

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SECTOR ELÉCTRICO
EM 2011**

Dezembro 2010

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	TARIFA DE ENERGIA	3
3	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	5
4	TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE.....	7
5	TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	9
6	TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO.....	11
7	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	13
7.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	14
7.1.1	Análise da convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN para as tarifas aditivas.....	14
7.1.2	Regra de facturação da Iluminação Pública	26
7.2	Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental.....	30
7.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	31
7.3.1	Processo de extinção gradual das opções tarifárias transitórias na Região Autónoma dos Açores.....	41
7.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	41
7.4.1	Processo de extinção gradual das opções tarifárias transitórias na Região Autónoma da Madeira.....	52
	ANEXOS	53
I.	Siglas	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Estrutura dos preços da Tarifa de Energia, por período horário para os períodos I, II, III e IV, em valores adimensionais, para 2011	4
Figura 7-1 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, em BTN, por opção tarifária.....	15
Figura 7-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas	16
Figura 7-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2011.....	17
Figura 7-4 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, em BTN.....	18
Figura 7-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)	19
Figura 7-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)	20
Figura 7-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária ≤ 20,7 kVA).....	21
Figura 7-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA).....	22
Figura 7-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples > 2,3 e ≤ 20,7 kVA).....	23
Figura 7-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA).....	24
Figura 7-11 - Preço médio dos fornecimentos de Iluminação Pública aplicando diferentes opções tarifárias	26
Figura 7-12 - 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.....	31
Figura 7-13 - Variação tarifária associada à aplicação das TVCF do Continente, em BTN, por opção tarifária, na RAA	32
Figura 7-14 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação do mecanismo de convergência	33
Figura 7-15 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental em 2011.....	33
Figura 7-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN > 17,25 kVA, na RAA	35
Figura 7-17 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN ≤ 17,25 kVA, na RAA	36
Figura 7-18 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-Horária ≤ 17,25 kVA) na RAA.....	37
Figura 7-19 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 17,25 kVA) na RAA	38
Figura 7-20 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA) na RAA.....	39
Figura 7-21 - 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.....	42

Figura 7-22 - Variação tarifária associada à aplicação das TVCF do Continente, em BTN, por opção tarifária, na RAM	43
Figura 7-23 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação do mecanismo de convergência	44
Figura 7-24 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental em 2011	45
Figura 7-25 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN > 20,7 kVA, na RAM	46
Figura 7-26 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-Horária ≤ 20,7 kVA) na RAM	47
Figura 7-27 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA) na RAM	48
Figura 7-28 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA) na RAM	49
Figura 7-29 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA) na RAM	50

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Diferencial entre custos marginais de produção e custos marginais de energia	6
Quadro 4-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2011	8
Quadro 5-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2011	9
Quadro 6-1 - Repartição de receitas das tarifas de Comercialização	11
Quadro 7-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2010 para 2011.....	25
Quadro 7-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2010 para 2011	25
Quadro 7-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN ≤ 20,7 kVA de 2010 para 2011.....	25
Quadro 7-4 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2010 para 2011	40
Quadro 7-5 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT em 2011 na RAA	40
Quadro 7-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2011 na RAA	40
Quadro 7-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA em 2011 na RAA	40
Quadro 7-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA em 2011 na RAA.....	41
Quadro 7-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2011	51
Quadro 7-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT em 2011 na RAM.....	51
Quadro 7-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2011 na RAM.....	51
Quadro 7-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2011 na RAM.....	52
Quadro 7-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2011 na RAM.....	52

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.

Nas tarifas de Energia, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização, mantém-se a estrutura dos custos marginais ou incrementais preservando-se a actual estrutura tarifária.

A tarifa de Uso Global do Sistema é fundamentalmente constituída por custos de política energética e de interesse económico geral não sendo por consequência a sua estrutura orientada por custos marginais ou incrementais. No entanto, por sofrer alterações face aos anos anteriores, justifica-se a inclusão da sua análise.

Por último, tendo em conta as tarifas por actividade estabelecidas para 2011, 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. Descreve-se ainda o mecanismo de convergência das tarifas nas regiões autónomas para as tarifas de Portugal Continental.

É importante destacar a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT e BTE em 1 de Janeiro de 2011. Durante 2011 vigoram opções tarifárias transitórias do CUR em MAT, AT, MT e BTE de acordo com os princípios do Decreto-Lei n.º104/2010.

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). Assim, 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 VALORÁGUA¹, e a análise dos preços de energia praticados nos mercados grossistas. Os resultados dos referidos estudos apresentaram-se no documento “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2008”, de Dezembro de 2007.

Para efeitos de determinação dos custos marginais com base no modelo VALORÁGUA, foram considerados dois estádios de configuração do sistema electroprodutor. Foi considerado (i) um cenário para 2009 e (ii) um 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 CO₂, considerando um valor de 21 €/ton CO₂. Os resultados obtidos apresentam preços de vazio face aos de pontas e cheias relativamente próximos comparativamente com os da tarifa de energia que se encontrava em vigor.

Em contrapartida, a análise da estrutura dos preços de energia em cada período horário registada no MIBEL, considerando a inexistência de separação de mercados, suporta uma diferenciação acentuada dos preços de energia por período horário em linha com o adoptado no cálculo da tarifa de Energia para 2007. Concluiu-se também que o efeito da separação de mercados conduz ao achatamento dos preços de energia por período horário.

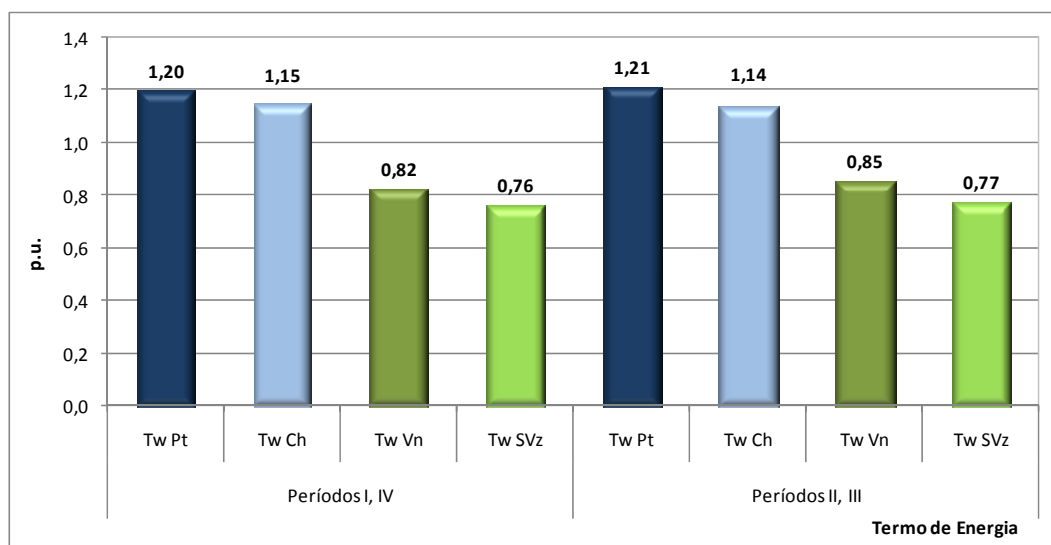
Considerando que no médio prazo, em resultado da integração do MIBEL, a separação de mercados será residual, optou-se por manter em 2008, 2009 e 2010 a diferenciação de preços de energia por período horário, adoptada nas tarifas de 2007.

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 2011 opta-se por manter esta decisão. Por conseguinte, considera-se que a estrutura dos custos marginais de energia assumidos em 2010 (que deriva da de 2008) deve ser mantida em 2011. Na Figura 2-1 são apresentados os custos marginais de energia por período horário, adimensionalizados pelo preço médio ponderado pelo número de horas de cada período horário.

¹ Modelo computacional de previsão do sistema electroprodutor com base na caracterização detalhada dos custos, da procura e das restrições do sistema português e ibérico.

Figura 2-1 - Estrutura dos preços da Tarifa de Energia, por período horário para os períodos I, II, III e IV, em valores adimensionais, para 2011



Legenda:

Tw Pt – preço de energia em horas de ponta

Tw Ch – preço de energia em horas cheias

Tw Vn – preço de energia em horas de vazio normal

Tw SVz – preço de energia em horas de super vazio

3 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por preços aplicáveis à energia activa, com discriminação horária. Estes preços resultam da soma dos preços das seguintes parcelas: UGS I, UGS II e UGS III.

A parcela I está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação horária. A parcela II recupera os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, apresentando preços de energia e um preço de potência contratada. Estes preços são obtidos através do cálculo dos custos médios respectivos.

Na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema estão considerados os custos associados à parcela da sustentabilidade tarifária, entre outros. A sustentabilidade tarifária engloba o sobreproveito gerado pela aplicação de penalizações às tarifas aditivas e os desvios dos custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso.

De acordo com o disposto no artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, abastecidos pelo comercializador de último recurso no decorrer do ano 2011, são aplicadas tarifas transitórias. Estas tarifas transitórias são função das tarifas aditivas acrescidas de penalizações. A aplicação destas penalizações tem o objectivo de desenvolver o mercado livre, incentivando a saída de clientes do mercado regulado para o mercado livre, ao mesmo tempo que vai permitir a criação de um proveito adicional. Este sobreproveito é repartido, por um lado, pelos grupos de clientes que estiveram na sua origem e por outro lado, por forma a limitar as variações das tarifas de Acesso às Redes.

Outra alteração com impacte na tarifa de Uso Global do Sistema em 2011 é a forma de repercussão dos desvios dos custos de aquisição de energia do comercializador de último recurso pelos vários grupos de clientes. A metodologia agora aplicada define que estes desvios são repercutidos na tarifa de Uso Global do Sistema de acordo com a contribuição, de cada grupo de clientes, para a sua criação. A contribuição é medida pelo consumo dos clientes no mercado regulado aquando da criação do desvio.

A parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema está associada à recuperação dos custos com a garantia de potência. Esta parcela está prevista no Regulamento Tarifário desde Junho de 2007, ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho. Contudo, o regime da garantia de potência só foi regulamentado em Agosto de 2010, com a aprovação da Portaria n.º 765/2010. Neste sentido, o ano de 2011 é o primeiro ano em que a parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema vai apresentar preços diferentes de zero.

A Portaria n.º 765/2010 entra em vigor a partir de 2011 e prevê a atribuição de remuneração pela prestação do serviço de disponibilidade de capacidade de produção de centros electroprodutores em regime ordinário para efeitos de gestão técnica da Rede Nacional de Transporte de Electricidade.

O regime da garantia de potência visa incentivar o investimento em capacidade de produção e a disponibilidade da capacidade já instalada, de modo a satisfazer a procura nos períodos mais exigentes, onde com maior probabilidade se registam as situações de escassez e por consequência se observam no mercado grossista os preços de energia mais elevados. Por esta razão, o pagamento da garantia de potência incide nos períodos de maior consumo. Como os períodos tarifários de ponta e, em menor grau, de horas cheias, apresentam maior probabilidade de conter os períodos de maior consumo agregado, o pagamento da garantia de potência é efectuado através de preços de energia aplicados ao consumo efectuado nestes períodos.

Assim, a parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias. Estes preços são calculados tendo por base o diferencial entre o custo marginal de produção² e o custo marginal de curto prazo³, para os períodos horários ponta e cheias.

Quadro 3-1 - Diferencial entre custos marginais de produção e custos marginais de energia

	euros/kWh	
	ponta	cheias
Período I	0,0196	0,0182
Período II	0,0000	0,0000
Período III	0,0167	0,0092
Período IV	0,0078	0,0044
Total	0,0111	0,0080

² O custo marginal de produção é calculado, tendo em conta um número de horas de funcionamento expectável, determinadas condições hidrológicas e eólicas e outro tipo de contingências, por forma a recuperar os custos fixos e variáveis da central marginal.

³ O custo marginal de energia de curto prazo é o custo variável da central marginal.

4 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. O preço de energia reactiva recebida (capacitiva) nas horas de vazio destina-se a evitar a existência de sobretensões nos períodos de vazio, incentivando-se os consumidores a desligar os seus sistemas de compensação (baterias de condensadores) a par com os seus sistemas produtivos.

Os preços de energia activa destinam-se a transmitir aos consumidores o sinal económico associado aos investimentos efectuados nas redes, justificados pela redução de perdas actuais e futuras.

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 2011, que se apresenta no Quadro 4-1, coincide com a estabelecida em anos anteriores, tendo sido actualizada com o deflator do PIB para 2011.

Quadro 4-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2011

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0750	0,6749
AT	0,1437	1,2933

5 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2008 foi adoptada uma nova estrutura tarifária para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aderente aos custos incrementais, de potência contratada e potência em horas de ponta e que se encontra devidamente justificada no estudo “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2008”. Tendo em consideração a necessidade de assegurar a estabilidade da estrutura tarifária em benefício dos sinais preços transmitidos preservou-se esta estrutura tarifária em 2009, 2010 e 2011.

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.

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 proporcionem os proveitos permitidos, de acordo com o estabelecido no Artigo 121.º do Regulamento Tarifário.

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.

No Quadro 5-1 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada para 2011, que coincide com a estabelecida nos três anos anteriores, tendo sido actualizada com o deflador do PIB para 2009, 2010 e 2011.

Quadro 5-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2011

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,0987	0,9774
MT	0,8184	4,6513
BT	0,4946	5,5003

6 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de comercialização, que em anos anteriores era monómia, passou em 2009 a ser binómia conforme se estabelece no Regulamento Tarifário em vigor, por forma a permitir transmitir a cada agente a multiplicidade de factores que afectam os custos da actividade de Comercialização.

Conforme decorre do Artigo 70.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta por dois termos tarifários: i) o Termo tarifário fixo que depende do número de clientes e é definido em euros por mês e, ii) o Preço de energia activa que depende da energia activa e que é objecto de medição nos pontos de entrega e é definido em euros por kWh.

No caso da actividade de comercialização, a estrutura dos preços da tarifa é aderente à estrutura de custos médios de referência. O preço da tarifa é calculado aplicando aos custos médios de referência um escalamento que permita que o seu produto pelo número de clientes ou pela energia, proporcione o montante de proveitos permitidos.

O documento “Estrutura tarifária do Sector Eléctrico em 2009”, publicado em Dezembro de 2008, detalha como foram calculados os custos médios e justifica as opções metodológicas assumidas, nomeadamente a repartição dos custos associados aos processos da actividade de comercialização entre o termo fixo (cobranças e facturação), o termo variável de energia (necessidades de capital circulante) e ambos os termos (reclamações e atendimento). Existem outros custos que apresentam natureza fixa e que não se relacionam de forma particular, nem com o número de clientes, nem com a energia fornecida, como por exemplo os custos com sistemas informáticos ou os custos com as funções de *back-office*.

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 6-1 - Repartição de receitas das tarifas de Comercialização

	Receitas a recuperar no termo de energia	Receitas a recuperar no termo fixo
NT (MAT/AT/MT)	93%	7%
BTE	47%	53%
BTN	22%	78%

Em benefício da estabilidade na estrutura tarifária, opta-se por manter a estrutura igual à considerada nas tarifas de 2009 e 2010. A estabilidade na estrutura tarifária é importante para fornecer sinais económicos consistentes e previsíveis aos consumidores e agentes. A estrutura tarifária deve ser revista sempre que tal se justifique e em particular no início de cada período regulatório.

Conforme referido, os custos médios de referência devem ser escalados por forma a que o seu produto pelas quantidades entregues proporcione os proveitos permitidos.

Nas três tarifas de comercialização (NT, BTE e BTN) o escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários, por forma a preservar a estrutura de receitas do quadro anterior.

7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

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; (i) tarifa de Energia, (ii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iii) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (iv) tarifas de Uso da Rede de Distribuição e, (v) tarifa de 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 evitando-se impactes tarifários significativos. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece uma 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 apresenta-se 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.

O Decreto-Lei n.º 104/2010 extingue as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental em MAT, AT, MT e BTE, aplicando-se em 2011 tarifas transitórias determinadas de acordo com o referido Decreto-Lei. Assim, a partir de 2011 as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais no Continente resumem-se às tarifas de BTN.⁴

Por essa razão, a metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE nos Açores e na Madeira terá que ser revista. A legislação prevê que as tarifas nas Regiões Autónomas convirjam para com as tarifas do Continente. Durante o processo de revisão regulamentar que ocorrerá em 2011 deverá ser discutida publicamente uma proposta de metodologia que se adapte às novas circunstâncias do sector eléctrico do Continente.

Assim, transitoriamente aplica-se às tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE das Regiões Autónomas uma variação idêntica à de BTN, preservando-se a estrutura tarifária de 2010 por aplicação de idêntica variação a todos os preços.

⁴ Não obstante foi criado um regime transitório previsto no referido Decreto-Lei que determina a publicação de tarifas transitórias para os clientes que não tenham mudado de comercializador.

Face a estes desenvolvimentos, analisa-se apenas a convergência para tarifas aditivas das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN.

Nas figuras deste capítulo são utilizados diversos acrónimos cujo significado é apresentado em anexo a este documento.

7.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

7.1.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN PARA AS TARIFAS ADITIVAS

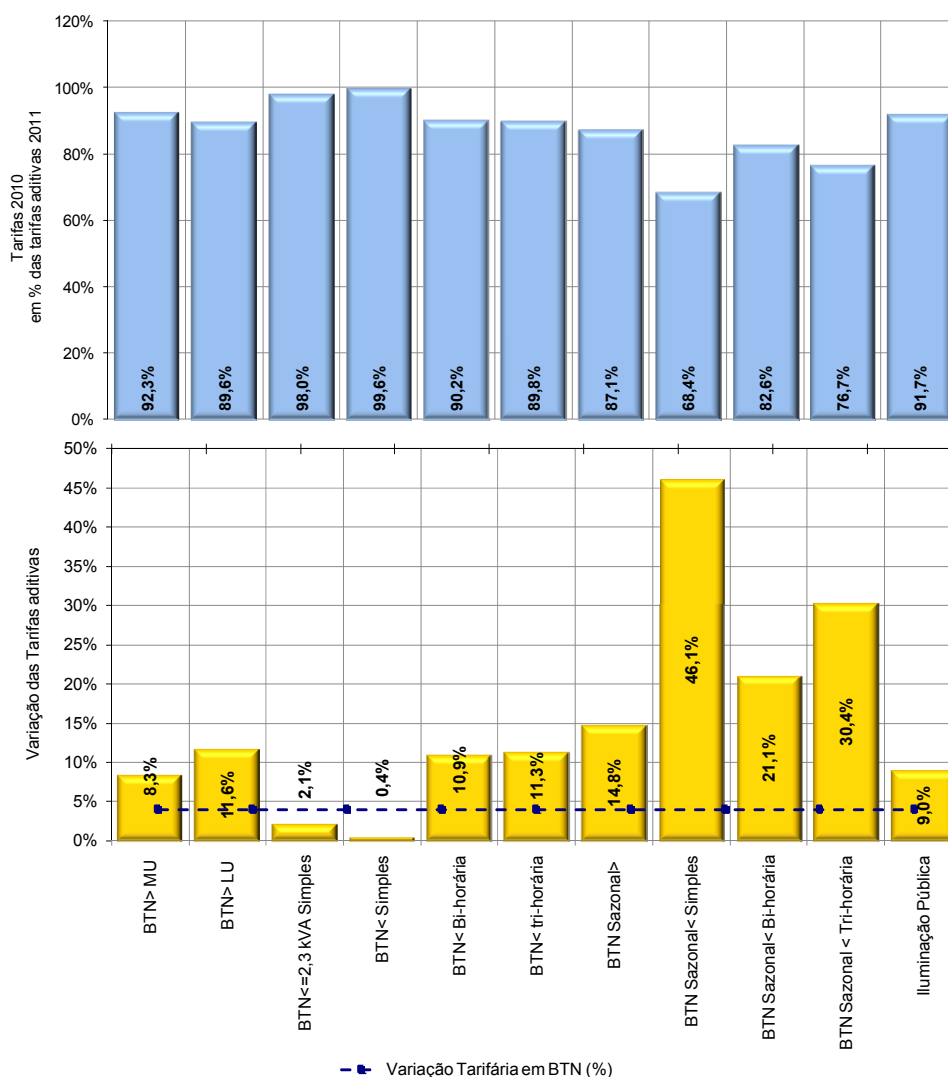
Na presente secção descreve-se o processo de convergência tarifária para tarifas aditivas e apresenta-se a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011.

As tarifas de Venda a Clientes Finais são orientadas pelas tarifas por actividade e a sua estrutura converge gradualmente para os preços aditivos, através de um mecanismo de convergência que assegura a limitação de impactes dessa convergência sobre os clientes.

Na Figura 7-1 apresenta-se a relação entre a tarifa de Venda a Clientes Finais em 2010 e a tarifa aditiva em 2011, por opção tarifária de BTN no Continente. Na parte superior da figura compara-se o preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, em BTN, do comercializador de último recurso em vigor com o preço médio da tarifa aditiva em 2011, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2011. Na parte inferior da figura apresentam-se as correspondentes variações tarifárias.

As tarifas aditivas respeitam a melhor aproximação *ex-ante* dos preços praticados no mercado liberalizado e, portanto, representam um referencial relevante para as tarifas do Comercializador de Último Recurso, num modelo de co-existência dos mercados liberalizado e regulado.

Figura 7-1 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, em BTN, por opção tarifária



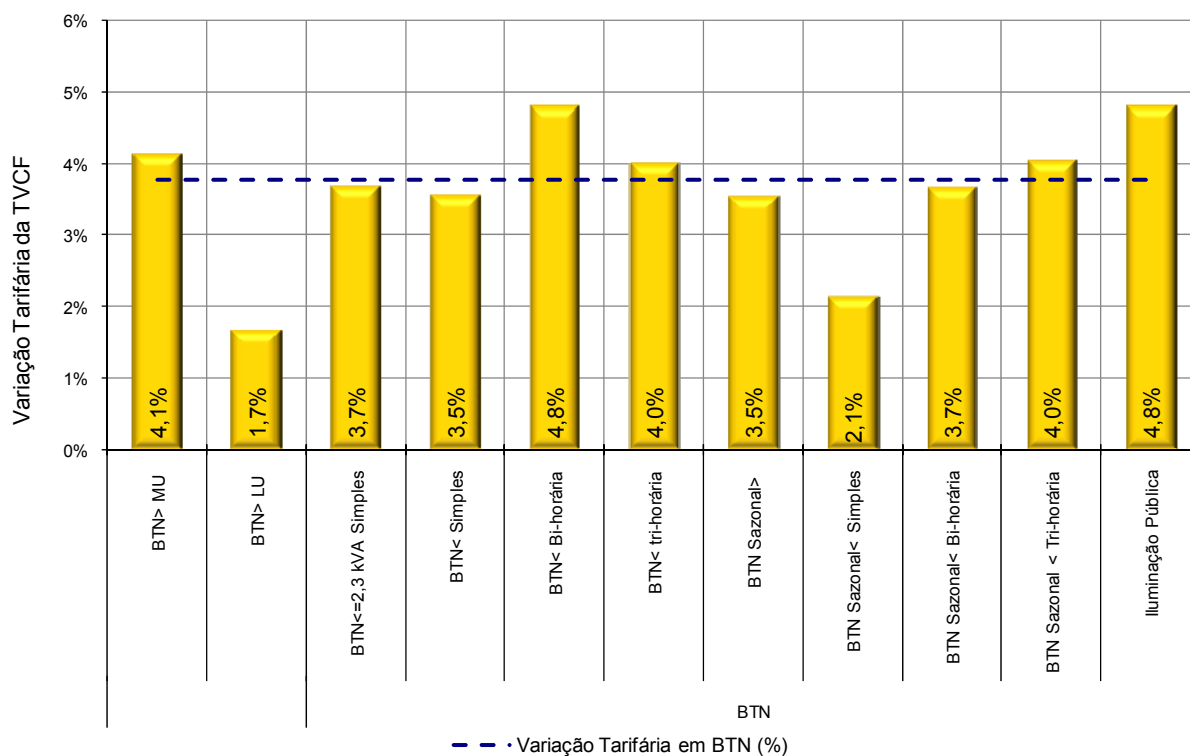
A variação tarifária média global inerente à aplicação das tarifas aditivas é de 3,8%, para o conjunto dos clientes de BTN (incluindo a aplicação da tarifa social).

A Secção VI 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, prevendo-se a definição de uma limitação à variação máxima por termo tarifário. Esse limite foi estabelecido em 4,8% (variação global +1%) para as opções tarifárias de BTN.

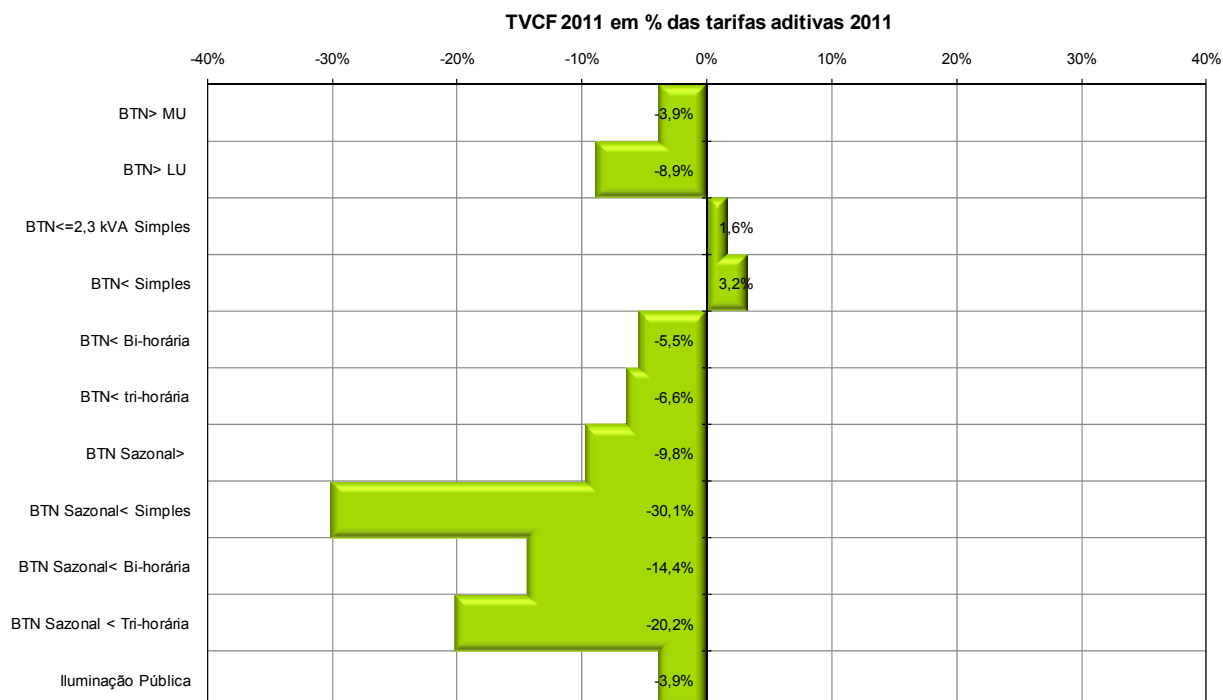
Na Figura 7-2 apresentam-se as variações tarifárias médias por opção tarifária após a aplicação do limite máximo em cada termo tarifário observando-se variações diferenciadas por opção tarifária.

Verifica-se assim uma convergência para as tarifas aditivas dentro do agregado de BTN.

Figura 7-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas

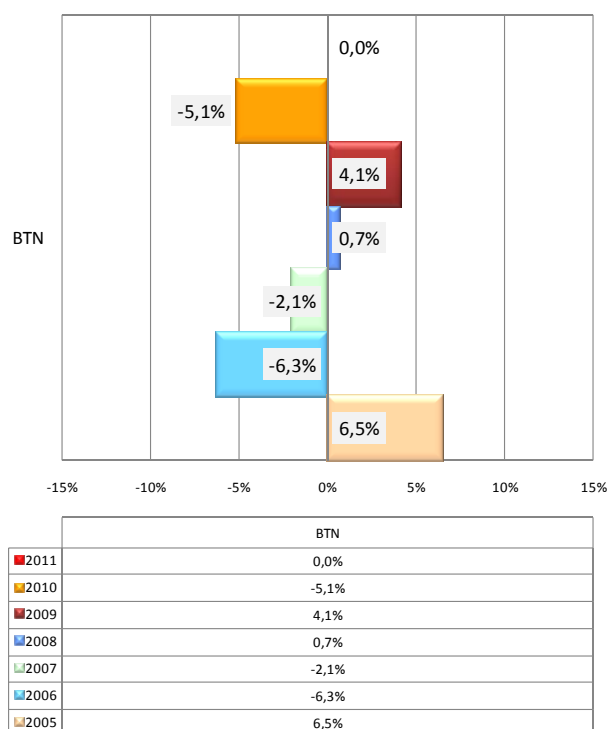


Na Figura 7-3 é apresentado o diferencial da TVCF em 2011 em relação às tarifas aditivas para 2011, por opção tarifária em BTN. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF em 2011 para a aditividade tarifária.

Figura 7-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2011

Na Figura 7-4 apresentam-se as diferenças entre as tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em BTN e as respectivas tarifas aditivas, desde 2005 até 2011, considerando os valores publicados para vigorar a partir de 1 de Janeiro de cada ano. A aditividade tarifária da TVCF média em BTN é alcançada em pleno no ano de 2011.

Figura 7-4 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, em BTN



Nota: No segundo semestre de 2006 e a partir de 1 de Setembro de 2007 vigoraram novas tarifas do CUR.

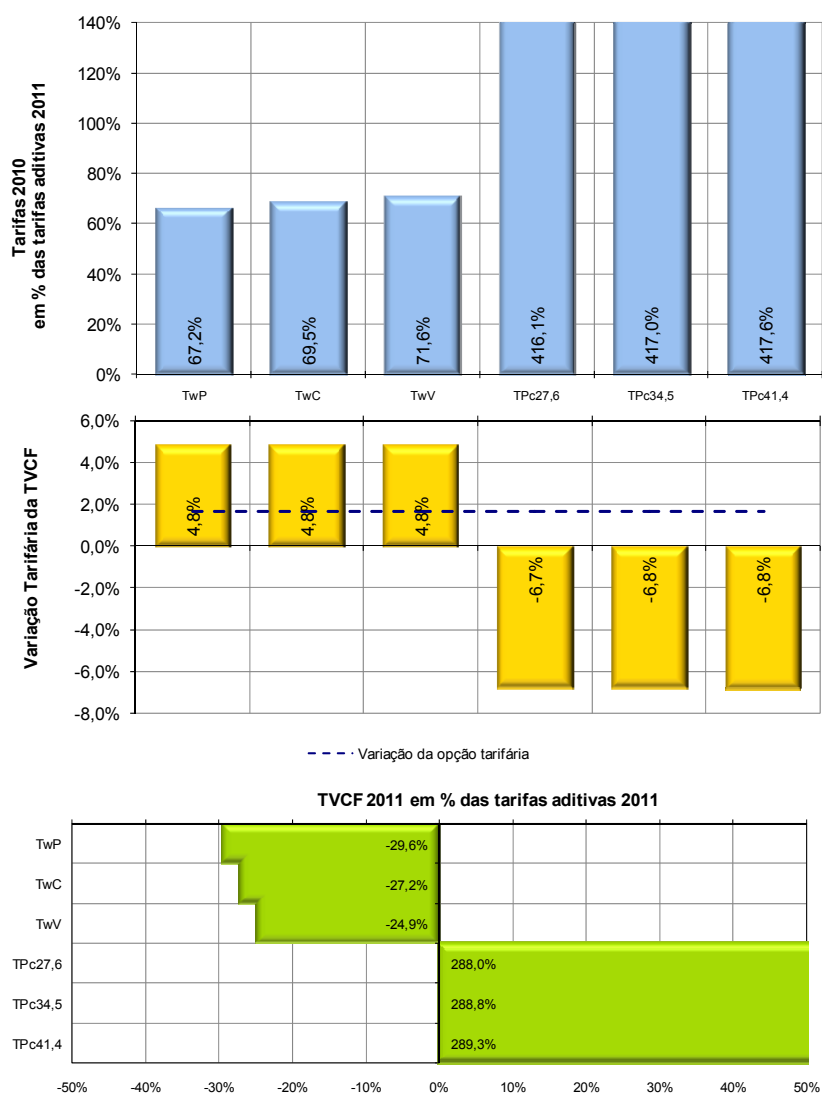
Esta análise deve ter em conta que as tarifas aditivas para as quais as tarifas de Venda a Clientes Finais convergem têm sofrido consideráveis alterações de estrutura nos últimos anos. De entre as quais há que destacar (i) a limitação de acréscimos (2,3%) em BT de 2006, nos termos do Decreto-Lei n.º 187/95, (ii) a alteração da alocação do sobrecusto da produção em regime especial de origem renovável determinada pelo Decreto-Lei n.º 90/2006, (iii) a limitação de acréscimos (6%) em BTN de 2007, nos termos do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, (iv) a alteração da estrutura da tarifa de energia determinada pela cessação dos contratos de aquisição de energia e a aplicação do regime de custos para manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) a 1 de Julho de 2007 nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, (v) a subida excepcional dos custos de energia eléctrica no mercado durante o ano de 2008, (vi) as medidas que se seguiram no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 no que concerne à estabilidade tarifária e (vii) o reconhecimento na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores, de desvios positivos ou negativos acentuados da tarifa de Energia e (viii) em 2011 a extinção das TVCF para níveis de tensão superiores a BTN.

Quando as alterações de estrutura das tarifas aditivas são especialmente relevantes, como foi o caso de algumas destas 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

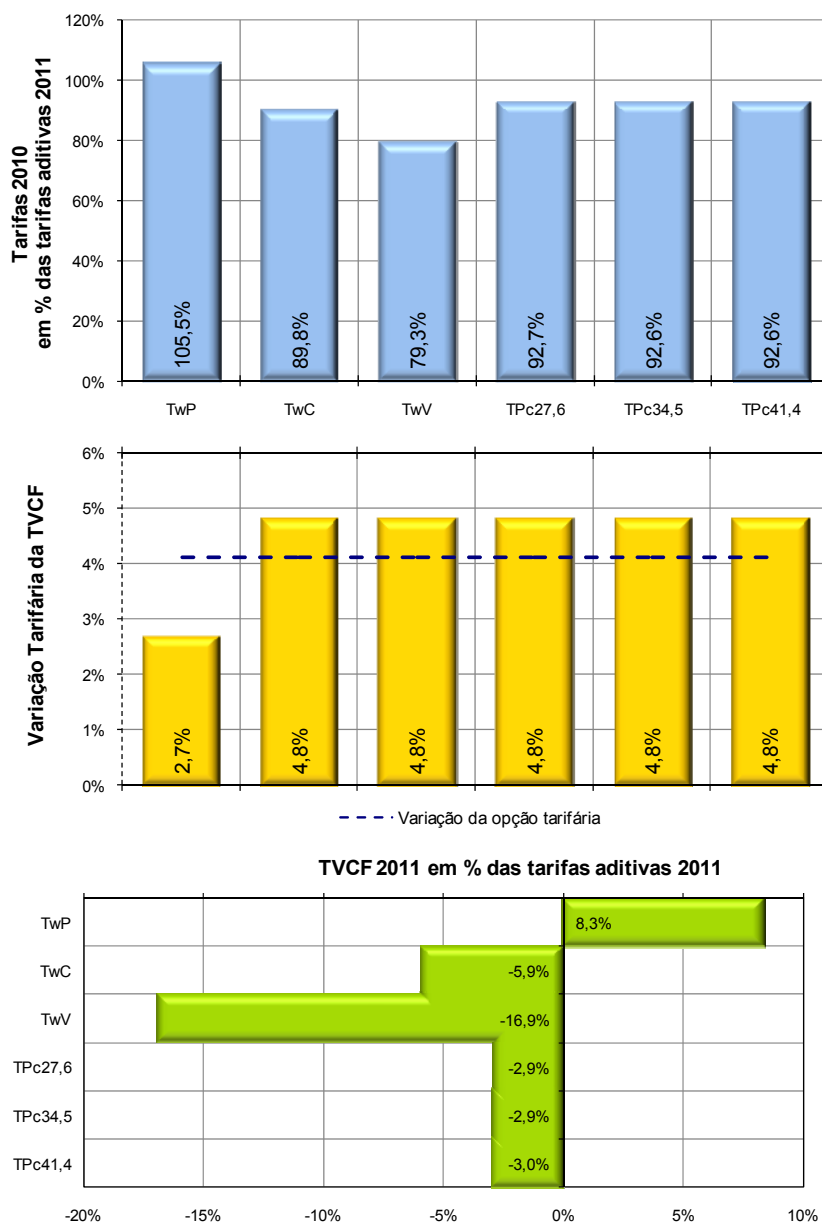
para o qual as tarifas convergem pode, num determinado ano, ser de grandeza superior à convergência verificada nesse ano e, por essa via gerar a ideia de que houve divergência tarifária.

Da Figura 7-5 à Figura 7-10 comparam-se para algumas opções tarifárias em BTN, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2010 com os preços das tarifas aditivas para 2011. 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 2011 para as aditivas em 2011.

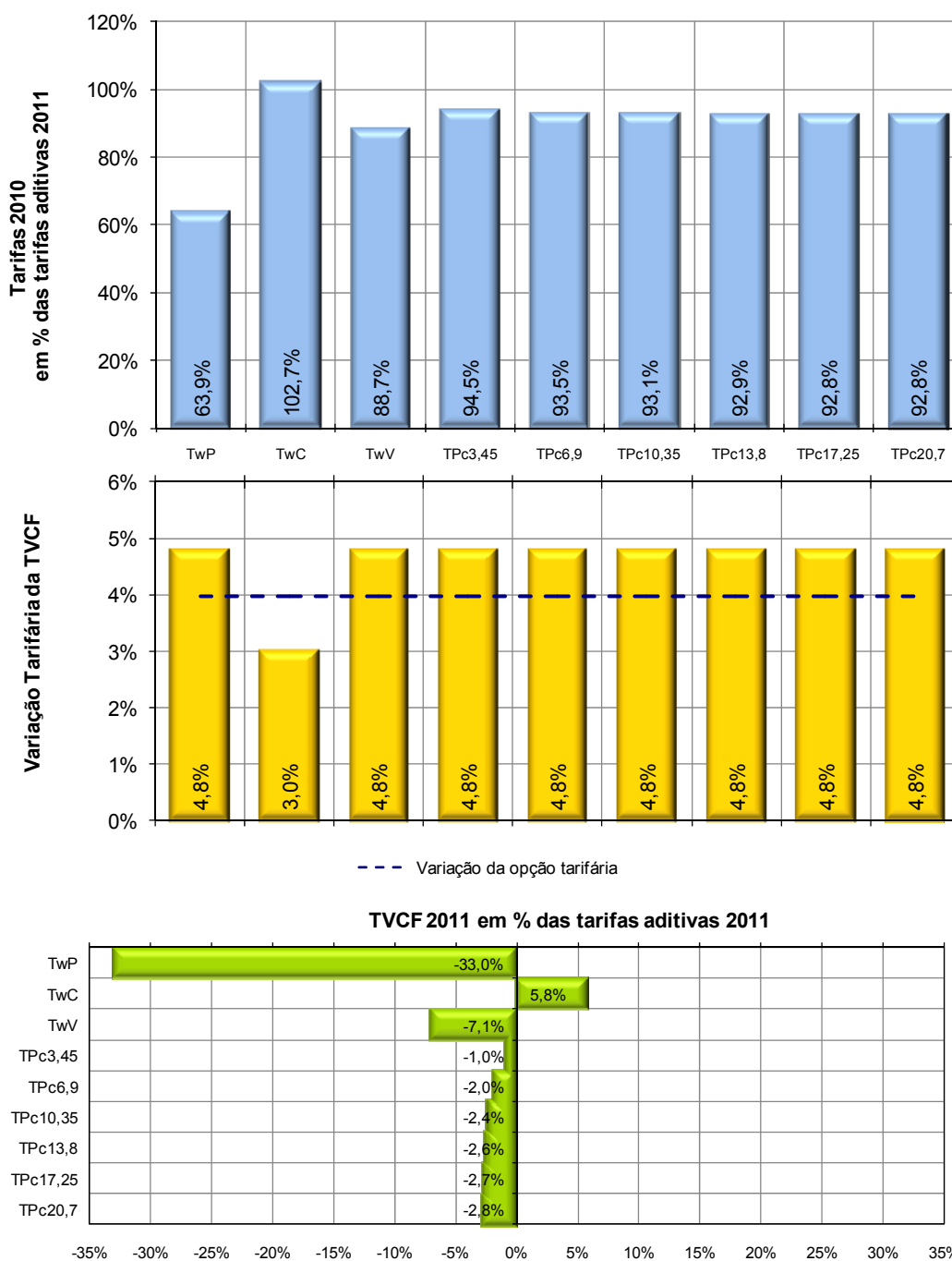
**Figura 7-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)**



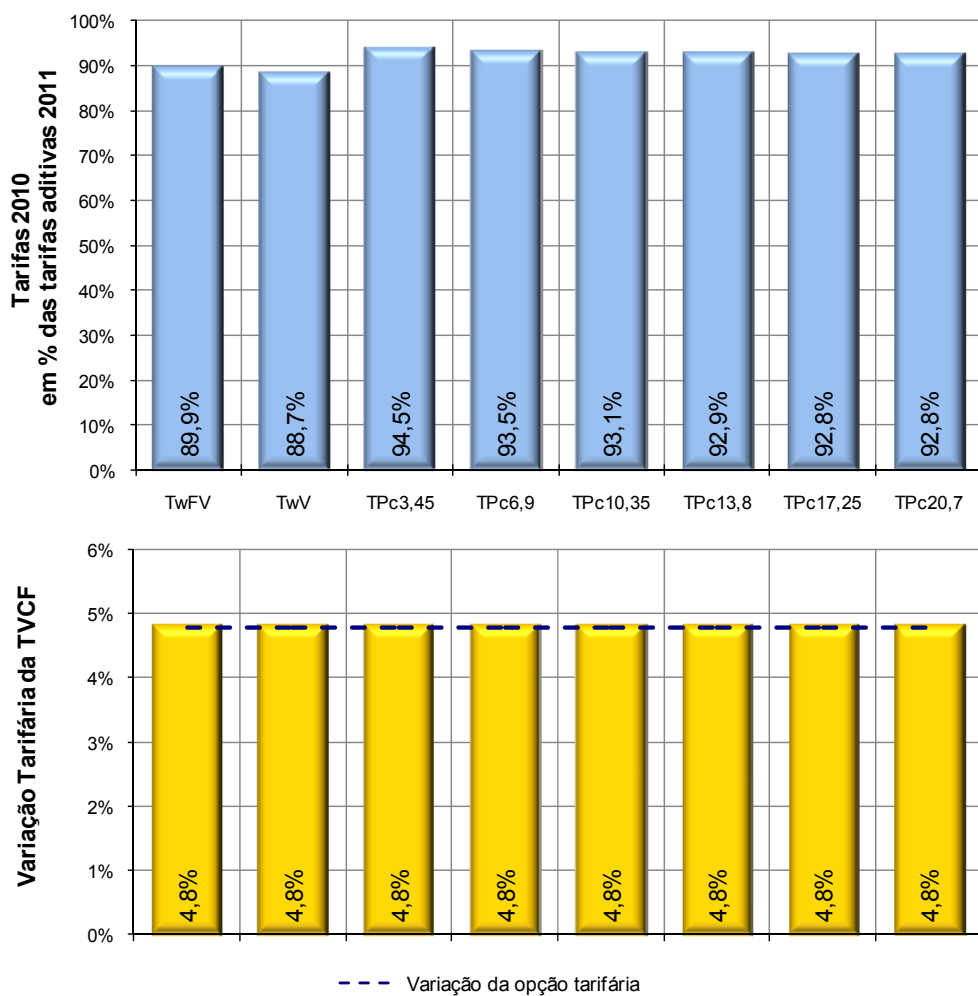
**Figura 7-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)**



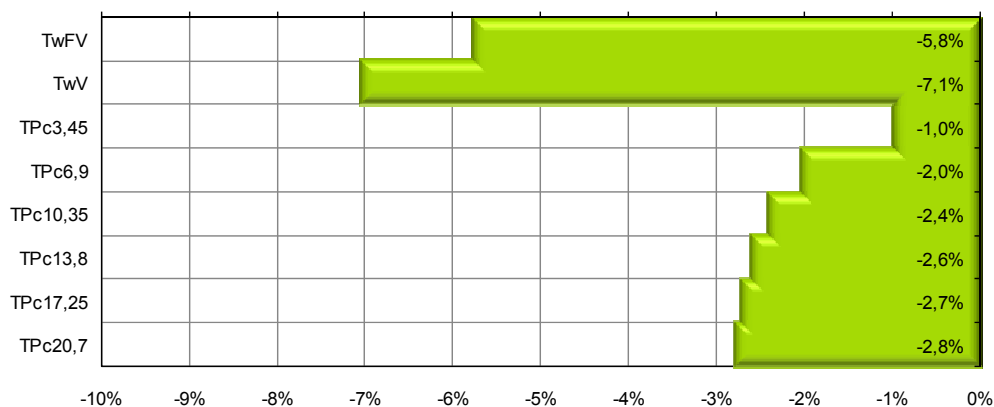
**Figura 7-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-horária ≤ 20,7 kVA)**



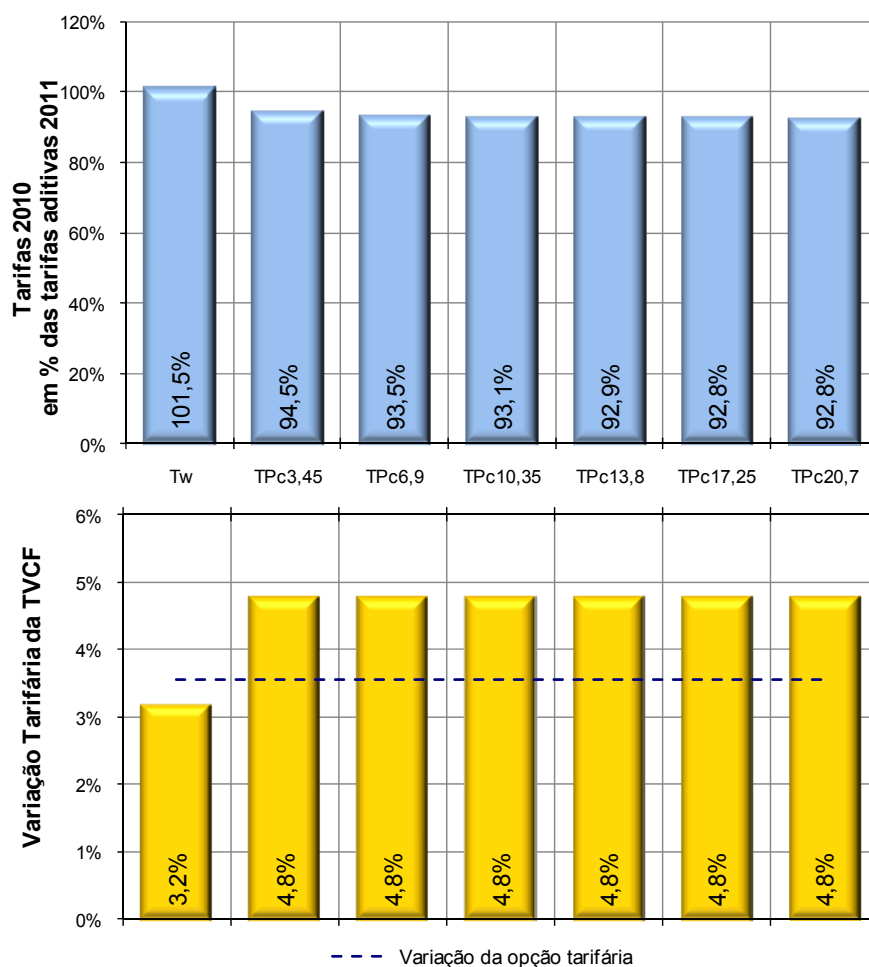
**Figura 7-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA)**



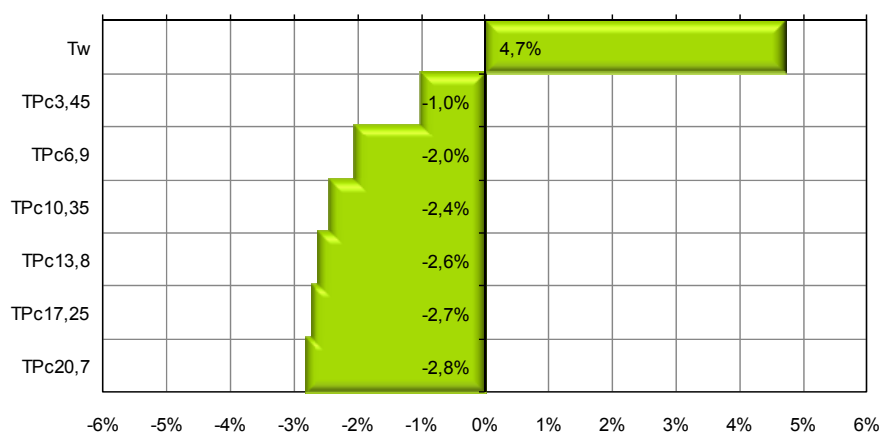
TVCF 2011 em % das tarifas aditivas 2011



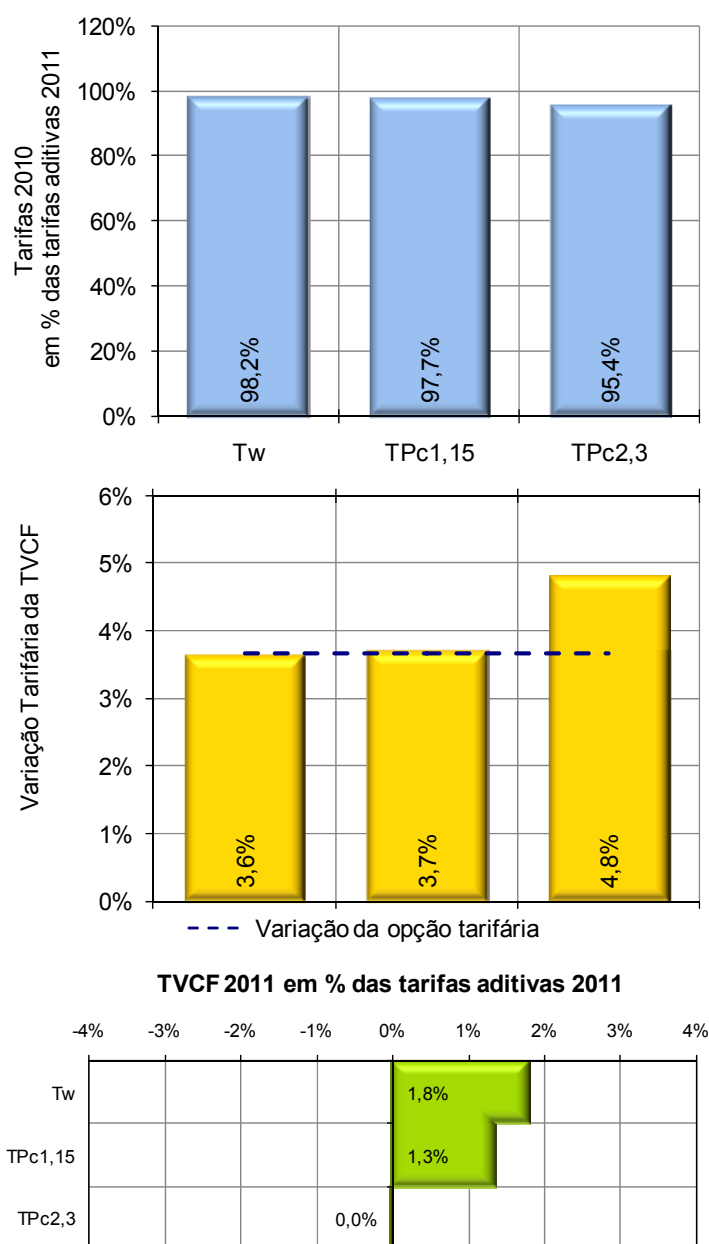
**Figura 7-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples > 2,3 e ≤ 20,7 kVA)**



TVCF 2011 em % das tarifas aditivas 2011



**Figura 7-10 - 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 2010 para 2011, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN, obtidas pela aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas.

Quadro 7-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2010 para 2011

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	BTN<=2,3 kVA Simples	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< tri-horária
		3,7	3,5	4,8

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	BTN> MU	BTN> LU	BTN Sazonal>	BTN Sazonal< Simples	BTN Sazonal< Bi-horária	BTN Sazonal < Tri-horária	Iluminação Pública
		4,1	1,7	3,5	2,1	3,7	4,0

Quadro 7-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2010 para 2011

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > MU	2,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN > LU	4,8	4,8	4,8	-6,7	-6,8	-6,8
BTN Sazonal >	2,4	3,2	4,8	4,8	4,8	4,8

Quadro 7-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN ≤ 20,7 kVA de 2010 para 2011

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 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<=2,3 kVA Simples	3,6			3,7	4,8								
BTN< Simples	3,2					4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN< Bi-horária	4,8		4,8			4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN< Tri-horária	4,8	3,0	4,8			4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN Sazonal< Simples	1,2					4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN Sazonal< Bi-horária	2,9		4,8			4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN Sazonal < Tri-horária	3,7	3,3	4,8			4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Iluminação Pública	4,8												

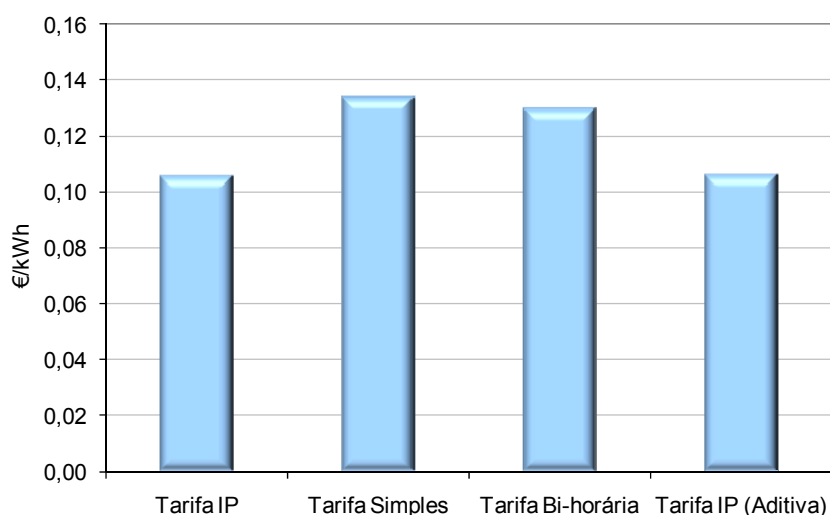
7.1.2 REGRA DE FACTURAÇÃO DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

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 7-11 apresenta os preços médios dos fornecimentos de Iluminação pública tomando como referência as tarifas de 2011.

Figura 7-11 - 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 33,3% no período fora de vazio e de 66,7% no período de vazio.

Na Figura 7-11 verifica-se que o preço resultante da aplicação de tarifas aditivas aos fornecimentos de Iluminação Pública é superior ao valor da tarifa de Iluminação Pública do comercializador de último recurso e inferior aos restantes.

Tendo em conta a flexibilização da escolha da opção tarifária para estes fornecimentos e a minimização do custo do sector, considera-se propor a manutenção da aplicação transitória, em 2011, 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 41,4 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 kW aplica-se a tarifa transitória 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:

$$W_{FV} = 0,333 \times W$$

$$W_V = 0,667 \times W$$

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:

$$W_p = 0,061 \times W$$

$$W_c = 0,272 \times W$$

$$W_v = 0,667 \times W$$

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:

$$W_p = 0,061 \times W$$

$$W_c = 0,272 \times W$$

$$W_{Vn} = 0,327 \times W$$

$$W_{sv} = 0,340 \times W$$

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_{Vn} é a energia de vazio normal a facturar e W_{sv} a energia de super vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa transitória 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:

$$P_p = \frac{0,0154 \times W}{N_D}$$

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 2011.

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.

7.2 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS PARA AS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

No quadro da revisão do Regulamento Tarifário, de Setembro de 2009, com reflexos no cálculo das tarifas de 2010, aperfeiçoou-se o mecanismo de convergência entre as tarifas nas regiões autónomas e as tarifas no Continente, no sentido de passar a ter como objectivo, ao nível da variação de preço por variável de facturação, os preços das tarifas em vigor no Continente em substituição dos preços das tarifas aditivas. Este mecanismo de convergência tarifária promove a convergência tarifária gradual entre as tarifas das regiões autónomas e as tarifas de Portugal Continental, assegurando, por um lado, a igualdade de preços médios praticados por grupo de clientes e, por outro lado, a convergência individual dos preços de cada região para os preços das tarifas do Continente.

Mais recentemente o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, estabeleceu a extinção das TVCF acima de 41,4 kW (BTE, MT, AT e MAT), em Portugal Continental. Em consequência, o mecanismo regulamentar de convergência das tarifas nas regiões autónomas para as tarifas no Continente, nestes níveis de tensão, necessita de ser ajustado à nova realidade legislativa.

Uma vez que as tarifas no Continente, para MT e BTE, passam a apresentar um carácter transitório deixando de ter implícita uma estrutura aditiva, as TVCF das Regiões Autónomas não devem poder continuar a convergir para essas tarifas. Com efeito, as tarifas transitórias no Continente são obtidas aplicando-se às tarifas aditivas um agravamento por forma a incentivar-se a mudança do comercializador de último recurso para o mercado livre, por opção dos clientes. Considerando que os clientes das regiões autónomas não têm possibilidade de escolher outro fornecedor, em resultado da derrogação da aplicação da abertura do mercado nestas regiões isoladas em termos eléctricos, concedida pela Comissão Europeia, considera-se não ser aceitável manter nas regiões autónomas a convergência para as tarifas transitórias do Continente. Assim, transitoriamente opta-se por aplicar às TVCF em MT e BTE das regiões autónomas uma variação tarifária idêntica à de BTN, preservando-se a estrutura tarifária de 2010 por aplicação de idêntica variação a todos os preços. Na sequência da transposição das directivas, este assunto será tratado no quadro de uma revisão regulamentar integrando um processo de discussão pública.

Considerando que a estrutura tarifária das tarifas em MT e BTE nas Regiões Autónomas é preservada, o estudo da sua evolução é excluído da análise de convergência tarifária apresentada nos capítulos seguintes.

Para as opções tarifárias em BTN mantém-se a metodologia definida nas tarifas de 2010 acelerando-se a convergência para uma única tarifa nacional, comum às 3 regiões. A convergência continua a ser gradual, de modo a permitir controlar os impactes tarifários máximos por cliente, resultantes do mecanismo de convergência.

7.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A Figura 7-12 apresenta o processo de convergência por grupo tarifário 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 2010 e as de Portugal Continental em BTN. A distância relativa à linha dos 100% representa a variação necessária que assegura 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 2010 e de 2011, tendo em consideração os limitadores máximos de variação, por termo tarifário.

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 pressupostos para os limitadores de variação por termo tarifário que nas tarifas de Portugal continental (variação tarifária global de BTN + 1%).

Figura 7-12 - 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

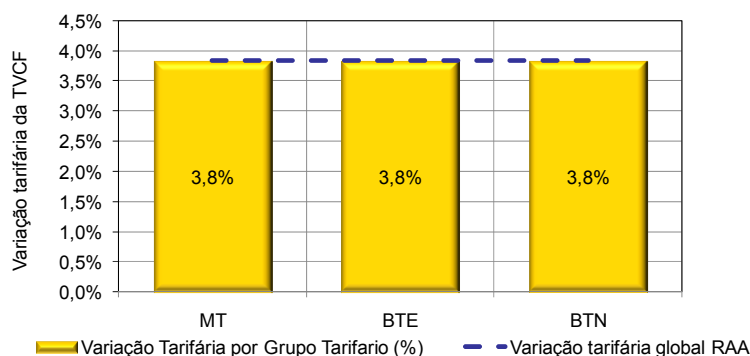
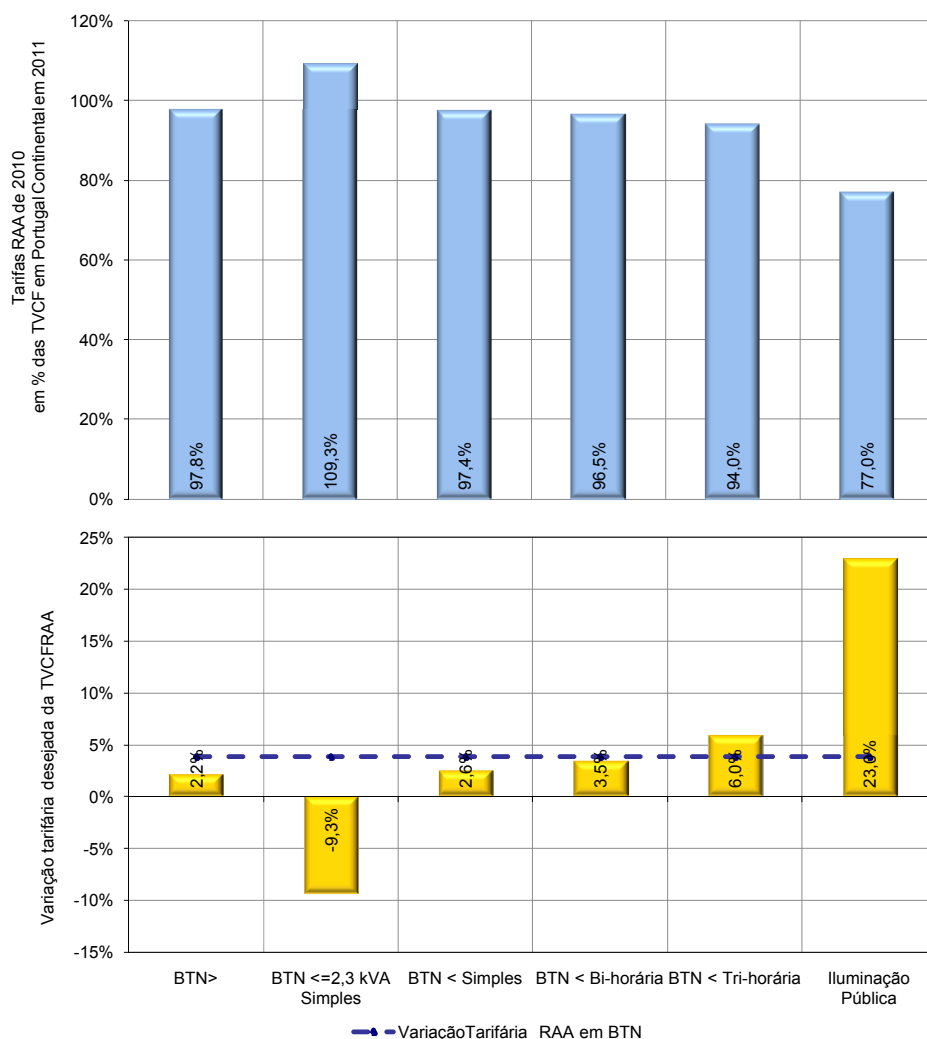
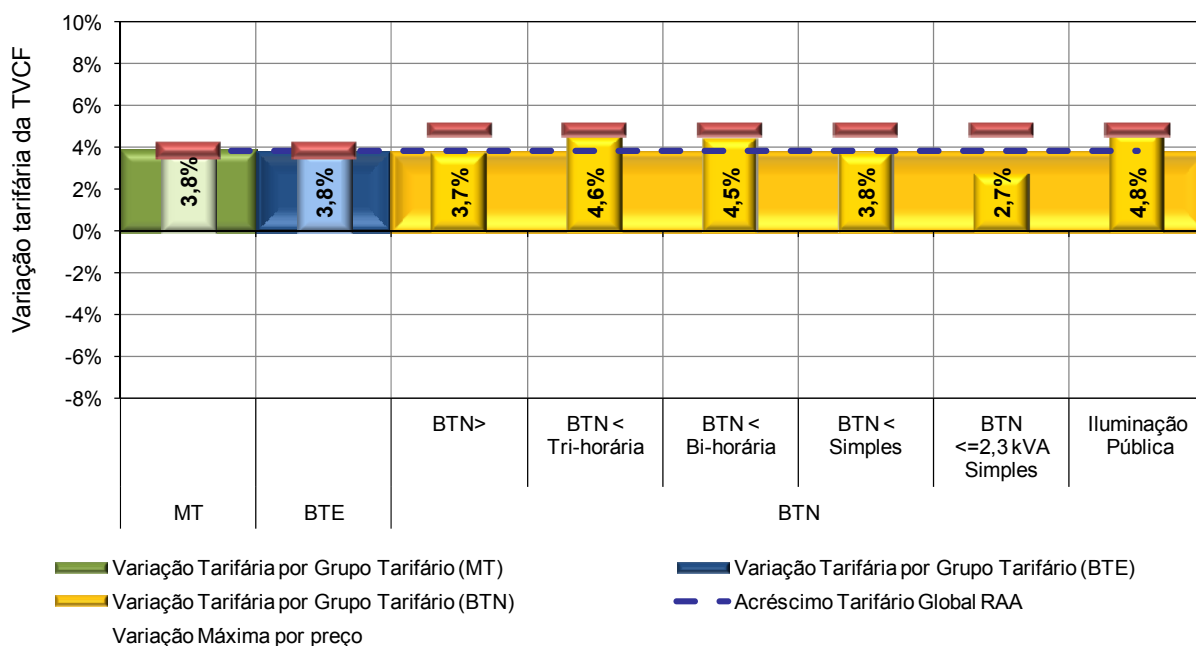


Figura 7-13 - Variação tarifária associada à aplicação das TVCF do Continente, em BTN, por opção tarifária, na RAA



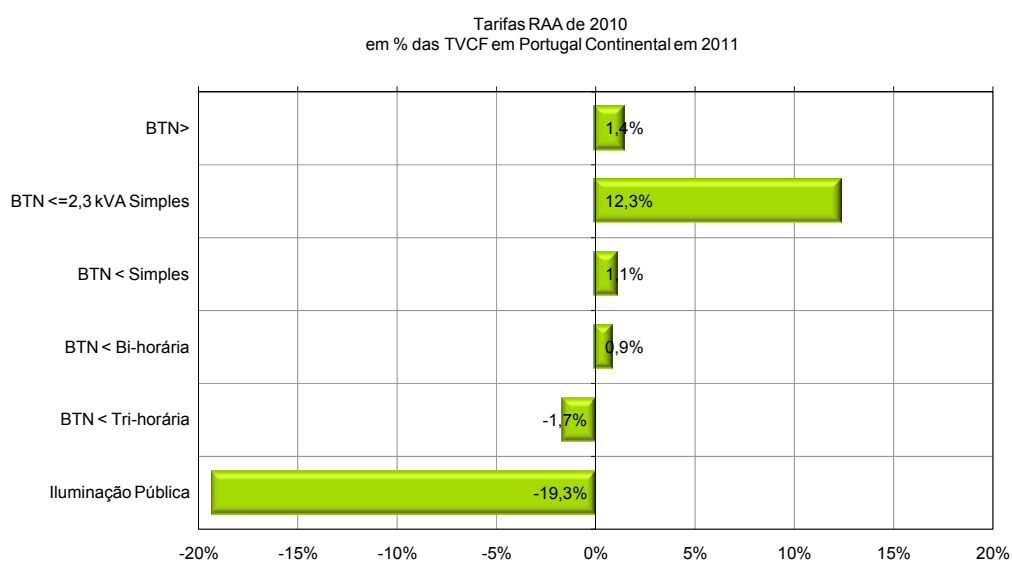
Na Figura 7-14 apresentam-se as variações tarifárias médias, em 2011, por opção tarifária, após a aplicação do limite máximo em cada grupo tarifário. A variação tarifária global é de 3,8%. A variação máxima por preço é de 4,8% (variação global +1%).

Figura 7-14 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação do mecanismo de convergência



Na Figura 7-15 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2011 em relação às tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental, por opção tarifária de BTN.

Figura 7-15 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental em 2011



Da Figura 7-16 à Figura 7-20 apresentam-se os valores resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental nas opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores em BTN.

Nestas figuras, o primeiro gráfico compara, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores de 2010, com a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental de 2011. Quando o valor é de 100% tal significa que o preço desse termo tarifário, em 2010, coincide com o valor das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental de 2011.

O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2010 e 2011, que depende da posição relativa apresentada no gráfico superior e do limite máximo de variação considerado.

O terceiro gráfico de cada figura compara (i) a distância dos preços da TVCF em 2010 na RAA com os respectivos preços da TVCF no Continente em 2011 [TVCF_{A(t-1)}], (ii) a distância dos preços da TVCF em 2011 na RAA caso não houvesse convergência de preços com os respectivos preços da TVCF no Continente em 2011 [TVCF_{A(t)} sem variação diferenciada] e (iii) a distância dos preços da TVCF em 2011 na RAA com convergência tarifária com os preços da TVCF no Continente em 2011 [TVCF_{A(t)}].

O gráfico inferior de cada figura indica a distância a que cada preço se encontra, em 2011, do respectivo valor da TVCF em Portugal Continental.

A variação máxima por preço é de 4,8%, o que permite obter alguma variação diferenciada por preço em todas as opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores.

Figura 7-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN > 17,25 kVA, na RAA

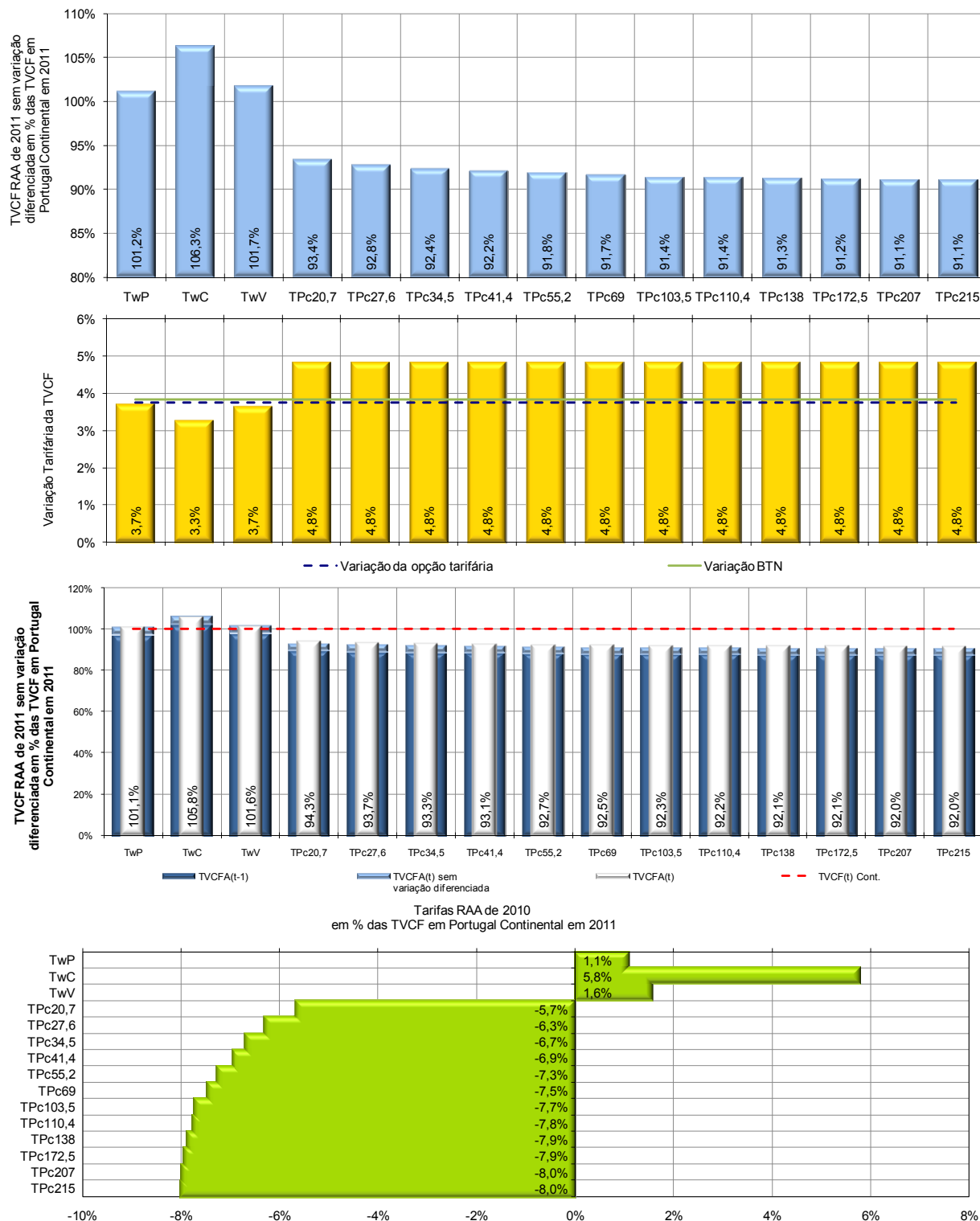
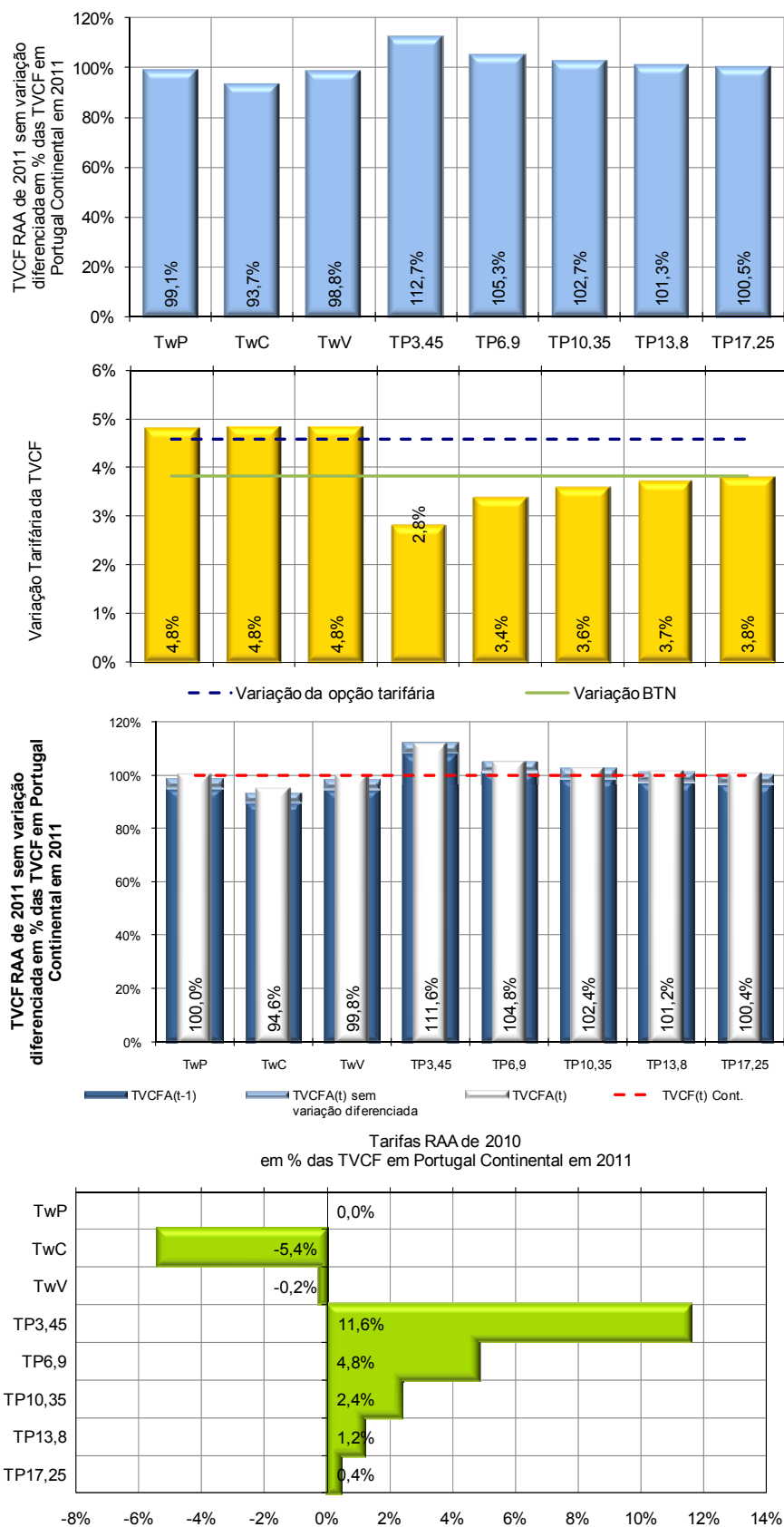
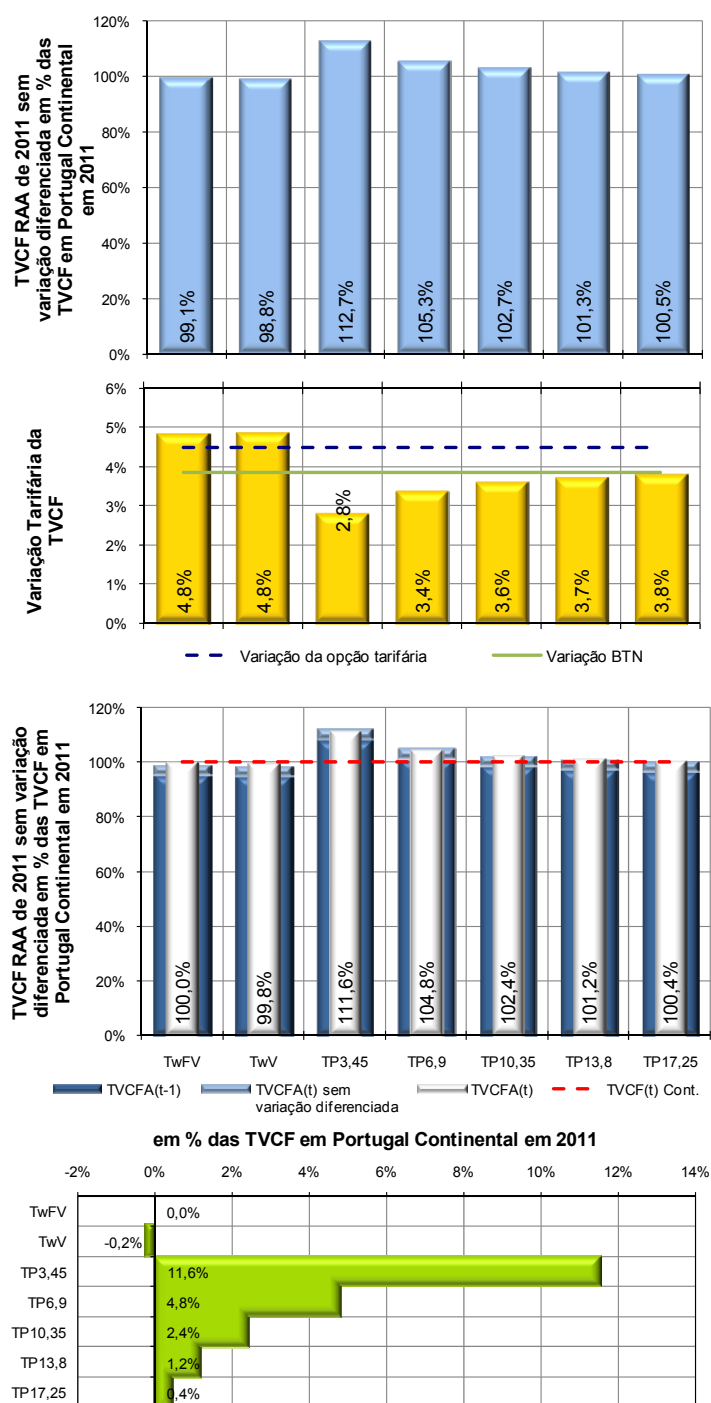


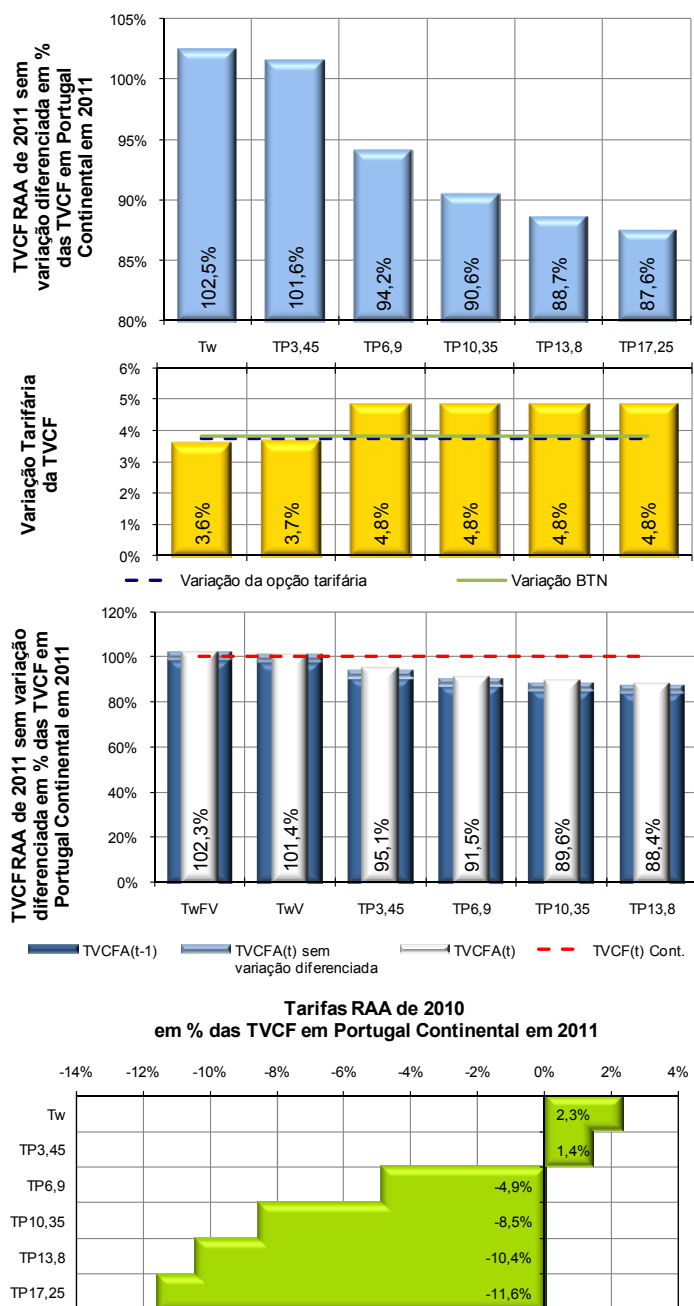
Figura 7-17 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN ≤ 17,25 kVA, na RAA



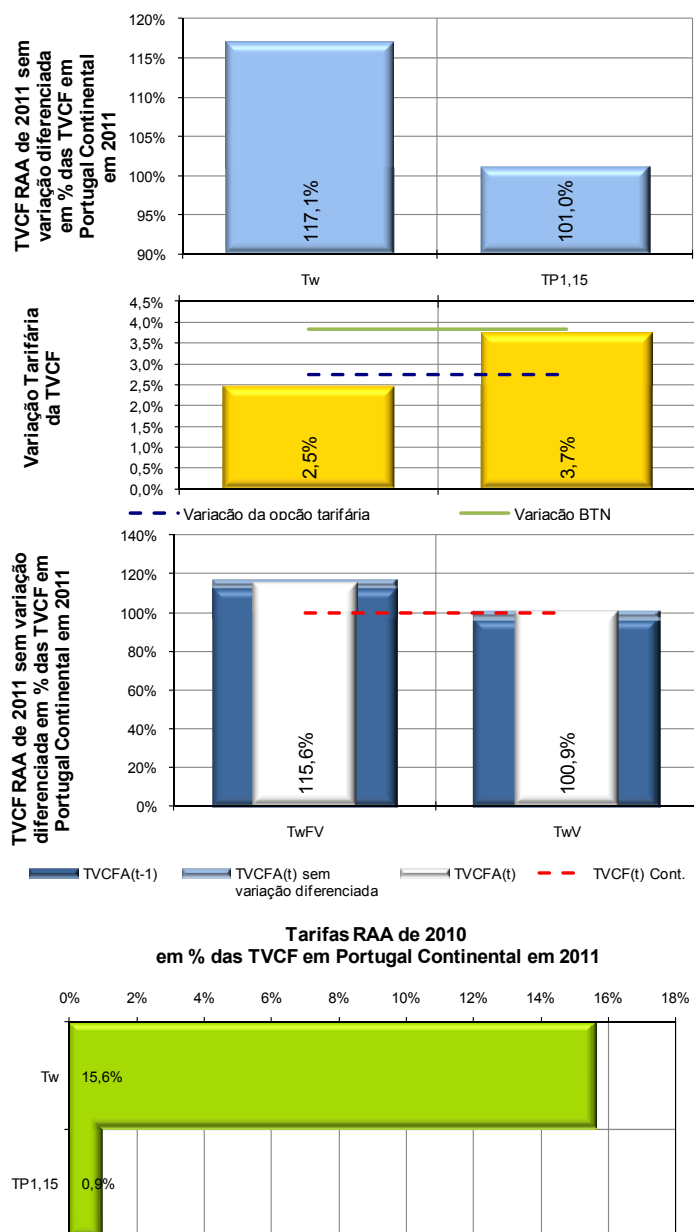
**Figura 7-18 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-Horária ≤ 17,25 kVA) na RAA**



**Figura 7-19 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples ≤ 17,25 kVA) na RAA**



**Figura 7-20 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples ≤ 2,3 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 2010 para 2011, obtidas pela aplicação do mecanismo de convergência tarifária. Na análise não são consideradas as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia.

Quadro 7-4 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2010 para 2011

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	MT				
	3,8				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	BTE		BTN>		
	3,8		3,7		
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	Iluminação Pública
	2,7	3,8	4,5	4,6	4,8

Quadro 7-5 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT em 2011 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 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					
MT	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8

Quadro 7-6 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2011 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 em %	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8

Quadro 7-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA em 2011 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 em %	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	3,7	3,3	3,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8

Quadro 7-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA em 2011 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 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 Simples	2,5			3,7					
BTN ≤ 17,25 kVA Simples	3,6				3,7	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária	4,8		4,8		2,8	3,4	3,6	3,7	3,8
BTN ≤ 17,25 kVA Tri-horária	4,8	4,8	4,8		2,8	3,4	3,6	3,7	3,8
Iluminação Pública	4,8								

7.3.1 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 que se mantiveram em vigor (em virtude da necessidade de limitação de impactos tarifários elevados), devem ser progressivamente extintas. A sua extinção está prevista para o ano de 2012. Neste sentido, tem sido aplicado 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. A ERSE disponibiliza aos consumidores, no seu portal institucional, um simulador de facturação por forma a orientar a escolha mais adequada da opção tarifária de cada consumidor. Este simulador pode ser encontrado em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/simuladoresdefacturacaodastarifasreguladas/Paginas/default.aspx>.

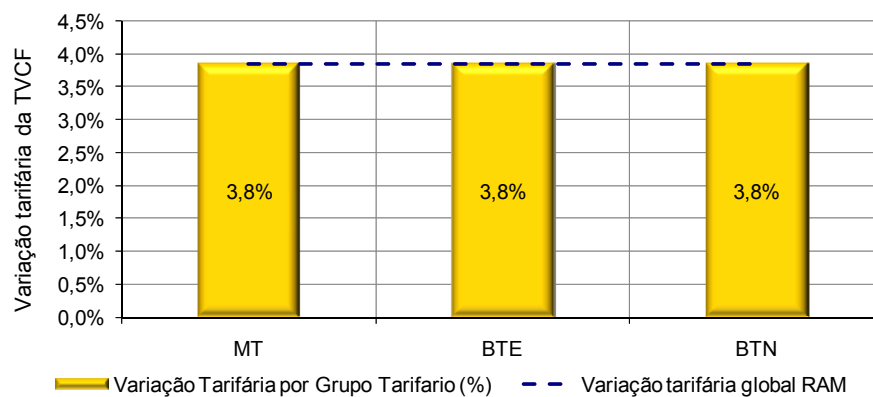
Na Região Autónoma dos Açores considerou-se que os termos destas opções tarifárias devem observar o mesmo agravamento verificado nos dois anos anteriores (8%).

7.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Figura 7-21 e apresenta o processo de convergência por grupo tarifário 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 2010 e as de Portugal Continental de 2011, em BTN. A distância relativa à linha dos 100% representa a variação necessária que assegura 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 2010 e de 2011, tendo em consideração os limitadores máximos de variação.

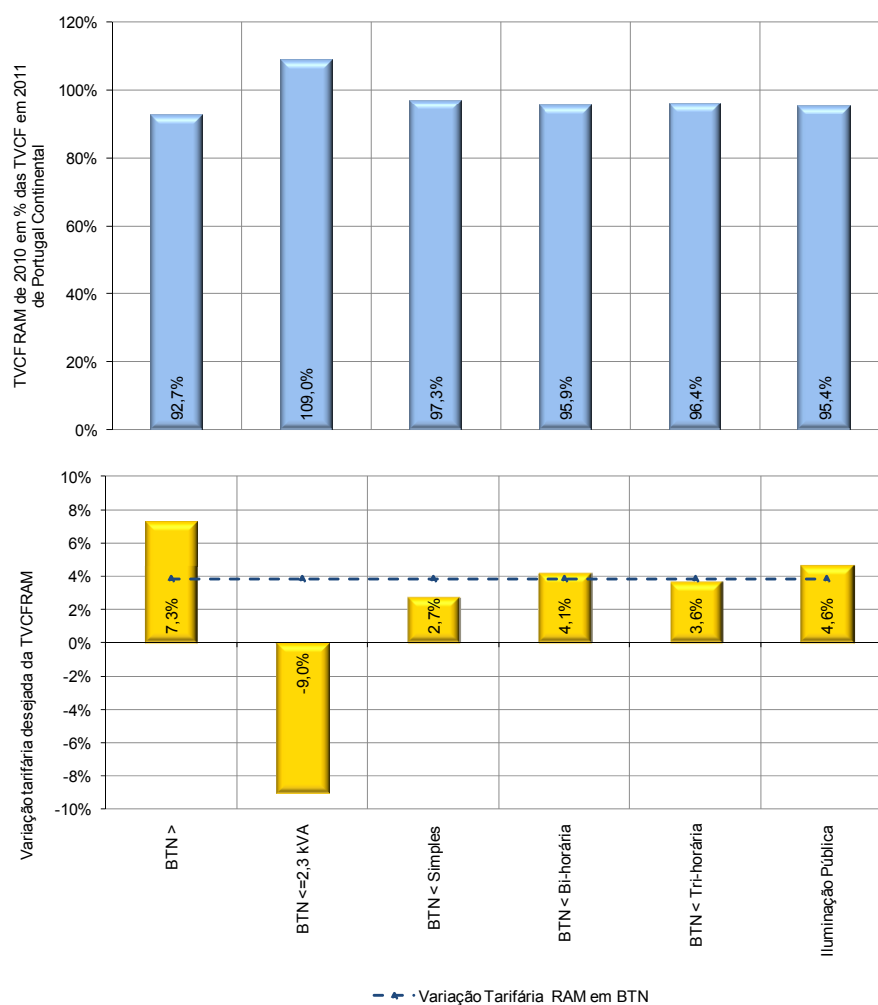
A determinação de valores para estes limitadores teve em consideração o processo de convergência com Portugal continental. Assim, utilizaram-se na Região Autónoma da Madeira os mesmos pressupostos para os limitadores de variação por termo tarifário que nas tarifas de Portugal continental (variação tarifária global + 1%), o que determina uma limitação de variação por termo tarifário de 4,8%.

Figura 7-21 - 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



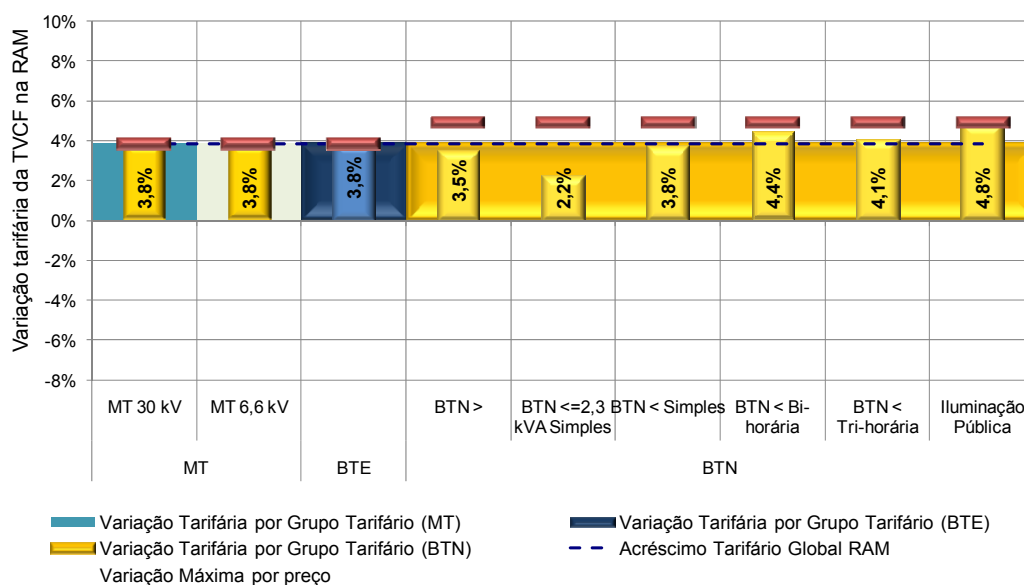
Entre as tarifas de 2010 e de 2011 regista-se um aumento tarifário global de 3,8%.

Figura 7-22 - Variação tarifária associada à aplicação das TVCF do Continente, em BTN, por opção tarifária, na RAM



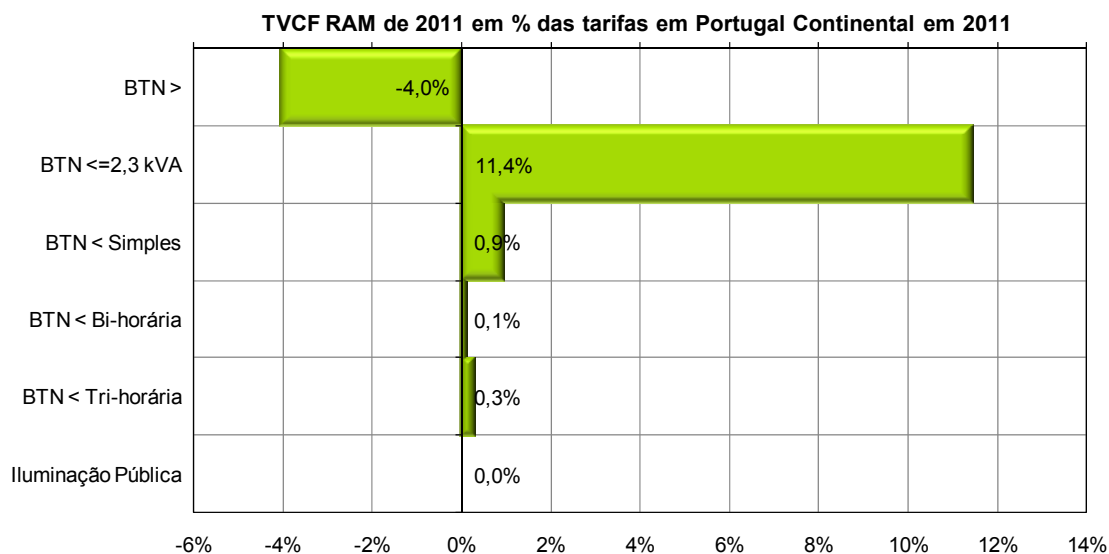
Na Figura 7-23 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2011 em relação às tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental, por opção tarifária.

Figura 7-23 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação do mecanismo de convergência



Na Figura 7-24 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2010 em relação às tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental para 2011, por opção tarifária. A figura revela a diferença percentual remanescente das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2011 para as respectivas tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental em 2011.

Figura 7-24 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental em 2011



Da Figura 7-25 à Figura 7-29 apresentam-se os valores resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental nas opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira em BTN.

Nestas figuras, o primeiro gráfico compara, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira de 2010, com a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental de 2011. Quando o valor é de 100% tal significa que o preço desse termo tarifário, em 2010, coincide com o valor das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental de 2011.

O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2010 e 2011, que depende da posição relativa apresentada no gráfico superior e do limite máximo de variação considerado.

O terceiro gráfico de cada figura compara (i) a distância dos preços da TVCF em 2010 na RAM com os respectivos preços da TVCF no Continente em 2011 [TVCFM(t-1)], (ii) a distância dos preços da TVCF em 2011 na RAM caso não houvesse convergência de preços [TVCFM(t) sem variação diferenciada] com os respectivos preços da TVCF no Continente em 2011 e (iii) a distância dos preços da TVCF em 2011 na RAM com convergência tarifária, com os preços da TVCF no Continente em 2011 [TVCFM(t)].

O gráfico inferior de cada figura indica a distância a que cada preço se encontra, em 2011, do respectivo valor da tarifa aditiva.

A variação máxima por preço é de 4,8% o que permite obter alguma variação diferenciada por preço em todas as opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira.

Figura 7-25 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN > 20,7 kVA, na RAM

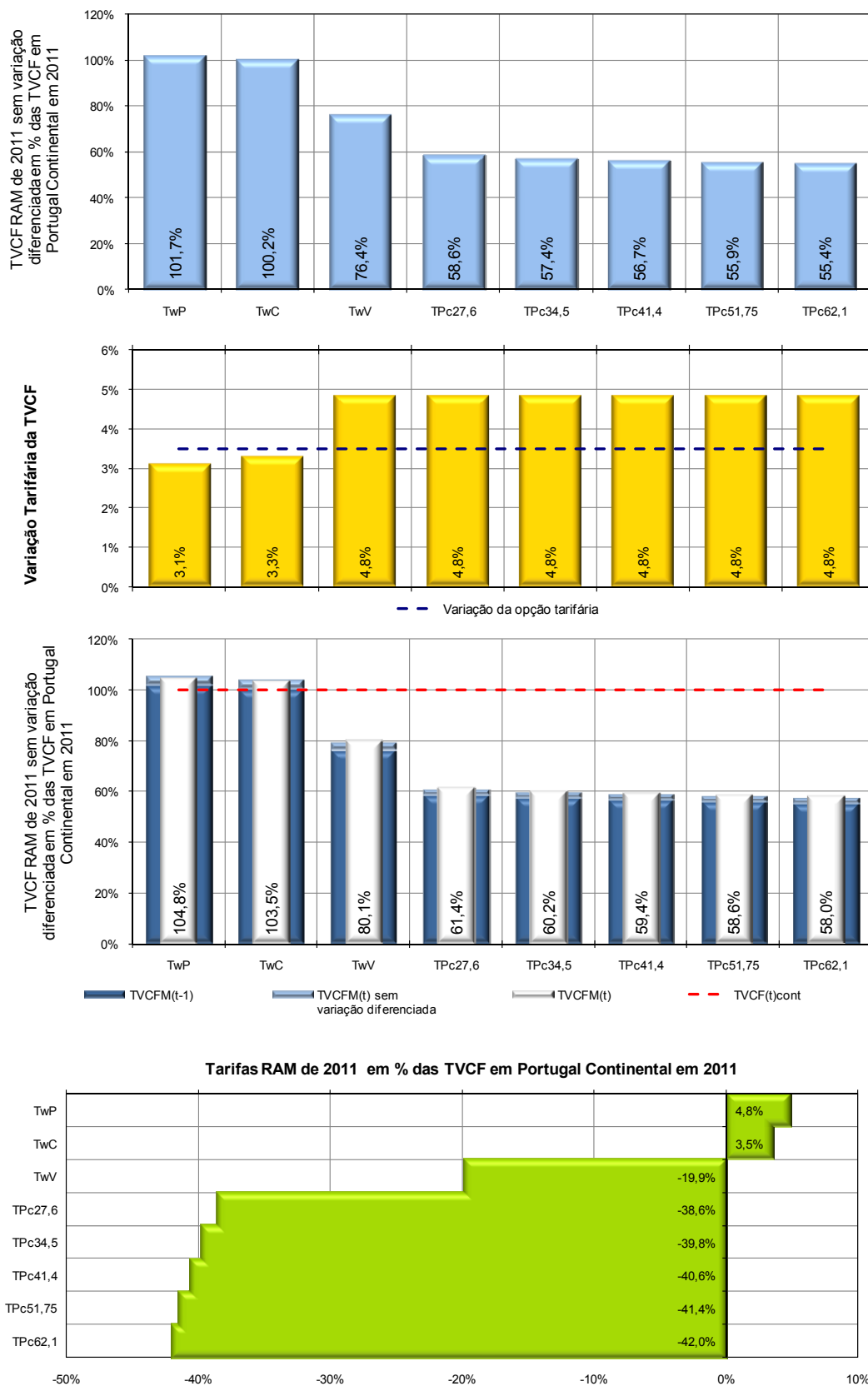


Figura 7-26 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-Horária ≤ 20,7 kVA) na RAM

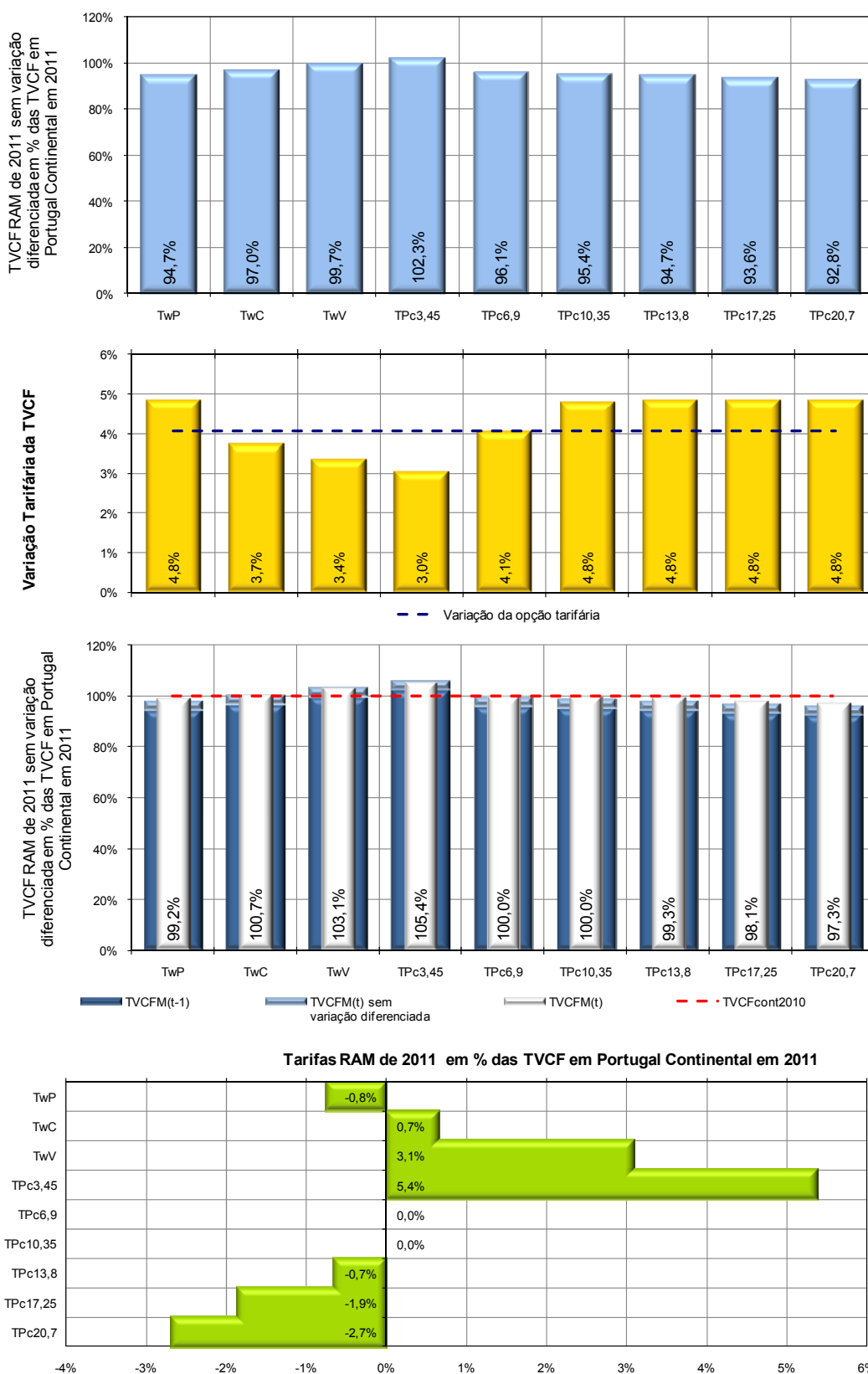


Figura 7-27 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA) na RAM

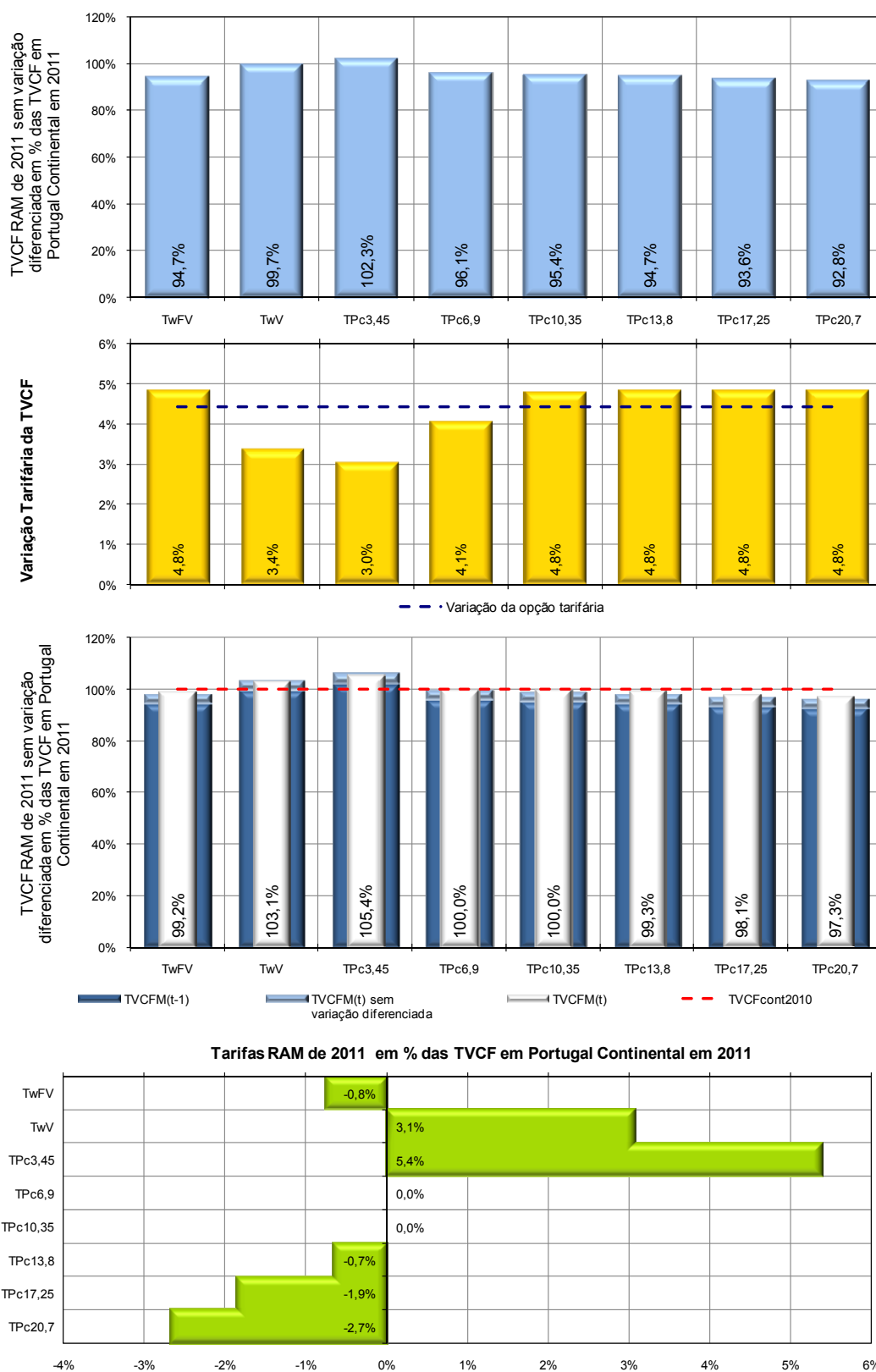
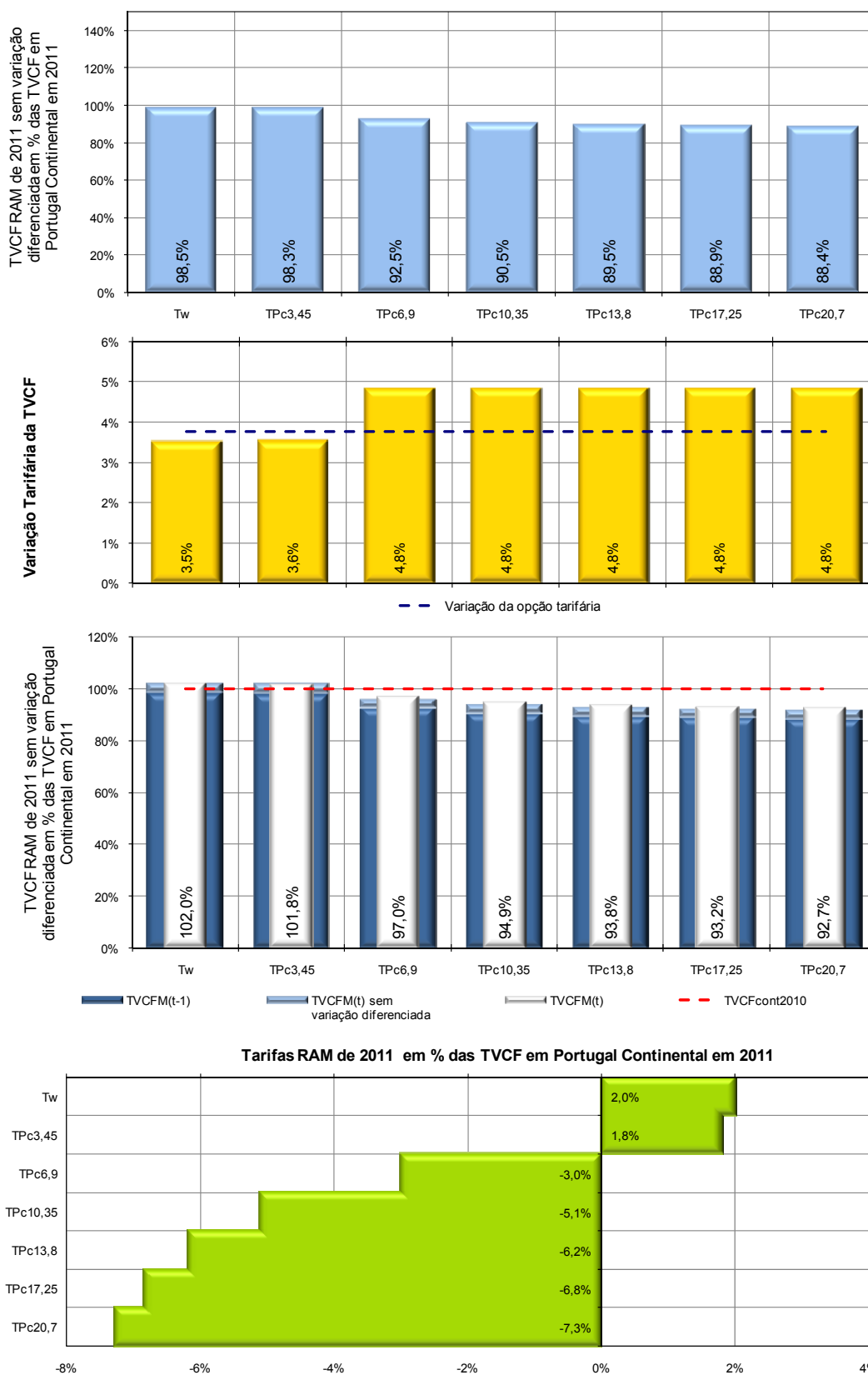
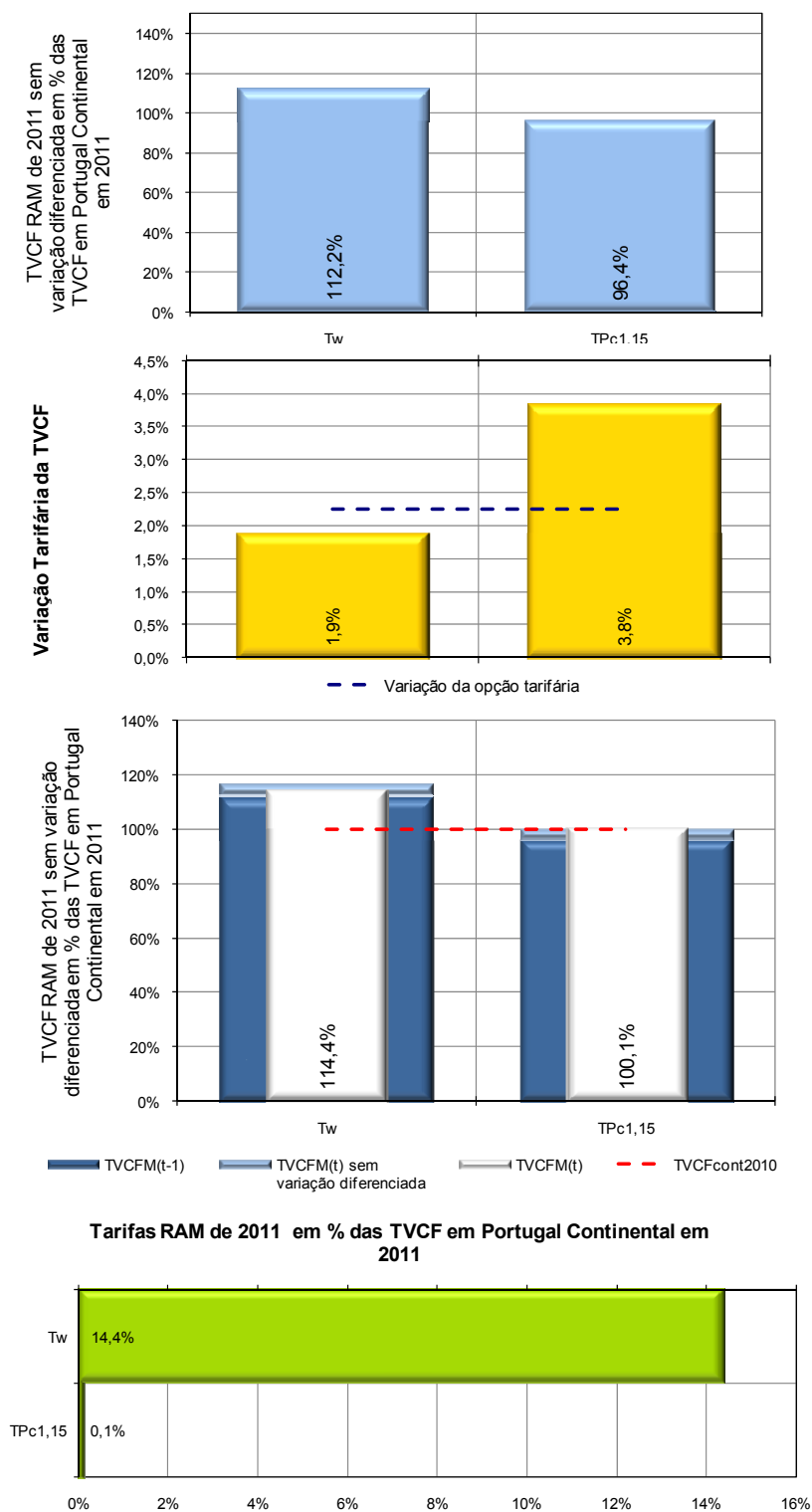


Figura 7-28 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA) na RAM



**Figura 7-29 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples ≤ 2,3 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 2010 para 2011, obtidas pela aplicação do mecanismo de convergência tarifária. Na análise não são consideradas as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia.

Quadro 7-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2011

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	MT 30 kV	MT 6,6 kV			
	3,8	3,8			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	BTE	BTN >			
	3,8	3,5			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2011/2010 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	Iluminação Pública
	2,2	3,8	4,4	4,1	4,8

Quadro 7-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT em 2011 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 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					
AT	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
MT	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
MT 6,6 kV	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8

Quadro 7-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2011 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 em %	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8

Quadro 7-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2011 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 em %	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	3,1	3,3	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8

Quadro 7-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2011 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2011/2010 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 Simples	1,9		3,8							
BTN < 20,7 kVA Simples	3,5			3,6	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	4,8		3,4	3,0	4,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	4,8	3,7	3,4	3,0	4,1	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Iluminação Pública	4,8									

7.4.1 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 que se mantiveram em vigor (em virtude da necessidade de limitação de impactos tarifários elevados), devem ser progressivamente extintas. A sua extinção está prevista para o ano de 2012. Neste sentido, tem sido aplicado 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. A ERSE disponibiliza aos consumidores, no seu portal institucional, um simulador de facturação por forma a orientar a escolha mais adequada da opção tarifária de cada consumidor. Este simulador pode ser encontrado em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/simuladoresdefacturacaodastarifasreguladas/Paginas/default.aspx>.

Na Região Autónoma da Madeira considerou-se que os termos destas opções tarifárias devem observar o mesmo agravamento verificado nos dois anos anteriores (8%).

ANEXOS

I. SIGLAS

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL:

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

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

BTN ≤ 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (≤2,3 kVA) – Simples

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

BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal (≤ 20,7 kVA) - Bi-horária

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

BTN Sazonal < Simples - Baixa Tensão Normal Sazonal (≤ 20,7 kVA) – Simples

BTN Sazonal < Bi-horária - Baixa Tensão Normal Sazonal (≤ 20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal < Tri- horária - Baixa Tensão Normal Sazonal (≤ 20,7 kVA) - Tri-horária

IP – Iluminação pública

TPc - Preço do termo de potência contratada.

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

TwP - Preço de energia activa em horas de ponta.

TwC - Preço de energia activa em horas cheias.

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.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES:

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

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

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

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

IP – Iluminação pública

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA:

AT- Alta Tensão

MT 30 kV- Média Tensão 30 kV

MT 6,6 kV- Média Tensão 6,6 kV

BTE - Baixa Tensão Especial

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

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

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

IP – Iluminação pública