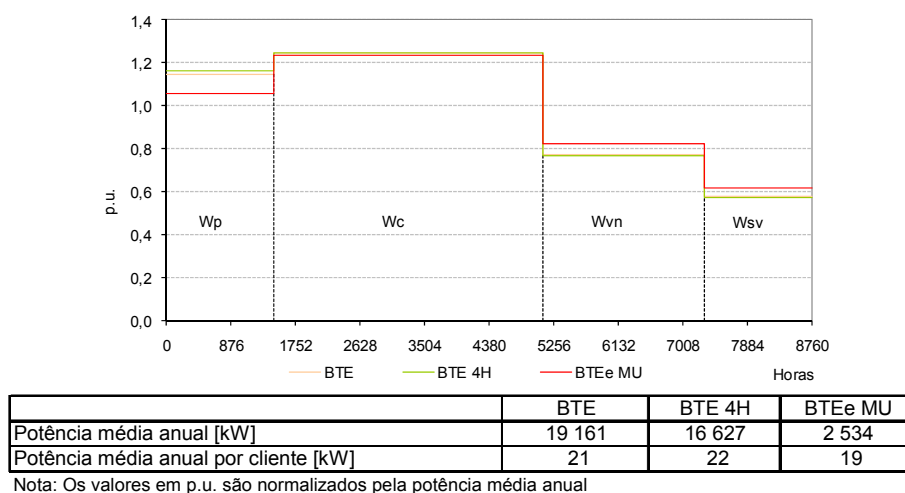
Nota: Os valores em p.u. são normalizados pela potência contratada

8.2.2 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

Na Figura 8-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos à opção tarifária de BTE Tetra-horária (BTE 4H) e de BTE Consumidores Especiais médias utilizações (BTEe MU), discriminados por período horário.

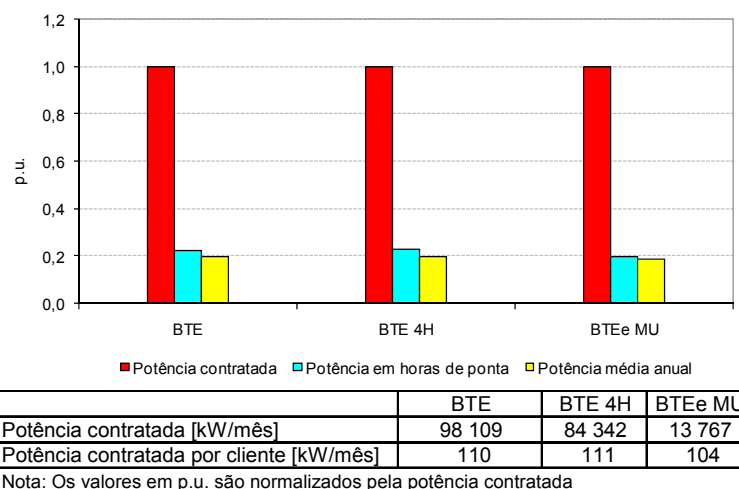
Nos fornecimentos em BTE para a repartição das energias do período horário de vazio, em vazio normal e super vazio, considerou-se o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.1. No futuro serão utilizados dados de leitura neste segmento de consumo.

Figura 8-5 - Diagrama de carga dos clientes de BTE, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM



Da Figura 8-6 pode concluir-se que, relativamente aos níveis de tensão a montante, quer os valores da potência em horas de ponta, quer os da potência média anual são mais reduzidos comparativamente com a potência contratada. É esperado que a opção tarifária Tetra-horária seja a opção tarifária predominante.

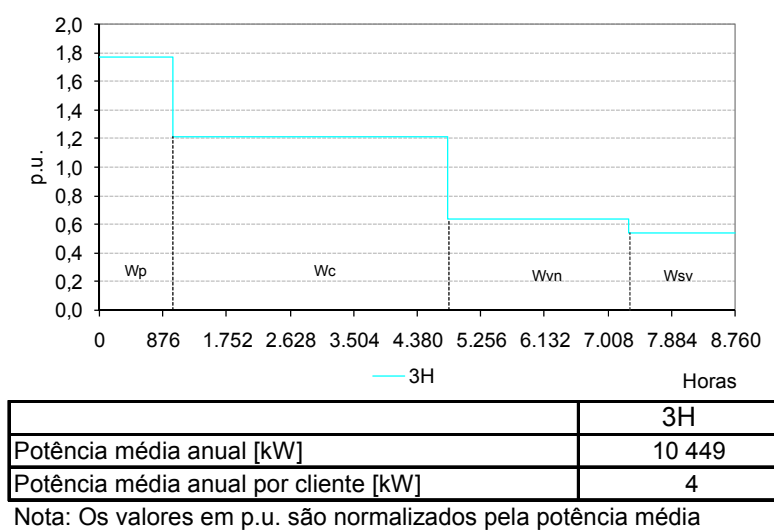
Figura 8-6 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta por opção tarifária, em BTE, na RAM



8.2.3 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 8-7 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN com potência contratada maior do que 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 as opções tarifárias Tri-horárias.

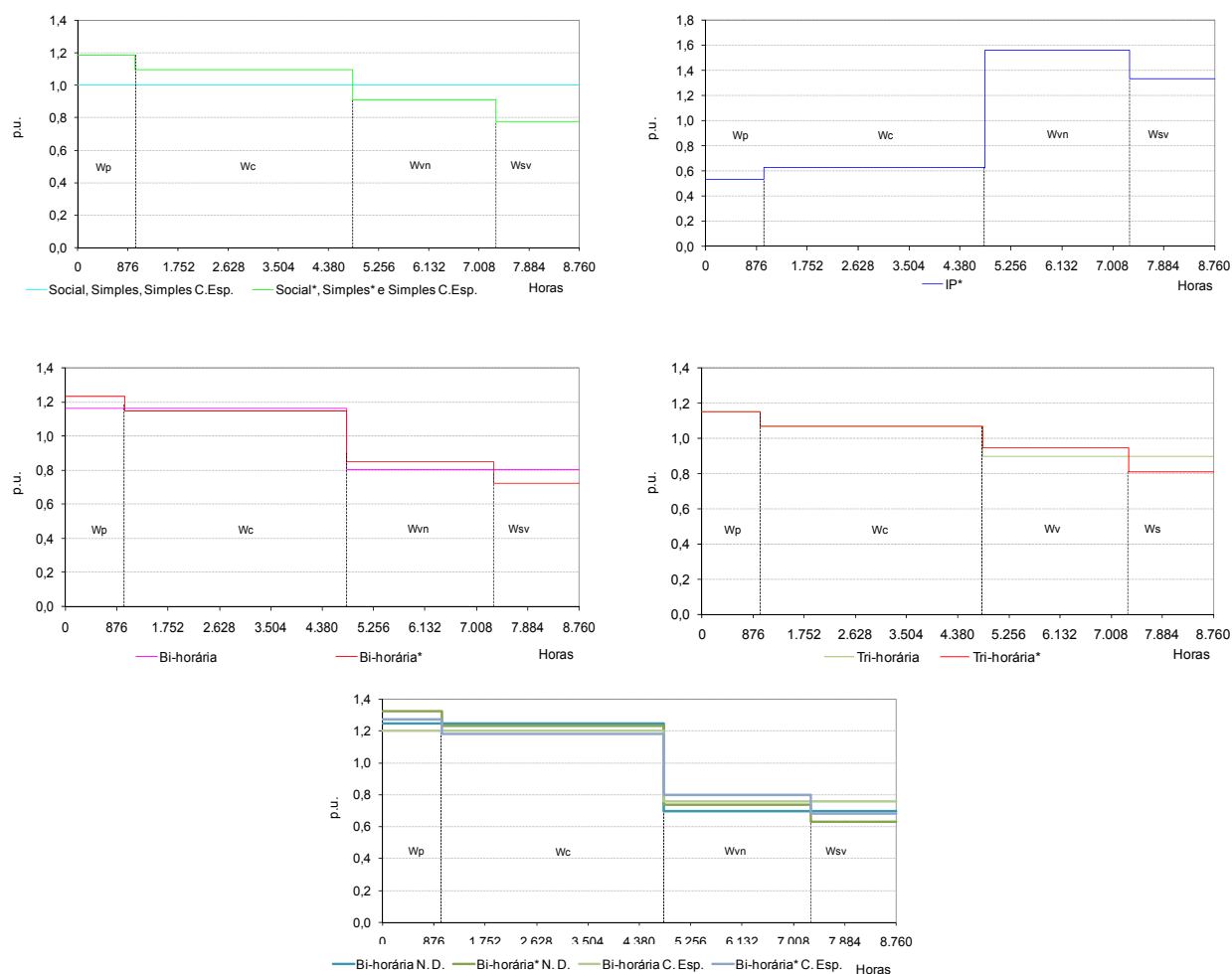
Figura 8-7 - Diagrama de carga dos clientes de BTN (>20,7 kVA), discriminado por posto horário, na RAM



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

Na Figura 8-8 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos fornecimentos em BTN, em BTN Não Domésticos e BTN Consumidores especiais, com potência contratada menor ou igual a 20,7 kVA, discriminados por período horário de leitura e por opção tarifária: tarifa Social, tarifa Simples, tarifa Bi-horária, tarifa Tri-horária e Iluminação Pública. Apresentam-se, ainda, os diagramas de carga estimados para o cálculo das tarifas Simples, Social, Bi-horária, tarifa Tri-horária e Iluminação Pública, desagregados por períodos horários.

Figura 8-8 - Diagrama de carga dos clientes de BTN ($\leq 20,7$ kVA), BTN ($\leq 20,7$ kVA) Não Domésticos e BTN ($\leq 20,7$ kVA) Consumidores especiais, discriminado por posto horário e por opção tarifária, na RAM



	Simples	Simples C. Esp.	Bi-horária	Bi-horária N.D.	Bi-horária C. Esp.	Tri-horária	Social	IP
Potência média anual [kW]	41 265	223	323	1 324	71	0	0	9 911
Potência média anual por cliente [kW]	0,32	0,46	0,56	2,73	2,90	0,56	0,02	5,65

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

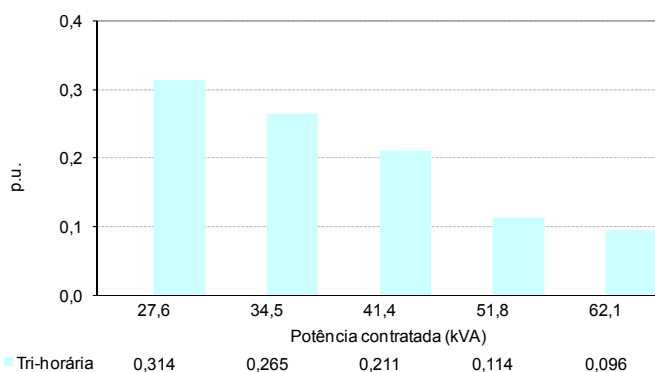
Estes diagramas de carga foram obtidos considerando o referido no ponto 10 e mais especificamente o referido no ponto 10.2 para a opção tarifária Tri-horária, no ponto 10.4 para as opções tarifárias Bi-horárias, no ponto 10.5 para a opção tarifária Simples e no ponto 10.6 para a IP.

Os diagramas de carga reais e estimados estão coerentes entre si. 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 nas tarifas Simples relativamente à Bi-horária. Efectivamente, a tarifa Bi-horária fornece sinais económicos que incentivam a transferência de consumo de horas de ponta ou cheias para as horas de vazio.

8.3 CARACTERIZAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA DA RAM EM BAIXA TENSÃO NORMAL

Na Figura 8-9 e na Figura 8-10 apresenta-se o número de clientes por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias. O número de clientes é apresentado em valores por unidade 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 respectiva, em p.u., correspondente a este escalão, pelo número total de clientes da opção tarifária respectiva.

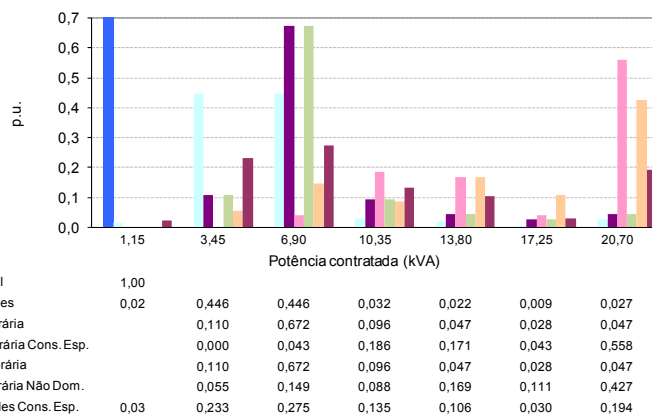
Figura 8-9 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN (>20,7 kVA), na RAM



Número de clientes por opção tarifária	Tri-horária
	2 430

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

Figura 8-10 - Número de clientes, por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), de BTN ($\leq 20,7$ kVA) Não Domésticos e de BTN ($\leq 20,7$ kVA) Consumidores especiais, na RAM



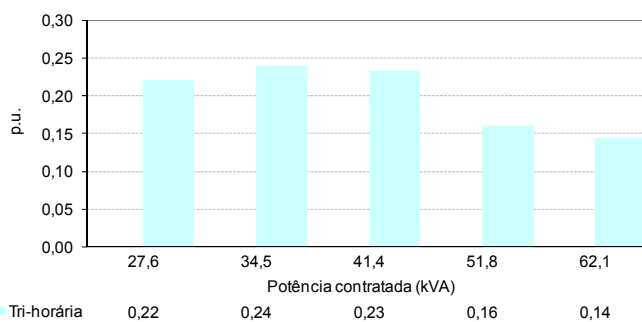
Número de clientes por opção tarifária	Social	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Bi-horária Não Domést.	Simples Cons. Esp.	Bi-horária Cons. Esp.
	17	131 121	576	0	485	495	25

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

Verifica-se que os escalões de 3,45 e 6,9 kVA são predominantes nas tarifas Simples de BTN $\leq 20,7$ kVA. Na tarifa Bi-horária o escalão predominante é o de 6,9 kVA. Para a nova opção tarifária Tri-horária assumiu-se a mesma estrutura da opção tarifária Bi-horária

Na Figura 8-11 e na Figura 8-12 apresentam-se, em valores por unidade, a potência média anual por escalão de potência contratada para cada uma das opções tarifárias.

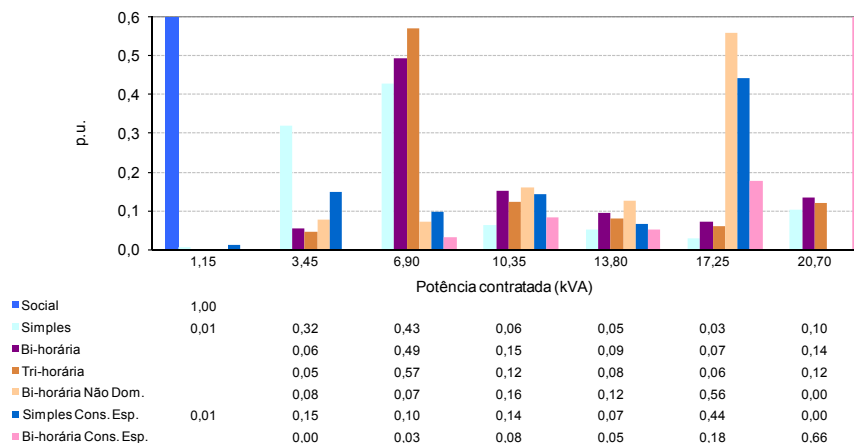
Figura 8-11 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($> 20,7$ kVA), na RAM



	Tri-horária
Potência média anual [kW]	10 421
Potência média anual por cliente [W]	4 288

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

Figura 8-12 - Potência média anual por opção tarifária e por escalão de potência de BTN ($\leq 20,7$ kVA), de BTN ($\leq 20,7$ kVA) Não Domésticos e de BTN ($\leq 20,7$ kVA) Consumidores especiais, na RAM



	Social	Simples	Bi-horária	Tri-horária	Bi-horária Não Domést.	Simples Cons. Esp.	Bi-horária Cons. Esp.
Potência média anual [kW]	0	41 434	322	0	1 321	225	71
Potência média anual por cliente [W]	20	316	559	559	2 722	455	2 894

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

Na Figura 8-13 e na Figura 8-14 apresenta-se a utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária.

Verifica-se que, nas opções Simples e Bi-horária das tarifas de BTN $\leq 20,7$ kVA, os clientes do escalão 1,15 kVA e 10,35 kVA são, respectivamente, os que apresentam a maior utilização da potência contratada.

Quanto à tarifa Tri-horária de BTN $>20,7$ kVA, as maiores utilizações da potência contratada verificam-se no escalão de 51,8 kVA.

Figura 8-13 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção potência BTN (>20,7 kVA), na RAM

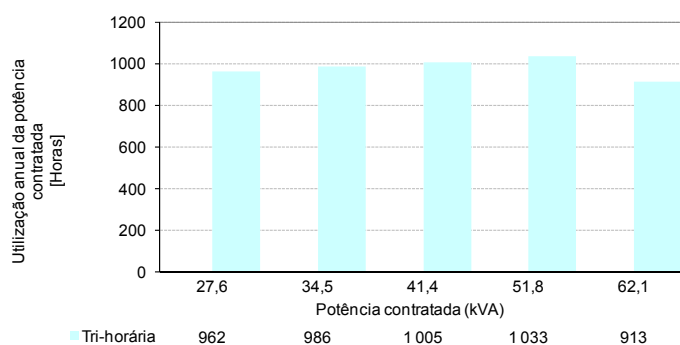
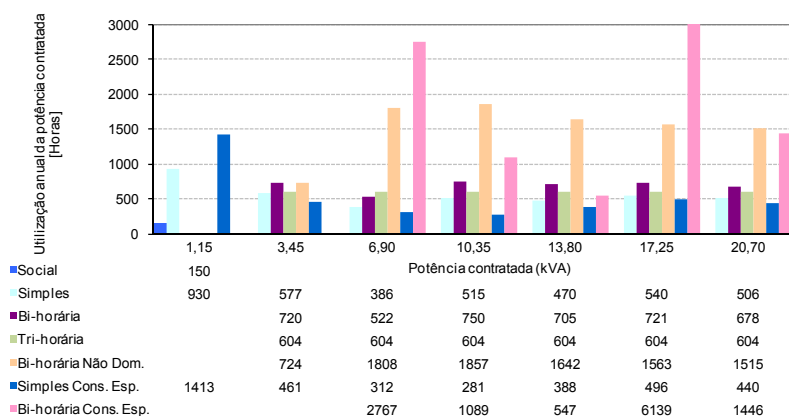


Figura 8-14 - Utilização da potência contratada por escalão de potência e por opção tarifária BTN ($\leq 20,7$ kVA), BTN ($\leq 20,7$ kVA) Não Domésticos e BTN ($\leq 20,7$ kVA) Consumidores especiais, na RAM



9 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 de Venda a Clientes Finais condicionam o cálculo das tarifas por actividade 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 9-1 ao Quadro 9-7. No Quadro 9-1 apresentam-se os valores globais de energia e número de clientes por nível de tensão. Do Quadro 9-4 ao Quadro 9-7 apresentam-se, para cada nível de tensão, as quantidades desagregadas por variável de facturação. Estes valores são previstos para as entregas em MT e BTE tendo por base os valores verificados em 2007 e projectados para 2009, de modo a se obterem os consumos por nível de tensão do balanço de energia eléctrica. Para as entregas em MAT, AT e BTN estabelecem-se estruturas de consumo para 2009 tendo por base as estruturas de consumo das tarifas de Venda a Clientes Finais do correspondente nível de tensão, uma vez que não se verificaram no ML consumos representativos em 2007, nestes níveis de tensão.

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

Quadro 9-1 - Quantidades consideradas para o cálculo das tarifas aplicáveis aos clientes no mercado liberalizado

Clientes no Mercado Liberalizado	Energia (GWh)	Número de clientes
MAT	17	1
AT	165	6
MT	2 191	3 496
BT	2 012	403 446
BTE	700	6 451
Total	4 385	406 949

9.1 QUANTIDADES CONSIDERADAS PARA CONSUMOS NO MERCADO LIBERALIZADO

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MAT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		1
Potência (kW)		
	Horas de ponta	1 123
	Contratada	4 450
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	628
	Horas cheias	3 891
	Horas de vazio normal	2 821
	Horas de super vazio	1 615
Períodos II, III	Horas de ponta	462
	Horas cheias	3 746
	Horas de vazio normal	2 581
	Horas de super vazio	1 376
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	0
	Recebida	4 260 913

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM AT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		6
Potência (kW)		
	Horas de ponta	18 839
	Contratada	28 938
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	10 976
	Horas cheias	33 510
	Horas de vazio normal	24 197
	Horas de super vazio	13 528
Períodos II, III	Horas de ponta	7 298
	Horas cheias	36 427
	Horas de vazio normal	25 319
	Horas de super vazio	13 566
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	33 517 653
	Recebida	15 671 009

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM MT		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo (nº de clientes)		3 496
Potência (kW)		
	Horas de ponta	311 138
	Contratada	613 799
Energia activa (MWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	151 409
	Horas cheias	424 676
	Horas de vazio normal	201 309
	Horas de super vazio	113 426
Períodos II, III	Horas de ponta	150 395
	Horas cheias	676 615
	Horas de vazio normal	306 884
	Horas de super vazio	166 699
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	61 634 083
	Recebida	15 908 155

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTE		QUANTIDADES
Termo tarifário fixo	(nº de clientes)	6 451
Potência (kW)		
	Horas de ponta	122 392
	Contratada	297 854
Energia activa (MWh)		
	Horas de ponta	123 004
	Horas cheias	363 947
	Horas de vazio normal	141 103
	Horas de super vazio	71 823
Energia reactiva (kvarh)		
	Fornecida	70 972 308
	Recebida	670 165

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

CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN (>20,7 kVA)		QUANTIDADES
Potência contratada (nº de clientes)		
	27,6	3 985
Tarifa tri-horária	34,5	3 914
	41,4	4 124
Energia activa (MWh)		
	Horas de ponta	34 444
Tarifa tri-horária	Horas cheias	102 812
	Horas de vazio	85 337

Quadro 9-7- 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)		
	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	198 398
	10,35	56 802
	13,8	19 534
	17,25	5 905
	20,7	23 933
	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	46 939
	10,35	13 832
	13,8	7 525
	17,25	2 581
	20,7	9 523
	3,45	0
	4,6	0
	5,75	0
	6,9	0
	10,35	0
	13,8	0
	17,25	0
	20,7	0
Energia activa (MWh)		
Tarifa simples		743 825
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	207 061
	Horas de vazio	138 290
	Horas de ponta	0
Tarifa tri-horária	Horas cheias	0
	Horas de vazio	0

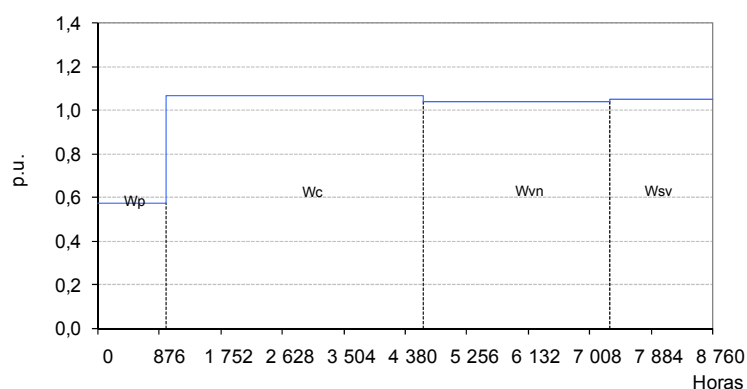
9.2 CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMO DOS CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

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

9.2.1 MUITO ALTA TENSÃO

Na Figura 9-1 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes do mercado liberalizado em Muito Alta Tensão (MAT), discriminados por período horário. Na Figura 9-2 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MAT. As quantidades apresentadas foram previstas pressupondo que os clientes no mercado liberalizado em MAT apresentam perfis de consumo homotéticos dos considerados para os clientes do comercializador de último recurso. É utilizado o perfil de consumo dos clientes do mercado liberalizado em MAT para a determinação das tarifas de acesso às redes para estes consumidores.

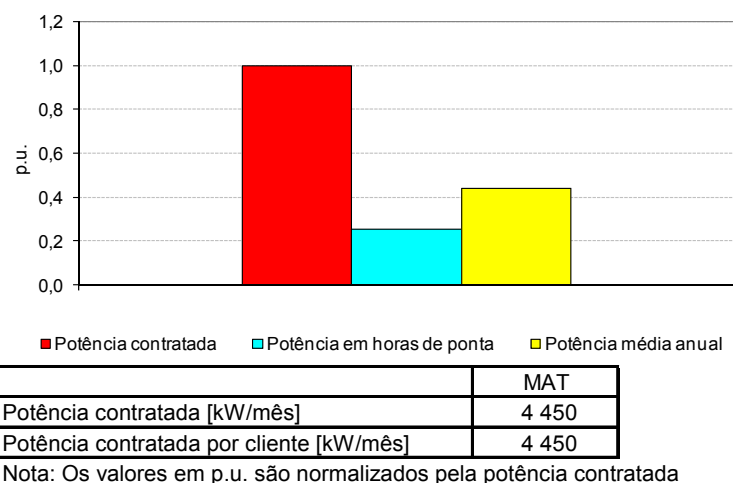
Figura 9-1 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MAT, discriminado por posto horário



	MAT
Potência média anual [MW]	2
Potência média anual por cliente [kW]	1 954

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

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



9.2.2 ALTA TENSÃO

Na Figura 9-3 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Alta Tensão (AT), discriminados por período horário. Na Figura 9-4 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT. As quantidades apresentadas têm em consideração os perfis de consumo homotéticos dos considerados para os clientes do comercializador de último recurso. Tal como no segmento de consumo anterior, utiliza-se o perfil de consumo dos clientes do mercado liberalizado em AT para a determinação das tarifas de acesso às redes para estes consumidores.

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

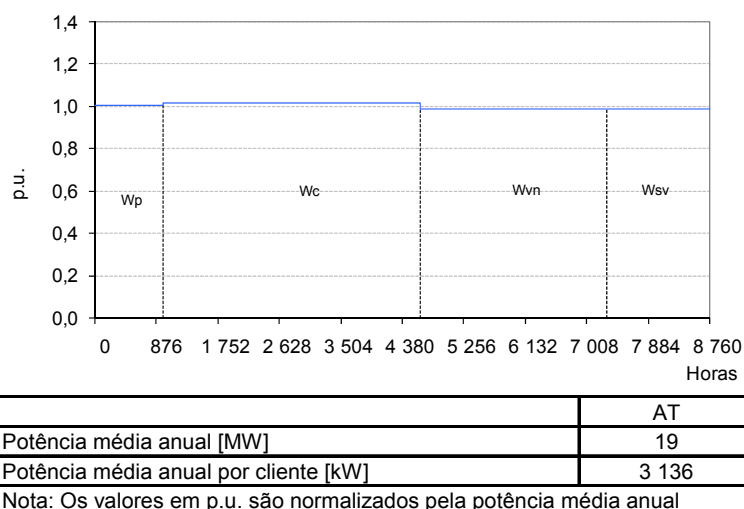
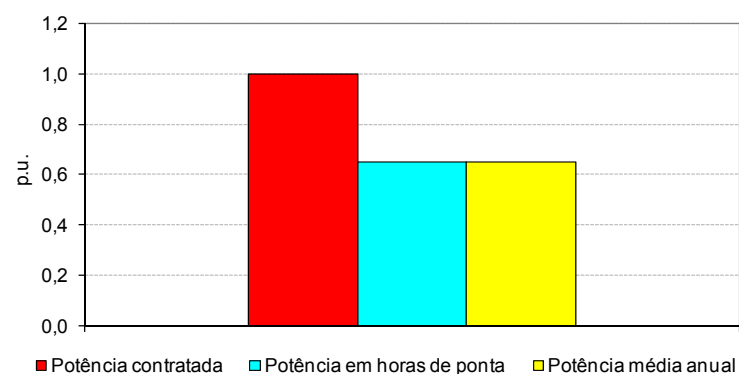


Figura 9-4 - Potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em AT



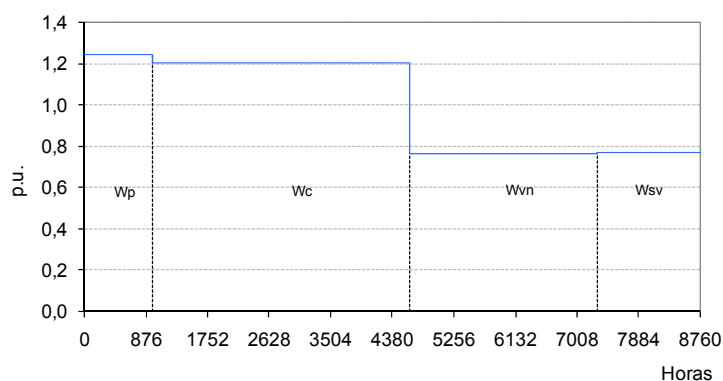
	AT
Potência contratada [kW/mês]	28 938
Potência contratada por cliente [kW/mês]	4 823

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

9.2.3 MÉDIA TENSÃO

Na Figura 9-5 apresentam-se os diagramas de carga, em p.u., relativos aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em Média Tensão (MT), discriminados por período horário. Na Figura 9-6 apresentam-se as potências média anual, contratada e em horas de ponta dos clientes no mercado liberalizado em MT. As quantidades apresentadas têm em consideração a estrutura de consumos registada em 2007.

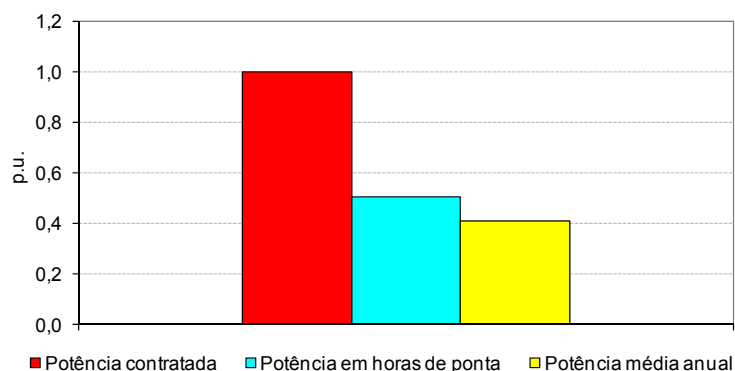
Figura 9-5 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em MT, discriminado por posto horário



	MT
Potência média anual [MW]	250
Potência média anual por cliente [kW]	72

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

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



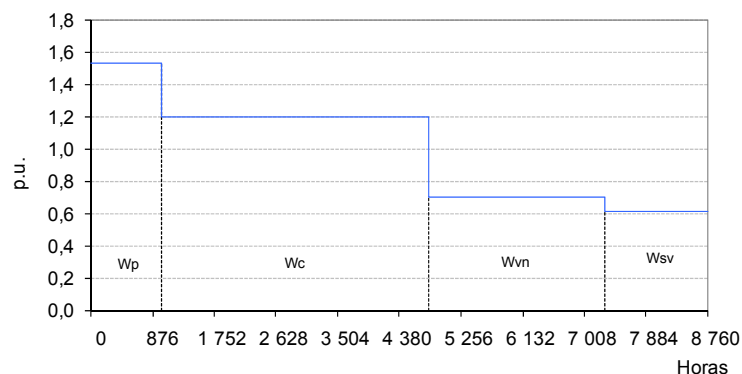
	MT
Potência contratada [kW/mês]	613 799
Potência contratada por cliente [kW/mês]	176

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

9.2.4 BAIXA TENSÃO ESPECIAL

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

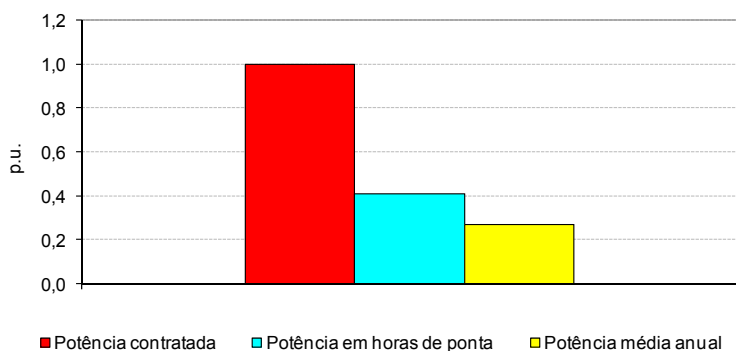
Figura 9-7 - Diagrama de carga dos clientes no mercado liberalizado em BTE, discriminado por posto horário



	BTE
Potência média anual [MW]	80
Potência média anual por cliente [kW]	12

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

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



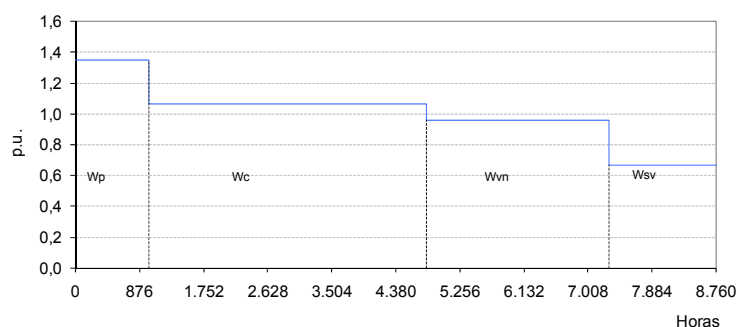
	BTE
Potência contratada [kW/mês]	297 854
Potência contratada por cliente [kW/mês]	46

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

9.2.5 BAIXA TENSÃO NORMAL (>20,7 kVA)

Na Figura 9-9 apresenta-se o diagrama de carga, em p.u., relativo aos consumos dos clientes no mercado liberalizado em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, discriminados por período horário. As quantidades previstas para estes clientes foram estimadas pressupondo que estes clientes apresentam perfis de consumo homotéticos dos considerados para os clientes do comercializador de último recurso em BTN > 20,7 kVA.

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

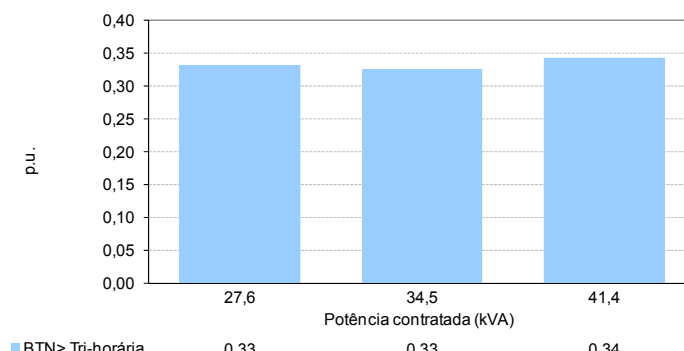


	BTN> Tri-horária
Potência média anual [MW]	25
Potência média anual por cliente [kW]	2,11

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

Na Figura 9-10 apresenta-se o número de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN> 20,7 kVA. O número de clientes é apresentado em valores por unidade do número total de clientes. Assim, o número de clientes em cada um dos escalões é obtido pela multiplicação do valor apresentado na figura respectiva, em p.u., correspondente ao escalão pretendido, pelo número total de clientes da opção tarifária.

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



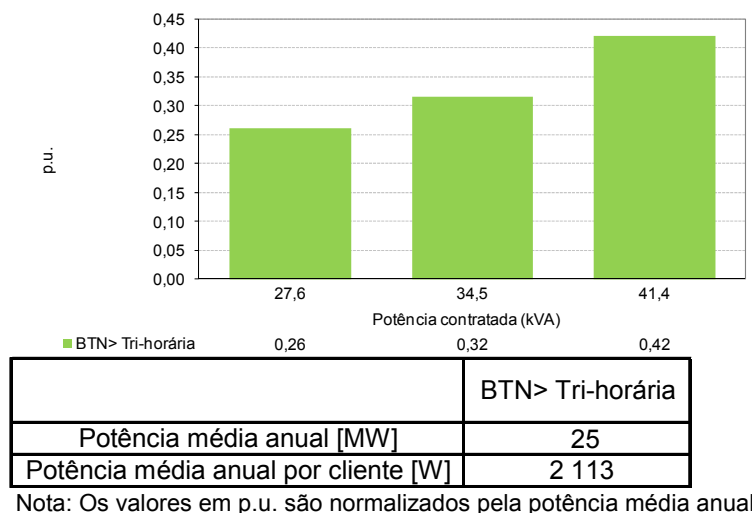
Número de clientes por opção tarifária	BTN> Tri-horária
	12 023

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

Na Figura 9-11 apresenta-se, em valores por unidade, a potência média anual por escalão de potência contratada para os clientes no mercado liberalizado em BTN>20,7 kVA. Nesta figura, a potência média

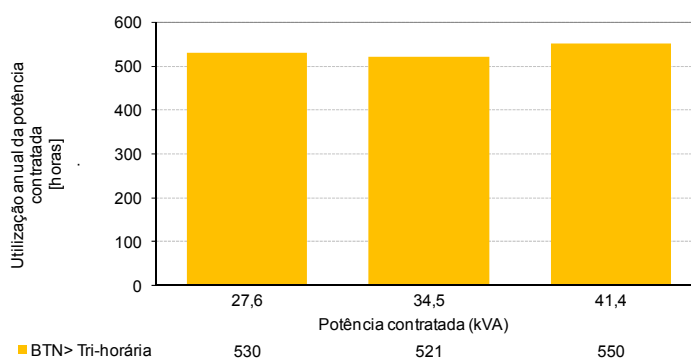
anual para cada escalão de potência contratada é obtida multiplicando o valor apresentado na figura, em p.u., pela potência de base da opção tarifária, apresentado no quadro anexo à figura.

Figura 9-11 - Potência média anual por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN>20,7 kVA)



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

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

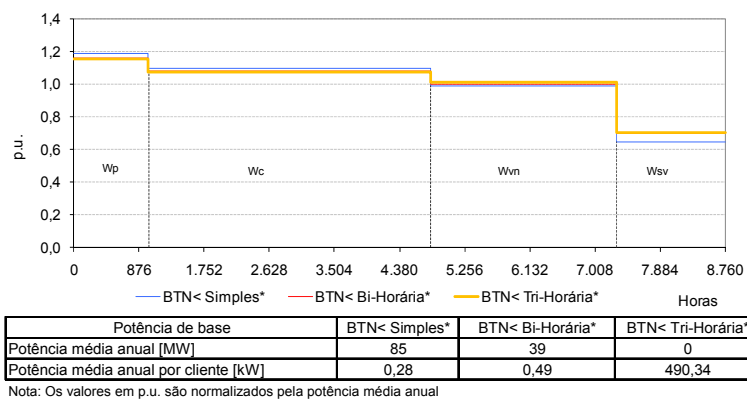


9.2.6 BAIXA TENSÃO NORMAL ($\leq 20,7$ kVA)

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

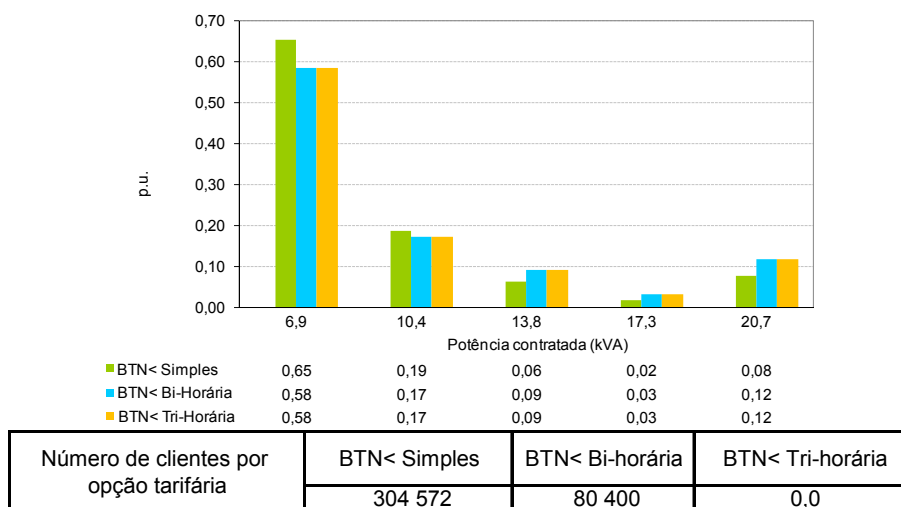
estes clientes foram estimadas pressupondo que estes clientes apresentam perfis de consumo homotéticos dos considerados para os clientes do comercializador de último recurso das opções tarifárias dominantes em BTN< 20,7 kVA. Adicionalmente, considerou-se que o universo de clientes no mercado liberalizado em 2009 inclui somente instalações de consumo com potências contratadas superiores a 6,9 kVA, assegurando-se assim potências médias por cliente no mercado liberalizado equivalentes às verificadas nos clientes do comercializador de último recurso no mesmo escalão de potência contratada. A distribuição considerada para os clientes no mercado liberalizado em BTN por escalão de potência contratada é semelhante à que se verifica no comercializador de último recurso, com a ressalva anterior.

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



Na Figura 9-14 apresenta-se o número de clientes no mercado liberalizado por escalão de potência contratada em BTN< 20,7 kVA. O número de clientes é apresentado em valores por unidade do número total de clientes. Assim, o número de clientes em cada um dos escalões é obtido pela multiplicação do valor apresentado na figura respectiva, em p.u., correspondente ao escalão pretendido, pelo número total de clientes da opção tarifária.

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

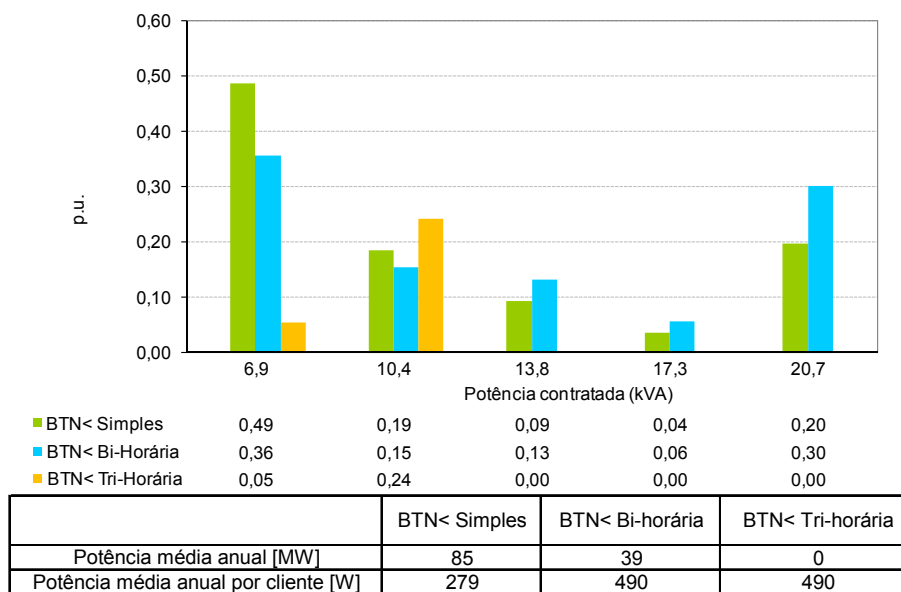


Nota: Os valores em p.u. são normalizados pelo número total de clientes

Na Figura 9-15 apresenta-se, em valores por unidade, a potência média anual por opção tarifária e escalão de potência contratada dos clientes no mercado liberalizado em BTN< 20,7 kVA.

Nesta figura, a potência média anual para cada escalão de potência contratada é obtida multiplicando o valor apresentado na figura, em p.u., pela potência de base da opção tarifária, apresentado no quadro anexo à figura.

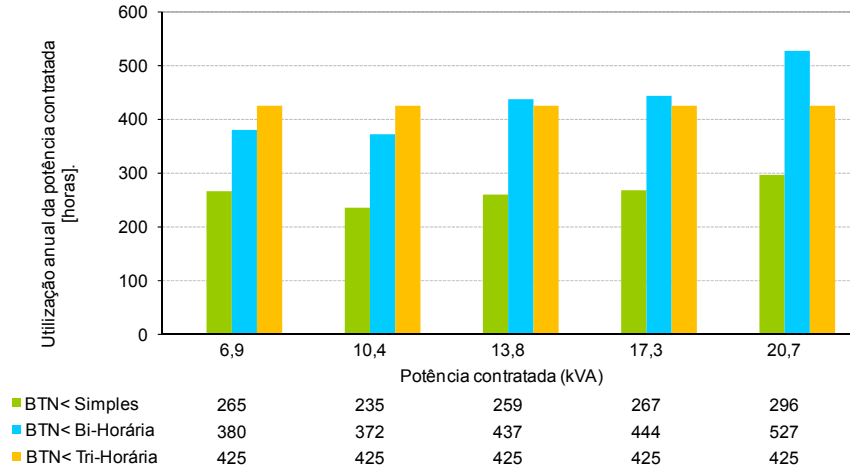
Figura 9-15 - Potência média anual por escalão de potência dos clientes no mercado liberalizado (BTN<20,7 kVA)



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

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

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



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.

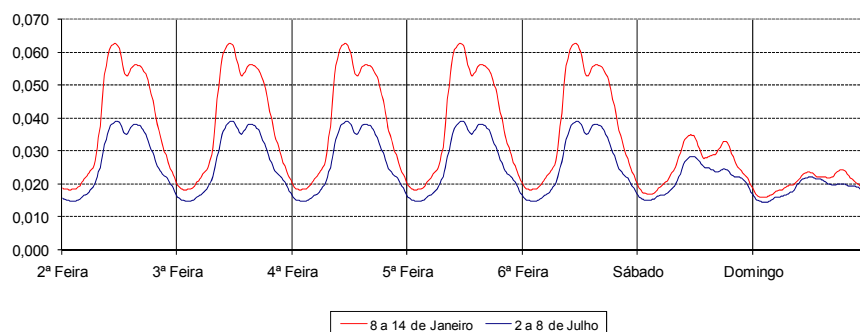
Para tal partiu-se dos trabalhos “Caracterização de consumidores e redes, Actualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efectuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar a proposta de perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores no Mercado Livre e do Comercializador de Último Recurso. Com base nestes trabalhos obteve-se um perfil referente à BTE, um outro perfil aplicável à IP e três perfis para os consumos em BTN, apresentando estes últimos a seguinte distribuição segundo o 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 referidos trabalhos de caracterização do consumo, elaborados pelo INESC Porto e INESC Coimbra.

Figura 10-1 – Perfil de consumo para BTE em 2007



De modo análogo ao efectuado para BTE apresentam-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 2007

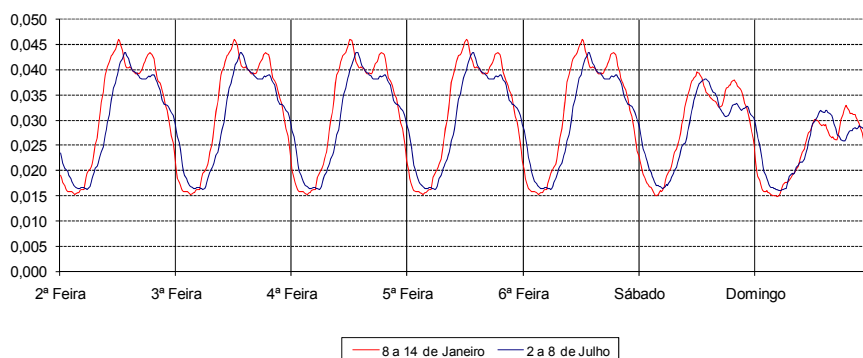


Figura 10-3 - Perfil de consumo para BTN Classe B em 2007

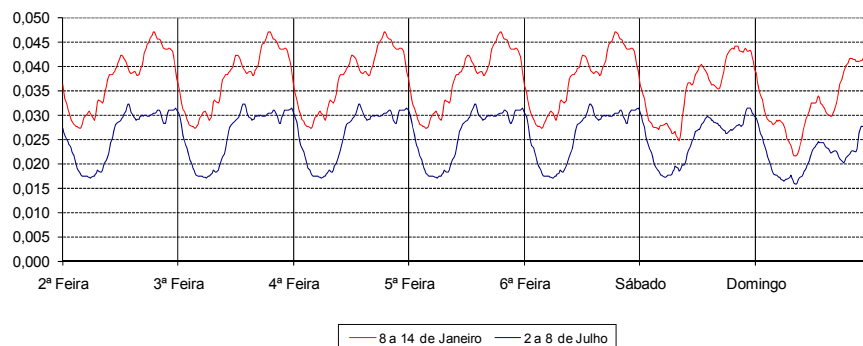
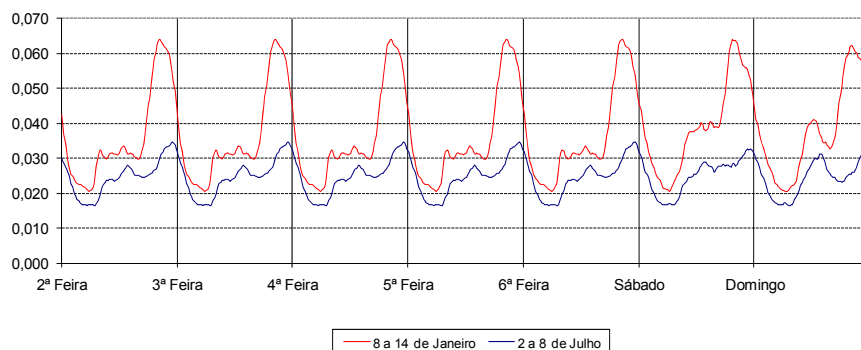
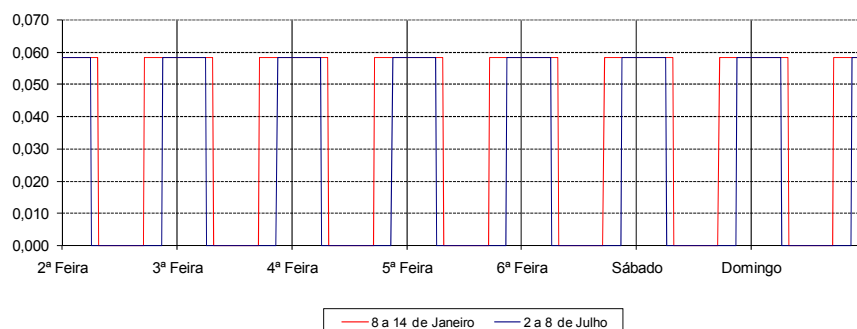


Figura 10-4 - Perfil de consumo para BTN Classe C em 2007



A Figura 10-5 ilustra o perfil para IP, sendo particularmente notória a diferença de número de horas de luz natural entre o período húmido e seco.

Figura 10-5 - Perfil de consumo para IP em 2007



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 2009, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas para o ano de 2007, 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%	52%	52%
Período II, III	37%	48%	48%	48%	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 2009, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas para o ano de 2007, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-3 e no Quadro 10-4 apresenta-se as estruturas de consumos obtidas. Estas estruturas de quantidades são utilizadas no cálculo das tarifas e condiciona 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	35%	14%
Período II, III	37%	14%

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	64%	48%	49%
Período II, III	36%	52%	51%

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 29% BTN Classe A, 28% BTN Classe B e 44% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos e nas quantidades previstas para o ano de 2009, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2007 e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-5 e no Quadro 10-6 apresentam-se as estruturas de consumos obtidas. Esta 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	38%	16%
Período II, III	33%	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	69%	52%	54%
Período II, III	31%	48%	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 29% BTN Classe A, 28% BTN Classe B e 44% BTN Classe C, e é obtido com base nos estudos referidos anteriormente e nas quantidades para o ano de 2009, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2007 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%	41%
Período II, III	7%	37%

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	38%	16%
Período II, III	33%	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	69%	52%	54%
Período II, III	31%	48%	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 12 % BTN Classe A e 88 % BTN Classe C, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades no ano de 2009, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2007, e considerando um ciclo semanal sem feriados. 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 respectivo período sazonal em BTN Simples

BTN Simples	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	10%	26%	16%	6%
Período II, III	4%	22%	13%	5%

10.6 DIAGRAMA DE CARGA EM IP

O diagrama de carga da opção tarifária em IP tem por base o perfil de consumo da IP, obtido com base nos estudos referidos anteriormente, e nas quantidades para o ano de 2009, resultantes da aplicação de factores de crescimento às quantidades facturadas no ano de 2007, e considerando um ciclo semanal sem feriados. No Quadro 10-11 apresenta-se a estrutura de consumos obtida. Esta estrutura de consumo foi utilizada no cálculo das tarifas e condiciona a procura apresentada nos capítulos anteriores.

Quadro 10-11- Repartição da energia simples por cada posto horário e respectivo período sazonal em IP

IP	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio
Período I, IV	6%	16%	18%	17%
Período II, III	0%	11%	14%	17%

11 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS

Nos termos do n.º 7 do artigo 28.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), na redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 17744-A/2007 (2º Suplemento) de 10 de Agosto de 2007, os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores para os factores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano, devidamente justificadas.

11.1 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2007, a ERSE publicou factores de ajustamento para perdas a vigorar em 2008, mantendo os valores propostos pela EDP Distribuição em 2006 e que vigoraram já em 2007.

Em 2008, a EDP Distribuição enviou nova proposta de factores de ajustamento para perdas, baseada numa actualização do estudo conjunto com o INESC Porto. Neste estudo a empresa justifica a alteração dos valores dos factores de ajustamento para perdas em função da alteração do crescimento diferenciado do consumo nos diferentes níveis de tensão e pela alteração da forma dos respectivos diagramas de consumo.

A actual proposta, apresentada pelo operador da rede de distribuição, refere como resultado do estudo efectuado um volume global de perdas na rede de distribuição de 8,05%, valor inferior aos 8,13% em vigor em 2007 e 2008. Face a esta diminuta redução e em função das variações propostas, não se espera um impacto relevante ou acentuado nas diferentes tarifas. Nesta perspectiva, a ERSE actualizou os factores de ajustamento para perdas para 2009, com base na proposta recebida.

Relativamente à rede de transporte, a REN não enviou qualquer proposta em 2008 para os factores de ajustamento para perdas relativos às redes de transporte de MAT e AT, mantendo-se assim inalterados os valores publicados em 2007 e a vigorar em 2008.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, a vigorar em 2009. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Refira-se que serão ainda publicados para 2009 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os factores de ajustamento para perdas agora determinados.

Quadro 11-1 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,14	1,09	1,22	1,38
$\gamma_{AT / RNT}^h$	1,44	1,39	1,52	1,68
γ_{AT}^h	1,55	1,37	1,07	0,95
γ_{MT}^h	4,77	4,18	3,19	2,78
γ_{BT}^h	7,32	6,52	5,61	3,40

11.2 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A Empresa Electricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de actualização dos valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2009.

A empresa explica que a diversidade de valores entre ilhas para as redes de MT e AT resulta de diferentes composições, estruturas topológicas em exploração, extensão das redes e regimes de carga. De igual modo é salientada a importância em algumas ilhas da componente eólica e respectiva localização geográfica face aos centros de consumo na contribuição para o nível de perdas verificado.

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 factores de ajustamento para perdas não se traduz em qualquer alteração a nível de valor final das tarifas, nem tem impactes de qualquer espécie nos consumidores da região autónoma.

Importa ainda referir que sendo desejável a manutenção da estabilidade tarifária e dos respectivos parâmetros onde se incluem os factores de ajustamento para perdas, é desejável que sejam efectuados estudos de acompanhamento dos mesmos nas diferentes redes, não sendo, contudo, necessária uma actualização dos mesmos em base anual.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores em AT e MT, a vigorar em 2009. O quadro seguinte apresenta os factores

de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os factores 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 electricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os factores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 11-2 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
S. Maria	γ_{MT}^h	3,03	3,01	2,70
S. Miguel	γ_{AT}^h	0,25	0,25	0,27
	γ_{MT}^h	1,68	1,64	1,46
Terceira	γ_{MT}^h	3,47	3,34	2,57
Graciosa	γ_{MT}^h	0,37	0,36	0,33
S. Jorge	γ_{MT}^h	2,73	2,68	2,19
Pico	γ_{MT}^h	4,47	4,41	3,88
Faial	γ_{MT}^h	2,11	2,09	1,56
Flores	γ_{MT}^h	1,67	1,67	1,60
Corvo	γ_{MT}^h	1,50	1,55	1,86

11.3 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2009, resultado de um estudo efectuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo.

No geral, a empresa refere a diminuição verificada nas perdas de energia activa em todos os níveis de tensão, devido essencialmente à entrada em exploração de novos equipamentos de redes e a um crescimento do consumo menos acentuado que em anos anteriores.

Tal como referido para a Região Autónoma dos Açores, uma vez que o mercado liberalizado na Região Autónoma da Madeira não se traduz em consumidores no mercado, a alteração dos valores dos factores de ajustamento para perdas agora propostos não se reflecte no valor das tarifas a vigorar em 2009.

De igual modo, como referido, é desejável que exista estabilidade tarifária, pelo que ainda que sejam estudos de acompanhamento dos factores de ajustamento para perdas nas diferentes redes, o resultado destes estudos não deve ser motivo para que se proceda a uma actualização dos factores em base anual.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira em AT e MT a vigorar em 2009. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os factores 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 electricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os factores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 11-3 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,73	0,70	0,60
	γ_{MT}^h	2,84	2,69	2,16
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,41	2,30	2,15