

# **ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SECTOR ELÉCTRICO 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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>TARIFA DE ENERGIA .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE.....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO.....</b>	<b>9</b>
5.1	Variáveis de facturação .....	9
5.2	Determinação dos custos médios .....	10
5.2.1	Discussão metodológica .....	10
5.2.2	Pressupostos e dados utilizados no cálculo dos custos médios .....	11
<b>6</b>	<b>TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....</b>	<b>13</b>
6.1	Siglas .....	13
6.2	Tarifas de Venda a Clientes finais em Portugal continental.....	16
6.2.1	Novas opções tarifárias.....	16
6.2.2	Opções tarifárias extintas.....	17
6.2.3	Análise da convergência para tarifas aditivas.....	18
6.2.3.1	Regra de facturação da IP.....	38
6.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores .....	42
6.3.1	Novas opções tarifárias.....	42
6.3.2	Extinção de opções tarifárias transitórias dependentes do uso.....	43
6.3.3	Análise da convergência para tarifas aditivas.....	44
6.3.4	Processo de extinção gradual das opções tarifárias transitórias na Região Autónoma dos Açores.....	55
6.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira .....	56
6.4.1	Novas opções tarifárias.....	56
6.4.2	Extinção de opções tarifárias transitórias dependentes do uso.....	57
6.4.3	Análise da convergência para tarifas aditivas.....	59
6.4.4	Processo de extinção gradual das opções tarifárias transitórias na Região Autónoma da Madeira.....	70
	<b>ANEXO I - INCONSISTÊNCIAS TARIFÁRIAS EM T-1 PORTUGAL CONTINENTAL.....</b>	<b>73</b>
	<b>ANEXO II- INCONSISTÊNCIAS TARIFÁRIAS EM T-1 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....</b>	<b>75</b>

**ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 2-1 - Estrutura do preço médio da Tarifa de Energia, por período horário para os períodos I, II, III e IV, em valores adimensionais, para 2009 .....	4
Figura 6-1 - Variações tarifárias das tarifas aditivas, por alteração da estrutura tarifária .....	20
Figura 6-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas .....	21
Figura 6-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2009.....	22
Figura 6-4 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária.....	23
Figura 6-5 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária.....	24
Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT .....	26
Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Longas Utilizações) .....	27
Figura 6-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Médias Utilizações) .....	28
Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Longas Utilizações).....	29
Figura 6-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Médias Utilizações).....	30
Figura 6-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Longas Utilizações) .....	31
Figura 6-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Médias Utilizações).....	32
Figura 6-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações).....	33
Figura 6-14 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária <= 20,7 kVA).....	34
Figura 6-15 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples >2,3 e <= 20,7 kVA).....	35
Figura 6-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples <= 2,3 kVA).....	36
Figura 6-17 - Preço médio dos fornecimentos de Iluminação Pública aplicando diferentes opções tarifárias .....	39
Figura 6-18 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas.....	46
Figura 6-19 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas aditivas em 2009.....	47
Figura 6-20 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária .....	48
Figura 6-21 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT na RAA.....	49
Figura 6-22 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA .....	50
Figura 6-23 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária > 17,25 kVA) na RAA .....	51

Figura 6-24 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-Horária $\leq 17,25$ kVA) na RAA.....	52
Figura 6-25 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples $\leq 17,25$ kVA) na RAA .....	53
Figura 6-26 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autônomas.....	61
Figura 6-27 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas aditivas em 2009.....	62
Figura 6-28 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária .....	63
Figura 6-29 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT 6,6 kV na RAM .....	64
Figura 6-30 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM .....	65
Figura 6-31 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-Horária $> 20,7$ kVA) na RAM.....	66
Figura 6-32 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária $\leq 20,7$ kVA) na RAM .....	67
Figura 6-33 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples $\leq 20,7$ kVA) na RAM.....	68

**ÍNDICE DE QUADROS**

Quadro 2-1 - Custos marginais de energia para 2009.....	4
Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2009 .....	6
Quadro 4-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2009.....	8
Quadro 5-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Comercialização .....	10
Quadro 5-2 – Repartição de receitas .....	12
Quadro 6-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 tendo em conta a limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas (Artigo 124.º do Regulamento Tarifário).....	22
Quadro 6-2 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009.....	37
Quadro 6-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2008 para 2009 .....	37
Quadro 6-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2008 para 2009.....	37
Quadro 6-5 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2008 para 2009 .....	38
Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2008 para 2009 .....	38
Quadro 6-7 - Avaliação dos impactes da extinção das opções transitórias por cliente na RAA .....	44
Quadro 6-8 - Energia associada aos impactes resultantes da extinção das opções transitórias na RAA .....	44
Quadro 6-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2008 para 2009 .....	54
Quadro 6-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT em 2009 na RAA .....	54
Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2009 na RAA .....	54
Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA em 2009 na RAA .....	54
Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA em 2009 na RAA .....	55
Quadro 6-14 - Avaliação dos impactes da extinção das opções transitórias por cliente na RAM.....	57
Quadro 6-15 - Energia associada aos impactes resultantes da extinção das opções transitórias na RAM.....	58
Quadro 6-16 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2009.....	69
Quadro 6-17 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT em 2009 na RAM.....	69
Quadro 6-18 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2009 na RAM.....	69
Quadro 6-19 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2009 na RAM.....	70
Quadro 6-20 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2009 na RAM.....	70

## 1 INTRODUÇÃO

A definição da estrutura tarifária é um dos aspectos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia eléctrica e aos utilizadores das redes. No Regulamento Tarifário, nos princípios que orientam a metodologia de cálculo tarifário, estabelece-se que a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.

As diferentes tarifas por actividade do sector eléctrico devem reflectir os custos dessas actividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.

No presente documento sintetizam-se os princípios de determinação dos custos incrementais ou marginais e apresenta-se a estrutura destes custos para cada tarifa regulada.

Para a tarifa de Energia preserva-se a estrutura de 2008.

A tarifa de Uso Global do Sistema não tem, no actual contexto, custos marginais ou incrementais associados, uma vez que é composta, essencialmente, por custos associados a questões de política energética, não sendo por isso incluída na análise.

Nas tarifas de Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição preserva-se a actual estrutura tarifária.

A tarifa de comercialização que em anos anteriores era monómia, passa a ser binómia conforme resultou da consulta pública às alterações dos regulamentos de Agosto de 2008 e nos termos do Regulamento Tarifário em vigor aprovado através do Despacho n.º 22393/2008, de 29 de Agosto de 2008.

Por último, tendo em conta as tarifas por actividade estabelecidas para 2009, calcula-se de forma aditiva, a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais e descreve-se o mecanismo de convergência gradual para tarifas aditivas tendo em conta a limitação de impactes. Adicionalmente, analisam-se as opções tarifárias introduzidas ou extintas conforme resultou da consulta pública de Agosto de 2008 e nos termos do Regulamento Tarifário aprovado.





## 2 TARIFA DE ENERGIA

Ao longo do ano de 2007 entraram em vigor algumas disposições legais, previstas no Regulamento Tarifário, que vieram alterar profundamente o cálculo e a estrutura da tarifa que reflecte os custos de aquisição de energia do comercializador de último recurso (CUR). Em 2008 aplicou-se uma nova metodologia de cálculo da tarifa de energia.

A análise da estrutura da tarifa de energia foi efectuada tendo por base estudos de simulação do sistema electroprodutor desenvolvidos pela REN, utilizando o modelo VALORÁGUA, e a análise dos preços de energia praticados nos mercados grossistas. Os resultados dos referidos estudos apresentaram-se no documento de 2008 “Estrutura Tarifária em 2008”.

Para efeitos de determinação dos custos marginais, foram considerados dois estádios de configuração do sistema electroprodutor. Foi considerado (i) um cenário para 2009, que apresenta, valores em linha com as previsões, tanto do lado da procura como da oferta, e um (ii) cenário para 2012 que apresenta uma configuração do sistema electroprodutor de mais longo prazo. Os valores utilizados para os encargos das centrais estão conforme o Decreto-Lei n.º 199/2007, tendo havido a internalização dos custos de CO<sub>2</sub>, considerando um valor de 21 €/ton<sub>e</sub>.

A estrutura dos custos marginais utilizada no cálculo da tarifa de Energia em 2007 apresentava um valor superior, quer do preço da energia em períodos de ponta quer em períodos de cheias face aos períodos de vazio quando comparados com os resultados do estudo referido. Nesta perspectiva, os resultados do estudo do modelo VALORÁGUA sugerem a aproximação dos preços de vazio face aos de pontas e cheias. Esse efeito é acentuado quando se considera a estrutura de preços de médio e longo prazo.

Em contrapartida, a análise da estrutura dos preços de energia em cada período horário registadas no MIBEL, considerando a inexistência de separação de mercados, suporta uma diferenciação acentuada dos preços de energia por período horário em linha com o praticado no cálculo da tarifa de Energia em 2007. Conclui-se também que o efeito da separação de mercados conduz ao achatamento dos preços de energia por período horário em linha com os resultados de simulação do VALORÁGUA.

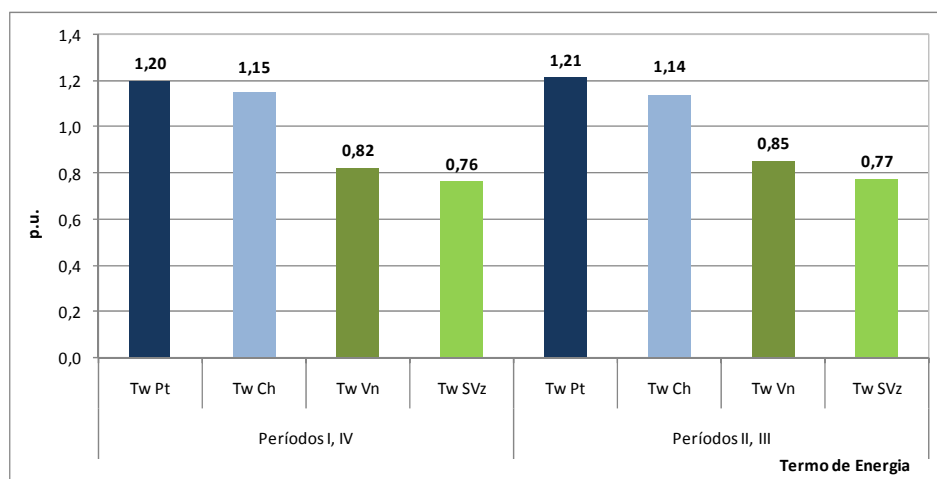
Considerando que no médio prazo, em resultado da integração do MIBEL, a separação de mercados será residual, optou-se por manter em 2008 a diferenciação de preços de energia por período horário, adoptada nas tarifas de 2007.

Esta decisão permite incentivar a redução do consumo nos períodos de ponta e a transferência de consumos do período de fora de vazio para vazio.

Para as tarifas de 2009 opta-se por manter esta decisão. Por conseguinte, considera-se que a estrutura de preços dos custos marginais de energia assumidos em 2008 deve ser mantida no cálculo dos custos

marginais de energia para 2009. Na Figura 2-1 são apresentados os valores médios, ponderados pelo número de horas de cada período horário, adimensionalizados pelo preço médio ponderado anual.

**Figura 2-1 - Estrutura do preço médio da Tarifa de Energia, por período horário para os períodos I, II, III e IV, em valores adimensionais, para 2009**



Legenda:

- TwPc – preço de energia em horas de ponta
- TwCh – preço de energia em horas cheias
- TwVn – preço de energia em horas de vazio normal
- TwSV – preço de energia em horas de super vazio

No Quadro 2-1 são apresentados os custos marginais de energia adoptadas em 2009, que apresentam a mesma estrutura dos custos marginais de energia em 2008, considerando o preço médio de energia previsto para o ano de 2009.

**Quadro 2-1 - Custos marginais de energia para 2009**

Energia activa		EUR/MWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	85,591
	Horas cheias	82,056
	Horas de vazio normal	58,888
	Horas de super vazio	54,418
Períodos II, III	Horas de ponta	86,544
	Horas cheias	81,209
	Horas de vazio normal	61,013
	Horas de super vazio	55,349

### 3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) são compostas por preços de energia, preços de potência contratada e de potência em horas de ponta e preços de energia reactiva.

A potência contratada visa transmitir os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

A potência média em horas de ponta visa transmitir os custos dos troços mais centrais das redes. Com efeito, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos, (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média, num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede, e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal.

A energia reactiva fornecida (indutiva) é uma variável que deve ser utilizada na facturação do uso das redes nos períodos de fora de vazio, na medida em que a sua compensação possibilita a diminuição dos custos globais do sistema eléctrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento.

Os preços de energia destinam-se a transmitir aos consumidores o sinal económico do custo das perdas de energia na rede de transporte. A relação próxima entre o nível de perdas numa rede e dos investimentos efectuados, justificado pela redução dessas perdas actuais e futuras, é transmitida para os consumidores através da estrutura de preços da tarifa, mais complexa do que a anterior.

Os valores relativos aos custos incrementais das potências das redes de transporte foram obtidos a partir de um estudo realizado pelas empresas reguladas de transporte e distribuição em Maio de 2000, no âmbito dos trabalhos de revisão da estrutura tarifária.

Nestes estudos das empresas calculam-se os custos incrementais de uso das redes a incidir unicamente na potência em horas de ponta. O actual quadro regulamentar prevê a existência de dois termos tarifários de potência a incidir sobre a potência contratada e em horas de ponta e de termos de energia activa, pelo que se torna necessário reformular os estudos atrás referidos, por forma a serem definidos novos custos incrementais de potência e custos marginais de energia relativos às novas variáveis de facturação.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada para 2009, que se apresenta no Quadro 3-1, coincide com a estabelecida em anos anteriores, tendo sido actualizada face à de 2008, com o deflator do PIB para 2009.

**Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2009**

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0739	0,6655
AT	0,1417	1,2753

#### 4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para o cálculo das tarifas no ano de 2008 foi realizado o estudo “Estrutura Tarifária em 2008”<sup>1</sup> que demonstrou a adequabilidade de uma nova estrutura tarifária, diferente da utilizada até então. Foi assim adoptada uma nova estrutura tarifária, aderente aos custos incrementais, de potência contratada e potência em horas de ponta.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por preços de energia, preços de potência contratada e de potência em horas de ponta e preços de energia reactiva.

A potência contratada visa transmitir os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

A potência média em horas de ponta visa transmitir os custos dos troços mais centrais das redes. Com efeito, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal.

A energia reactiva fornecida (indutiva) é uma variável que deve ser utilizada na facturação do uso das redes nos períodos de fora de vazio, na medida em que a sua compensação possibilita a diminuição dos custos globais do sistema eléctrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento.

Os preços de energia destinam-se a transmitir aos consumidores o sinal económico do custo das perdas de energia na rede de transporte. A relação próxima entre o nível de perdas numa rede e dos investimentos efectuados, justificado pela redução dessas perdas actuais e futuras, é transmitida para os consumidores através da estrutura de preços da tarifa, mais complexa do que a anterior.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de um factor multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de distribuição, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este factor multiplicativo é determinado de forma a que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2009 proporcionem os proveitos permitidos em 2009, de acordo com o estabelecido no Artigo 121.º do Regulamento Tarifário.

---

<sup>1</sup> “Estrutura tarifária em 2008”, ERSE, Dezembro de 2007.

Aos custos incrementais de AT e de MT aplica-se um factor multiplicativo comum, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia activa e reactiva, às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a actividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT.

Aos custos incrementais de BT aplica-se um factor multiplicativo comum aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia activa e reactiva, às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a actividade de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Para o cálculo das tarifas para o ano de 2009 é mantida a estrutura adoptada para 2008.

Apesar de, conforme o Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto de 2008, ocorrer a fusão da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica com a actividade de Comercialização de Redes, considera-se que a estrutura tarifária não é afectada com esta fusão, dado que os activos de contadores não são incluídos nos activos a remunerar.

Assim, a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada para 2009, que se apresenta no Quadro 4-1 coincide com a estabelecida para 2008, tendo sido actualizada com o deflator do PIB para 2009.

**Quadro 4-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2009**

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,0973	0,9638
MT	0,8070	4,5866
BT	0,4878	5,4238

## 5 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de comercialização, que em anos anteriores era monómia, não sendo portanto objecto de análise ao nível da estrutura tarifária, passa a ser binómia conforme resultou da consulta pública às alterações dos regulamentos de Agosto de 2008 e conforme consta do Regulamento Tarifário em vigor publicado em 29 de Agosto de 2008.

Assim, a estrutura da tarifa de Comercialização passa a apresentar uma estrutura binómia, com um termo fixo em euros, por cliente, por mês, e um termo variável dependente da energia, conforme o artigo 122.º do referido Regulamento.

### 5.1 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, existem três tarifas de Comercialização, nomeadamente:

- Tarifa de Comercialização em MAT/AT/MT.
- Tarifa de Comercialização em BTE.
- Tarifa de Comercialização em BTN.

As tarifas de Comercialização permitem recuperar os proveitos permitidos da actividade regulada de comercialização de energia eléctrica, desempenhada pelo comercializador de último recurso, recuperando os custos da estrutura comercial afecta à venda de energia eléctrica aos seus clientes, nomeadamente os custos de leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a cobrança e gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico.

Conforme decorre do Artigo 70.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em euros por mês.
- Preço de energia activa, definido em euros por kWh.

A forma como os custos são reflectidos nas tarifas depende das variáveis de facturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de facturação e das suas regras de medição devem permitir reflectir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente.

Decorrente da consulta pública já referida, foi alterado o esquema de regulação da actividade de Comercialização com o objectivo de incentivar a empresa a fazer uma gestão mais eficiente. O regime anterior de custos aceites deu lugar a um regime de preço máximo. Assim, os proveitos permitidos foram classificados tendo em conta a sua especificidade e evoluindo de acordo com metas de eficiência.

No quadro seguinte apresenta-se a definição das variáveis de facturação aplicáveis nas tarifas de Comercialização.

**Quadro 5-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Comercialização**

Variáveis de facturação	Definição
Termo fixo	Valor que depende do número de clientes.
Energia activa	Valor que depende da energia activa e que é objecto de medição nos pontos de entrega.

A decisão de alterar a estrutura das tarifas de Comercialização, passando estas a apresentar uma estrutura binómia com um termo fixo e um termo variável dependente da energia, fundamenta-se pelos seguintes factores:

- A noção de serviço público no sector eléctrico, expressamente evidenciada pelas directivas comunitárias e pela lei de bases do sector eléctrico, consagra o fornecimento de electricidade como um serviço essencial tendo os comercializadores de último recurso (CUR) a obrigação de fornecer energia eléctrica aos clientes que a solicitarem (e que preencham os requisitos legais para o efeito). O facto de a actividade de Comercialização ser composta por um termo tarifário fixo, cujo preço não varia com o consumo pode dificultar ou impedir o acesso de consumidores mais vulneráveis e necessitados a este bem essencial;
- O facto de algumas rubricas de custo dependerem da facturação, por exemplo, as necessidades de capital circulante, que dependem essencialmente das compras do comercializador de último recurso, que por sua vez dependem da energia consumida;
- Acresce que a introdução de um termo tarifário que dependa da energia consumida contribui para a promoção da eficiência no consumo.

Esta alteração na estrutura tarifária permite transmitir a cada agente a multiplicidade de factores que afectam os custos da actividade de Comercialização.

## 5.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MÉDIOS

### 5.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Considera-se como melhor prática que o cálculo dos preços das tarifas se baseie na metodologia dos custos incrementais de longo prazo, i.e., que os preços sejam determinados de forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais por forma a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema eléctrico. A adopção de preços reflectindo os custos marginais contribui ainda para a redução de subsidiação cruzadas entre grupos de clientes, induzindo



uma afectação óptima de recursos e permitindo aumentar a eficiência económica do sistema eléctrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

No caso da actividade de comercialização, referimo-nos a custos médios de referência, na medida em que os preços são calculados por forma a que a esse custo médio seja aplicado um escalamento que permita que o seu produto pelo número de clientes ou pela energia, proporcione o montante de proveitos permitidos.

## 5.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS MÉDIOS

A EDP Serviço Universal exerce a actividade de Comercialização recorrendo a prestadores de serviços externos, tais como a EDP Soluções Comerciais, EDP Distribuição, EDP, SA e EDP Valor.

Dos fornecedores mencionados o principal é a EDP Soluções Comerciais, com cerca de 77% do valor total de fornecimentos e serviços externos prestados à EDP SU, derivado da prestação de serviços associados ao ciclo comercial.

As actividades inerentes ao ciclo comercial são as seguintes:

- Atendimento – inclui os processos e custos que lojas próprias, agentes, equipas de contacto directo e *contact center* geram ao desempenhar as suas funções de contratação, prestação de informação a clientes e recepção de pedidos/reclamações.
- Cobrança - inclui os processos e custos inerentes às operações de cobrança, nas suas várias modalidades, débito directo, transferência bancária, rede CTT, rede SIBS, *payshop*, loja.
- Facturação - inclui os processos e custos inerentes ao *finishing* e ao envio de facturas.
- Operações comerciais – inclui as funções de *back-office* inerentes às outras actividades do ciclo comercial e à gestão da dívida e cobranças.
- Reclamações - inclui os processos e custos inerentes à gestão de diversos tipos de contactos, reclamações, pedidos de informação, processos judiciais.

Refiram-se ainda os sistemas informáticos, que não constituindo uma actividade, representam um custo associado aos processos comerciais, como é exemplo o cálculo automatizado da factura.

Para a definição dos custos médios de referência de cada uma das variáveis de facturação, é necessário alocar os vários processos comerciais a cada uma das variáveis.

Tomou-se como base os valores constantes dos contratos celebrados pelo CUR com fornecedores para se proceder a uma alocação dos processos e custos entre o termo fixo e o termo variável de energia activa.

A repartição entre termo fixo e variável é a seguinte:

- Custos que dependem unicamente do número de clientes: cobranças; facturação.
- Custos que dependem unicamente da energia fornecida: necessidades de capital circulante.
- Custos que dependem parcialmente do número de clientes e da energia fornecida: reclamações e atendimento.

Os outros custos são custos fixos da actividade que não se relacionam de forma particular com o número de clientes nem com a energia fornecida.

A repartição utilizada é a mesma para MAT/AT/MT, BTE e BTN.

A repartição realizada entre custos que variam com o número de clientes e custos que variam com a energia, aplicada aos valores a facturar constantes nos referidos contratos, resulta nos custos médios de referência que originam uma repartição de receitas conforme se verifica no quadro seguinte.

**Quadro 5-2 – Repartição de receitas**

	Receitas a recuperar no termo de energia	Receitas a recuperar no termo fixo
NT (MAT/AT/MT)	86%	14%
BTE	48%	52%
BTN	22%	78%

Com o referido nível de custos médios de referência, obtêm-se as receitas médias quando se aplicam as variáveis físicas previstas para 2009, embora diferentes dos proveitos permitidos por nível de tensão (NT, BTE e BTN), pelo que é necessário efectuar um escalamento multiplicativo nos termos do RT.

Para NT e BTE, o escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários, por forma a preservar a estrutura de receitas do quadro anterior. No caso de BTN optou-se por incidir o escalamento unicamente sobre o termo de energia, tendo sido obtido um custo de referência, por cliente de BTN de 0,57 euros por mês.

Esta opção justifica-se pelo facto de os clientes em BTN serem de uma dimensão média muito menor que os restantes. Nesse sentido, são mais sensíveis a termos tarifários fixos por cliente elevados. Contribui-se assim para reduzir as barreiras de acesso à energia eléctrica considerada um bem essencial à vida humana. Acresce que o processo de construção de um mercado mais eficiente e concorrencial beneficia, em termos genéricos, com a variabilização de custos.

## 6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, tanto no Continente como nas Regiões Autónomas resulta da aplicação do princípio da aditividade tarifária.

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de tensão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais está a ser implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece a convergência gradual dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para os que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, mediante a limitação de acréscimos por termo tarifário.

Neste capítulo são apresentadas a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, que resulta das tarifas aditivas, bem como o processo de convergência entre as tarifas em vigor no ano anterior e as referidas tarifas aditivas.

### 6.1 SIGLAS

Nas figuras deste capítulo são utilizados diversos acrónimos. O seu significado, no que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, é o seguinte:

MAT- Muito Alta Tensão

AT CU - Alta Tensão (Curtas Utilizações)

AT MU - Alta Tensão (Médias Utilizações)

AT LU - Alta Tensão (Longas Utilizações)

MT CU - Média Tensão (Curtas Utilizações)

MT MU - Média Tensão (Médias Utilizações)

MT LU - Média Tensão (Longas Utilizações)

BTE MU - Baixa Tensão Especial (Médias Utilizações)

BTE LU - Baixa Tensão Especial (Longas Utilizações)

BTN > Simples - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) – Simples

BTN > MU - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) - Médias Utilizações

BTN > LU - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) - Longas Utilizações

BTN < Social - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA) – Social

BTN  $\leq$  2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  2,3 kVA) – Simples

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA e > 2,3 kVA) – Simples

BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal > - Baixa Tensão Normal Sazonal (> 20,7 kVA)

BTN Sazonal < Simples - Baixa Tensão Normal Sazonal ( $\leq$  20,7 kVA) – Simples

BTN Sazonal < Bi-horária - Baixa Tensão Normal Sazonal ( $\leq$  20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal < Tri- horária - Baixa Tensão Normal Sazonal ( $\leq$  20,7 kVA) - Tri-horária

TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III.

TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III.

TwVn (I,IV) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III.

TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

TPc - Preço do termo de potência contratada.

TPp - Preço do termo de potência em horas de ponta.

TF - Preço do termo fixo.

TwFV - Preço de energia activa em horas fora de vazio.

TwV - Preço de energia activa em horas de vazio.

Tw - Preço de energia activa.

TPc n - Preço de potência da opção tarifária de BTN do escalão de potência contratada n.

Nas figuras deste capítulo o significado dos acrónimos utilizados, no que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores, é o seguinte:

MT - Média Tensão (Tri-horária)

MT (Organismos) - Média Tensão (Organismos)

MT (Outros Cons.) - Média Tensão (Outros Consumidores)

BTE - Baixa Tensão Especial (Tri-horária)

BTE (Organismos) - Baixa Tensão Especial (Organismos)

BTE (Outros Cons.) - Baixa Tensão Especial (Outros Consumidores)

BTN > - Baixa Tensão Normal (> 17,25 kVA)

BTN > (Organismos) - Baixa Tensão Normal (> 17,25 kVA) (Organismos)

BTN > (Outros Cons.) - Baixa Tensão Normal (> 17,25 kVA) (Outros Consumidores)

BTN < Social - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA) – Social

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  2,3 kVA) - Simples

BTN < = 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA e > 2,3 kVA) - Simples

BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA) - Bi-horária

BTN < Simples (Org.) - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA) - Simples (Organismos)

BTN < Bi-horária (Org.) - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA) - Bi-horária (Organismos)

BTN Sazonal > - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA) - Sazonal

BTN Sazonal < - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  17,25 kVA) - Sazonal

Nas figuras deste capítulo o significado dos acrónimos utilizados, no que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira, é o seguinte:

MT 30 kV- Média Tensão 30 kV (Tri-horária)

MT 6,6 kV- Média Tensão 6,6 kV (Tri-horária)

MT 30 kV MU C. Esp. - Média Tensão 30 kV, médias utilizações, clientes especiais (Tri-horária)

MT 6,6 kV CU C. Esp. - Média Tensão 6,6 kV, curtas utilizações, clientes especiais (Tri-horária)

MT 6,6 kV MU C. Esp - Média Tensão 6,6 kV, médias utilizações, clientes especiais (Tri-horária)

MT 6,6 kV LU C. Esp - Média Tensão 6,6 kV, longas utilizações, clientes especiais (Tri-horária)

BTE - Baixa Tensão Especial (Tri-horária)

BTE MU C. Esp. - Baixa Tensão Especial, médias utilizações, clientes especiais

BTE LU C. Esp. - Baixa Tensão Especial, longas utilizações, clientes especiais

BTN > - Baixa Tensão Normal ( $\geq$  27,6 kVA, Tri-horária)

BTN > Simples C. Esp. - Baixa Tensão Normal ( $\geq$  27,6 kVA) - simples, clientes especiais (Tri-horária)

BTN > MU C. Esp. - Baixa Tensão Normal ( $\geq$  27,6 kVA) - médias utilizações, clientes especiais (Tri-horária)

BTN > LU C. Esp. - Baixa Tensão Normal ( $\geq$  27,6 kVA) - longas utilizações, clientes especiais (Tri-horária)

BTN < Social - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA) - social

BTN < = 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  2,3 kVA) - Simples

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Simples

BTN < Bi-h. - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Bi-horária

BTN < = 2,3 kVA Simples n. Dom. - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  2,3 kVA) – Simples não doméstico

BTN < Simples n. Dom. - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA e > 3,45 kVA) – Simples não doméstico

BTN < Bi-h. n. Dom. - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  20,7 kVA e > 3,45 kVA) – Bi-horária, não doméstico

BTN < = 2,3 kVA Simples C. Esp. - Baixa Tensão Normal ( $\leq$  2,3 kVA) – Simples, clientes especiais

BTN < Simples C. Esp. - Baixa Tensão Normal ( $\leq 2,3$  kVA) – Simples, clientes especiais

BTN < Bi-h. C. Esp. - Baixa Tensão Normal ( $\leq 20,7$  kVA e  $> 3,45$  kVA) – Bi-horária clientes especiais

## **6.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL**

### **6.2.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS**

Através da estrutura tarifária aplicada no sector eléctrico a ERSE tem procurado fornecer os sinais de preço adequados aos consumidores, sinalizando os custos de fornecimento de energia e induzindo comportamentos mais eficientes. Esta estrutura tem evoluído ao longo do tempo e tem vindo a ser aperfeiçoada.

Com o intuito de introduzir novas melhorias na estrutura tarifária, possibilitar a redução da factura de electricidade paga pelos consumidores, dinamizar o fornecimento comercial, tirar o maior partido dos equipamentos de contagem que estão a ser instalados e aperfeiçoar os sinais de preço transmitidos, a ERSE aprovou em sede de revisão regulamentar um conjunto de melhorias a aplicar em Portugal Continental, tais como a criação da opção tri-horária em  $BTN \leq 20,7$  kVA e da opção tetra-horária em BTE e a extinção da opção tarifária simples em  $BTN > 20,7$  kVA.

#### **criação da opção tri-horária em $BTN \leq 20,7$ kVA**

Introduz-se a partir de 2009 uma nova opção tarifária tri-horária para os fornecimentos em BTN com potências contratadas superiores ou iguais a 3,45 kVA e inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

A introdução da opção tarifária tri-horária, para além de incentivar a transferência de consumos para o período de vazio, à semelhança da bi-horária, fomenta a redução de consumos nos períodos de ponta onde se registam, por um lado, os preços de energia mais elevados e, por outro lado, a necessidade de novos investimentos de capacidade em infra-estruturas de rede.

Adicionalmente, importa referir que face à actual situação em que os consumidores podem optar pela tarifa bi-horária, os custos de substituição de contagem simples para bi-horária ou tri-horária são semelhantes. Com efeito, os actuais contadores que estão a ser instalados permitem a contagem bi-horária ou tri-horária permitindo modernizar o sistema tarifário e transmitir sinais de preço mais eficientes, alargando assim o leque de opções disponíveis aos consumidores e incentivando o aumento da criatividade por parte dos comercializadores a operar no mercado.

A introdução de novas opções tarifárias assume particular relevância em contextos de preços de energia elevados. A introdução destas novas opções tem que ser acompanhada por um reforço da informação

aos consumidores por forma a que estes possam de forma consciente otimizar a sua factura energética, beneficiando também o sistema eléctrico como um todo.

#### **CRIAÇÃO DA OPÇÃO TETRA-HORÁRIA EM BTE**

A tarifa de baixa tensão especial (BTE) aplica-se aos fornecimentos com potência contratada superior a 41,4 kW. Encontram-se nesta tarifa cerca de 25 mil consumidores empresariais de pequena e média dimensão (indústria, comércio e serviços).

Actualmente os contadores em instalação na BTE são aparelhos digitais que permitem uma maior panóplia de funcionalidades face aos aparelhos electromecânicos convencionais. Uma dessas funcionalidades é a possibilidade do alargamento da discriminação de contagem, sem custos adicionais.

A ERSE introduz, a partir de 2009, uma nova opção tarifária com quatro períodos horários na BTE, substituindo a opção tri-horária. O período horário adicional é criado através da divisão do período actual de vazio (duração de 10 horas por dia) em dois períodos: vazio normal (com a duração de 6 horas) e super vazio (duração de 4 horas). Com esta decisão alarga-se à BTE a actual estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT, AT e MAT.

Esta opção permite aumentar o grau de transparência na formação e fixação das tarifas e melhorar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, melhorando-se a aderência das tarifas aos custos e promovendo-se a eficiência económica na utilização das redes e da energia eléctrica.

#### **6.2.2 OPÇÕES TARIFÁRIAS EXTINTAS**

##### **EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA SIMPLES EM $BTN > 20,7$ kVA**

O Regulamento Tarifário anterior já previa a extinção da tarifa simples para os fornecimentos de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA ( $BTN > 20,7$  kVA) no final do período de regulação que termina em 2008. Para o efeito foi solicitado ao comercializador de último recurso que, ao longo desse período de regulação, orientasse os clientes desta opção tarifária com vista a que os mesmos se reposicionassem na opção tarifária mais vantajosa. Procurou-se assim, preparar a extinção desta tarifa, acautelando eventuais impactos tarifários.

A extinção da tarifa Simples de  $BTN > 20,7$  kVA é justificada pela promoção de uma maior aderência entre os custos causados no sistema eléctrico e os pagamentos dos consumidores. Esta maior aderência dos pagamentos aos custos causados é conseguida através de uma maior diferenciação dos preços da energia eléctrica (as tarifas aplicáveis a este segmento de consumo passam a ser

exclusivamente tri-horárias) promovendo-se uma utilização mais racional da energia eléctrica e das redes.

Adicionalmente e atendendo a que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a estes consumidores são tri-horárias, esta modificação aproxima os consumidores do comercializador de último recurso dos consumidores em mercado, facilitando a comparabilidade dos preços e por fim a escolha de comercializador pelos consumidores. Esta harmonização entre a estrutura tarifária das tarifas do comercializador de último recurso e das tarifas praticadas no mercado facilita a transição na medida em que promove a concorrência neste segmento de consumidores. A ERSE disponibiliza na sua página de Internet um simulador de comparação de tarifas que permite estimar a facturação em tarifas tri-horárias a partir de informação de consumo de tarifa simples, com o objectivo de maximizar os efeitos desta alteração tarifária e promover a escolha da tarifa mais competitiva para cada cliente.

### 6.2.3 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

Na presente secção descreve-se o processo de convergência tarifária e apresenta-se a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2009.

Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2008 e da variação tarifária que depende, por um lado, dos custos do sector eléctrico e, portanto, dos proveitos permitidos em cada actividade, e por outro lado, do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas estabelecido no Regulamento Tarifário, que permite a aplicação do princípio da aditividade tarifária.

Previamente à aplicação de mecanismos de convergência tarifária, foi realizado um exercício de verificação da consistência entre as várias opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 124.º do Regulamento Tarifário. Detectou-se um número muito reduzido de inconsistências que foram corrigidas preservando as receitas por opção tarifária. As correcções efectuadas tiveram como contrapartida a alteração dos preços que em termos de convergência eram os mais afastados das tarifas aditivas, promovendo-se a aditividade tarifária.

Assim, em Portugal Continental foram efectuadas alterações aos preços das tarifas a seguir elencadas:

- Aumento do preço da energia fora de vazio da tarifa de Venda a Clientes Finais (TVCF) em BTN  $\leq 20,7$  kVA bi-horária, igualando-o ao preço de energia activa da tarifa BTN  $\leq 20,7$  kVA simples, por contrapartida de um decréscimo igual nos preços do termo fixo nos vários escalões;
- Diminuição do termo fixo da TVCF em BTN sazonal  $\leq 20,7$  kVA tri-horária, igualando-o ao da TVCF sazonal  $\leq 20,7$  kVA bi-horária para os escalões entre 3,45 kVA e 6,6 kVA e aumento do termo fixo da TVCF sazonal  $\leq 20,7$  tri-horária, igualando-o ao da TVCF sazonal  $\leq 20,7$  kVA bi-



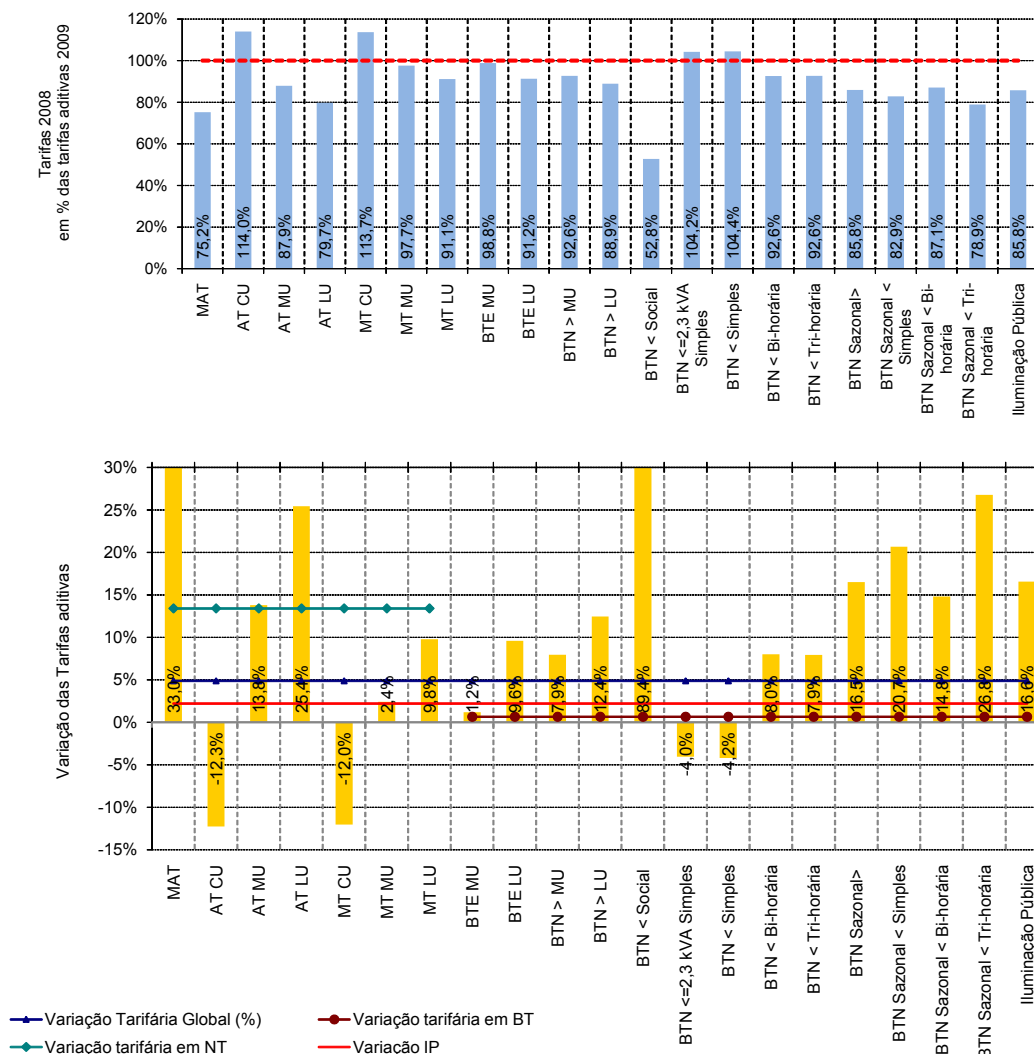
horária para os escalões entre 10,35 kVA e 20,7 kVA. Estas alterações tiveram como contrapartida a diminuição do preço da energia activa em ponta.

Em anexo a este documento apresentam-se tabelas que comparam os preços antes e depois das alterações referidas.

Na Figura 6-1 apresenta-se a relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008, com as adaptações indicadas anteriormente e as tarifas aditivas em 2009, por opção tarifária no Continente. Na parte superior da figura comparam-se, para cada opção tarifária, os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em vigor com os preços médios das tarifas aditivas a vigorar em 2009, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2009. Na parte inferior da figura apresentam-se as correspondentes variações tarifárias.

A aplicação em cada opção tarifária das variações tarifárias apresentadas asseguraria a eliminação de subsidias cruzadas entre grupos de clientes sendo que, por opção tarifária, os preços pagos corresponderiam aos preços das tarifas aditivas.

Figura 6-1 - Variações tarifárias das tarifas aditivas, por alteração da estrutura tarifária



A evolução de custos do sector que se reflecte nas tarifas aditivas tem repercussões diferentes nas várias opções tarifárias e níveis de tensão no continente, sendo que a generalidade das opções tarifárias apresenta tendência de subida. A variação tarifária média global inerente à aplicação das tarifas aditivas é de 4,9%, para o conjunto dos clientes de MAT, AT e MT é de 13,4% e para o conjunto dos clientes de BT é de 0,7%.

A Secção VII do Capítulo V do Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas. A convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual, por opção tarifária e por termo tarifário, sendo limitada a um valor a determinar pela ERSE para cada opção tarifária.

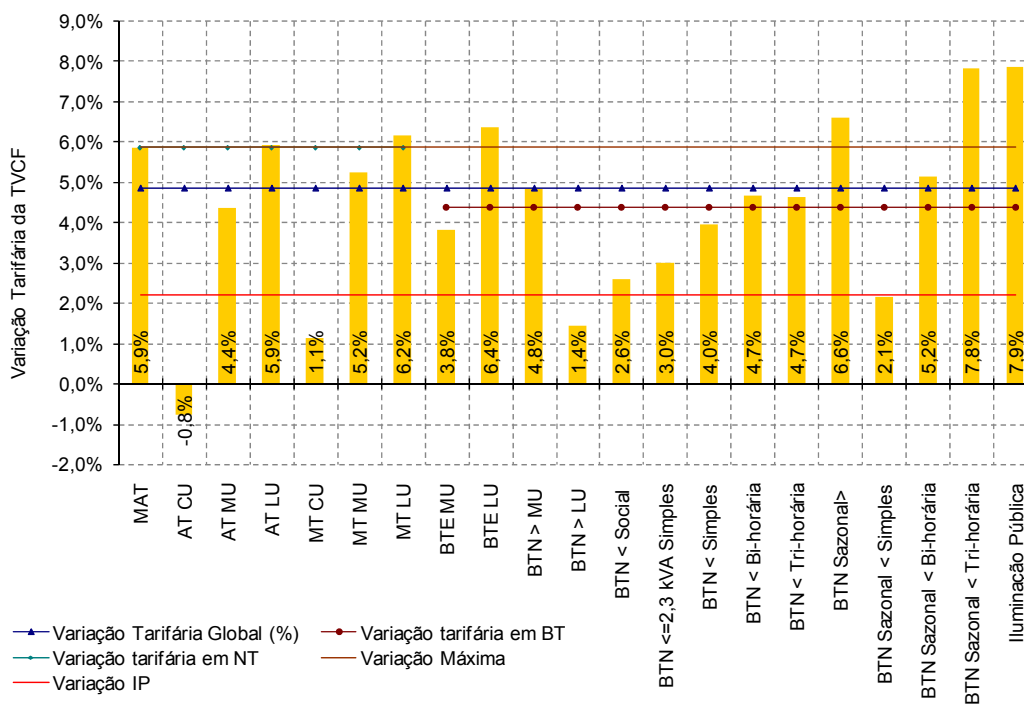
Tal como em anos anteriores considerou-se ser de limitar as variações por grupo tarifário a um valor dado pela variação tarifária global acrescido de 1%. Nesse sentido estabeleceu-se um limite de variação

tarifária máximo para os grupos tarifários do Continente (MAT, AT, MT, BTE e BTN) de 5,9% face às tarifas de 2008.

O estabelecimento de variações máximas por agregado tarifário, permite limitar impactes tarifários elevados, introduzindo-se alguma gradualidade no processo de convergência para tarifas aditivas nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Na Figura 6-2 apresentam-se as variações tarifárias médias por opção tarifária após a aplicação do limite máximo em cada grupo tarifário. A variação tarifária global mantém-se nos 4,9%, alterando-se contudo para o conjunto dos clientes de MAT, AT e MT para 5,9% e para o conjunto dos clientes de BT para 4,4%.

**Figura 6-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas**



Note-se que num contexto de fixação de tarifas para um período de elevada volatilidade dos mercados de energia primária, é recomendável toda a prudência nas previsões da ERSE e dos agentes, em particular sobre o preço de energia no mercado e na estrutura dos preços da tarifa de energia. Desta forma, justifica-se uma convergência para tarifas aditivas muito gradual, sem provocar impactes significativos que poderiam vir a comprovar-se desnecessários. De qualquer modo, em relação à variação média global, cada opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais varia em termos relativos de modo coerente com o sentido das tarifas aditivas.

A aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos por opção tarifária resulta em variações tarifárias diferentes das que se obteriam caso se implementasse de imediato as tarifas aditivas, conforme se apresenta no Quadro 6-1. Esta diferença tem por base a existência de alguma subsídio cruzada paga pelos clientes de BT a favor dos clientes de NT. Este valor é explicado pelo facto de, devido à limitação de alguns impactes, não ser ainda possível obter uma convergência tarifária plena.

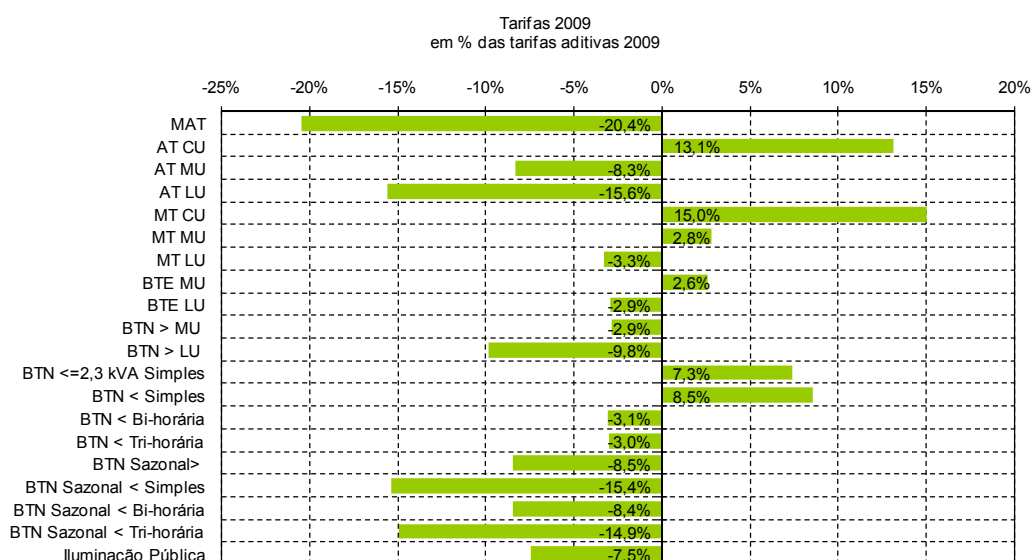
**Quadro 6-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 tendo em conta a limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas (Artigo 124.º do Regulamento Tarifário)**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		NT	BT	Total
<b>Tarifas aditivas em 2009</b>	Proveitos a recuperar (1)	1.778.722	3.195.845	4.974.567
	Varição tarifária 2008/2009	13,4%	0,7%	4,9%
Subsídio cruzada: pagamento de BT para NT (2)		-118.142	118.142	
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009</b>	Proveitos a recuperar [(1)+(2)]	1.660.580	3.313.985	4.974.565
	variação tarifária 2008/2009	5,9%	4,4%	4,9%

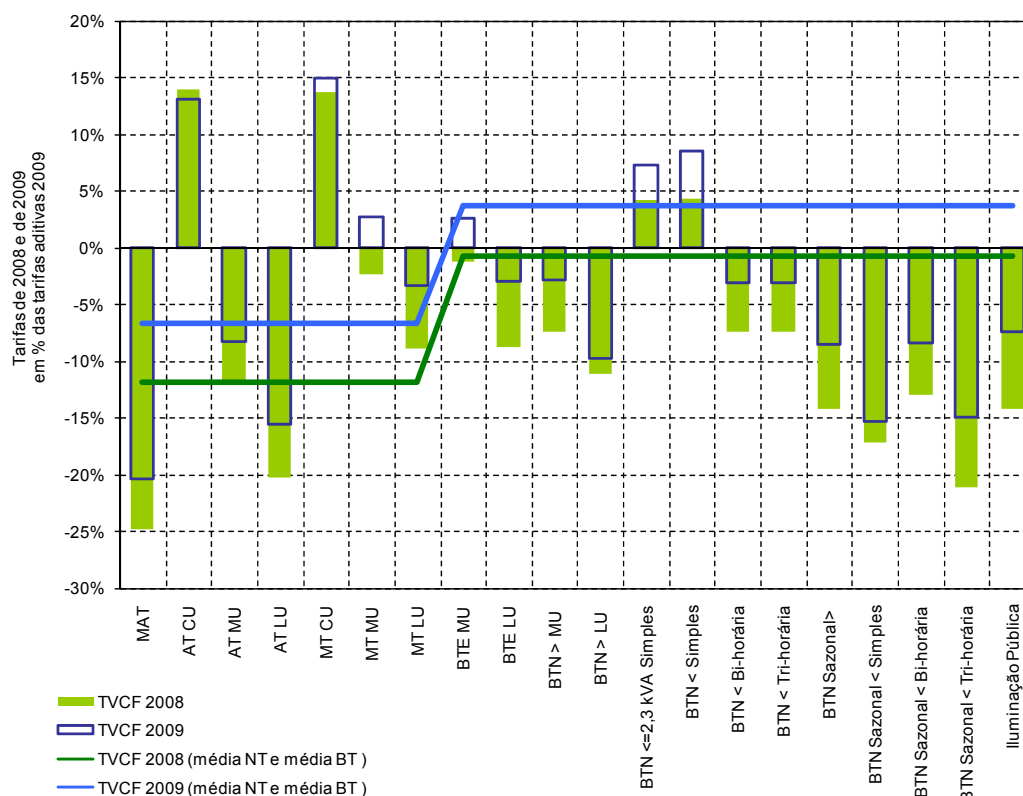
Na Figura 6-3 é apresentado o diferencial da TVCF em 2009 em relação às tarifas aditivas para 2009, por opção tarifária. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF em 2009 para a aditividade tarifária.

**Figura 6-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2009**



A Figura 6-4 analisa a dinâmica da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas, considerando a evolução tarifária decorrente da actual revisão das tarifas e as limitações à convergência impostas no cálculo tarifário.

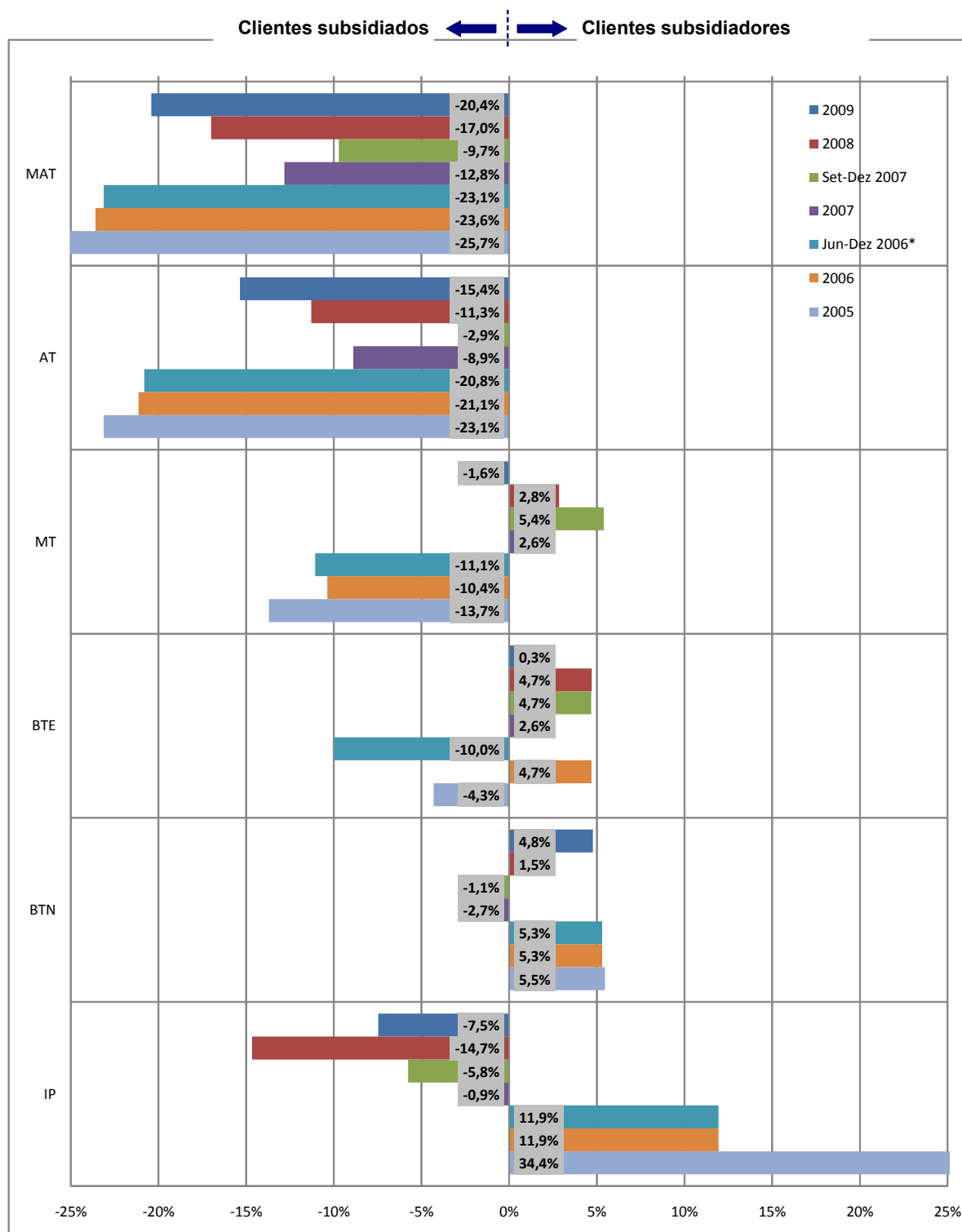
**Figura 6-4 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária**



É possível verificar que a generalidade das opções tarifárias converge para um valor mais próximo das tarifas aditivas. Dado que em 2009 se observa uma subida tarifária, da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resulta uma maior convergência nas opções tarifárias que necessitam de subir para efeitos de convergência com as tarifas aditivas.

Na Figura 6-5 apresentam-se as diferenças entre as tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR e as tarifas aditivas, por nível de tensão e tipo de fornecimento desde 2005 até 2009, considerando os valores publicados para vigorar a partir de 1 de Janeiro de cada ano, evidenciando-se, em cada período, os grupos de consumidores que beneficiam e que pagam subsídios cruzados.

Figura 6-5 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária



Nota: no segundo semestre de 2006 foram publicadas novas tarifas de Venda Clientes Finais em MAT, AT, MT e BT e a partir de 1 de Setembro de 2007 vigoraram novas tarifas para todos os clientes finais do CUR.

A figura confirma que, numa perspectiva de mais longo prazo, é possível identificar para alguns grupos de consumidores a existência de convergência para tarifas aditivas. Esta análise deve ter em conta que as tarifas aditivas para as quais as tarifas de Venda a Clientes Finais convergem têm sofrido consideráveis alterações de estrutura nos últimos anos. De entre as quais há que destacar (i) a subida excepcional de custos durante o ano de 2008 e (ii) as medidas que se seguiram no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 no que concerne à estabilidade tarifária e compensação financeira, efectuada no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 com efeitos nas tarifas a aplicar em 2009.

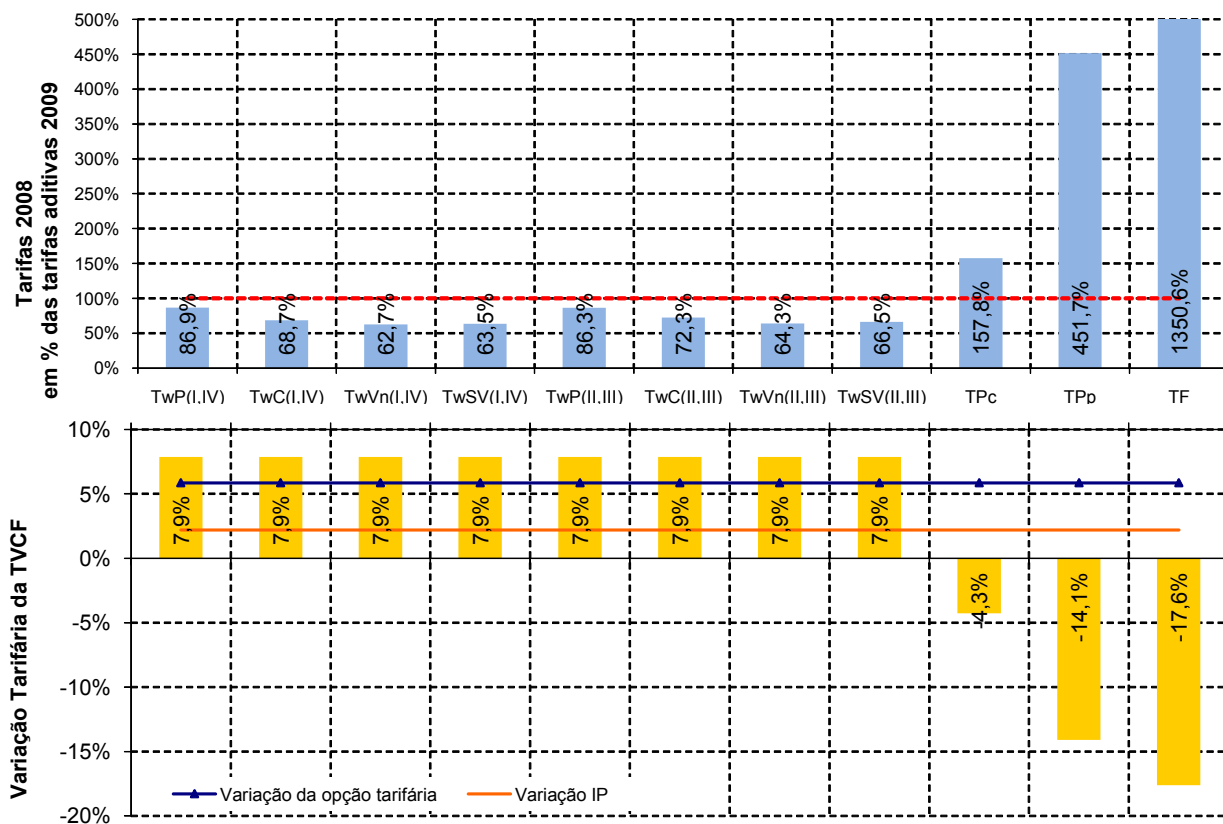
Quando as alterações de estrutura das tarifas aditivas são especialmente relevantes, como foi o caso das recentes alterações ocorridas devido à legislação publicada, é possível que a distância para as tarifas aditivas aumente, mesmo havendo convergência tarifária. Dessa forma a alteração do objectivo para o qual as tarifas convergem pode, num determinado ano, ser de grandeza superior à convergência verificada nesse ano e, por essa via gerar a ideia de que houve divergência tarifária.

Ao longo dos vários anos mantém-se a subsidiação dos níveis de tensão mais baixos, BT, para os níveis de tensão mais elevadas, em particular, AT e MAT. Os clientes de BTN continuam a subsidiar outros clientes, no entanto, comparando com anos anteriores este subsídio representa um valor percentual mais baixo. Adicionalmente, é possível observar uma acentuada convergência em MT e BTE, sendo que as tarifas nestes níveis de tensão se encontram, em termos médios, próximas dos valores aditivos.

O processo de convergência tarifária continua, dentro de cada opção tarifária a seguir os mesmos princípios agora aplicáveis por termo tarifário. Para efeitos de limitação de acréscimos tarifários de dado preço, considerou-se uma variação máxima por termo tarifário 2% superior à variação tarifária máxima por grupo tarifário. Assim, o limite imposto à variação máxima por termo tarifário é de 7,92% (4,9% + 1% + 2%)

Da Figura 6-6 à Figura 6-15 comparam-se para algumas das opções tarifárias, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2008 com os preços das tarifas aditivas para 2009. Quando o valor é de 100% significa que o preço desse termo tarifário coincide com o valor resultante da adição dos preços das tarifas por actividade. Na parte intermédia das figuras apresentam-se as variações aplicadas a cada termo tarifário. Na parte inferior das figuras apresenta-se o diferencial remanescente das TVCF 2009 para as aditivas em 2009.

Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT



**Tarifas 2009 em % das tarifas aditivas 2009**

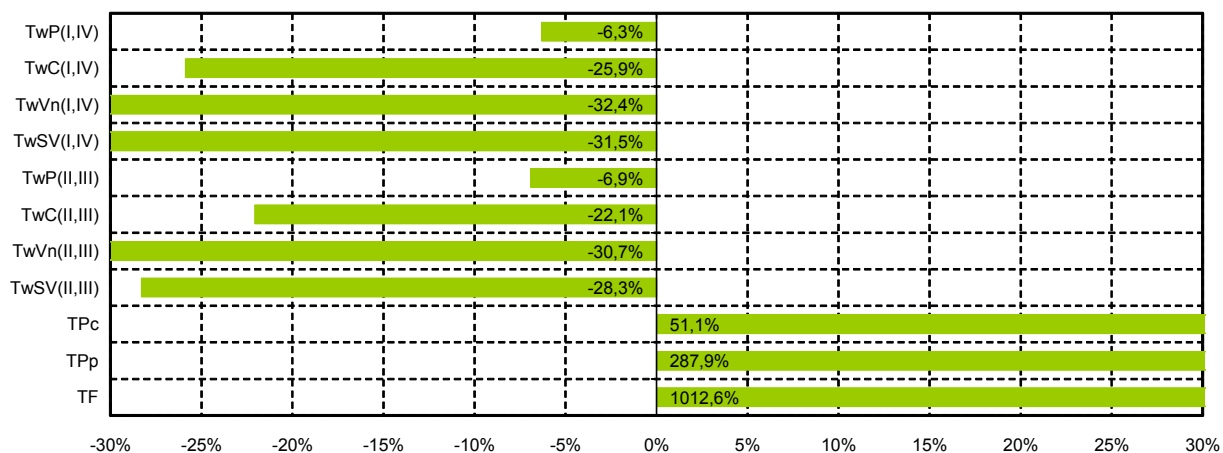




Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Longas Utilizações)

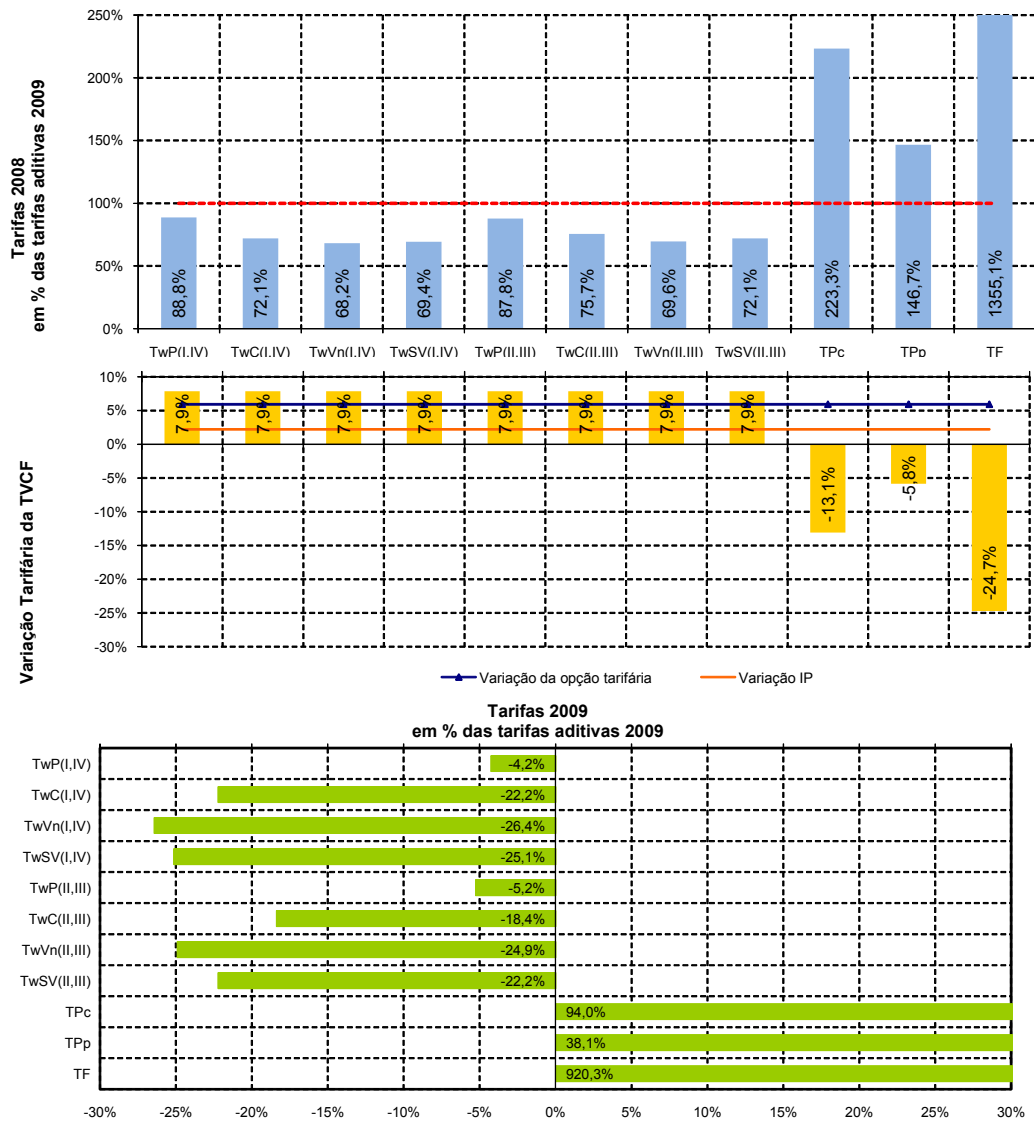


Figura 6-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Médias Utilizações)

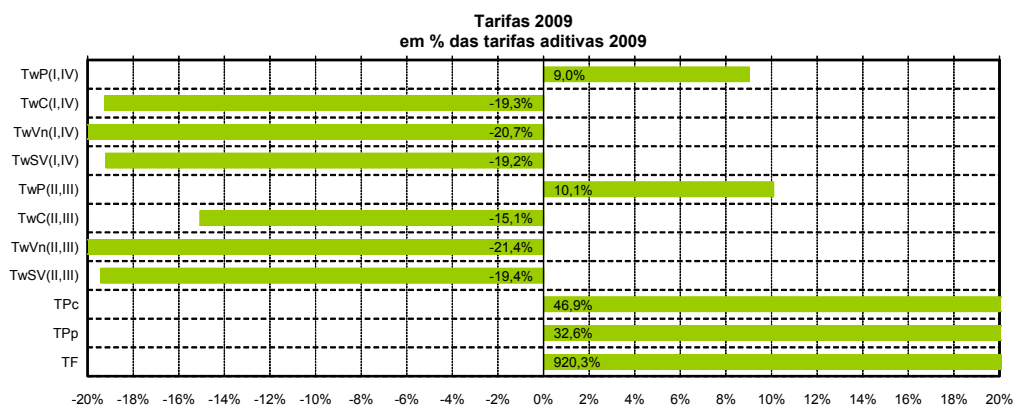
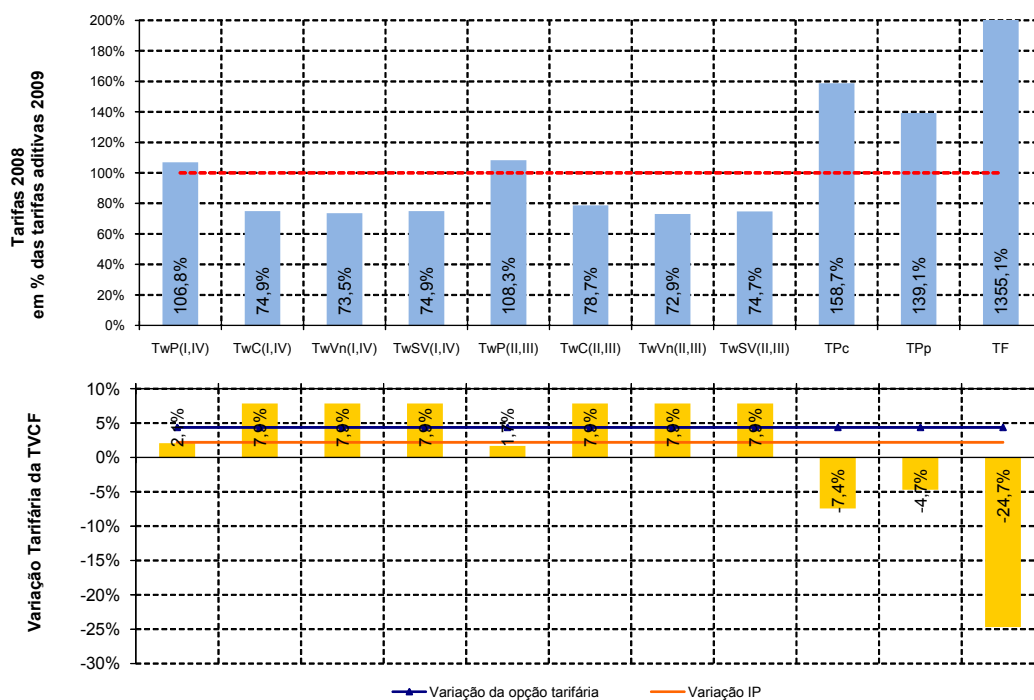


Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Longas Utilizações)

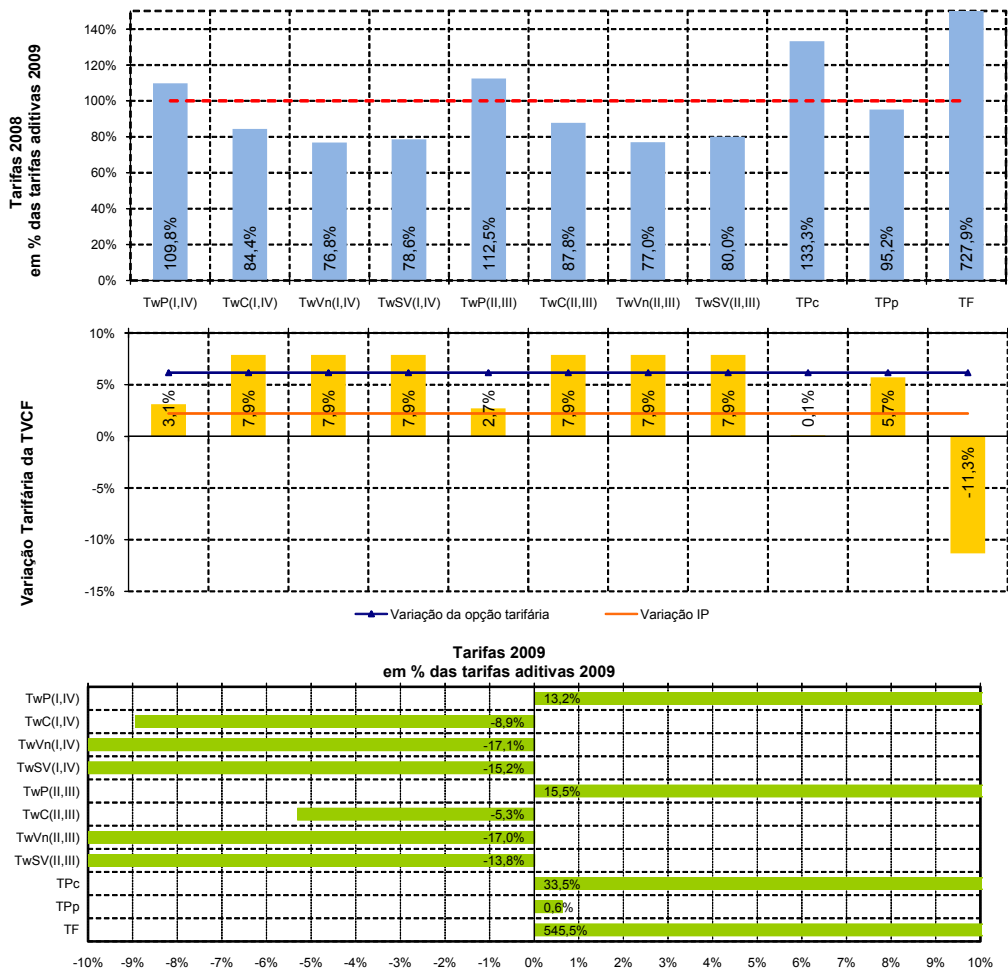


Figura 6-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Médias Utilizações)

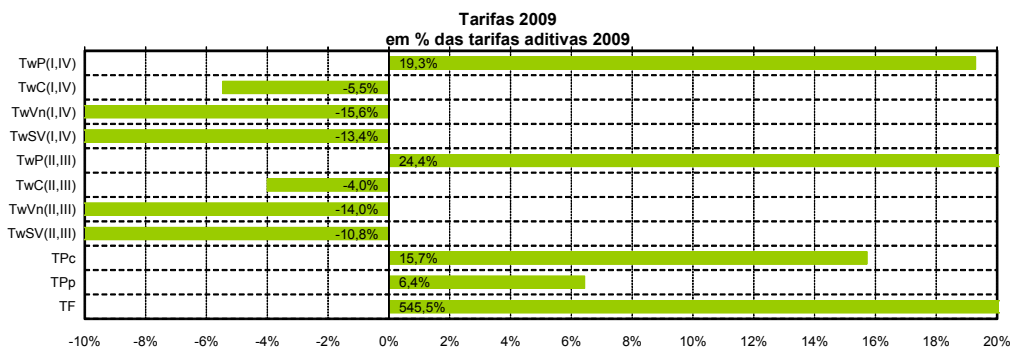
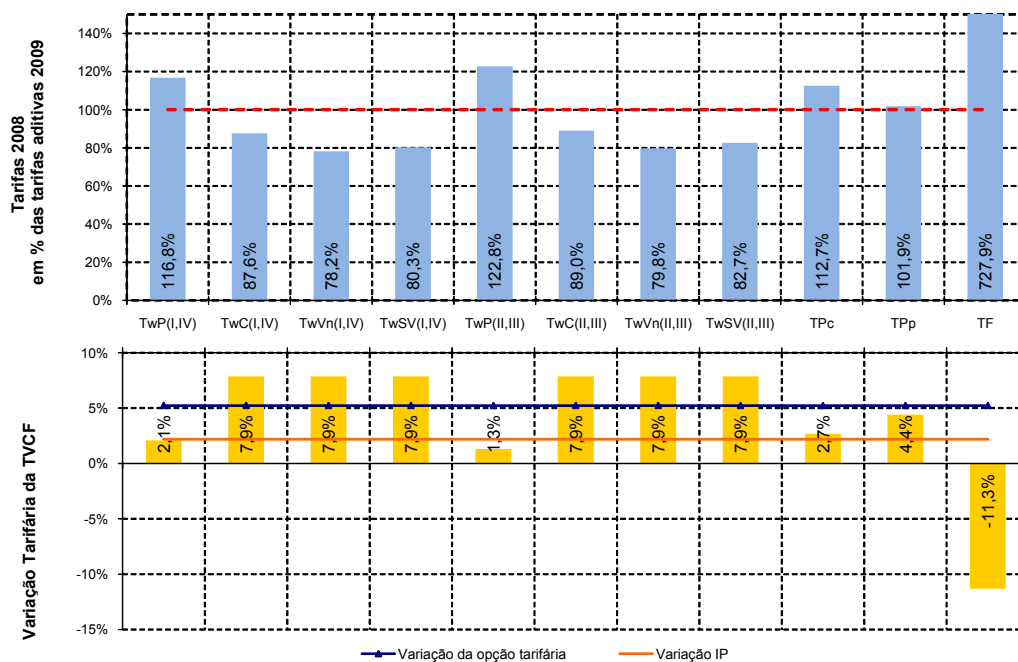


Figura 6-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Longas Utilizações)

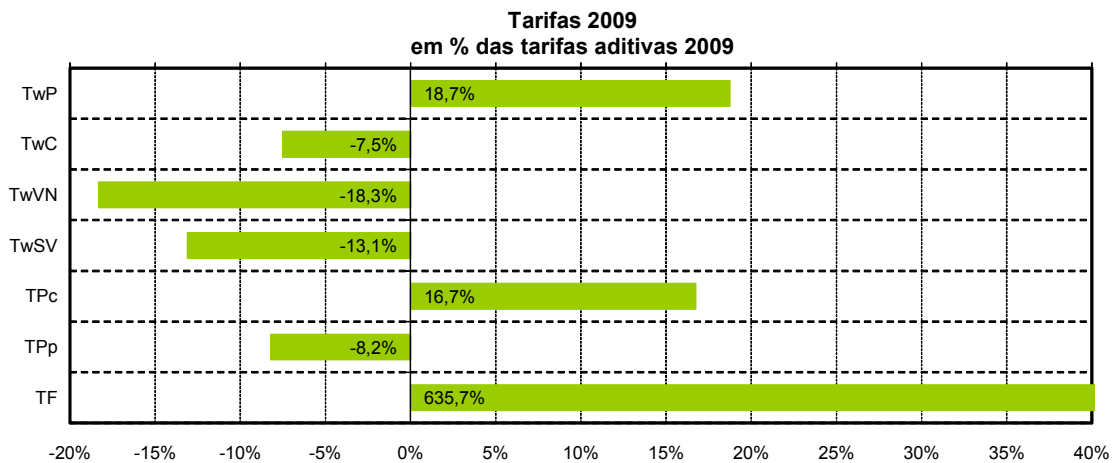
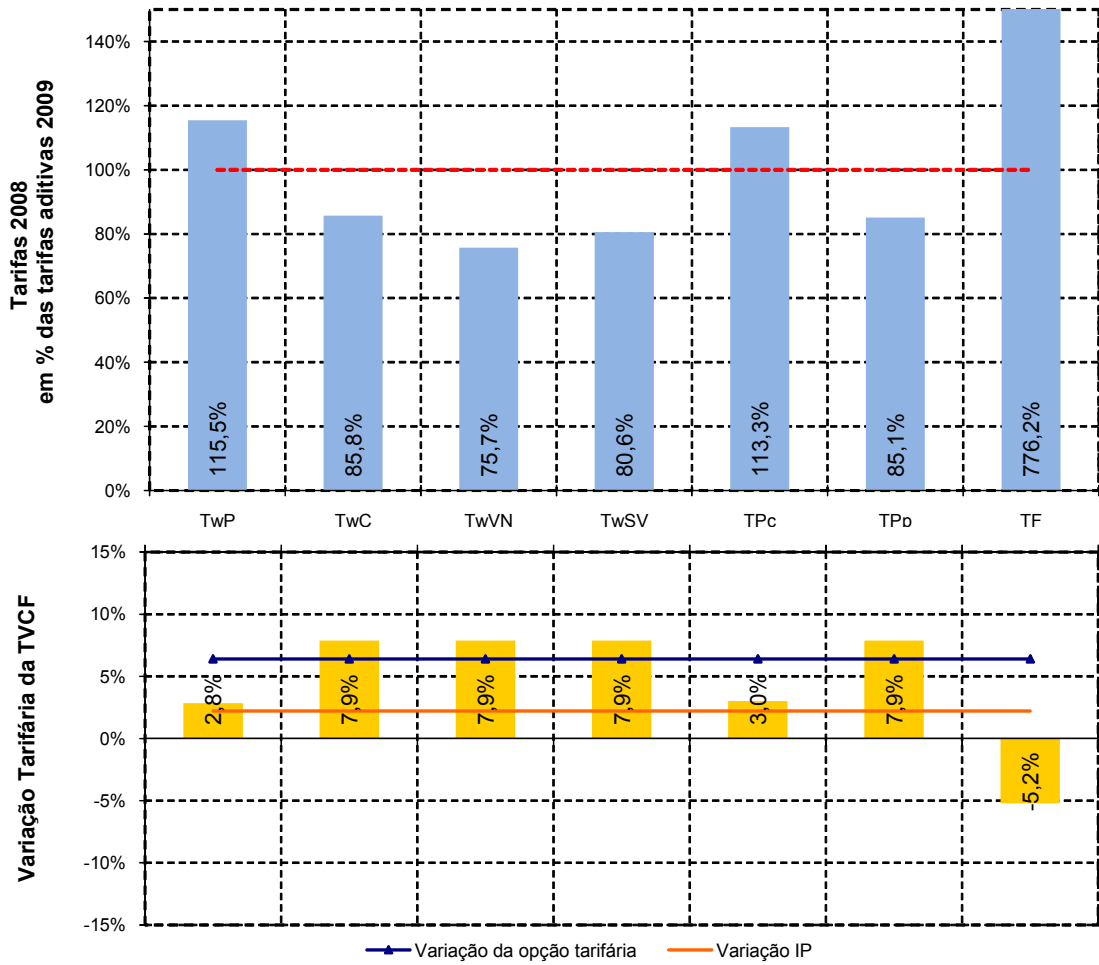
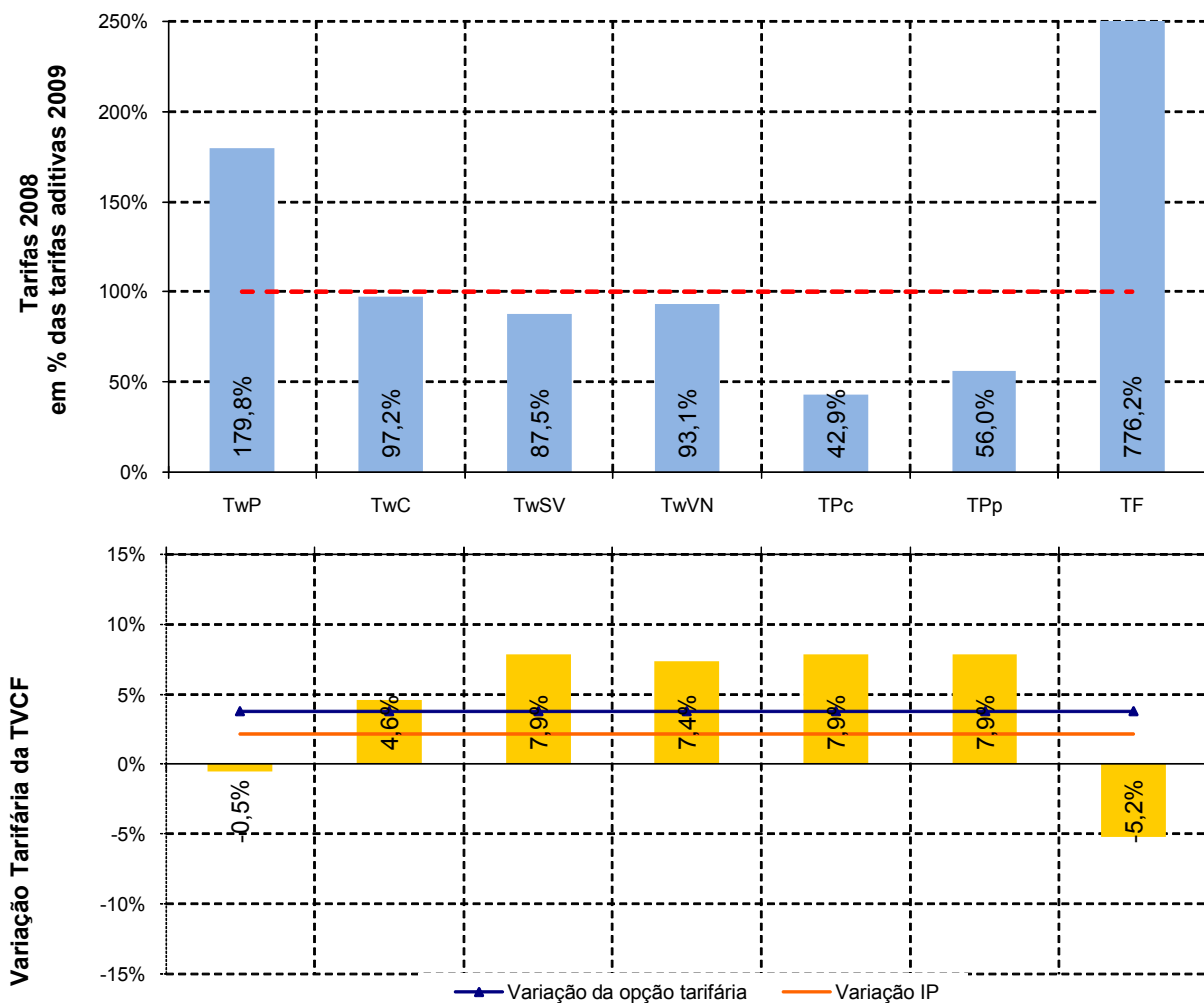
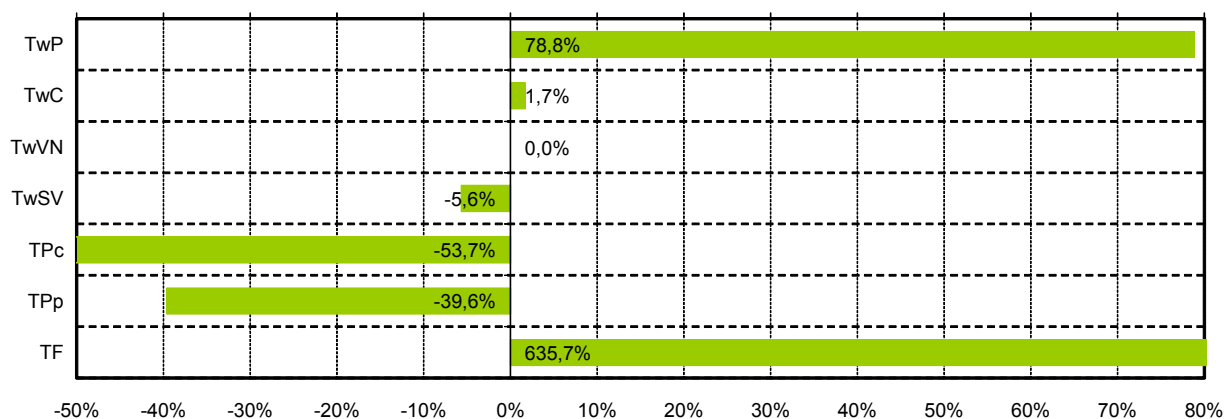


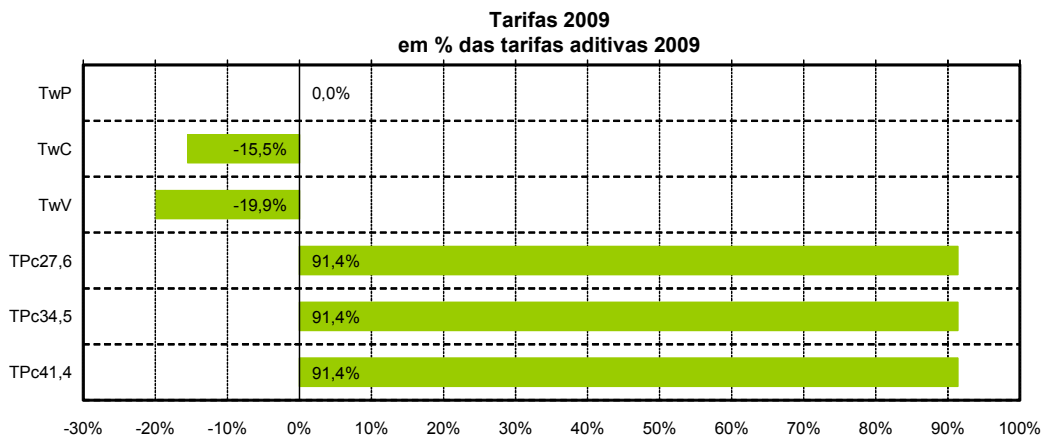
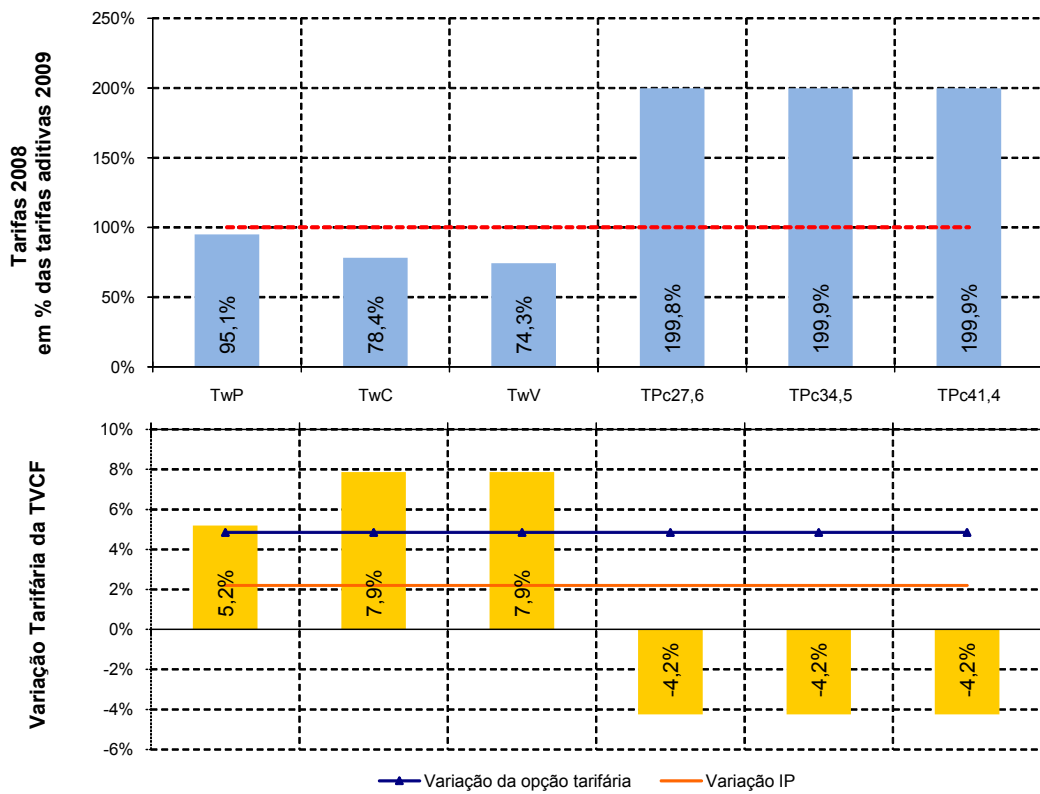
Figura 6-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Médias Utilizações)



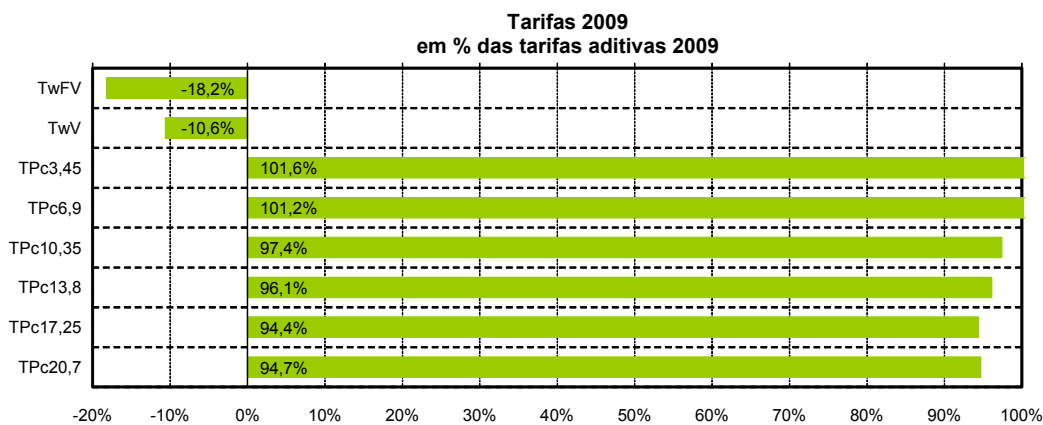
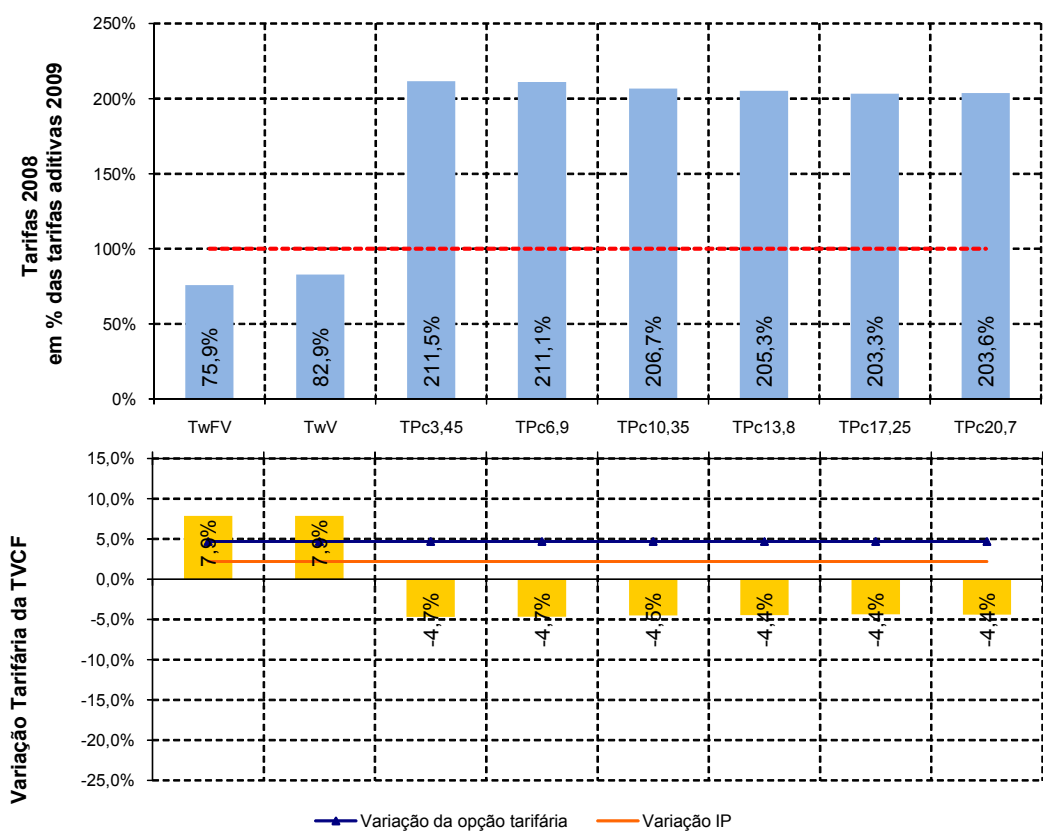
**Tarifas 2009 em % das tarifas aditivas 2009**



**Figura 6-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)**

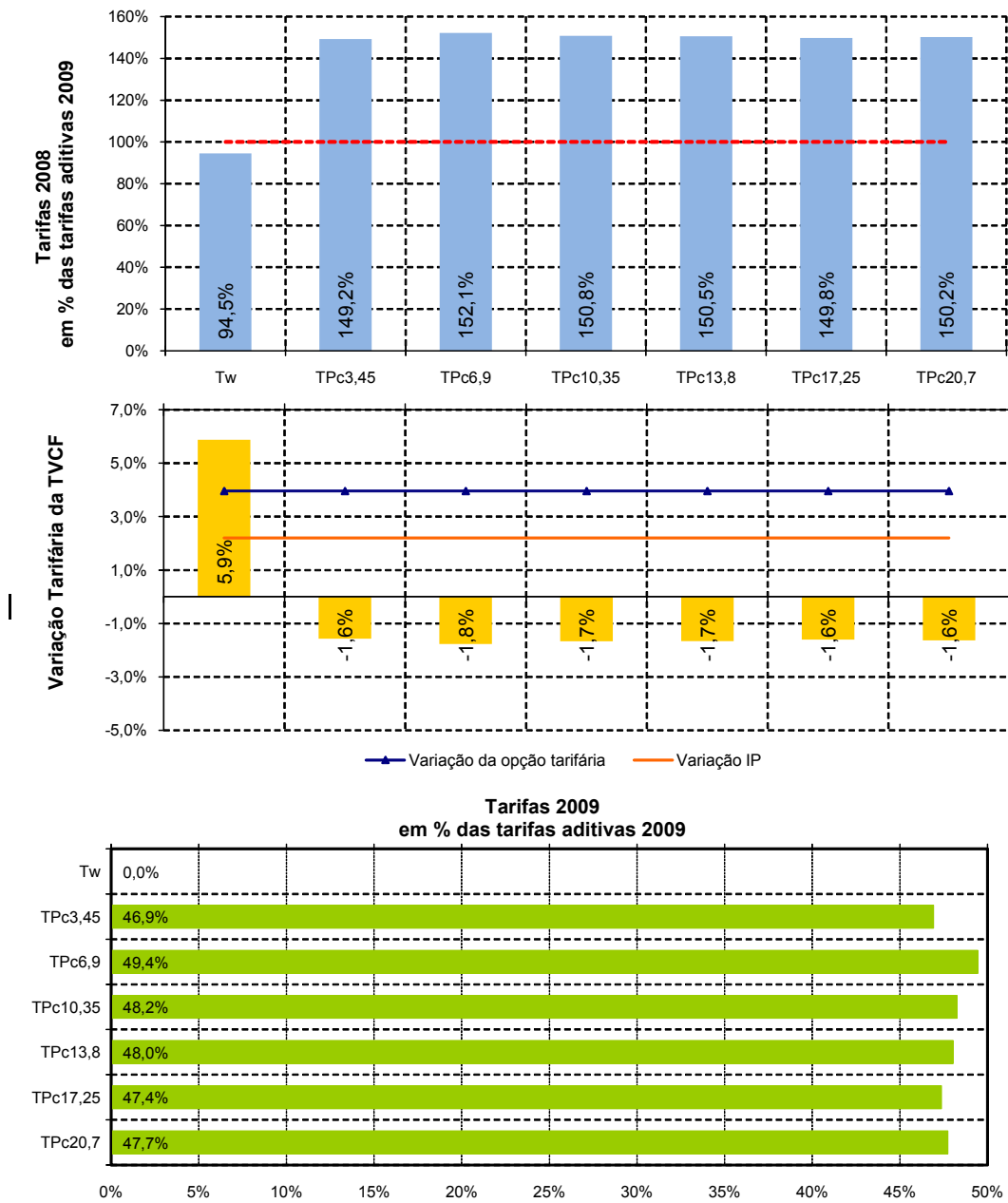


**Figura 6-14 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Bi-horária <= 20,7 kVA)**

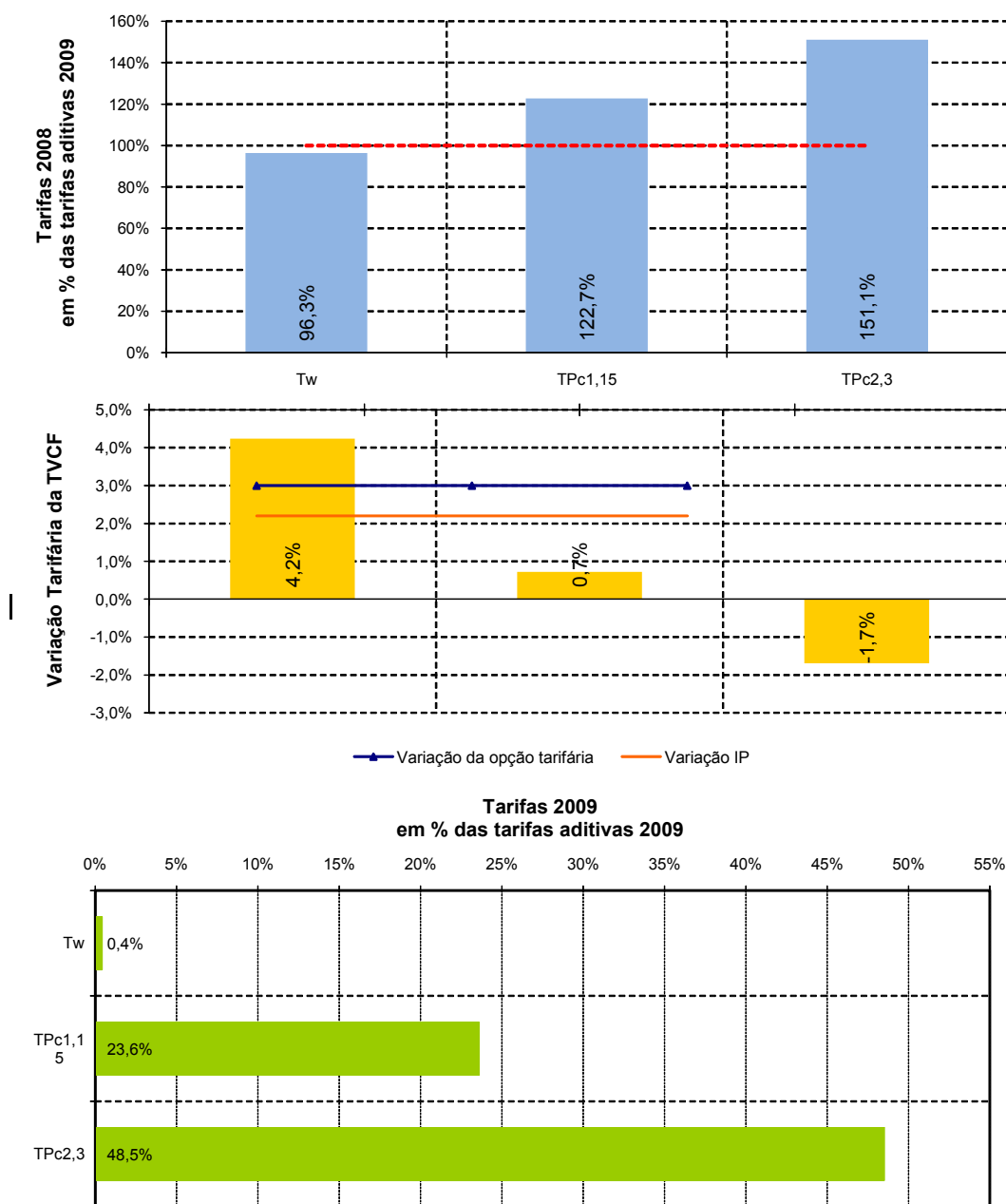




**Figura 6-15 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Simples >2,3 e <= 20,7 kVA)**



**Figura 6-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Simples <= 2,3 kVA)**



Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, de 2008 para 2009, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, obtidas pela aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas.

**Quadro 6-2 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009**

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	MAT	AT CU	AT MU	AT LU					
	5,87	-0,78	4,37	5,92					
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	MT CU	MT MU	MT LU						
	1,14	5,24	6,16						
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTE MU	BTE LU	BTN > MU	BTN > MU	BTN Sazonal>				
	3,81	6,39	4,85	4,85	6,63				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN Sazonal < Simples	BTN Sazonal < Bi-horária	BTN < Tri-horária	BTN Sazonal < Tri-horária	Iluminação Pública	BTN < Social
	3,00	3,95	4,66	2,15	5,15	4,65	7,85	7,87	2,61

**Quadro 6-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2008 para 2009**

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio					
MAT	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	-4,27	-14,11	-17,62	5,87	5,87
AT CU	-4,82	7,87	7,87	7,87	-4,61	7,87	7,87	7,87	7,87	-18,89	-24,71	5,87	5,87
AT MU	2,06	7,87	7,87	7,87	1,67	7,87	7,87	7,87	-7,44	-4,68	-24,71	5,87	5,87
AT LU	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	-13,09	-5,83	-24,71	5,87	5,87
MT CU	-4,50	4,96	7,87	7,87	-4,40	4,77	7,87	7,87	7,87	-2,98	-11,32	5,87	5,87
MT MU	2,08	7,87	7,87	7,87	1,31	7,87	7,87	7,87	2,67	4,42	-11,32	5,87	5,87
MT LU	3,11	7,87	7,87	7,87	2,70	7,87	7,87	7,87	0,11	5,72	-11,32	5,87	5,87

**Quadro 6-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2008 para 2009**

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE MU	-0,55	4,61	7,87	7,37	7,87	7,87	-5,22	4,37	4,37
BTE LU	2,84	7,87	7,87	7,87	3,01	7,87	-5,22	4,37	4,37

**Quadro 6-5 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2008 para 2009**

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > MU	5,19	7,87	7,87	-4,24	-4,24	-4,24
BTN > LU	7,87	7,87	7,87	-10,32	-10,33	-10,34
BTN Sazonal >	3,31	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87

**Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2008 para 2009**

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Pontas	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Social	4,24			0,72	-1,69								
BTN<=2,3 kVA Simples	4,24			0,72	-1,69								
BTN< Simples	5,87					-1,57	-1,66	-1,73	-1,77	-1,67	-1,66	-1,60	-1,63
BTN< Bi-horária	7,87		7,87			-4,68	-4,67	-4,66	-4,66	-4,50	-4,45	-4,38	-4,39
BTN< Tri-horária	7,87	7,87	7,87			-4,68	-4,67	-4,66	-4,66	-4,50	-4,45	-4,38	-4,39
BTN Sazonal< Simples	0,34					7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
BTN Sazonal< Bi-horária	3,39		7,87			3,84	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
BTN Sazonal < Tri-horária	7,87	7,87	7,87			3,84	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
Iluminação Pública	7,87												

### 6.2.3.1 REGRA DE FACTURAÇÃO DA IP

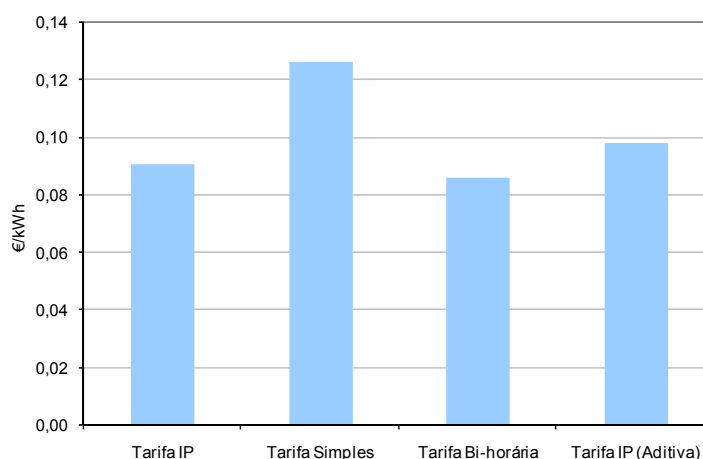
No Despacho que publicou as tarifas de energia eléctrica a vigorar em 2005, foi incluída uma regra de facturação opcional para os fornecimentos de Iluminação Pública. Esta regra justificou-se pela diferença verificada entre a aplicação a estes fornecimentos da tarifa de Iluminação Pública e da tarifa de BTN bi-horária, com vantagem para esta última. Como foi demonstrado em 2005, esta diferença não era justificada pela estrutura de custos do sector mas sim pela não aditividade das tarifas de venda a clientes finais. Assim sendo, e tendo em consideração não só o grau de previsibilidade do perfil de consumo dos fornecimentos de Iluminação Pública (bastante superior aos restantes fornecimentos) como também o custo associado à alteração dos equipamentos de medição em cerca de 40 mil pontos de entrega de Iluminação Pública, foi determinado a aplicação opcional da referida regra de facturação a estes fornecimentos, permitindo assim fazer face às preocupações legítimas destes consumidores reduzindo significativamente os custos para o sector eléctrico resultantes desta alteração de opção tarifária.

Saliente-se que os consumidores de Iluminação Pública, tal como todos os outros, são livres de escolher a opção tarifária que melhor se adequa às suas necessidades. Adicionalmente, o comercializador de

último recurso tem a obrigação de orientar os consumidores para que estes possam informadamente efectuar as melhores escolhas.

A Figura 6-17 apresenta os preços médios dos fornecimentos de Iluminação pública tomando como referência as tarifas de 2009.

**Figura 6-17 - Preço médio dos fornecimentos de Iluminação Pública aplicando diferentes opções tarifárias**



Legenda: Tarifa IP - Tarifa de Iluminação Pública; Tarifa IP (Aditiva) - Tarifa de Iluminação Pública Aditiva.

À semelhança dos cálculos efectuados no passado, os valores anteriores utilizaram como pressupostos uma potência contratada de 6,9 kVA, uma utilização da potência contratada de 4010 horas no ano e uma repartição de consumos de 26,3% no período fora de vazio e de 73,7% no período de vazio. A aplicação da tarifa bi-horária resulta num preço médio de fornecimento inferior em 5,4% ao que resulta da tarifa de Iluminação Pública, considerando as tarifas de Venda a Clientes Finais em 2009. Assim, verifica-se que, face aos preços agora estabelecidos, o interesse em manter a aplicação desta regra transitória diminui.

Na Figura 6-17 verifica-se que o preço resultante da aplicação de tarifas aditivas aos fornecimentos de Iluminação Pública é inferior aos restantes. Com efeito, a presente distorção tarifária que observamos nas actuais tarifas deixará de existir a partir do momento que se avance significativamente no processo de convergência para tarifas aditivas previsto no Regulamento Tarifário.

Tendo em conta a manutenção dos pressupostos verificados em anos anteriores, e apresentados no documento Parâmetros e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2005, considera-se propor a manutenção da aplicação transitória, em 2009, de regras de facturação opcionais para os consumidores de Iluminação Pública baseadas nas tarifas bi-horária e tri-horária de BT do comercializador de último recurso de Portugal continental. A aplicação destas regras por opção dos

consumidores de Iluminação Pública dispensa a substituição do contador de tarifa simples por um contador multi-tarifa.

A regra de facturação transitória é a seguinte:

- a) A opção tarifária a aplicar depende da potência contratada estimada. Para um valor de potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA aplica-se a tarifa bi-horária de  $BTN \leq 20,7\text{kVA}$ . Caso o valor se situe entre 20,7 e 21,4 kVA, aplica-se a tarifa tri-horária de  $BTN > 20,7\text{kVA}$ , Longas Utilizações. Para valores de potência contratada estimada superiores a 41,4 kVA aplica-se a tarifa de BTE Longas Utilizações.
- b) A potência contratada estimada, a adoptar em cada período de facturação, é encontrada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_C = \frac{0,1001 \times W}{N_D}$$

Em que  $P_C$  é a potência contratada estimada por consumidor de Iluminação Pública, para o período de facturação e  $N_D$  é o número de dias do período de facturação em causa.

- c) As energias por período horário são estimadas da seguinte forma:
- Quando a potência contratada estimada é inferior ou igual a 20,7kVA adopta-se o seguinte procedimento:

A conversão da energia total medida para a energia dos dois períodos horários de fora de vazio e de vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_{FV} = 0,263 \times W$$

$$W_V = 0,737 \times W$$

Em que,

$W$  é a energia total medida,  $W_{FV}$  é a energia fora de vazio a facturar e  $W_V$  é a energia de vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa bi-horária aplicável, tendo em conta o valor da potência contratada estimada.

O escalão de potência contratada da tarifa bi-horária a aplicar, corresponde ao escalão imediatamente acima do valor da potência contratada estimada.

- Quando a potência contratada estimada se situa entre 20,7 kVA e 41,4 kVA adopta-se o seguinte procedimento:

A conversão da energia total medida para a energia dos três períodos horários de ponta, cheias e vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,0,136 \times W$$

$$W_c = 0,127 \times W$$

$$W_v = 0,737 \times W$$

Em que,

$W$  é a energia total medida,  $W_p$  é a energia em horas de ponta a facturar,  $W_c$  é a energia em horas cheias a facturar e  $W_v$  é a energia de vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa tri-horária aplicável, tendo em conta o valor da potência contratada estimada.

O escalão de potência contratada da opção tarifária tri-horária a aplicar, corresponde ao escalão imediatamente acima do valor da potência contratada estimada.

- Quando a potência contratada estimada é superior a 41,4kVA adopta-se o seguinte procedimento:

A conversão da energia total medida para a energia dos três períodos horários de ponta, cheias e vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,0,136 \times W$$

$$W_c = 0,127 \times W$$

$$W_v = 0,737 \times W$$

Em que,

$W$  é a energia total medida,  $W_p$  é a energia em horas de ponta a facturar,  $W_c$  é a energia em horas cheias a facturar e  $W_v$  é a energia de vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa de BTE aplicável, tendo em conta o valor da potência contratada estimada.

A potência em horas de ponta a facturar deve ser estimada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_p = \frac{0,0341 \times W}{N_D}$$

Em que  $P_p$  é a potência em horas de ponta estimada por ponto de entrega de iluminação pública, para o período de facturação e  $N_D$  é o número de dias do período de facturação em causa.

A presente regra de facturação vigorará transitoriamente durante o ano de 2009.

Saliente-se, no entanto, que a adesão a esta regra de facturação é opcional não podendo ser retirado o direito do cliente poder optar por outra opção tarifária do comercializador de último recurso, ou de escolher outro fornecedor no âmbito do mercado, à semelhança do aplicável a todos os consumidores de energia eléctrica.

Esta regra de facturação é também aplicável na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira seguindo a mesma metodologia e respeitando os mesmos parâmetros publicados para Portugal continental. No caso da Região Autónoma dos Açores deve ser aplicada a tarifa bi-horária para potências estimadas inferiores ou iguais a 17,25 kVA, a tri-horária para potências estimadas superiores a 17,25 kVA e para potências estimadas superiores a 215 kVA a tarifa de BTE. No caso da Região Autónoma da Madeira deve ser aplicada a tarifa bi-horária para potências estimadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, a tri-horária para potências estimadas superiores a 20,7 kVA e para potências estimadas superiores a 62,1 kVA a tarifa de BTE.

### **6.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

#### **6.3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS**

Através da estrutura tarifária aplicada no sector eléctrico a ERSE tem procurado fornecer os sinais de preço adequados aos consumidores, sinalizando os custos de fornecimento de energia e induzindo comportamentos mais eficientes. Esta estrutura tem evoluído ao longo do tempo e tem vindo a ser aperfeiçoada.

De igual modo, promove-se a convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, estendendo as novas opções tarifárias com maior diferenciação horária também às Regiões Autónomas. Assim, em 2009 é criada uma nova opção tarifária em  $BTN \leq 20,7$  kVA que para além de incentivar a transferência de consumos para o período de vazio, à semelhança da bi-horária, fomenta a redução de consumos nos períodos de ponta onde se registam, por um lado, os preços de energia mais elevados e, por outro lado, a necessidade de novos investimentos de capacidade em infra-estruturas de rede.

Adicionalmente, na tarifa de baixa tensão especial BTE que se aplica aos fornecimentos com potência contratada superior a 20,7 kW é introduzido um período horário adicional através da divisão do período actual de vazio (duração de 10 horas por dia) em dois períodos: vazio normal (com a duração de 6 horas) e super vazio (duração de 4 horas). Encontram-se nesta tarifa cerca de 150 consumidores



empresariais de pequena e média dimensão (indústria, comércio e serviços). Esta nova opção tetra-horária contribuirá assim para aumentar os incentivos à transferência dos consumos dos períodos de fora de vazio para o período de vazio.

Para além das alterações indicadas é criada a opção tarifária tetra-horária em MT

As tarifas de Venda a Clientes Finais em MT, vigentes até 2008 nas Regiões Autónomas, apresentavam unicamente três preços de energia. Encontram-se nestas tarifas cerca de 600 clientes.

Em 2009, é estendida a aplicação de tarifas tetra-horárias aos fornecimentos MT das Regiões Autónomas. O período horário adicional é, de igual modo, criado através da divisão do período actual de vazio (duração de 10 horas por dia) em dois períodos: vazio normal (com a duração de 6 horas) e super vazio (duração de 4 horas).

Adicionalmente, à semelhança do efectuado no continente, são extintas as opções tarifárias simples para fornecimentos superiores a 20,7 kVA.

Na Região Autónoma dos Açores existe uma opção tarifária simples de BTN, para consumos sazonais e com potências contratadas superiores a 17,25 kVA. A extinção desta opção tarifária permite uniformizar o tratamento dos consumidores neste segmento em todo o território nacional generalizando a aplicação de tarifas com discriminação tri-horária.

### 6.3.2 EXTINÇÃO DE OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS DEPENDENTES DO USO

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 transitórias dependentes do uso para a Região Autónoma dos Açores (RAA).

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados durante o ano de 2007 por cliente e os preços das tarifas para 2008, foram analisados os impactes por cliente resultantes da extinção das opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica. Caracteriza-se e quantifica-se, por gama percentual de impactes e por opção tarifária, o número total de clientes que sofre, quer acréscimos quer reduções na facturação anual. As gamas de impactes definidas são de [0%; 2%[, [2%; 5%[, [5%; 10%[, [10%; 15%[ e impactes superiores a 15%. São apresentados igualmente os respectivos consumos de energia, por gama de impactes, associados quer aos acréscimos, quer às reduções tarifárias.

Nos quadros seguintes são apresentados os impactes tarifários por cliente e respectiva energia associada, que se prevêem com a extinção das tarifas transitórias na Região Autónoma dos Açores.

**Quadro 6-7 - Avaliação dos impactes da extinção das opções transitórias por cliente na RAA**

Opção Tarifária	N. de Clientes									
	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários				
	<= -15%	]-15%;-10%]	]-10%;-5%]	]-5%;-2%]	]-2%;0%]	[0%;2%[	[2%;5%[	[5%;10%[	[10%;15%[	>=15%
MT Organismos	-	-	3	91	47	-	-	-	-	-
MT Outros Consumidores	-	-	-	54	99	9	-	-	-	-
BTE Organismos	-	-	-	9	16	5	2	1	-	-
BTE Outros Consumidores	-	-	-	-	78	7	2	-	-	-
BTN > Organismos	1	-	5	36	74	53	60	51	35	72
BTN > Outros Consumidores	1	-	4	65	240	478	528	418	235	412
BTN < Bi-horária Organismos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BTN < Simples Organismos	-	-	-	296	389	124	51	2	-	-

**Quadro 6-8 - Energia associada aos impactes resultantes da extinção das opções transitórias na RAA**

Opção Tarifária	MWh/ano									
	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários				
	<= -15%	]-15%;-10%]	]-10%;-5%]	]-5%;-2%]	]-2%;0%]	[0%;2%[	[2%;5%[	[5%;10%[	[10%;15%[	>=15%
MT Organismos	-	-	281	63 551	5 237	-	-	-	-	-
MT Outros Consumidores	-	-	-	27 177	36 312	498	-	-	-	-
BTE Organismos	-	-	-	1 211	1 974	176	45	2	-	-
BTE Outros Consumidores	-	-	-	-	15 842	474	7	-	-	-
BTN > Organismos	7	-	548	2 241	3 184	1 506	1 300	665	358	286
BTN > Outros Consumidores	15	-	199	3 983	13 622	21 364	14 470	5 658	1 809	1 290
BTN < Bi-horária Organismos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BTN < Simples Organismos	-	-	-	2 208	1 031	93	13	0	-	-

Em resultado da análise dos impactes da extinção das tarifas transitórias, na revisão regulamentar ocorreram as seguintes alterações nas opções tarifárias 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 dependentes do uso BTN <Simples Organismos e BTN <bi-horária Organismos, em BTN ( $\leq 17,25$  kVA).

### 6.3.3 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas com preços iguais por

variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

Atendendo a que os preços das tarifas na Região Autónoma dos Açores e em Portugal Continental por variável de facturação são diferentes, a aplicação do princípio da convergência tarifária deve ser implementada de forma gradual tendo em conta a necessidade de atenuar os impactes tarifários observados por cada cliente. Importa referir que a obtenção de preços iguais por opção tarifária e por variável de facturação pressupõe uma alteração da estrutura de pagamentos na Região Autónoma entre opções tarifárias e entre clientes de uma mesma opção tarifária que não é isenta de impactes para alguns clientes.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores resultantes da aplicação dos princípios da aditividade e da convergência de preços são obtidas considerando, globalmente na Região Autónoma e também por opção tarifária, uma convergência de preços para os valores que seriam obtidos pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental aos fornecimentos da região.

Adicionalmente, e para cada opção tarifária, assegura-se que a estrutura de preços das várias variáveis de facturação convirja para a estrutura de preços das tarifas aditivas. Estes dois processos de convergência encontram-se definidos na Secção VIII do Capítulo V do Regulamento Tarifário, que estabelece uma convergência gradual aplicada aos preços médios por opção tarifária e também aos preços por variável de facturação, por limitação quer dos acréscimos médios em cada opção tarifária, quer dos acréscimos por termo tarifário.

À semelhança do efectuado nas tarifas de venda a Clientes Finais do Continente, verifica-se a consistência dos preços entre as opções tarifárias equivalentes da Região Autónoma dos Açores, ao abrigo do n.º 8 do artigo 127.º do Regulamento Tarifário. Verifica-se a inexistência de inconsistências, pelo que as tarifas de Venda a Clientes Finais em t-1 não sofrem alterações.

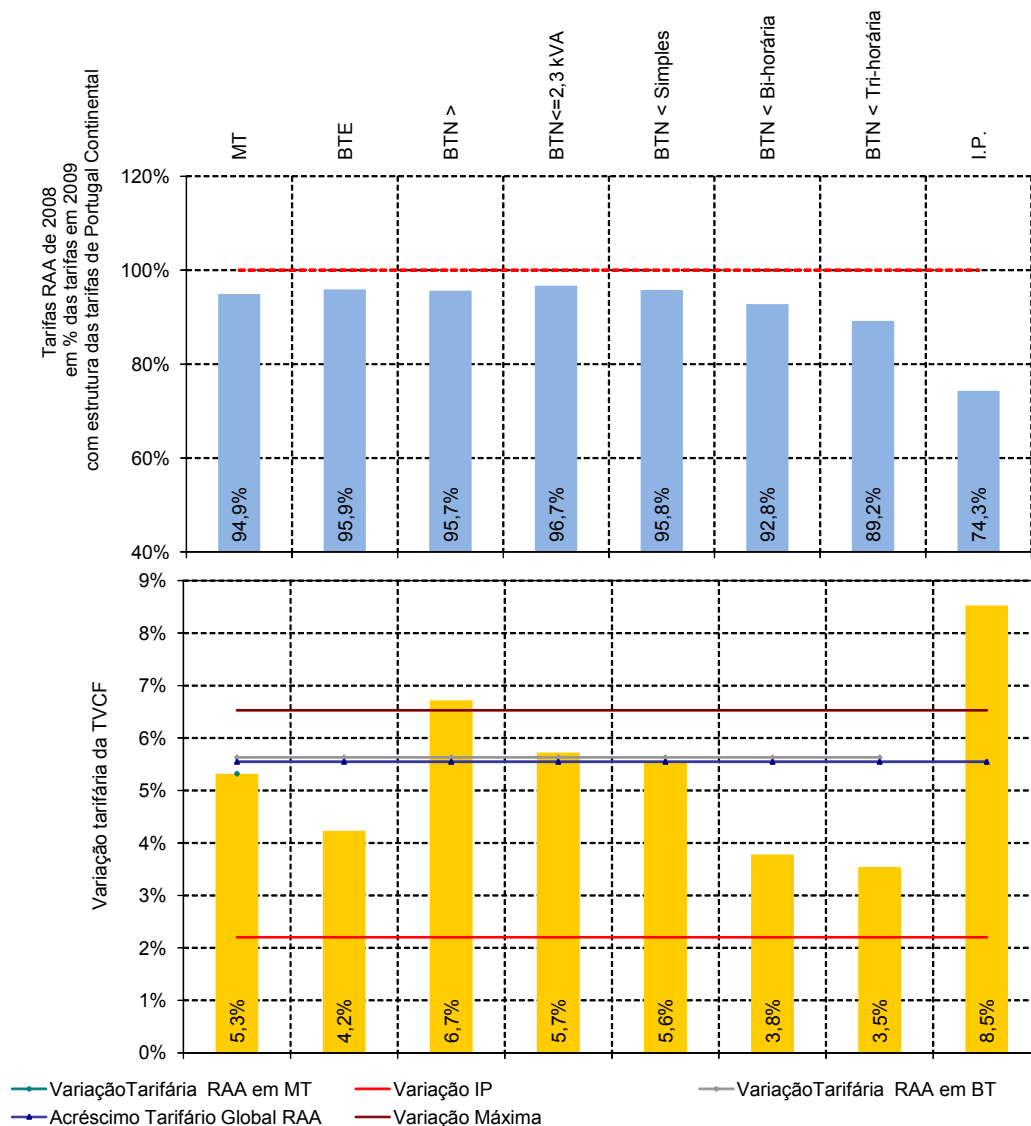
A Figura 6-18 apresenta o processo de convergência por opção tarifária entre as tarifas da Região Autónoma dos Açores e as de Portugal continental. Na parte superior da figura é possível verificar a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma dos Açores de 2008 e as de Portugal continental de 2009, escaladas por forma a obter o nível de proveitos a recuperar pelas TVCF da Região Autónoma dos Açores. A distância relativa à linha dos 100% representa a variação necessária que assegura, em cada opção tarifária, a convergência com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental. Na parte inferior do gráfico apresentam-se as variações tarifárias aplicadas entre os preços de 2008 e de 2009, tendo em consideração os limitadores máximos de variação.

A determinação de valores para estes limitadores teve em consideração o processo de convergência com Portugal continental. Assim, utilizaram-se na Região Autónoma dos Açores os mesmos limitadores,

por opção tarifária e por termo tarifário, que nas tarifas de Portugal continental, 1% por grupo tarifário acima da variação tarifária global e mais 2% por termo tarifário dentro de cada opção tarifária.

Na figura não se apresentam valores para opções tarifárias que não têm clientes.

**Figura 6-18 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas**

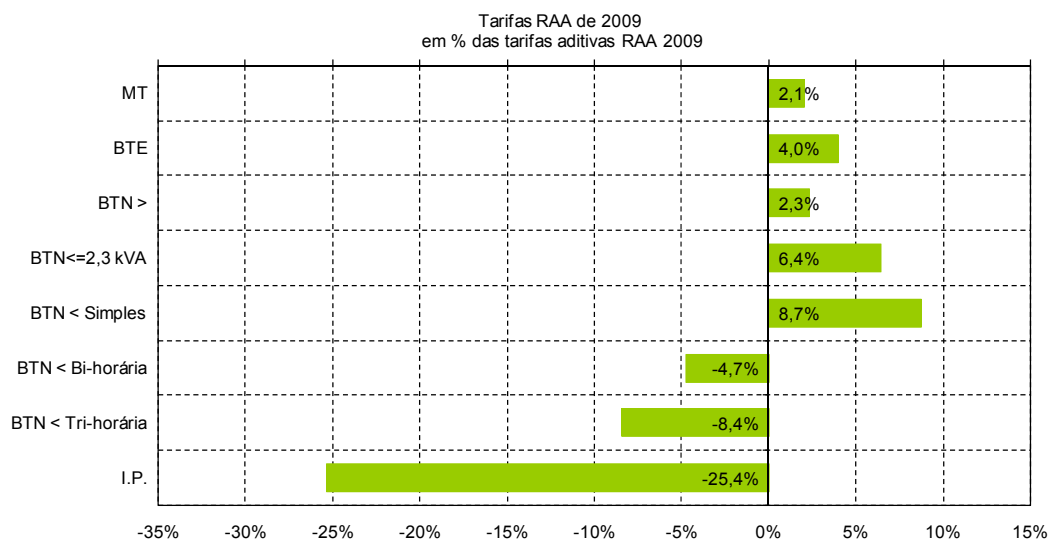


Entre as tarifas de 2008 e de 2009 regista-se uma variação tarifária global de 5,5%. Em particular, as tarifas de MT observarão uma subida de 5,3% e as de BT de 5,6%.

Na Figura 6-19 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2009 em relação às tarifas aditivas para 2009, por opção tarifária. A figura

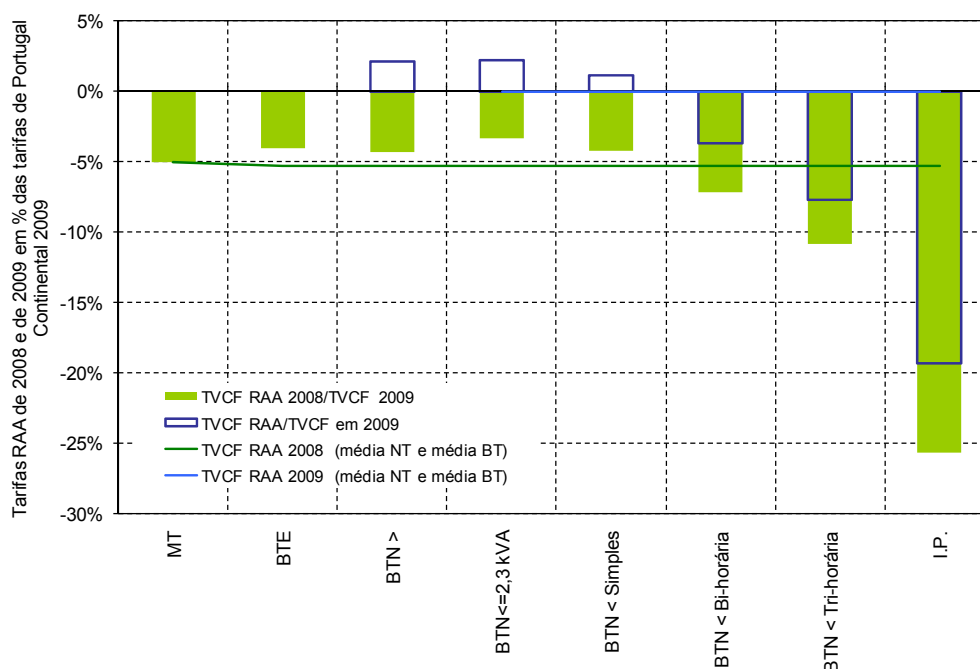
revela a diferença percentual remanescente das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2009 para a aditividade tarifária.

**Figura 6-19 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas aditivas em 2009**



A Figura 6-20 permite analisar a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma para as tarifas de Portugal continental, tendo em conta a evolução tarifária de 2008 para 2009 e as limitações à convergência impostas no cálculo tarifário. O processo tem em consideração, por um lado, o princípio da convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas aplicado a cada opção tarifária e, por outro lado, em cada opção tarifária a evolução da estrutura de preços para a estrutura de preços das tarifas aditivas. Regista-se uma acentuada convergência em todas as opções tarifárias com os valores de Portugal continental. Apenas na IP há ainda um caminho considerável a percorrer, mesmo nesta opção a convergência é substancialmente melhorada.

**Figura 6-20 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária**



Da Figura 6-21 à Figura 6-25 são apresentados os valores resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas nas opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores mais relevantes de cada nível de tensão.

O gráfico superior de cada figura permite comparar, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores de 2008, com a estrutura dos preços das tarifas aditivas de 2009, escaladas para obter as receitas por opção tarifária de acordo com o anteriormente determinado. Quando o valor é de 100% tal significa que o preço desse termo tarifário, em 2008, coincide com o valor resultante da adição das tarifas por actividade de 2009, escaladas de forma a obter a variação do preço médio em cada opção tarifária apresentado na Figura 6-18.

O gráfico intermédio de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2008 e 2009, variação que depende da posição relativa apresentada no gráfico superior e do limite máximo de variação considerado. O gráfico inferior de cada figura indica a distância a que cada preço se encontra, em 2009, do respectivo valor aditivo.

Tal como em Portugal continental a variação máxima por preço é superior em 2% à variação máxima por opção tarifária estabelecida para o respectivo nível de tensão, o que permite obter alguma variação diferenciada por preço em todas as opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores.

Nas opções tarifárias onde não existem quantidades não se aplica o mecanismo de limitação de impactes resultantes da convergência para tarifas aditivas. Não havendo consumos, nem clientes, não há impactes a limitar, assim os preços a vigorar são os que resultam da aplicação de tarifas aditivas.

Figura 6-21 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT na RAA

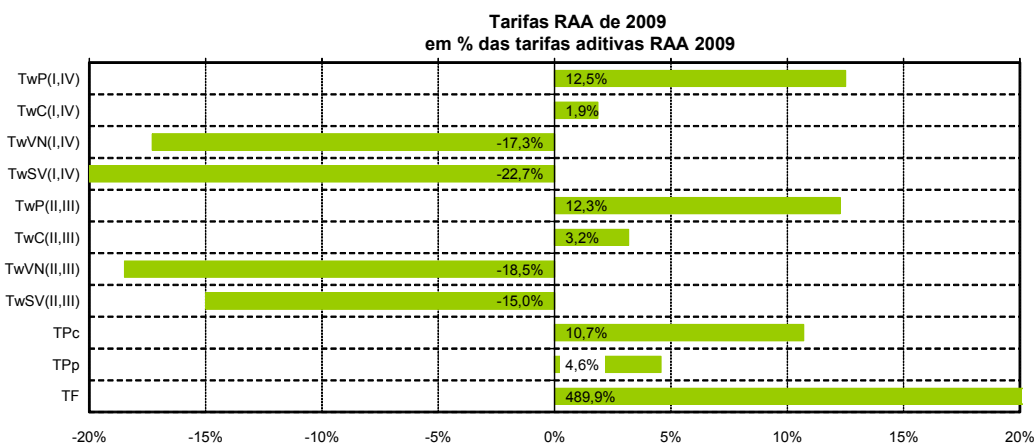
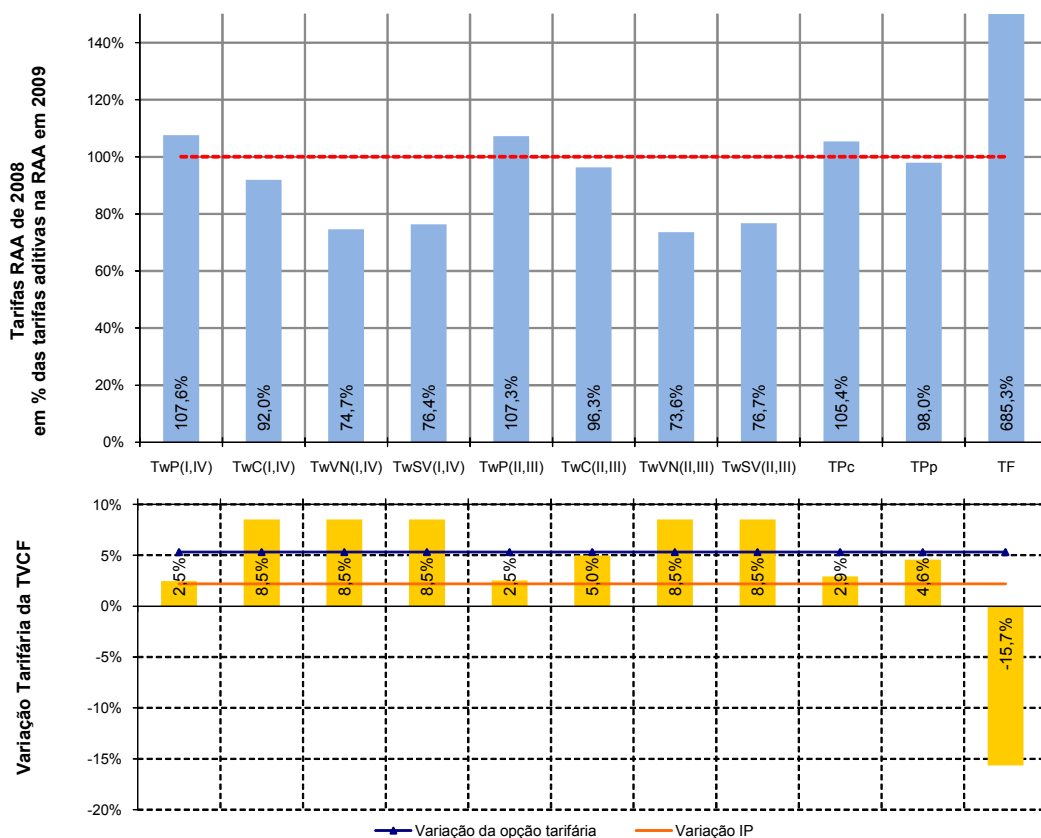
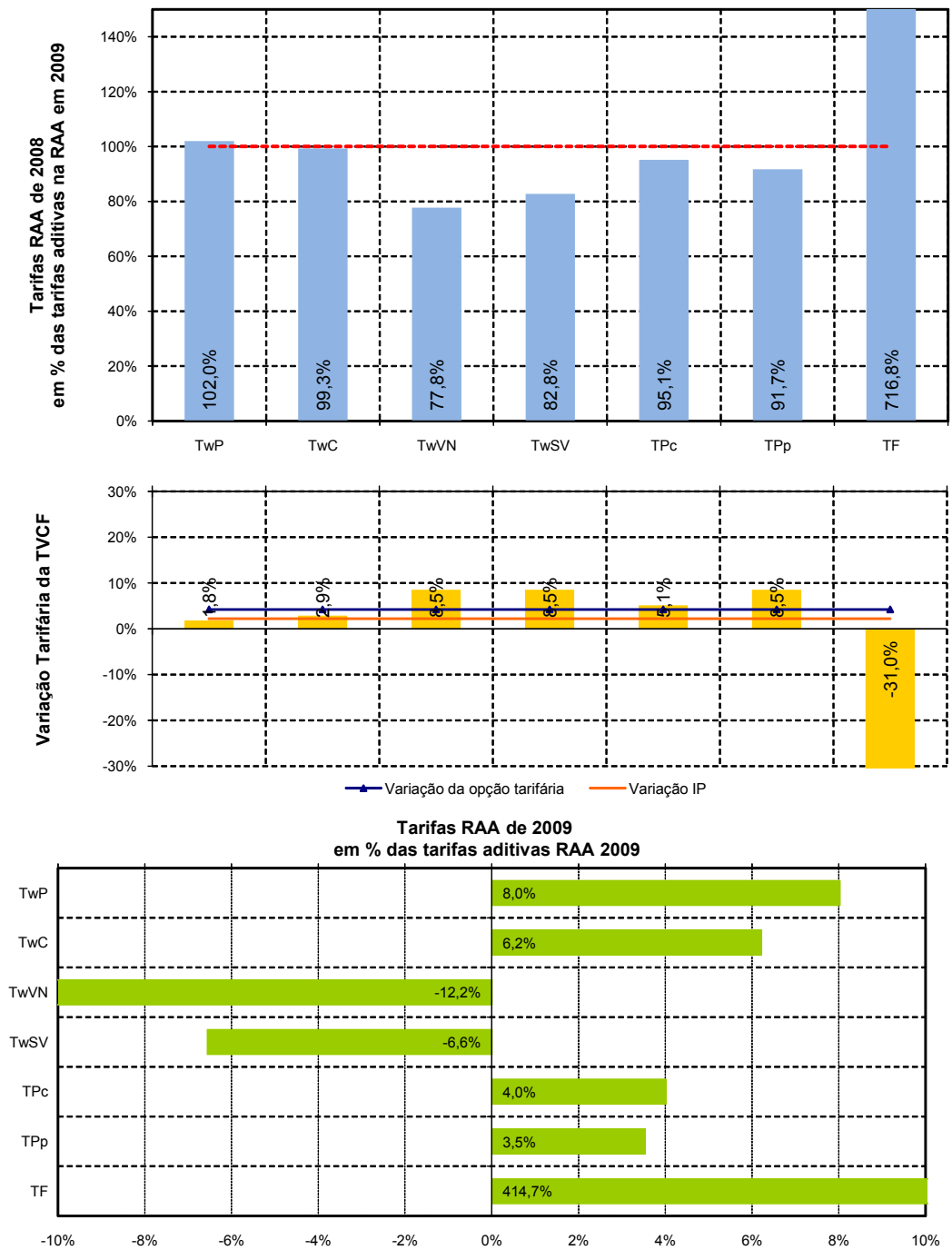
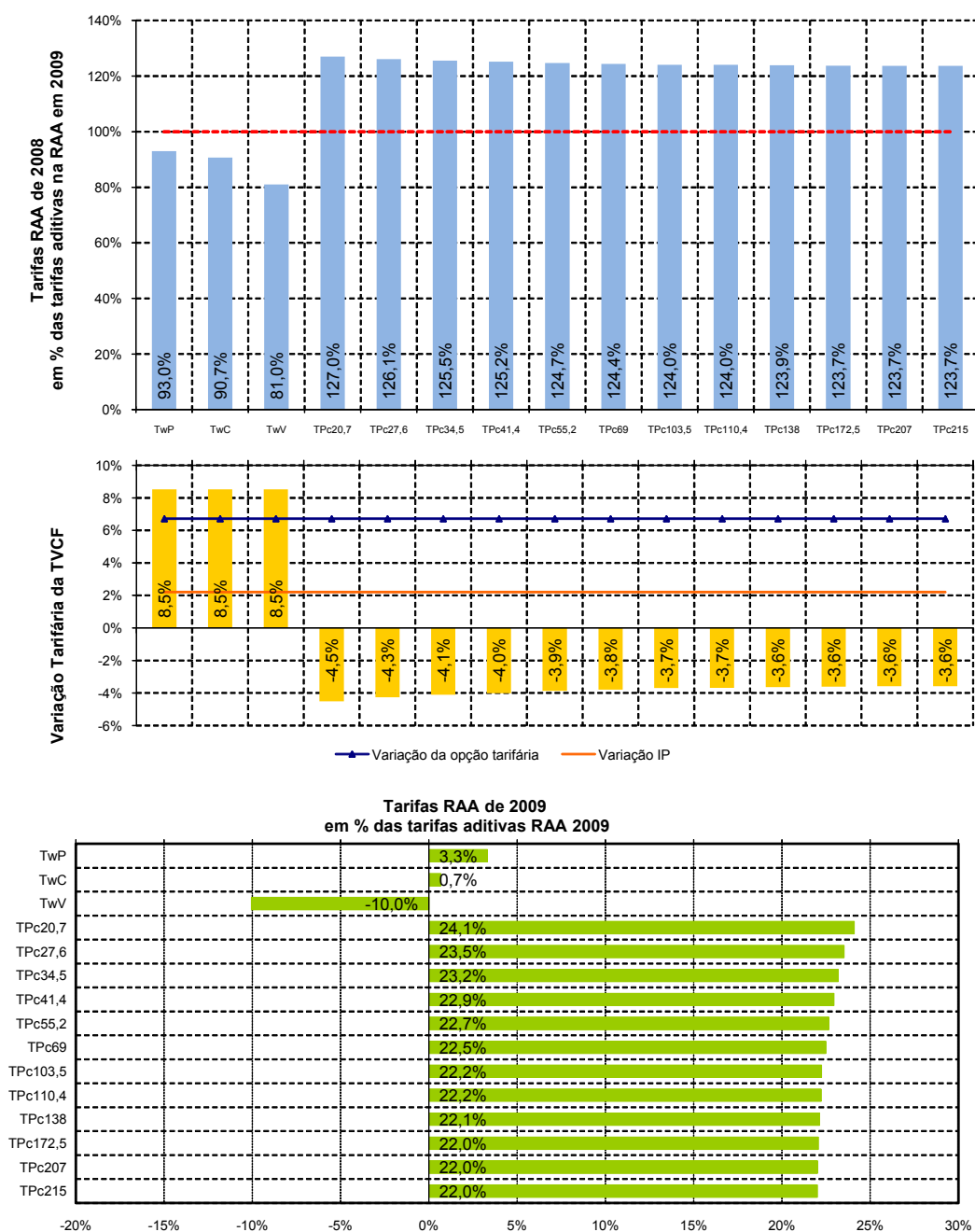


Figura 6-22 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA

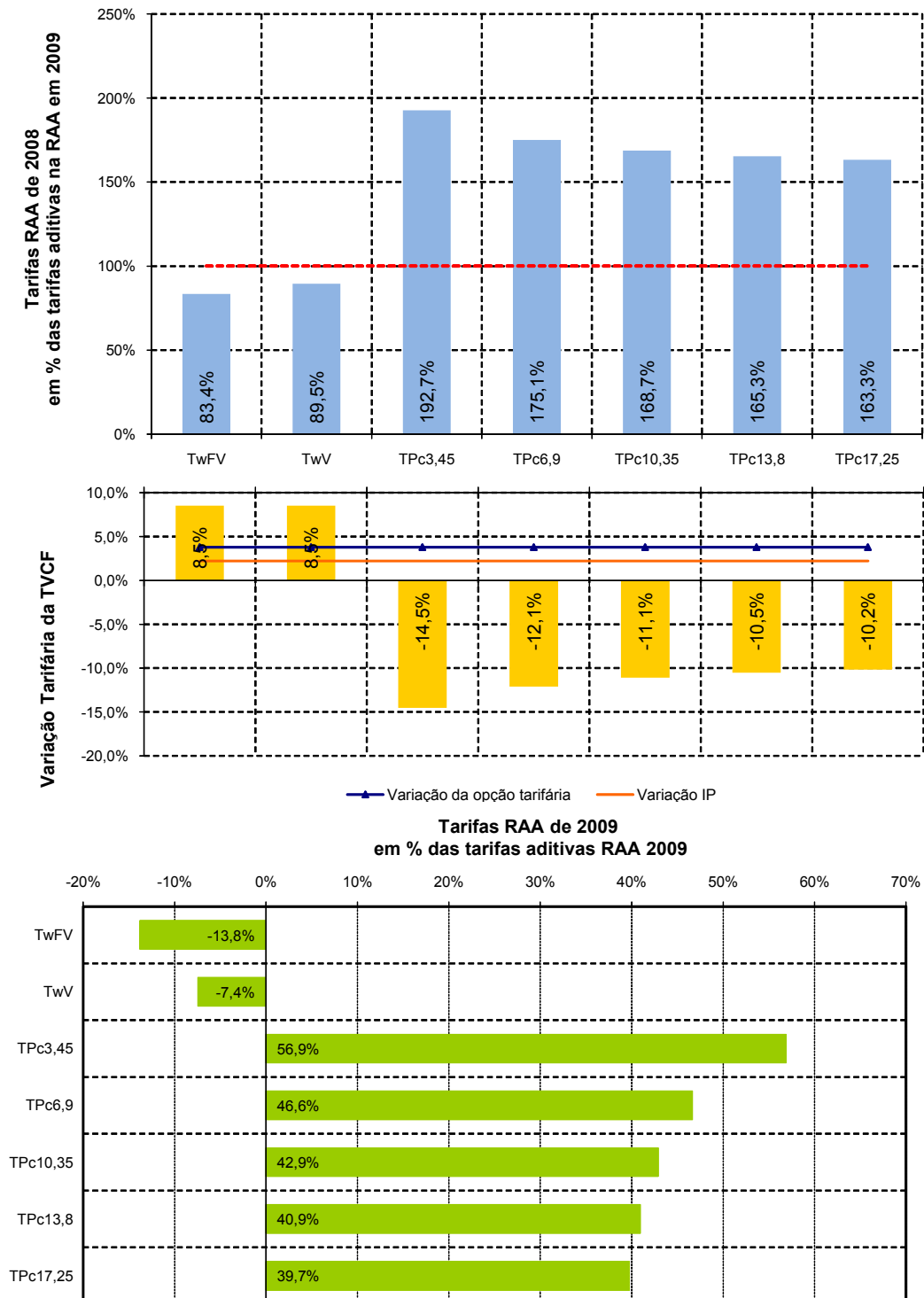




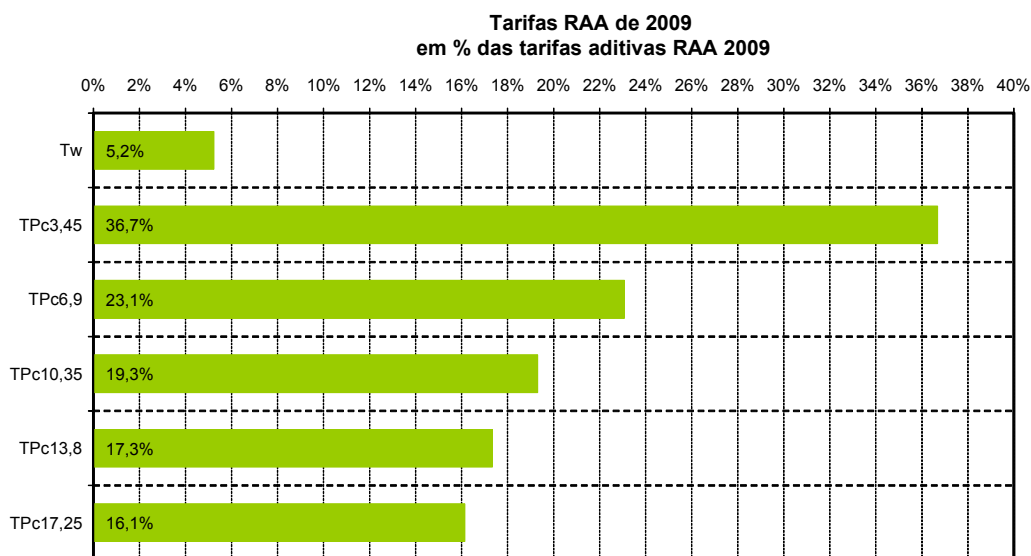
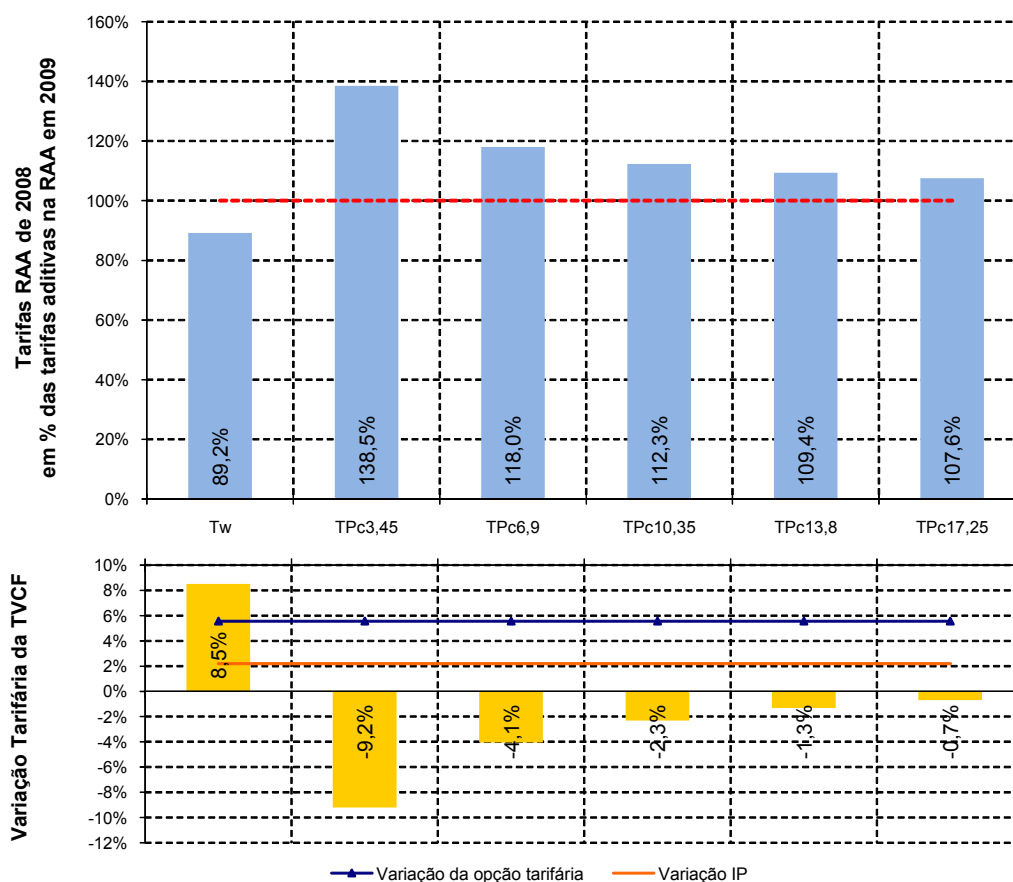
**Figura 6-23 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Tri-horária > 17,25 kVA) na RAA**



**Figura 6-24 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Bi-Horária ≤ 17,25 kVA) na RAA**



**Figura 6-25 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 17,25 kVA) na RAA**



Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, de 2008 para 2009, obtidas pela aplicação do mecanismo de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem

quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas. Na análise não são consideradas as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia, cujo processo de extinção gradual se analisa separadamente.

**Quadro 6-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2008 para 2009**

<b>Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %</b>	MT
	5,32

<b>Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %</b>	BTE
	4,23

<b>Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %</b>	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	Iluminação Pública	BTN < Social
	5,73	5,56	3,78	3,54	8,53	4,47

**Quadro 6-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT em 2009 na RAA**

<b>Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %</b>	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	2,46	8,53	8,53	8,53	2,52	4,98	8,53	8,53	2,90	4,57	-15,66	8,53	8,53

**Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2009 na RAA**

<b>Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %</b>	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	1,82	2,87	8,53	8,53	5,10	8,53	-30,95	0,09	8,53

**Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA em 2009 na RAA**

<b>Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %</b>	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA											
	Ponta	Cheias	Vazio	20,7	27,6	34,5	41,4	55,2	69	103,5	110,4	138	172,5	207	215
BTN > 17,25 kVA	8,53	8,53	8,53	-4,51	-4,26	-4,11	-4,01	-3,88	-3,80	-3,69	-3,68	-3,64	-3,60	-3,58	-3,58

**Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA em 2009 na RAA**

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA					
	Ponta	Cheia	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25
BTN ≤ 2,3 kVA Social	8,53			-4,97					
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	8,53			-4,97					
BTN ≤ 17,25 kVA Simples	8,53				-9,21	-4,06	-2,30	-1,32	-0,69
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária	8,53		8,53		-14,54	-12,10	-11,08	-10,52	-10,16
BTN ≤ 17,25 kVA Tri-horária	8,53	8,53	8,53		-14,54	-12,10	-11,08	-10,52	-10,16
Iluminação Pública	8,53								

#### 6.3.4 PROCESSO DE EXTINÇÃO GRADUAL DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Nos termos do Regulamento Tarifário as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia que se mantiveram em vigor em virtude da necessidade de limitação de impactos tarifários elevados, devem ser progressivamente extintas. Para o efeito, está prevista a aplicação de um factor de crescimento adicional aos preços destas tarifas com vista a torná-las menos atractivas aos clientes promovendo-se a escolha de opções tarifárias alternativas.

Na Região Autónoma dos Açores considerou-se que os termos destas opções tarifárias deveriam variar 3% acima da variação média global das restantes tarifas de Venda a Clientes finais aplicáveis na Região Autónoma.

Esta regra aplica-se desde que os proveitos associados à aplicação das tarifas aditivas sejam recuperados. Caso contrário aplica-se a variação tarifária necessária para obter os proveitos associados à aplicação de tarifas aditivas.

Assim, na Região Autónoma dos Açores as duas opções tarifárias transitórias são aprovados, sendo expectável que com este padrão de evolução possam ser extintas no início do próximo período de regulação.

## **6.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

### **6.4.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS**

Através da estrutura tarifária aplicada no sector eléctrico a ERSE tem procurado fornecer os sinais de preço adequados aos consumidores, sinalizando os custos de fornecimento de energia e induzindo comportamentos mais eficientes. Esta estrutura tem evoluído ao longo do tempo e tem vindo a ser aperfeiçoada.

De igual modo promove-se a convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, estendendo as novas opções tarifárias com maior diferenciação horária também às Regiões Autónomas. Assim, em 2009 é criada uma nova opção tarifária em  $BTN \leq 20,7$  kVA que para além de incentivar a transferência de consumos para o período de vazio, à semelhança da bi-horária, fomenta a redução de consumos nos períodos de ponta onde se registam, por um lado, os preços de energia mais elevados e, por outro lado, a necessidade de novos investimentos de capacidade em infra-estruturas de rede.

#### **CRIAÇÃO DA OPÇÃO TETRA-HORÁRIA EM BTE**

Adicionalmente, na tarifa de baixa tensão especial BTE que se aplica aos fornecimentos com potência contratada superior a 62,1 kW é introduzido um período horário adicional através da divisão do período actual de vazio (duração de 10 horas por dia) em dois períodos: vazio normal (com a duração de 6 horas) e super vazio (duração de 4 horas). Encontram-se nesta tarifa cerca de 895 consumidores empresariais de pequena e média dimensão (indústria, comércio e serviços).

Para além das alterações indicadas é criada a opção tarifária tetra-horária em MT

As tarifas de Venda a Clientes Finais em MT, vigentes até 2008 nas Regiões Autónomas, apresentavam unicamente três preços de energia.

Em 2009 é estendida a aplicação de tarifas tetra-horárias aos fornecimentos de MT das Regiões Autónomas. O período horário adicional é, de igual modo, criado através da divisão do período actual de vazio (duração de 10 horas por dia) em dois períodos: vazio normal (com a duração de 6 horas) e super vazio (duração de 4 horas).

Adicionalmente, à semelhança do efectuado no Continente, são extintas as opções tarifárias simples para fornecimentos superiores a 20,7 kVA.

#### 6.4.2 EXTINÇÃO DE OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS DEPENDENTES DO USO

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados durante o ano de 2007 por cliente e os preços das tarifas de venda a clientes finais verificados em 2008, foram analisados os impactes por cliente resultantes da extinção das opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica. Caracteriza-se e quantifica-se, por gama percentual de impactes e por opção tarifária, o número total de clientes que sofre quer acréscimos quer reduções na facturação anual. As gamas de impactes definidas são de [0%; 2%[, [2%; 5%[, [5%; 10%[, [10%; 15%[ e impactes superiores a 15%. Esta análise foi realizada com detalhe do nível de tensão, i.e. para MT, BTE e BTN, para a Região Autónoma da Madeira, tendo sido consideradas potências contratadas até 2.3 kVA, em baixa tensão normal (BTN). São apresentados igualmente os respectivos consumos de energia, por gama de impactes, associados quer aos acréscimos, quer às reduções tarifárias.

Nos quadros seguintes são apresentados os impactes tarifários por cliente e respectiva energia associada, que se prevêem com a extinção das tarifas transitórias na Região Autónoma da Madeira.

**Quadro 6-14 - Avaliação dos impactes da extinção das opções transitórias por cliente na RAM**

Opção Tarifária	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários					
	<= -15%	]-15%;-10%]	]-10%;-5%]	]-5%;-2%]	]-2%;0%]	[0%;2%[	[2%;5%[	[5%;10%[	[10%;15%[	>=15%	
MT 30 kV CU											
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
MT 30 kV MU											
Consumidores Especiais	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	
MT 6,6 kV CU											
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	
MT 6,6 kV MU											
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	
MT 6,6 kV LU											
Consumidores Especiais	0	3	3	5	6	10	28	14	4	0	
BTE MU											
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	3	70	20	39	
BTE LU											
Consumidores Especiais	0	0	0	1	3	6	0	0	0	0	
BTN >											
Consumidores Especiais	20	4	5	2	1	1	2	1	1	2	
BTN > MU											
Consumidores Especiais	48	10	17	12	8	9	16	17	0	0	
BTN > LU											
Consumidores Especiais	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
BTN < Bi-horária											
Consumidores Especiais	2	1	2	2	1	1	3	12	1	0	
BTN < Simples											
Consumidores Especiais	101	77	83	49	38	42	70	8	0	0	
BTN < Bi-horária											
Não Domésticos	0	0	0	0	0	0	7	18	5	17	
BTN < Simples											
Não Domésticos	0	0	0	292	1272	0	0	0	0	0	

**Quadro 6-15 - Energia associada aos impactes resultantes da extinção das opções transitórias na RAM**

Opção Tarifária	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários				
	<= -15%	] -15%; -10%]	] -10%; -5%]	] -5%; -2%]	] -2%; 0%]	[ 0%; 2%[	[ 2%; 5%[	[ 5%; 10%[	[ 10%; 15%[	>=15%
MT 30 kV CU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT 30 kV MU	0	0	0	0	4	420	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MT 6,6 kV CU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	277
Consumidores Especiais	0	0	162	0	0	0	6	0	0	0
MT 6,6 kV MU	0	41	110	464	1 140	2 599	28 100	11 790	3 877	0
Consumidores Especiais	0	0	206	15	0	4	442	15 640	2 011	2 023
BTE MU	0	0	0	1	255	872	74	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	1	255	872	74	0	0	0
BTE LU	0	231	353	134	49	80	95	98	38	197
Consumidores Especiais	0	235	478	492	396	480	1 257	1 730	0	0
BTE > MU	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	2	4	8	4	8	51	447	48	0
BTN < Bi-horária	0	69	148	164	204	8	51	447	48	0
Consumidores Especiais	0	0	0	0	35	0	2 787	3 562	480	494
BTN < Simples	0	0	0	66	82 742	0	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	66	82 742	0	0	0	0	0
BTN < Bi-horária	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BTN < Simples	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BTN < Simples	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumidores Especiais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Em resultado da análise dos impactes da extinção das tarifas transitórias, na revisão regulamentar ocorreram as seguintes alterações 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 ( $\leq 20,7$  kVA).



### 6.4.3 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas com preços iguais por variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

Atendendo a que os preços das tarifas na Região Autónoma dos Açores e em Portugal Continental por variável de facturação são diferentes, a aplicação do princípio da convergência tarifária deve ser implementada de forma gradual tendo em conta a necessidade de atenuar os impactes tarifários observados por cada cliente. Importa referir que a obtenção de preços iguais por opção tarifária e por variável de facturação pressupõe uma alteração da estrutura de pagamentos na Região Autónoma entre opções tarifárias e entre clientes de uma mesma opção tarifária que não é isenta de impactes para alguns clientes.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira resultantes da aplicação dos princípios da aditividade e da convergência de preços são obtidas considerando, globalmente na Região Autónoma e também por opção tarifária, uma convergência de preços para os valores que seriam obtidos pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental aos fornecimentos da região.

Adicionalmente, e para cada opção tarifária, assegura-se que a estrutura de preços das várias variáveis de facturação convirja para a estrutura de preços das tarifas aditivas. Estes dois processos de convergência encontram-se definidos na Secção VIII do Capítulo V do Regulamento Tarifário, que estabelece uma convergência gradual aplicada aos preços médios por opção tarifária e também aos preços por variável de facturação, por limitação quer dos acréscimos médios em cada opção tarifária, quer dos acréscimos por termo tarifário.

À semelhança do efectuado nas tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente, verifica-se a consistência dos preços entre as opções tarifárias equivalentes da Região Autónoma da Madeira, ao abrigo do n.º 8 do artigo 130.º do Regulamento Tarifário. Detectou-se um número muito reduzido de inconsistências que foram corrigidas preservando as receitas por opção tarifária. As correcções efectuadas tiveram como contrapartida a alteração dos preços que em termos de convergência eram os mais afastados das tarifas aditivas, promovendo-se a aditividade tarifária.

Assim, na Região Autónoma da Madeira (RAM) foram efectuadas alterações aos preços das tarifas a seguir elencadas:

- Aumento do termo fixo da TVCF em MT 30kV, MT 6,6 kV e MT 6,6 kV Longas utilizações para consumidores especiais, igualando-o ao da TVCF em MT 6,6 kV Curtas utilizações para consumidores especiais, por contrapartida do decréscimo do preço da potência em horas de ponta;
- Aumento do termo fixo da TVCF em BTE Médias utilizações para consumidores especiais, igualando-o ao de BTE, por contrapartida do decréscimo do preço da potência em horas de ponta;
- Aumento do preço de energia reactiva fornecida e recebida da TVCF em MT 30kV, MT 6,6 kV e MT 6,6 kV Longas utilizações para consumidores especiais, igualando-o ao da TVCF em MT 6,6 kV Curtas utilizações para consumidores especiais, por contrapartida do decréscimo do preço da potência em horas de ponta.

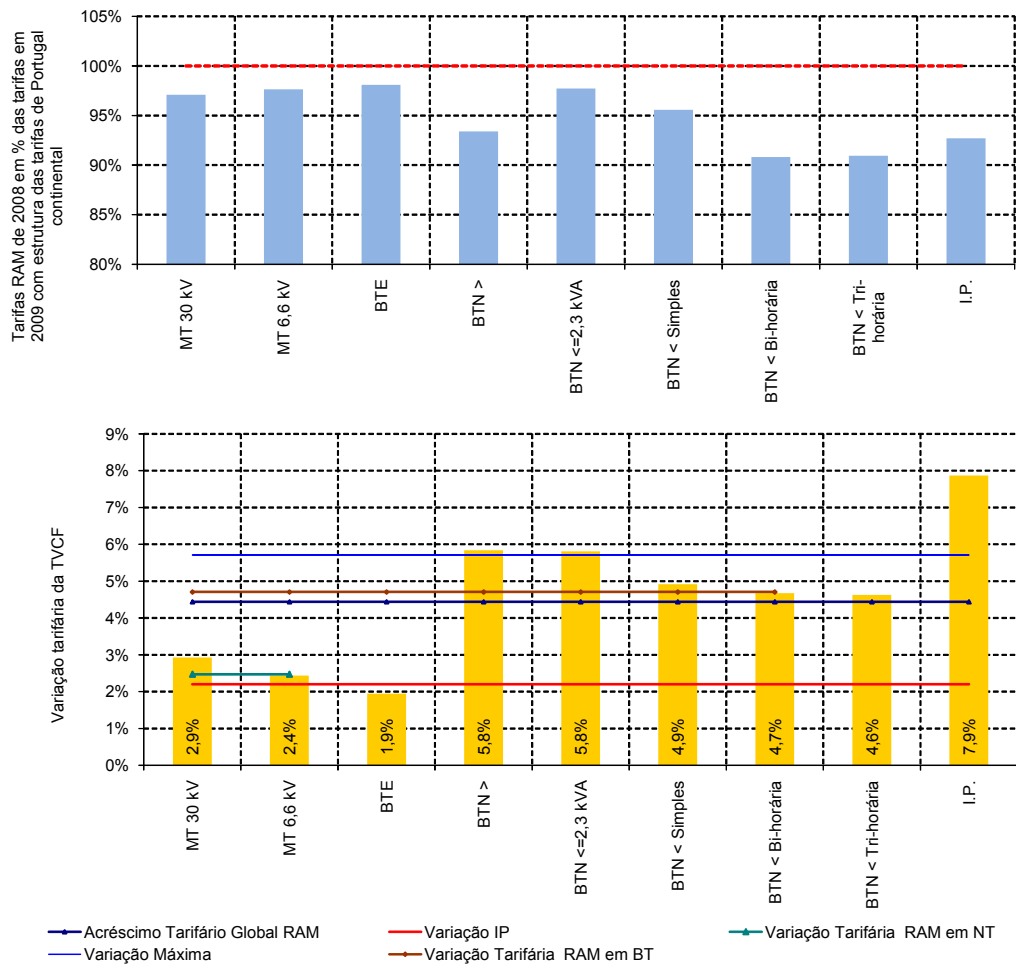
Em anexo a este documento apresentam-se tabelas que comparam os preços antes e depois das alterações referidas.

A Figura 6-26 apresenta o processo de convergência por opção tarifária entre as tarifas da Região Autónoma da Madeira e as de Portugal continental. Na parte superior da figura é possível verificar a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma da Madeira de 2008 e as de Portugal continental de 2009, escaladas por forma a obter o nível de proveitos a recuperar pelas TVCF da Região Autónoma da Madeira. A distância relativa à linha dos 100% representa a variação necessária que assegura, em cada opção tarifária, a convergência com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental. Na parte inferior do gráfico apresentam-se as variações tarifárias aplicadas entre os preços de 2008 e de 2009, tendo em consideração os limitadores máximos de variação.

A determinação de valores para estes limitadores teve em consideração o processo de convergência com Portugal continental. Assim, utilizaram-se na Região Autónoma da Madeira os mesmos limitadores, por opção tarifária e por termo tarifário, que nas tarifas de Portugal continental, 5,9% e 7,9% respectivamente. Não se considerou o limitador em função da variação tarifária global da Região Autónoma, uma vez que este limitaria as variações tarifárias a valores inferiores aos de Portugal continental, prejudicando a convergência na região.

Na figura não se apresentam valores para opções tarifárias que não têm clientes.

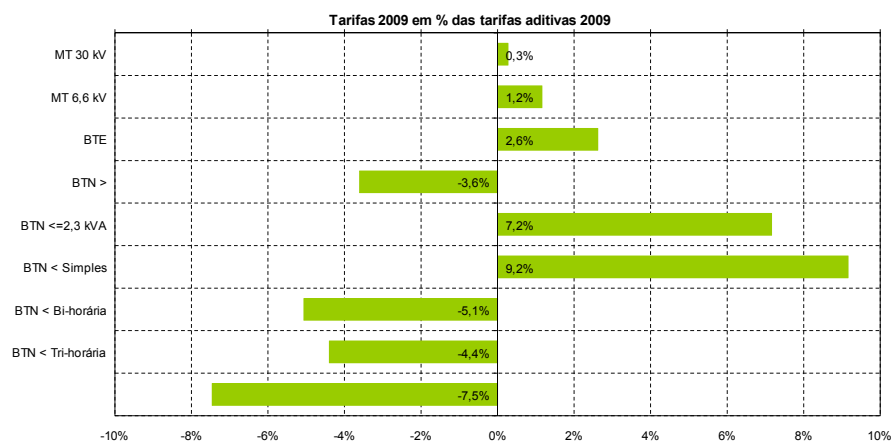
**Figura 6-26 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas**



Entre as tarifas de 2008 e de 2009 regista-se um aumento tarifário global de 4,4%. Por nível de tensão, as variações são 2,5% em MT e 4,7% em BT.

Na Figura 6-27 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2009 em relação às tarifas aditivas para 2009, por opção tarifária. A figura revela a diferença percentual remanescente das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2009 para a aditividade tarifária.

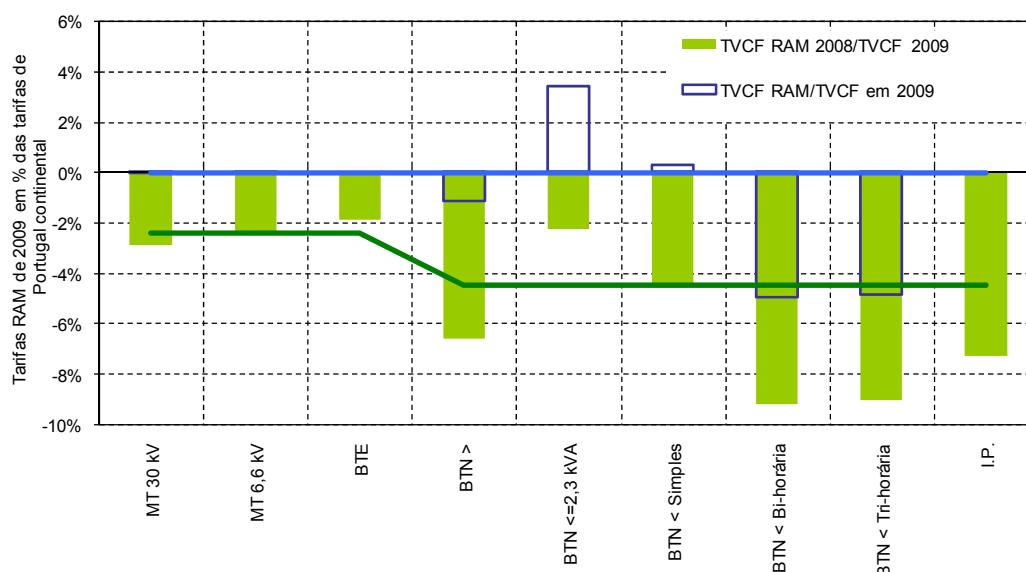
**Figura 6-27 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas aditivas em 2009**



A Figura 6-28 permite analisar a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma para as tarifas de Portugal continental, tendo em conta a evolução tarifária de 2008 para 2009 e as limitações à convergência impostas no cálculo tarifário. O processo tem em consideração, por um lado, o princípio da convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas aplicado a cada opção tarifária e, por outro lado, em cada opção tarifária a evolução da estrutura de preços para a estrutura de preços das tarifas aditivas.

A convergência tarifária entre a Região Autónoma da Madeira e o continente está praticamente concluída.

**Figura 6-28 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária**



Da Figura 6-29 à Figura 6-33 são apresentados os valores resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas nas opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira mais relevantes de cada nível de tensão.

O gráfico superior de cada figura permite comparar, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira de 2008, com a estrutura dos preços das tarifas aditivas de 2009, escaladas para obter as receitas por opção tarifária de acordo com o anteriormente determinado. Quando o valor é de 100% tal significa que o preço desse termo tarifário, em 2008, coincide com o valor resultante da adição das tarifas por actividade de 2009, escaladas de forma a obter a variação do preço médio em cada opção tarifária apresentado na Figura 6-29.

O gráfico intermédio de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2008 e 2009, variação que depende da posição relativa apresentada no gráfico superior e do limite máximo de variação considerado. O gráfico inferior de cada figura indica a distancia que cada preço de encontra, em 2009, do respectivo valor aditivo.

Tal como em Portugal continental a variação máxima por preço é superior em 2% à variação máxima por opção tarifária estabelecida para o respectivo nível de tensão, o que permite obter alguma variação diferenciada por preço em todas as opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira.

Nas opções tarifárias onde não existem quantidades não se aplica o mecanismo de limitação de impactes resultantes da convergência para tarifas aditivas. Não havendo consumos nem clientes não há impactes a limitar, assim os preços a vigorar são os que resultam da aplicação de tarifas aditivas.

Figura 6-29 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT 6,6 kV na RAM

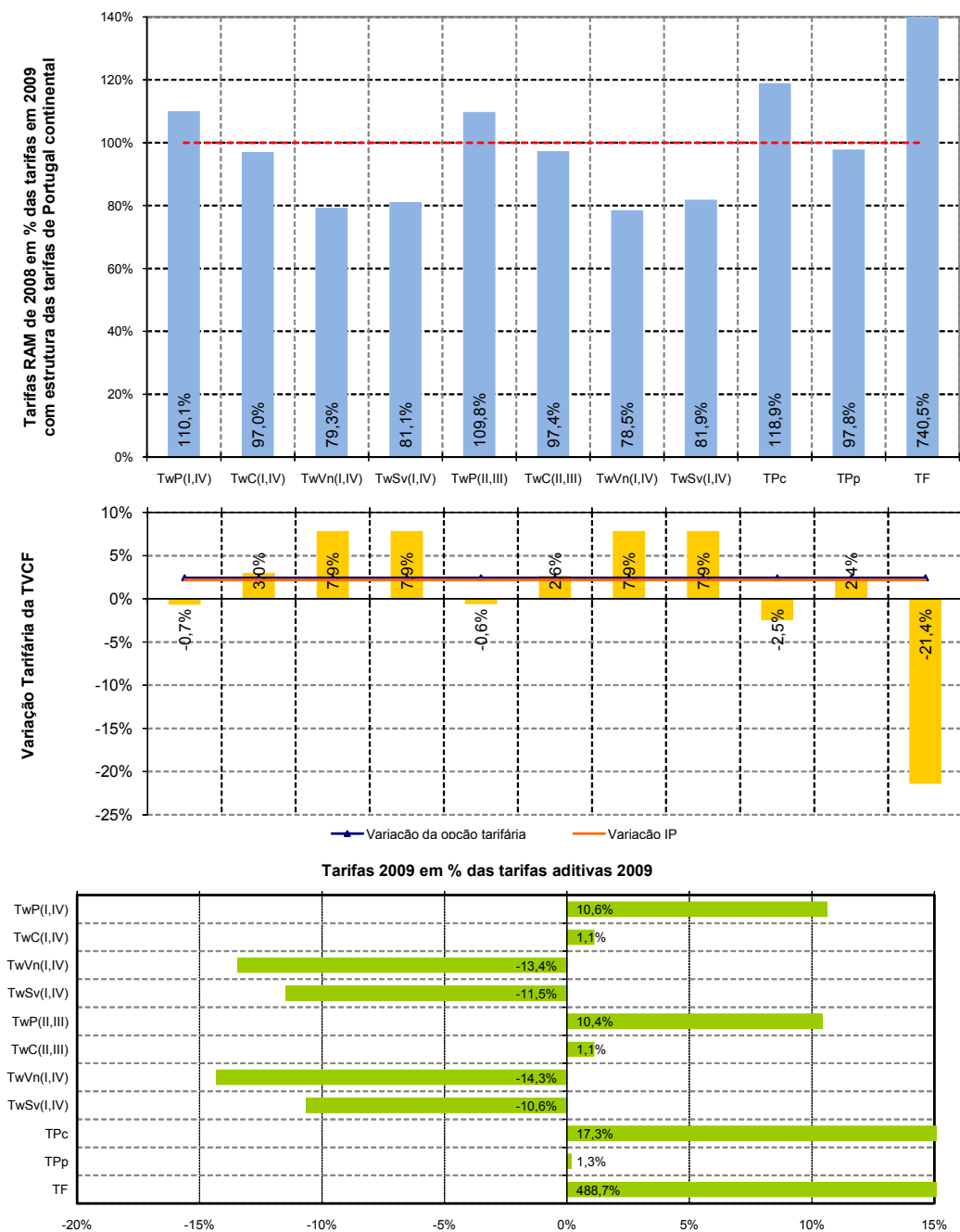
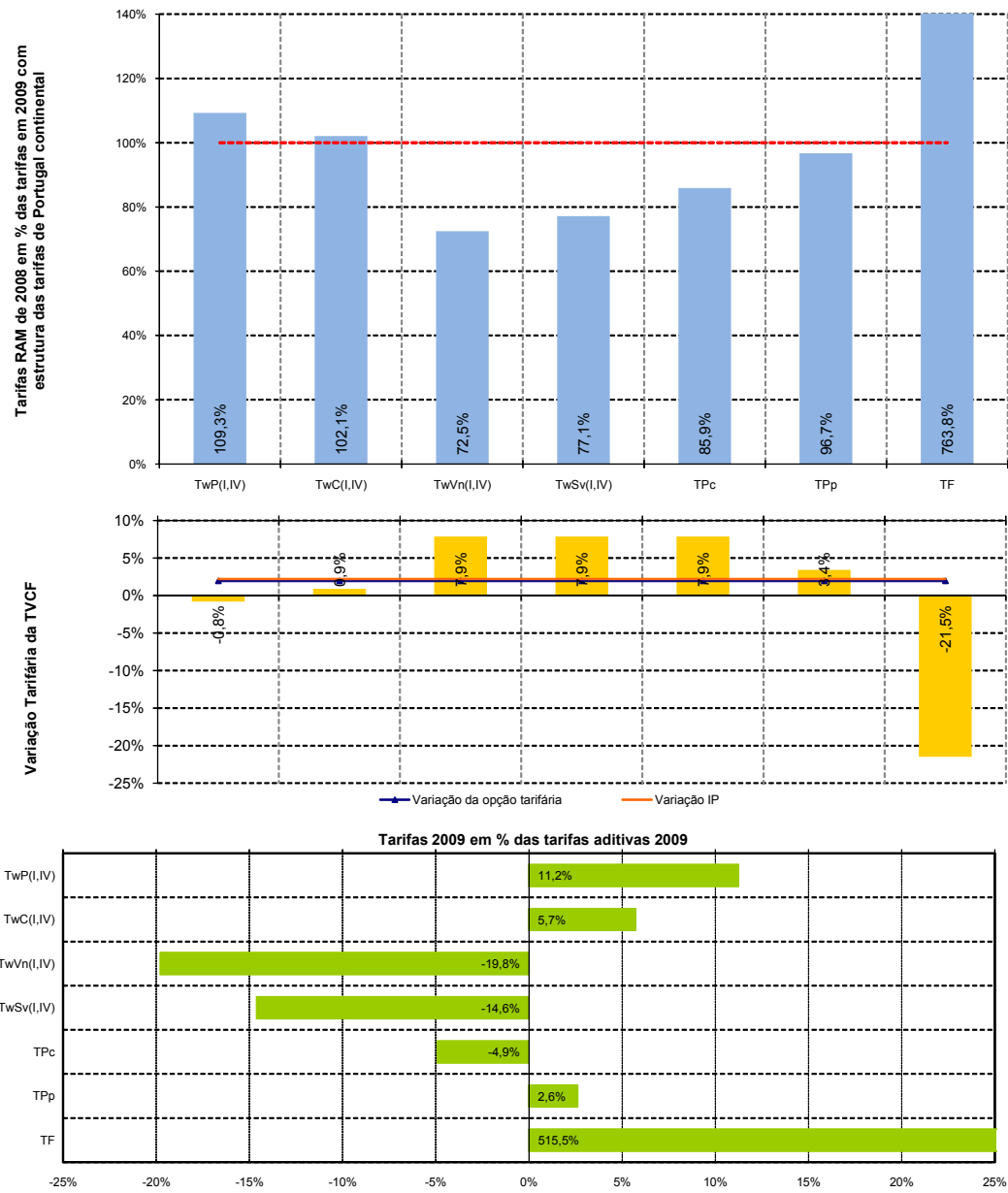
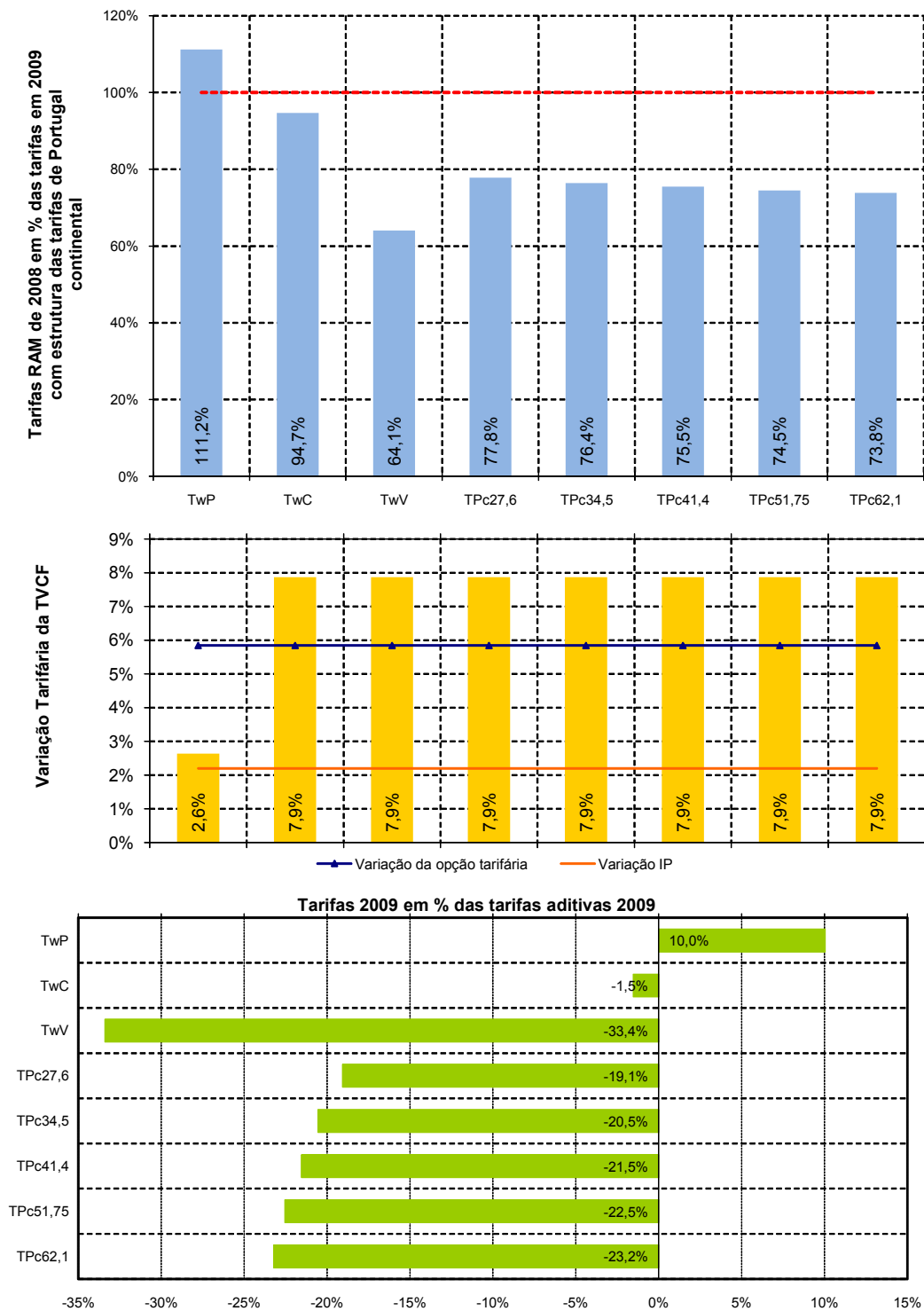


Figura 6-30 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM

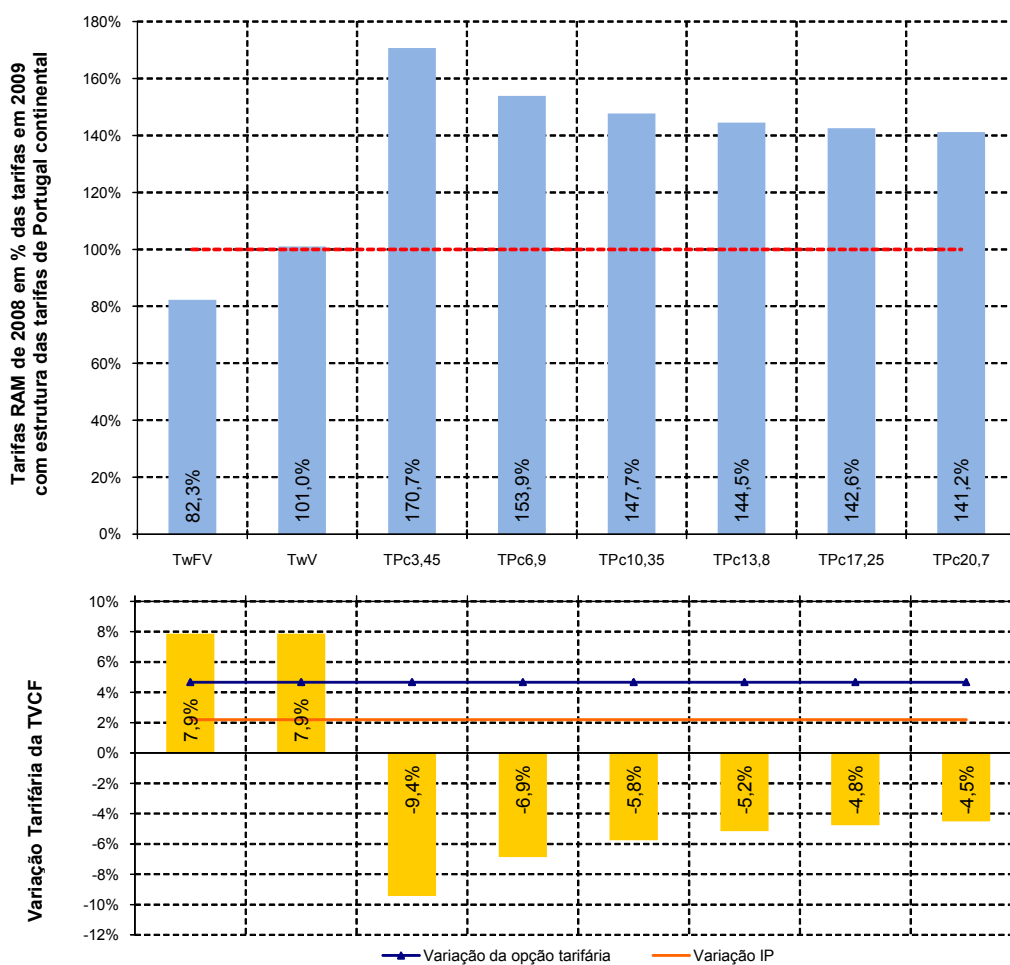


**Figura 6-31 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Tri-Horária > 20,7 kVA) na RAM**

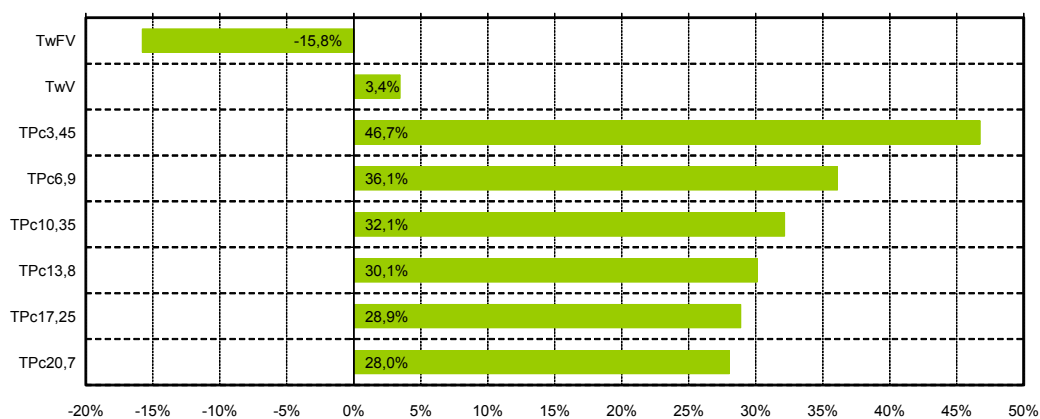




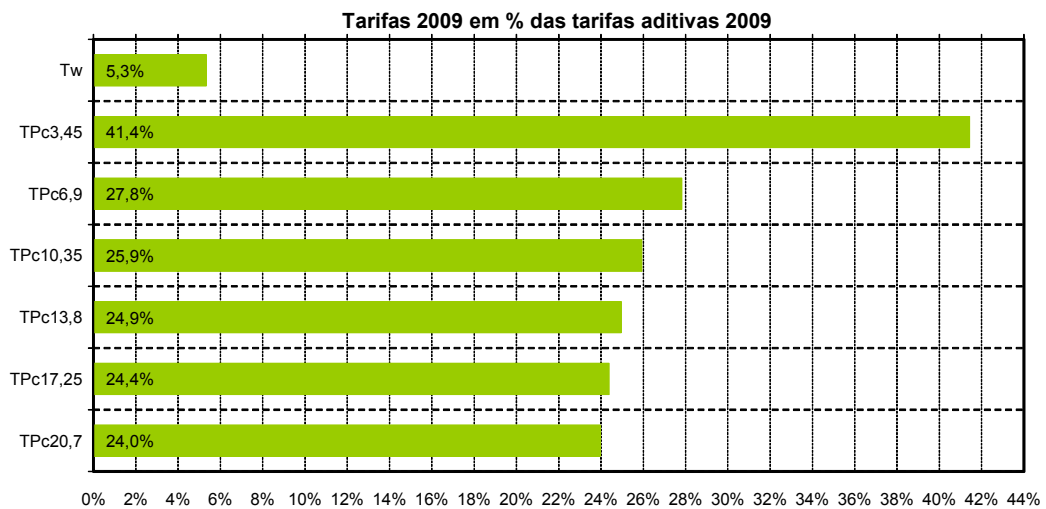
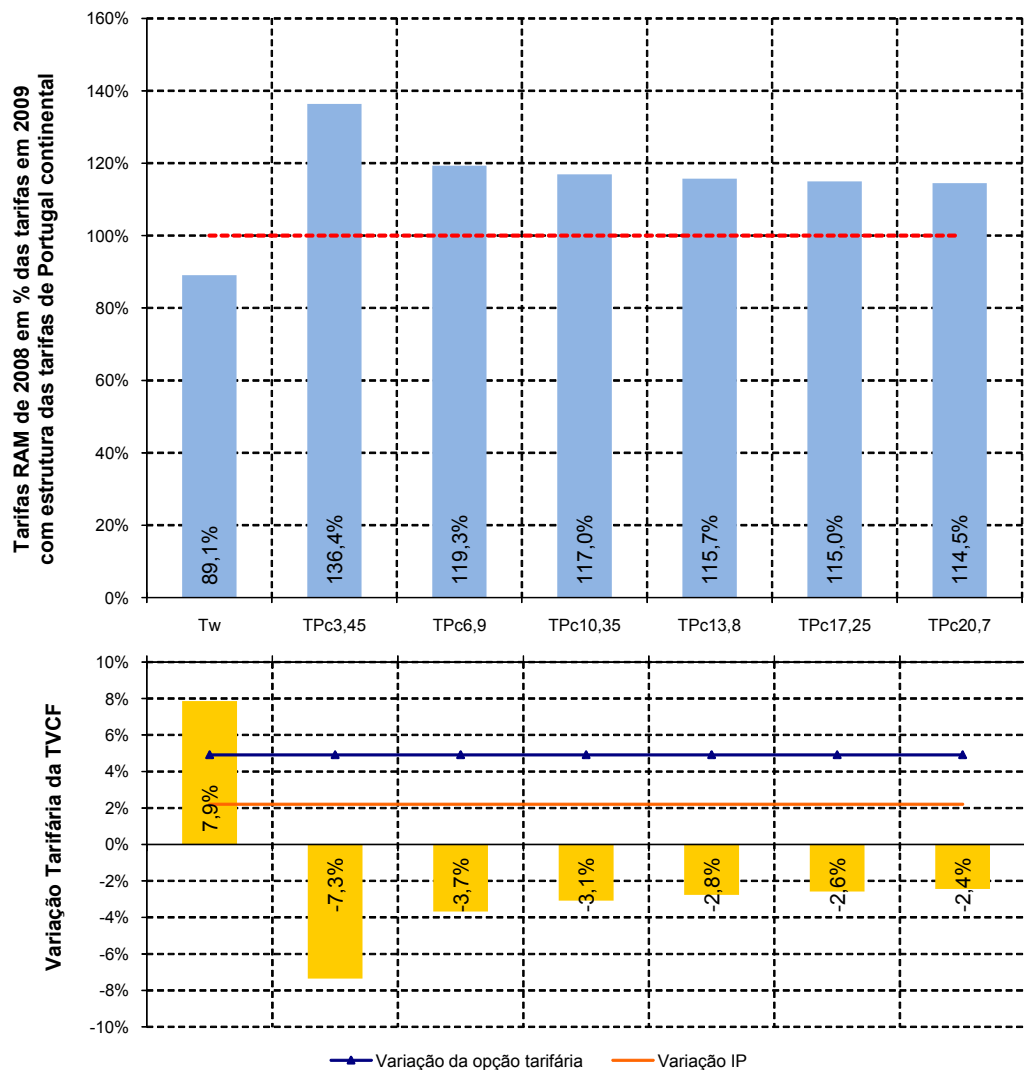
**Figura 6-32 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN  
(Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA) na RAM**



**Tarifas 2009 em % das tarifas aditivas 2009**



**Figura 6-33 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA) na RAM**



Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, de 2008 para 2009, obtidas pela aplicação dos mecanismos de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas. Na análise não são consideradas as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia, cujo processo de extinção gradual se analisa separadamente.

**Quadro 6-16 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2009**

<b>Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %</b>	MT 30 kV	MT 6,6 kV				
	2,93	2,44				
<b>Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %</b>	BTE	BTN >				
	1,95	5,84				
<b>Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %</b>	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-h.	BTN < Tri-h.	Iluminação Pública	BTN < Social
	5,81	4,92	4,67	4,62	7,87	3,19

**Quadro 6-17 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT em 2009 na RAM**

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2009/2008)	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio					
AT	15,49	14,54	6,82	5,05	15,74	14,34	8,49	4,64	62,40	6,58	-92,73	5,87	5,87
MT 30 kV	-0,45	2,41	7,87	7,87	-0,24	2,31	7,87	7,87	-2,18	5,21	-21,41	-0,10	2,16
MT 6,6 kV	-0,66	3,00	7,87	7,87	-0,61	2,64	7,87	7,87	-2,48	2,39	-21,41	-0,10	2,16

**Quadro 6-18 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2009 na RAM**

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2009/2008)	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	-0,81	0,89	7,87	7,87	7,87	3,41	-21,48	1,71	7,61

**Quadro 6-19 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2009 na RAM**

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2009/2008)	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA				
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	51,75	62,1
BTN > 20,7 kVA	2,64	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87

**Quadro 6-20 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2009 na RAM**

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA						
	Ponta	Cheias	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN <= 2,3 kVA Social	7,40		-2,00							
BTN <= 2,3 kVA Simples	7,40		-2,00							
BTN < 20,7 kVA Simples	7,87			-7,35	-3,68	-3,08	-2,77	-2,58	-2,44	
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	7,87	7,87		-9,43	-6,86	-5,76	-5,15	-4,77	-4,51	
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	7,87	7,87	7,87	-9,43	-6,86	-5,76	-5,15	-4,77	-4,51	
Iluminação Pública	7,87									

#### 6.4.4 PROCESSO DE EXTINÇÃO GRADUAL DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Nos termos do Regulamento Tarifário as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia, que se mantiveram em vigor em virtude da necessidade de limitação de impactos tarifários elevados, devem ser progressivamente extintas. Para o efeito, está prevista a aplicação de um factor de crescimento adicional destes preços com vista a tornar estas opções menos atractivas aos clientes promovendo-se a escolha de opções tarifárias alternativas.

Na Região Autónoma da Madeira considerou-se que os termos destas opções tarifárias deveriam variar 3% acima da variação média global das restantes tarifas de Venda a Clientes finais aplicáveis na Região Autónoma.

Esta regra aplica-se desde que os proveitos associados à aplicação das tarifas aditivas sejam recuperados. Caso contrário aplica-se a variação tarifária necessária para obter os proveitos associados à aplicação de tarifas aditivas.

Assim, na Região Autónoma da Madeira as opções tarifárias transitórias são agravadas consideravelmente, sendo expectável que com este padrão de evolução possam ser extintas no início do próximo período de regulação.









**ANEXO II- INCONSISTÊNCIAS TARIFÁRIAS EM T-1  
REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

**TARIFAS T-1, ANTES DE CORRECÇÃO DE INCONSISTÊNCIAS**

	Energia activa						Energia activa					Potência		Termo fixo	Termo Fixo										Energia reactiva					
	Períodos I e IV			Períodos II e III			Total do ano					Contratada	Horas de ponta		Termo Fixo										Fornecida	Recebida				
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	ora de vaz	Ponta	Cheias	Vazio	Simples				(euros/cliente/mês)															
	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kW/mês)	(euros/kW/mês)		(euros/cliente/mês)	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4	51,75	62,1	(euros/kvahr)	(euros/kvahr)	
AT	0,0741	0,0714	0,0529	0,0749	0,0707	0,0541						0,195	3,086	91,138															0,0155	0,0116
MT 30 kV	0,1013	0,0859	0,0477	0,1016	0,0853	0,0490						1,074	7,062	49,608														0,0183	0,0132	
MT 6,6 kV	0,1022	0,0853	0,0476	0,1031	0,0847	0,0489						1,088	7,271	49,608														0,0185	0,0133	
MT 6,6 kV CU consumidores especiais	0,1227	0,0851	0,0482	0,1232	0,0845	0,0493						0,412	12,725	49,608														0,0194	0,0134	
MT 6,6 kV LU consumidores especiais	0,1164	0,0716	0,0436	0,1174	0,0716	0,0447						1,360	7,759	47,990														0,0189	0,0128	
BTE												0,839	16,602	26,980														0,0207	0,0149	
BTE MU consumidores especiais												0,1326	0,0788	0,0460														0,0209	0,0149	
BTN >												0,2582	0,1174	0,0458																
BTN < Social												0,08675																		
BTN <=2,3 kVA Simples												0,11200																		
BTN < Simples												0,11770																		
BTN < Bi-horária												0,117702																		
BTN < Bi-horária não domésticos												0,117702																		
BTN <=2,3 kVA Simples consumidores especiais																														
BTN < Simples consumidores especiais																														
BTN < Bi-horária consumidores especiais												0,10994																		
Iluminação Pública												0,109939																		
												0,08416																		

**TARIFAS T-1, APÓS CORRECÇÃO DE INCONSISTÊNCIAS**

	Energia activa						Energia activa					Potência		Termo fixo	Termo Fixo										Energia reactiva					
	Períodos I e IV			Períodos II e III			Total do ano					Contratada	Horas de ponta		Termo Fixo										Fornecida	Recebida				
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	ora de vaz	Ponta	Cheias	Vazio	Simples				(euros/cliente/mês)															
	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kWh)	(euros/kW/mês)	(euros/kW/mês)		(euros/cliente/mês)	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	27,6	34,5	41,4	51,75	62,1	(euros/kvahr)	(euros/kvahr)	
AT	0,0741	0,0714	0,0529	0,0749	0,0707	0,0541						0,195	3,086	91,138															0,0155	0,0116
MT 30 kV	0,1013	0,0859	0,0477	0,1016	0,0853	0,0490						1,074	7,062	49,608															0,0183	0,0132
MT 6,6 kV	0,1022	0,0853	0,0476	0,1031	0,0847	0,0489						1,088	7,271	49,608															0,0185	0,0133
MT 6,6 kV CU consumidores especiais	0,1227	0,0851	0,0482	0,1232	0,0845	0,0493						0,412	12,725	49,608															0,0194	0,0134
MT 6,6 kV LU consumidores especiais	0,1162	0,0716	0,0436	0,1174	0,0716	0,0447						1,360	7,759	49,608															0,0194	0,0134
BTE												0,839	16,602	26,980															0,0209	0,0149
BTE MU consumidores especiais												0,1326	0,0788	0,0460															0,0209	0,0149
BTN >												0,2582	0,1174	0,0458																
BTN < Social												0,08675																		
BTN <=2,3 kVA Simples												0,11200																		
BTN < Simples												0,11770																		
BTN < Bi-horária												0,117702																		
BTN < Bi-horária não domésticos												0,117702																		
BTN <=2,3 kVA Simples consumidores especiais																														
BTN < Simples consumidores especiais																														
BTN < Bi-horária consumidores especiais												0,10994																		
Iluminação Pública												0,109939																		
												0,08416																		