

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2012**

dezembro 2011

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	TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE.....	11
3.1	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT	11
3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND.....	12
4	TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	15
4.1	Estrutura tarifária - a relação entre tarifas e custos	15
4.1.1	Relação entre tarifas e custos no Uso da Rede de Distribuição – variáveis de faturação.....	17
4.2	Determinação dos custos incrementais	21
4.2.1	Discussão metodológica	21
4.2.2	Pressupostos e dados utilizados.....	23
4.2.3	Custos incrementais.....	30
4.3	Comparação da estrutura dos novos custos incrementais com a estrutura dos custos incrementais adotados no cálculo das tarifas em vigor em 2011	30
4.4	Determinação dos preços de potência.....	33
4.5	Análise de impactes.....	34
5	TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO.....	39
6	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	41
6.1	Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN para as tarifas aditivas.....	42
6.2	Regra de faturação da Iluminação Pública	53
6.3	Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e Portugal Continental	54
6.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	55
6.5	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	65
	ANEXO I DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS	77
	ANEXO II SIGLAS	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Diferencial de preços horários entre Portugal e Espanha no mercado diário, devido à separação de mercados	3
Figura 2-2 - Preço de energia elétrica no mercado diário.....	4
Figura 2-3 - Preço dos combustíveis fósseis (Brent)	5
Figura 2-4 - Estrutura dos preços no mercado diário em função dos períodos tarifários.....	6
Figura 2-5 - Estrutura marginal de preços no mercado diário OMEL e na tarifa de energia	7
Figura 2-6 - Estrutura marginal de preços no mercado diário OMEL e na tarifa de energia, aplicável a opções tarifárias tri-horárias e bi-horárias.....	8
Figura 2-7 - Relação entre os preços de energia em horas de ponta e em horas de vazio (tri-horárias) e entre os preços no período fora de vazio e vazio (bi-horárias).....	8
Figura 2-8 - Relação entre os preços de energia no período fora de vazio e vazio para 2012.....	9
Figura 4-1 - Agregação de consumos	19
Figura 4-2 - Sistema de distribuição de energia elétrica.....	27
Figura 4-3 - Comparação dos custos incrementais e receitas incrementais na “Situação atual” e no “Cenário 2012”.....	32
Figura 4-4 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	35
Figura 4-5 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	35
Figura 4-6 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	36
Figura 4-7 - Tarifa de Acesso às Redes em AT	36
Figura 4-8 - Tarifa de Acesso às Redes em MT	37
Figura 4-9 - Tarifa de Acesso às Redes em BTE	37
Figura 4-10 - Tarifa de Acesso às Redes em BTN	38
Figura 6-1 - Roadmap da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais	42
Figura 6-2 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN.....	43
Figura 6-3 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas	44
Figura 6-4 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2012.....	45
Figura 6-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)	46
Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)	47
Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária ≤ 20,7 kVA).....	48
Figura 6-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA).....	49
Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples > 2,3 e ≤ 20,7 kVA).....	50
Figura 6-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA).....	51
Figura 6-11 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores.....	55

Figura 6-12 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAA	56
Figura 6-13 - Variação das TVCF em MT na RAA.....	57
Figura 6-14 - Variação das TVCF em BTE na RAA.....	58
Figura 6-15 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAA.....	59
Figura 6-16 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária), na RAA	60
Figura 6-17 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária), na RAA	61
Figura 6-18 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples), na RAA	62
Figura 6-19 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples), na RAA	63
Figura 6-20 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira	65
Figura 6-21 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAM.....	66
Figura 6-22 - Variação das TVCF em MT na RAM	67
Figura 6-23 - Variação das TVCF em BTE na RAM	68
Figura 6-24 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAM	69
Figura 6-25 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária) na RAM	70
Figura 6-26 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária) na RAM.....	71
Figura 6-27 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples) na RAM.....	72
Figura 6-28 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples) na RAM.....	73

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia	9
Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2012	12
Quadro 3-2 - Preços marginais aritméticos no mercado horário em Espanha	13
Quadro 3-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND em 2012	14
Quadro 3-4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND a vigorarem em 2012.....	14
Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	18
Quadro 4-2 - Índice de preços implícitos no PIB.....	23
Quadro 4-3 - Investimento, incluindo participações, na rede de distribuição de energia elétrica...23	
Quadro 4-4 - Participações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica	24
Quadro 4-5 - Participações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica...24	
Quadro 4-6 - Participações de fundos na rede de distribuição de energia elétrica.....25	
Quadro 4-7 - Participações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental.....26	
Quadro 4-8 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica	26
Quadro 4-9 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica	28
Quadro 4-10 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos	28
Quadro 4-11 - Custos de operação e manutenção	28
Quadro 4-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição.....30	
Quadro 4-13 - Síntese dos custos incrementais	30
Quadro 4-14 - Receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.....31	
Quadro 4-15 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais	31
Quadro 4-16 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT	31
Quadro 4-17 - Peso das receitas incrementais por nível de tensão	32
Quadro 4-18 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes	34
Quadro 6-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2011 para 2012.....	52
Quadro 6-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2011 para 2012	52
Quadro 6-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN ≤ 20,7 kVA de 2011 para 2012.....	52
Quadro 6-4 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2011 para 2012	64
Quadro 6-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2012 na RAA.....	64
Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2012 na RAA.....	64
Quadro 6-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2012 na RAA.....	64

Quadro 6-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2012 na RAA.....	65
Quadro 6-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2012.....	74
Quadro 6-10 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2012 na RAM.....	74
Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2012 na RAM.....	74
Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2012 na RAM.....	74
Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2012 na RAM.....	75

1 INTRODUÇÃO

A definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica 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 atividade do sector elétrico devem refletir os custos dessas atividades 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.

Dado o início de um novo período de regulação elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da atual estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de Energia, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

Na tarifa de Comercialização, dado o reduzido peso destas tarifas na fatura global dos clientes e a anunciada extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais opta-se pela preservação da atual estrutura tarifária. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais iniciou-se, no setor elétrico, com a extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), aprovada pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro. A resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de Agosto, estabelece o calendário de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para potências contratadas inferiores ou iguais a 41,4 kVA: (i) 1 de Julho de 2012 para clientes com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e superior ou igual a 10,35 kVA, e (ii) 1 de Janeiro de 2013 para clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

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 maioritariamente orientada por custos marginais ou incrementais.

Por último, tendo em conta as tarifas por atividade estabelecidas para 2012, 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 em BTN 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.

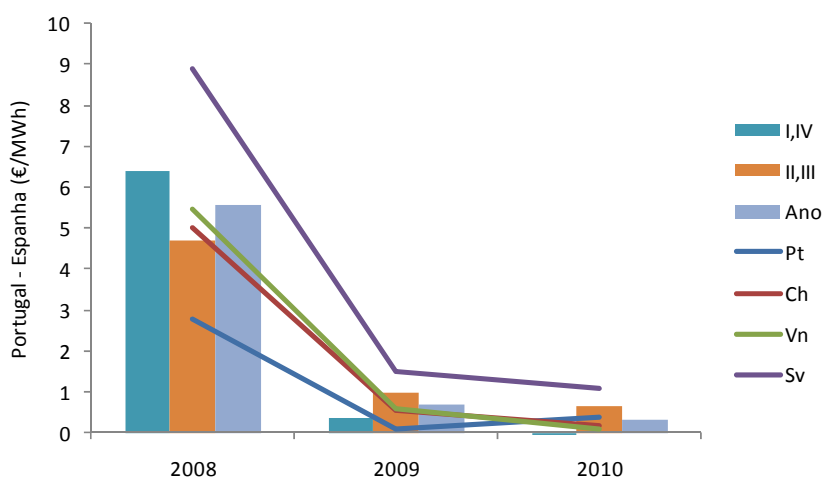
2 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura tarifária foi alterada em 2007. A estrutura dos preços de energia adotada nas tarifas do período regulatório de 2008-2010 foi analisada e justificada no documento *Estrutura Tarifária em 2008*¹.

Nessa altura, os preços horários no mercado diário (OMEL) mostravam uma tendência de redução da diferenciação entre o período de ponta e o período de super vazio. Todavia, a integração de preços horários entre Portugal e Espanha apresentava uma elevada percentagem de horas com separação de preços e um diferencial de preços significativo devido ao *market splitting*.

A situação no mercado diário evoluiu de forma importante, tendo-se reduzido o número de horas de separação de mercados e o valor respetivo do diferencial de preços (Figura 2-1).

Figura 2-1 - Diferencial de preços horários entre Portugal e Espanha no mercado diário, devido à separação de mercados



Fonte: OMIE (cálculo ERSE).

A convergência de preços horários entre Portugal e Espanha beneficiou particularmente o período de super vazio, onde o *spread* de preços foi de 9 €/MWh em 2008 passando para 1 €/MWh em 2010. Sendo Espanha o mercado de maior dimensão, é de esperar que futuros desenvolvimentos na capacidade de interligação ou na estrutura de produção contribuam para aproximar os preços em Portugal do que se passa em Espanha, nomeadamente na estrutura de preços por período tarifário.

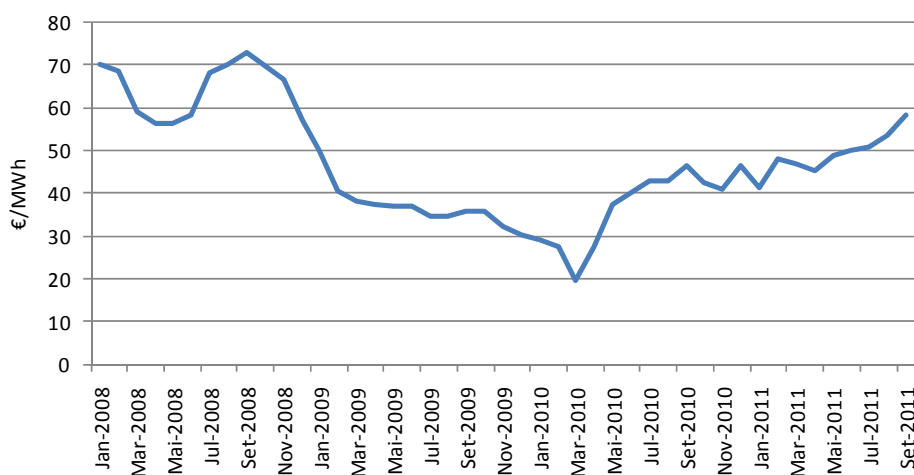
Considera-se então que o acoplamento dos mercados diários entre Portugal e Espanha é um pressuposto realista e que o preço horário em Espanha fornece uma boa aproximação à estrutura marginal previsível para Portugal, tendendo a anular-se o diferencial de preços ainda existente.

¹ Ver o documento *Estrutura Tarifária em 2008*, ERSE, Dezembro de 2007.

Várias razões estruturais apontam para que o mercado diário de energia elétrica apresente uma estrutura horária de preços diferente da estrutura obtida através de modelos de simulação do sistema electroprodutor². A integração de mercados no MIBEL, a existência de mecanismos (extra-mercado) de pagamento de custos de investimento (CMEC, CAE, garantia de potência) ou a prevalência das turbinas a gás de ciclo combinado na produção são fatores promotores de uma menor diferença de preços horários ao longo do dia.

Foi analisado o período de 2008 a 2010³. Neste período, os preços de energia no mercado grossista foram fortemente afetados pela instabilidade ao nível do preço dos combustíveis fósseis. Assim, o preço de energia mensal registou uma evolução atípica, sobrepondo-se o efeito conjuntural do preço dos combustíveis à tradicional evolução sazonal dos preços devida aos consumos e à hidraulicidade. Não obstante, importa analisar a estrutura horária dos preços, para orientar a estrutura marginal da tarifa de energia.

Figura 2-2 - Preço de energia elétrica no mercado diário

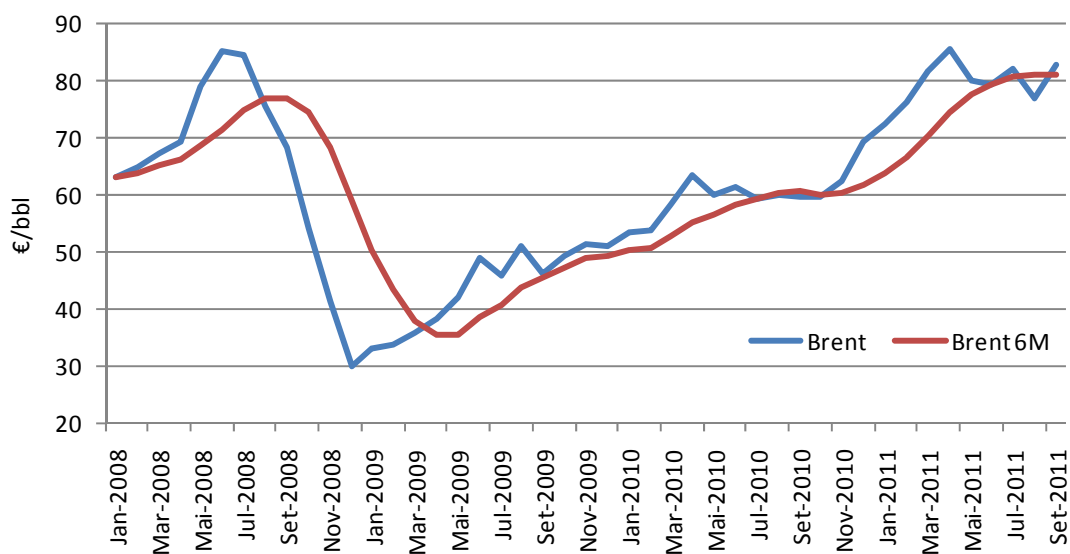


Fonte: OMIE (média mensal do preço de energia em Espanha)

² Os resultados do modelo VALORÁGUA, desenvolvido pela REN para simulação do sistema electroprodutor, foram utilizados para descoberta do custo marginal de produção por patamar de consumo, na ausência de um mercado de energia com preços horários.

³ O início da integração ibérica no mercado diário da OMEL aconteceu em Julho de 2007.

Figura 2-3 - Preço dos combustíveis fósseis (Brent)



Fonte: Reuters (média mensal do preço do Brent), cálculo ERSE (média de 6 meses)

Apesar das variações sazonais de preços grossistas em função da conjuntura de preços de combustíveis e dos fatores climatéricos (hidraulicidade e eolicidade), a estrutura horária dos preços no mercado diário está fortemente relacionada com a estrutura do parque eletroprodutor e com o diagrama da procura. Os custos marginais da tarifa de energia devem apresentar esta estrutura horária do preço de modo a orientar os consumidores nas suas decisões de consumo e de forma a imputar a cada consumidor o justo custo da energia consumida.

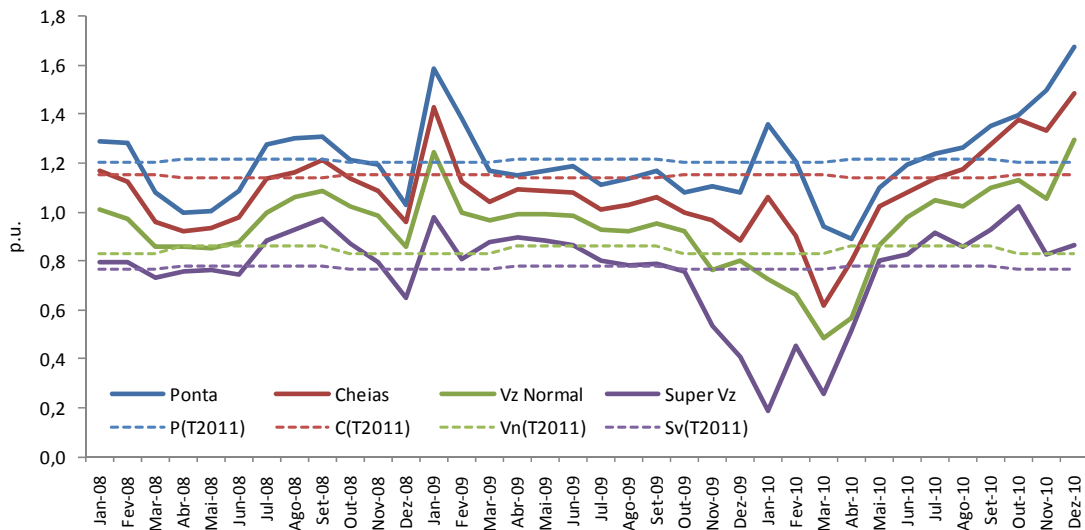
A Figura 2-4 mostra o preço médio mensal de energia elétrica no mercado diário, por período tarifário⁴ (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), em relação ao correspondente preço médio sazonal⁵.

A figura mostra que a relação entre os preços por período tarifário não é constante ao longo do tempo mas é bastante estável, persistindo mesmo durante alterações importantes no nível de preços médios (por exemplo, entre o 4.º trimestre de 2008 e o 4.º trimestre de 2009).

Na figura apresentam-se ainda os custos marginais de energia da tarifa de energia entre 2008 e 2010 em relação à respetiva média sazonal.

⁴ Usou-se o ciclo semanal sem feriados para determinar os períodos tarifários.

⁵ Consideram-se os períodos sazonais do Regulamento Tarifário: I,IV (1.º e 4.º trimestres do ano) e II,III (2.º e 3.º trimestres do ano).

Figura 2-4 - Estrutura dos preços no mercado diário em função dos períodos tarifários

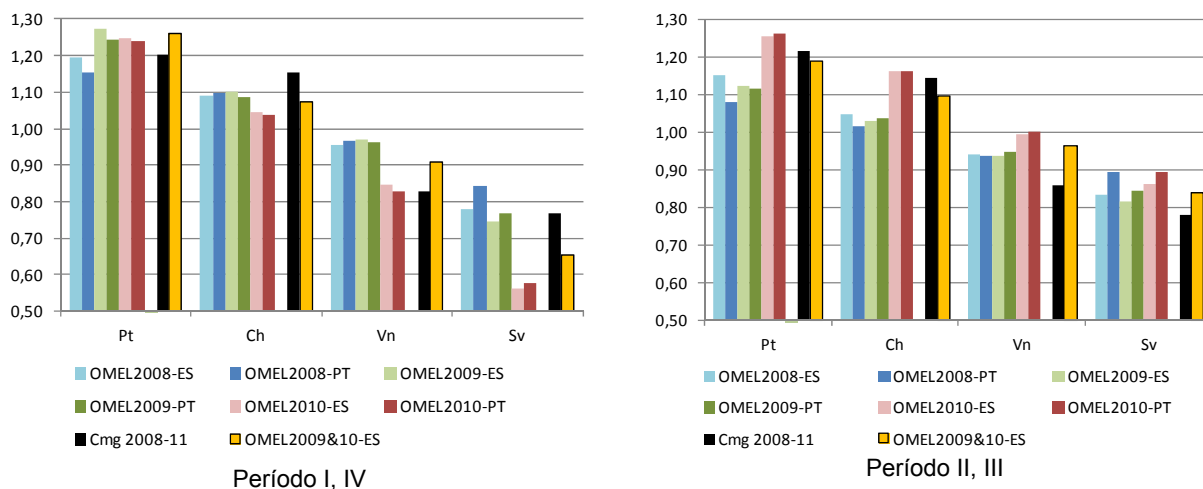
Fonte: OMIE (cálculo ERSE)

A partir da análise da estrutura de custos marginais implícita nos preços do mercado diário, propõe-se refletir na tarifa de energia essa estrutura marginal. Para tal, exclui-se o ano de 2008 devido ao peso significativo da separação de mercados entre Portugal e Espanha. Considerou-se então a estrutura média de preços por período tarifário ocorrida nos anos de 2009 e 2010⁶.

As figuras seguintes apresentam a estrutura marginal por período tarifário dos preços no mercado diário OMEL, com entrega em Espanha e em Portugal, nos anos de 2008, 2009 e 2010. Apresentam ainda a estrutura presente na tarifa de energia em vigor de 2008 a 2011 ("Cmg 2008-11") e a alteração em 2012, decorrente da média dos preços no mercado diário em 2009 e 2010.

⁶ A consideração de vários anos permite filtrar a ocorrência de preços pouco comuns, explicada por fenómenos esporádicos como a hidraulicidade elevada em 2010.

Figura 2-5 - Estrutura marginal de preços no mercado diário OMEL e na tarifa de energia



Fonte: OMEL (cálculo ERSE)

Identifica-se uma tendência de subida relativa dos preços no período de vazio normal e de descida dos preços em horas cheias. A alteração dos preços nos períodos de ponta e de super vazio é em sentido contrário em cada período sazonal.

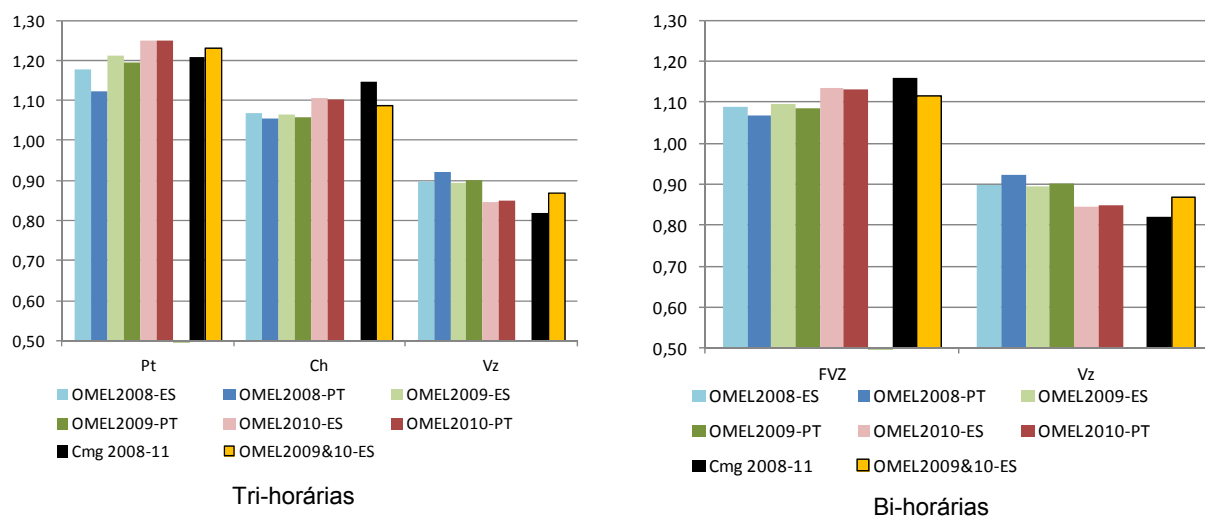
Com a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental, em particular das tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada superior a 41,4 kW, a estrutura marginal da tarifa de energia do comercializador de último recurso apenas tem impacto ao nível dos clientes de BTN com tarifas com discriminação de preços (opções tri-horárias e bi-horárias). As figuras seguintes mostram a alteração de estrutura marginal da tarifa na perspetiva destes clientes.

A tendência da alteração efetuada na tarifa de energia promove uma subida do preço em horas de vazio e uma descida nas horas cheias (ou de fora de vazio).

Em consequência, a diferença entre o preço em horas de vazio e o preço em horas de ponta (ou de fora de vazio) é reduzida face à estrutura tarifária vigente até 2011 (Figura 2-7). Esta redução é mais visível na tarifa bi-horária do que na tarifa tri-horária.

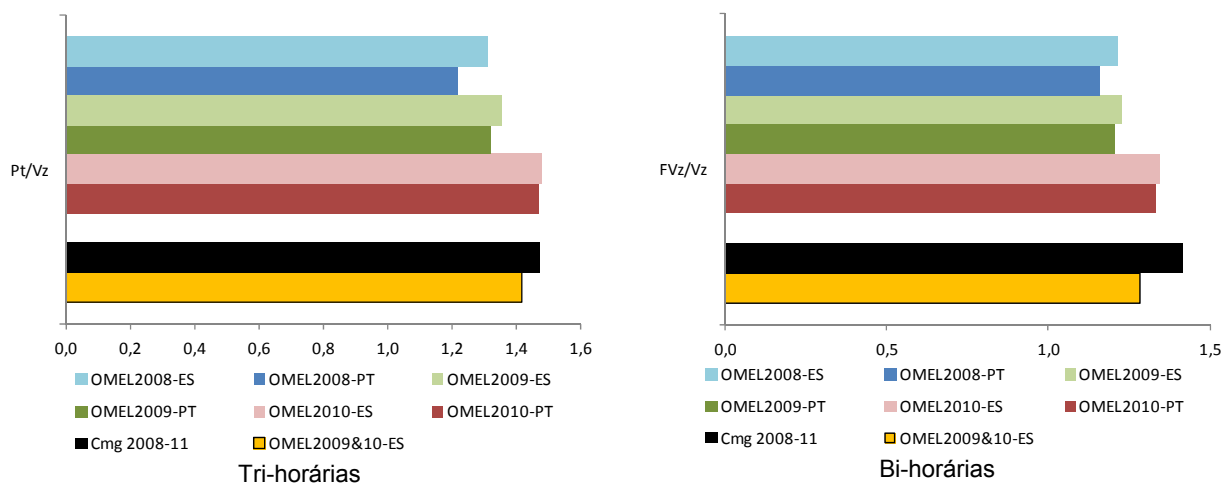
Embora a modificação da estrutura de preços da tarifa de energia aponte para um menor incentivo ao consumo em horas de vazio, importa reconhecer que o preço final pago pelos clientes é determinado não apenas pela tarifa de energia mas também pela tarifa de acesso às redes, a qual tem um peso muito maior nas horas de ponta e cheia (fora de vazio) do que nas horas de vazio.

Figura 2-6 - Estrutura marginal de preços no mercado diário OMEL e na tarifa de energia, aplicável a opções tarifárias tri-horárias e bi-horárias



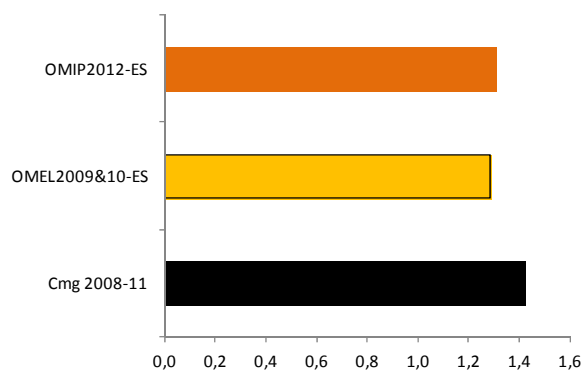
Fonte: OMIE (cálculo ERSE)

Figura 2-7 - Relação entre os preços de energia em horas de ponta e em horas de vazio (tri-horárias) e entre os preços no período fora de vazio e vazio (bi-horárias)



Fonte: OMIE (cálculo ERSE)

A figura seguinte apresenta ainda a comparação da relação de preços de vazio e fora de vazio para (i) a tarifa de energia entre 2008 e 2011, (ii) para os preços do mercado diário em 2009 e 2010 (usados para fixar a estrutura da tarifa de energia para 2012) e (iii) para os preços dos futuros de energia elétrica negociados no OMIP para 2012, com entrega em Espanha.

Figura 2-8 - Relação entre os preços de energia no período fora de vazio e vazio para 2012

Fonte: OMIE (cálculo ERSE)

Apresenta-se no quadro seguinte a estrutura dos custos marginais de energia utilizada no cálculo da tarifa de energia em 2012, em consequência das opções tomadas. Os preços finais da tarifa de energia dependem desta estrutura de custos marginais mas também devem recuperar os custos médios previstos para a compra e venda de energia elétrica pelo comercializador de último recurso. Assim, os custos marginais são escalados por um mesmo fator multiplicativo de forma a recuperarem as receitas referidas.

Quadro 2-1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia

ESTRUTURA DOS CUSTOS MARGINAIS DA TARIFA DE ENERGIA		
Energia ativa		p.u.
Períodos I, IV	Horas de ponta	1,259
	Horas cheias	1,074
	Horas de vazio normal	0,909
	Horas de super vazio	0,653
Períodos II, III	Horas de ponta	1,189
	Horas cheias	1,095
	Horas de vazio normal	0,965
	Horas de super vazio	0,839

A alteração da estrutura marginal dos preços da tarifa de energia tem impactes reduzidos ao nível dos preços finais pagos pelos clientes de cada opção tarifária do comercializador de último recurso⁷. Adicionalmente, ao refletir a estrutura marginal dos preços no mercado grossista, esta alteração promove uma maior proximidade entre a estrutura de preços das tarifas aditivas do comercializador de último recurso e as tarifas equivalentes no mercado liberalizado.

⁷ O impacte da alteração da estrutura de custos marginais da tarifa de energia em 2012 é inferior a 1 €/MWh para as várias opções tarifárias de BTN, no referencial das tarifas aditivas.

3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

3.1 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT PELAS ENTREGAS DA RNT

As tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT são compostas por preços de energia, preços de potência contratada e de potência em horas de ponta e preços de energia reativa.

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 reativa fornecida (indutiva) é uma variável que deve ser utilizada na faturação 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 elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. O preço de energia reativa 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 ativa destinam-se a transmitir aos consumidores o sinal económico associado aos investimentos efetuados nas redes, justificados pela redução de perdas atuais 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 atual 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 ativa, 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 faturação.

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 respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada para 2012, que se apresenta no Quadro 3-1, coincide com a estabelecida em anos anteriores, tendo sido atualizada com o deflator do PIB para 2012.

Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2012

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0755	0,6793
AT	0,1446	1,3016

3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE AOS PRODUTORES EM REGIME ORDINÁRIO E AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL PELA ENTRADA NA RNT E NA RND

Na recente revisão regulamentar a ERSE procedeu a alterações à tarifa de Uso da Rede de Transporte. Anteriormente, esta tarifa era aplicada apenas ao consumo, não sendo aplicada à produção qualquer encargo pela entrada na rede de transporte. Assim, na referida revisão regulamentar a ERSE introduziu na tarifa de Uso da Rede de Transporte um preço de entrada na rede a pagar pelos produtores.

Esta alteração teve como objetivo a harmonização das tarifas de Acesso às Redes com Espanha, no âmbito do MIBEL, na sequência da introdução, por parte do Governo Espanhol, de um preço de entrada na rede de transporte e distribuição aplicável aos produtores do regime ordinário e especial (também chamado de encargo “G”, por ser afecto à Geração).

O referido encargo “G” fixado pelo Governo espanhol ascende a 0,5 €/MWh, valor que os produtores tenderão a reflectir nos preços de energia ofertados no mercado ibérico (OMI).

A introdução deste encargo “G”, para além de discriminar as condições de concorrência entre geradores portugueses e espanhóis, veio onerar os consumidores portugueses de energia, na medida em que por via da internalização deste encargo nas ofertas de energia no OMI, passaram a pagar parte da rede de

transporte espanhola (nas situações de importação de energia). Adicionalmente os produtores portugueses que não estejam ao abrigo dos CMEC viram por esta via aumentar a sua remuneração.

Deste modo, tal como determinado pelo Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND é composta por preços de energia activa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede. O Regulamento Tarifário prevê ainda que os referidos preços de energia activa são discriminados por nível de tensão MAT, AT e MT e por período horário.

Considerando a inovação presente na introdução desta alteração regulamentar e tendo em consideração o objectivo duma maior simplificação a ERSE opta por definir preços semelhantes para todos os níveis de tensão e por considerar uma discriminação de preços de energia activa pelos períodos de Fora de Vazio e Vazio coincidente com a registada no mercado diário do MIBEL. Com esta opção preserva-se a diferenciação de preços entre Vazio e Fora de Vazio do mercado diário.

Para o efeito, procedeu-se à observação dos preços horários, formados no mercado diário em Espanha, no MIBEL, ao longo dos anos de 2008, 2009 e 2010. Obtiveram-se os seguintes preços marginais aritméticos, na discriminação horária pretendida (Fora de Vazio e Vazio considerando o ciclo semanal):

Quadro 3-2 - Preços marginais aritméticos no mercado horário em Espanha

(EUR/kWh)	Preços Marginais Aritméticos - Espanha		
	2008	2009	2010
Fora de Vazio	70,4	40,6	42,2
Vazio	57,2	32,5	30,8
Rácio	1,23	1,25	1,37

Atendendo ao referido e tendo em conta o já enunciado objectivo de harmonização com Espanha, no âmbito do desenvolvimento do MIBEL, considerou-se um preço médio de 0,5 €/MWh como objectivo para os preços a definir para a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar à entrada na rede de transporte.

Esta informação, bem como o conhecimento acerca das quantidades previstas a introduzir na rede de transporte por parte da produção à qual se aplica a referida tarifa, permite obter os preços de entrada da tarifa de Uso da Rede de Transporte. O Quadro 3-3 apresenta as referidas quantidades:

Quadro 3-3 - Quantidades consideradas para o cálculo da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND em 2012

(TWh)	2012
Fora de Vazio	31,6
Vazio	20,4
Total	52,02

O Quadro 3-4 apresenta os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial:

Quadro 3-4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND a vigorarem em 2012

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5473
	Horas de vazio	0,4272

4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No presente capítulo apresenta-se a estrutura das tarifas de Uso das Redes de Distribuição de Energia elétrica.

Na sequência do estudo efetuado em 2008, que conduziu nesse ano à adoção de uma estrutura tarifária aderente aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta, optou-se nos anos subsequentes, pela obtenção dos custos incrementais das potências das redes de distribuição através duma atualização, com base no deflator do PIB aplicável, dos valores considerados nas tarifas de anos anteriores, promovendo-se a valorização da estabilidade da estrutura tarifária através da preservação da estrutura de preços de potência contratada e potência em horas de ponta nos diferentes níveis de tensão.

Procurando um reforço e aperfeiçoamento das características sinal-preço a transmitir pelas tarifas, o presente estudo retoma a metodologia adotada em 2008, de forma a atualizar-se a estrutura tarifária, melhorando-se a aderência aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

É de salientar que este estudo constitui um passo adicional na melhoria da estrutura tarifária das tarifas de uso das redes, sendo que esta poderia ser ainda mais aperfeiçoada caso fosse possível obter informação adicional sobre os investimentos nas redes, nomeadamente a sua repartição entre os investimentos que são condicionados pelo comportamento de um conjunto elevado de clientes e os que são condicionados pela procura de um número reduzido de clientes.

4.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA - A RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

No Decreto-Lei n.º 78/2011 são consagrados no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”. O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

No Decreto-Lei n.º 78/2011 é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN⁸”, o que é fundamental, não só como medida de incentivo à eficiência das empresas reguladas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de energia elétrica.

⁸ SEN – Sistema Eléctrico Nacional

Para cada tarifa por atividade regulada procura-se que as variáveis de faturação sejam as mais adequadas para traduzir os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados de forma a apresentarem estrutura aderente à estrutura dos custos marginais de fornecimento de energia elétrica de forma a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema elétrico. A adoção de preços refletindo os custos marginais contribui ainda para a redução de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afetação ótima de recursos e permitindo aumentar a eficiência económica do sistema elétrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal de produção. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema elétrico.

Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O ótimo social coincide com o ótimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem-estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o ótimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflita todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do sector, bastaria permitir que recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsidiação cruzada entre grupos de clientes, o que implica a análise desagregada dos proveitos de cada atividade por grupo de clientes. Por outro lado, deve ser verificado se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia elétrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respetivas regras de medição para a faturação de cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento no tempo e da localização geográfica do

consumo. Para a determinação de cada um destes custos para cada uma das atividades, diversas metodologias podem ser adotadas.

As regras de determinação das variáveis físicas de cada tarifa por atividade ou de serviço regulado, os custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis com uma discriminação temporal e espacial, e a correspondente estrutura de preços das várias tarifas que se obtêm por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais constitui a estrutura tarifária.

4.1.1 RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS NO USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicáveis às entregas dos operadores da rede de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Existem três tarifas de Uso da Rede de Distribuição, nomeadamente:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e em MT permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em AT e MT recuperando os custos que lhe estão associados de estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais.

De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em BT e as rendas de concessão dos municípios.

O modelo tarifário adotado, implica uma tarifa de Uso da Rede de Distribuição igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo, ou seja, implica assumir uniformidade tarifária territorial.

Conforme decorre do Artigo 62.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é composta pelos seguintes preços:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW/mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW/mês.
- Preço de energia ativa, definido em euros por kWh.
- Preço de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido em euros por kvarh.

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir.

No quadro seguinte apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Variáveis de faturação	Definição
Potência contratada	Potência que os operadores das redes colocam à disposição nos pontos de entrega.
Potência em horas de ponta	Potência ativa média, que corresponde ao quociente de energia ativa no ponto de medição em horas de ponta pelo número de horas de ponta durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.
Energia ativa	A energia ativa é objeto de medição nos pontos de entrega.
Energia reativa	A energia reativa é objeto de medição nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE.

Seguidamente apresenta-se o racional para a existência das variáveis de faturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de energia elétrica.

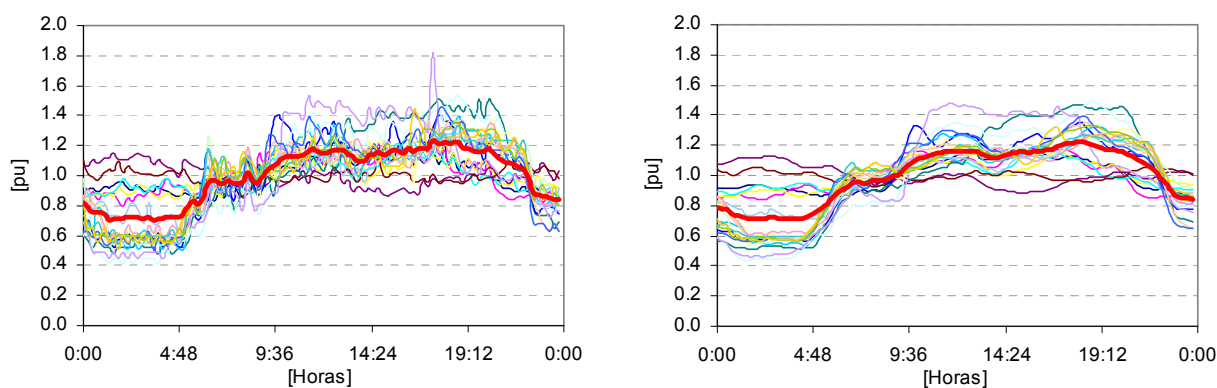
Os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega devem ser recuperados pela **potência contratada**, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

Os custos dos troços mais centrais das redes devem ser recuperados pela **potência média em horas de ponta**. 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. Por estas razões, as potências em intervalos de tempo mais alargados são uma variável mais adequada do que a potência de pico anual, para transmitir aos clientes os custos associados com os troços centrais das redes de distribuição a que estão ligados, bem como os custos das redes de montante imputáveis a cada nível de tensão. Esta variável de faturação tem ainda a vantagem de ser aditiva, ou seja, o preço de uma potência num intervalo de tempo alargado, a pagar

pela utilização das redes pelos clientes que participam no mercado ou pelos clientes do comercializador de último recurso resulta da soma dos preços desta variável das tarifas das diversas atividades reguladas efetivamente utilizadas por cada cliente.

Na Figura 4-1 (a) estão representados 20 diagramas de carga diferentes, em valores por unidade, bem como o diagrama agregado (diagrama dos troços comuns da rede). Na Figura 4-1 (b) estão representados os mesmos diagramas de carga simulando a existência de tecnologias de limitação da potência contratada, com o correspondente efeito de alisamento nos diagramas de carga individuais. A figura mostra ainda o diagrama agregado nestas condições. Verifica-se que a agregação das cargas efetuada naturalmente pelas redes de distribuição promove a eliminação das oscilações de potência em períodos de 15 minutos. Existe uma notável semelhança entre os dois diagramas agregados, considerando ou não o controlo da potência de 15 minutos tomada por cada cliente. Verifica-se assim que a potência máxima num período de tempo reduzido por cada cliente não é uma variável adequada para, em cada cliente, repercutir ou incentivar a redução dos custos com as redes de montante. Em contrapartida, a potência média num período de tempo alargado coincidente com a ponta agregada da rede é uma boa medida da potência máxima registada nos troços principais das redes. Apresenta também a propriedade de ser uma grandeza aditiva, ou seja, a potência nos troços principais das redes é igual à soma das potências de cada cliente, adicionadas das perdas nas redes, o que permite traduzir de forma fidedigna a responsabilidade individual de cada cliente pelos custos do sistema.

Figura 4-1 - Agregação de consumos



(a) sem controlo de potência de 15 minutos

(b) com controlo de potência de 15 minutos

A **energia reativa indutiva** é uma variável que deve ser utilizada na faturação 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 elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. Os custos associados com a compensação local de energia reativa, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em eletrónica de potência que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada nas subestações. Assim, é desejável que a compensação de

energia reativa seja feita de forma local, e a sua faturação, à semelhança da potência contratada, seja própria do nível de tensão de cada fornecimento. Embora não inteiramente desligada dos custos correspondentes, a fixação do preço também deve procurar fomentar a compensação local pelo cliente que, caso o faça, não verá a sua fatura acrescida.

Relativamente à **energia reativa capacitiva** a sua compensação pode ser desejável nos períodos de vazio, na medida em que possa conduzir à existência de sobretensões nos pontos de entrega.

A **energia ativa entregue em cada período horário** origina nas redes de distribuição um conjunto de perdas, diferenciadas quer em nível, quer em custo, por período horário.

As perdas técnicas de energia elétrica nas redes dependem de um conjunto de fatores, em particular do tipo de rede, nomeadamente se a linha é subterrânea ou aérea, e da potência, uma vez que as perdas são proporcionais ao quadrado da potência, em particular nas redes não ativas, como são as redes de distribuição.

O nível de perdas numa rede depende de fatores sobre os quais o operador da rede tem uma capacidade de influência limitada. Características como a localização ou dimensão dos consumos são pouco controláveis pelo operador da rede. Contudo, a estrutura das tarifas ou as medidas de gestão da procura podem influenciar o perfil horário dos consumos ou o seu fator de carga. Em contrapartida, nos aspetos ligados às decisões de investimento e aos modos de exploração da rede, o operador da rede controla efetivamente o nível das perdas.

Importa referir que a solução ótima de um ponto de vista do operador não corresponde a minimizar as perdas de energia numa rede de distribuição de energia elétrica, mas sim em procurar o ponto ótimo para o nível de perdas. Este ponto depende, por um lado, do custo do capital associado ao investimento e, por outro, do custo das perdas. Nestas circunstâncias, e considerando que quem toma as decisões de investimento nas redes são os operadores, importa que o custo das perdas seja internalizado na função custo do operador da rede e, por conseguinte, nas tarifas a aplicar às entregas aos clientes. Ao internalizarem o custo das perdas na avaliação técnico-económica dos projetos de investimento, os operadores estabelecem o nível de perdas que minimiza a sua função custo.

As perdas, em quantidade de energia, dependem fundamentalmente da energia ativa entregue em cada período tarifário. Os períodos tarifários podem ser utilizados para classificar situações tipo de configuração das redes e dos valores das cargas servidas, pelo que é possível estabelecer uma forte relação desses períodos com valores típicos de perdas segundo as características de exploração próprias de cada período. Tendo em consideração que tanto os coeficientes de perdas como o valor económico das mesmas variam consideravelmente com o período horo-sazonal, as variáveis de faturação adequadas para transmitir o sinal económico do custo das perdas são a energia ativa, discriminada por período horário e por período sazonal.

Assim, a consideração nas tarifas de Uso das Redes de preços de potência contratada, potência média em horas de ponta, em simultâneo com preços de energia ativa associados às perdas de energia elétrica e preços de energia reativa, permite transmitir a cada cliente a multiplicidade de fatores que afetam os custos das atividades de distribuição de energia elétrica.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

4.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Os preços das tarifas de uso das redes de distribuição de energia elétrica devem basear-se nos “custos marginais” de capacidade das redes. Os “custos marginais” de capacidade das redes de distribuição de energia elétrica refletem os custos adicionais causados pelos acréscimos de procura nas redes de distribuição de energia elétrica, transmitindo aos consumidores o custo adicional de cada unidade de energia que transita nas redes.

Os “custos marginais” das redes podem ser calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. Assim sendo, designam-se por custos incrementais e não marginais porque são determinados através de uma relação entre dois acréscimos e não através do cálculo da derivada da grandeza custo total em relação à procura satisfeita.

Conforme referido, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia ativa por período horário e de energia reativa.

Os preços de energia ativa e os preços de energia reativa não são determinados por custos incrementais.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, considerados na tarifa de Energia.

Os preços de energia reativa, de aplicação local aos clientes ligados diretamente no nível de tensão da rede, coincidem com os preços de energia reativa das tarifas de Venda a Clientes Finais.

De acordo com a metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição vigente no Regulamento Tarifário (Artigo 125.º) os preços de potência contratada e em horas de ponta baseiam-se nos custos incrementais da potência contratada e nos custos incrementais da potência em horas de ponta nas redes de distribuição. São calculados custos incrementais das redes de distribuição de AT, de MT e de BT.

Os custos incrementais de potência contratada devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor atualizado do acréscimo de potência contratada no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de potência em horas de ponta devem ser calculados através do quociente entre o valor atualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, pelo valor atualizado do acréscimo de procura em horas de ponta no mesmo período.

Formalmente tem-se:

$$Cincj Pi = \frac{\sum_{t=H-L}^{t=H-L} \Delta I_{j,i} / (1+d)^t}{\sum_{t=0}^{t=H} \Delta P_{j,i} / (1+d)^t}$$

em que:

$Cincj Pi$	Custo incremental médio de longo prazo de potência i da rede j
ΔI	Investimento anualizado e acréscimo de custos de operação e manutenção nas redes, para satisfazer o acréscimo de potência
ΔP_{ij}	Acréscimo de potência i da rede j
d	Taxa de atualização
H	Número de anos considerados
L	Desfasamento entre o investimento e o acréscimo de procura
i	Potência em horas de ponta ou potência contratada
j	Rede de AT, de MT ou de BT

Para efeitos de cálculo dos custos incrementais, o equipamento da Rede Nacional de Distribuição pode ser decomposto entre troços comuns e troços periféricos, sendo essa repartição evidenciada em 4.2.2.

4.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um grande volume de dados, históricos e previsionais, e que se assuma uma quantidade significativa de pressupostos.

As séries temporais dos investimentos, custos de operação e manutenção e procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores ocorridos e valores previsionais, desde 1998 a 2012.

As séries de investimentos apresentadas do Quadro 4-3 ao Quadro 4-6 estão a preços constantes do ano de 2011, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam no quadro seguinte

Quadro 4-2 - Índice de preços implícitos no PIB

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Índice de preços implícito no PIB	3,6%	3,3%	3,2%	3,6%	3,7%	3,0%	2,5%	2,5%	2,8%	3,2%	1,6%	0,5%	1,1%	1,4%	1,4%

Notas: 1998 a 2010 - Boletim Económico Verão 2011, Banco de Portugal
2011 e 2012 - Documento de Estratégia Orçamental - Ministério das Finanças

Os investimentos e participações apresentados têm como fonte a informação remetida pela EDP Distribuição tanto relativamente a anos passados como a informação previsional. Trata-se portanto, de montantes efetivamente investidos que não dizem necessariamente respeito a equipamentos que tenham entrado em exploração na sua totalidade em cada ano.

No Quadro 4-3 constam os investimentos, incluindo a totalidade das participações, ao longo do período considerado de 1998 a 2012.

Quadro 4-3 - Investimento, incluindo participações, na rede de distribuição de energia elétrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Distribuição em AT	18.761	18.666	18.823	27.195	27.060	40.520	49.499	52.172	53.519	45.767	45.344	42.775	39.549	49.855	52.444
Linhas aéreas	12.846	13.494	16.110	22.287	24.267	30.115	30.575	35.048	36.961	37.388	37.557	26.374	20.493	30.407	40.093
Cabos subterrâneos	4.315	2.555	1.935	1.960	1.210	7.723	17.127	12.382	11.905	5.465	6.118	11.818	17.546	17.552	11.062
Postos de corte e seccionamento	1.600	2.617	778	2.948	1.583	2.683	1.797	4.742	4.653	2.913	1.669	4.584	1.511	1.895	1.290
Distribuição em MT	137.949	116.245	112.446	113.374	131.099	164.202	203.920	213.830	173.715	124.763	142.776	144.463	135.070	163.023	181.557
Linhas aéreas	57.576	59.014	53.061	42.874	51.492	69.246	81.356	89.922	71.046	45.482	53.460	60.611	62.301	70.378	85.323
Cabos subterrâneos	36.204	32.837	35.194	39.003	37.602	41.566	46.470	41.127	39.927	31.561	36.695	41.946	41.332	36.138	39.818
Subestações	43.879	23.367	24.181	31.488	41.835	52.699	74.568	82.515	62.104	47.465	52.020	41.852	31.393	56.468	55.065
Postos de corte e seccionamento	289	1.026	11	9	170	691	1.525	266	639	255	601	55	44	40	1.352
Distribuição em BT	172.808	157.301	155.262	165.340	161.899	149.002	151.748	157.883	140.682	118.695	120.672	146.995	128.947	133.378	143.962
Redes aéreas	64.212	53.032	53.378	38.911	43.265	43.298	41.855	43.206	39.066	35.285	35.395	36.482	37.431	40.495	43.469
Redes subterrâneas	28.125	30.045	31.580	51.600	49.050	36.197	41.409	45.292	30.351	26.141	25.891	35.910	27.514	28.080	29.224
Chegadas aéreas	21.653	17.550	14.324	8.475	9.263	6.176	6.337	6.674	6.515	5.214	4.121	4.990	4.713	4.508	4.894
Chegadas subterrâneas	26.127	24.375	25.675	24.025	24.759	20.398	20.433	21.186	20.555	16.565	11.933	16.608	8.683	7.245	7.669
Postos de transformação e seccionamento	32.692	32.300	30.305	42.328	35.561	42.933	41.714	41.526	44.194	35.491	43.333	53.006	50.607	53.049	58.706
TOTAL	329.519	292.212	286.530	305.909	320.059	353.725	405.167	423.885	367.916	289.225	308.792	334.234	303.566	346.256	377.964

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

No Quadro 4-4 constam as participações em espécie, ao longo do período considerado de 1998 a 2012. As participações em espécie compreendem os investimentos que são efetuados por consumidores ou outras entidades e que depois são transferidos para o ativo da EDP Distribuição.

Quadro 4-4 - Comparticipações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Distribuição em AT	0	0	187	2.951	1.074	1.451	4.151	3.190	13.845	7.228	5.817	5.451	2.446	2.225	2.103
Linhas aéreas	0	0	160	1.993	1.061	1.195	4.151	3.190	12.146	7.228	5.419	2.052	1.471	1.338	1.265
Cabos subterrâneos	0	0	19	0	13	0	0	0	0	0	397	2.733	975	887	838
Postos de corte e seccionamento	0	0	8	959	0	256	0	0	1.700	0	0	666	0	0	0
Distribuição em MT	19.677	13.050	12.444	13.272	10.626	14.307	15.030	15.361	13.088	9.865	10.742	18.115	12.116	11.021	10.417
Linhas aéreas	8.212	6.626	7.195	3.176	2.154	4.707	4.652	6.961	4.556	3.172	3.803	6.744	3.833	3.486	3.295
Cabos subterrâneos	5.164	3.687	4.773	10.095	8.419	9.018	9.805	8.273	8.153	6.603	6.534	11.359	8.239	7.494	7.084
Subestações	6.259	2.623	475	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38
Postos de corte e seccionamento	41	115	1	0	53	581	573	128	379	91	406	12	44	40	0
Distribuição em BT	47.095	47.144	43.308	56.996	42.910	41.658	44.312	42.904	38.979	25.210	21.757	42.064	28.603	26.015	24.591
Redes aéreas	17.500	15.894	14.889	1.434	681	991	1.361	1.665	1.354	1.318	640	1.833	3.003	2.732	2.582
Redes subterrâneas	7.664	9.005	8.810	27.110	20.567	18.314	19.067	16.810	15.101	10.379	9.663	17.084	10.076	9.165	8.663
Chegadas aéreas	5.901	5.259	3.996	595	613	892	977	1.199	1.311	1.007	560	1.121	1.220	1.110	1.049
Chegadas subterrâneas	7.121	7.305	7.161	7.195	7.548	8.672	9.971	10.300	9.767	6.749	4.293	8.982	5.322	4.840	4.575
Postos de transformação e seccionamento	8.909	9.680	8.453	20.662	13.502	12.788	12.935	12.929	11.446	5.757	6.601	13.043	8.981	8.168	7.721
TOTAL	66.772	60.194	55.939	73.219	54.610	57.415	63.493	61.455	65.912	42.303	38.316	65.631	43.165	39.260	37.111

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

No quadro seguinte constam as comparticipações financeiras de clientes, ao longo do período considerado de 1998 a 2012. As comparticipações financeiras são investimentos que resultam essencialmente de pedidos de clientes de novas ligações à rede ou de reforços da rede fruto desses pedidos, e que são efetuados pela EDP Distribuição, mas que são pagos diretamente pelos consumidores que requisitaram a sua construção.

Quadro 4-5 - Comparticipações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Distribuição em AT	1.593	4.418	1.980	3.575	109	2.733	3.817	5.291	11.643	4.410	6.694	16.871	9.766	13.204	10.702
Linhas aéreas	1.090	3.197	1.698	2.993	109	2.155	3.136	4.329	9.772	3.768	5.309	13.661	5.577	7.540	6.112
Cabos subterrâneos	366	604	201	289	0	526	652	809	483	244	1.274	682	1.549	2.094	1.698
Postos de corte e seccionamento	136	617	81	293	0	51	28	154	1.388	398	111	2.527	2.640	3.569	2.893
Distribuição em MT	19.655	23.974	18.514	23.663	16.228	13.403	14.245	14.605	15.504	14.028	13.675	9.808	13.792	16.593	15.302
Linhas aéreas	8.203	12.170	9.409	10.607	8.813	5.529	7.064	5.394	5.084	6.276	5.370	4.969	5.033	6.055	5.584
Cabos subterrâneos	5.159	6.772	6.242	7.723	7.415	2.729	5.511	3.805	2.734	3.426	3.453	3.600	4.390	5.282	4.871
Subestações	6.252	4.820	2.862	5.331	0	5.137	1.648	5.328	7.684	4.327	4.848	1.239	4.369	5.256	4.847
Postos de corte e seccionamento	41	212	1	2	0	8	23	77	2	0	4	0	0	0	0
Distribuição em BT	72.806	65.004	60.461	54.896	45.342	44.431	35.344	30.844	23.978	34.287	24.348	16.640	17.922	26.523	20.825
Redes aéreas	27.053	21.916	20.785	18.989	11.049	11.653	10.602	9.442	6.963	9.388	8.340	6.899	5.741	8.496	6.671
Redes subterrâneas	11.850	12.415	12.299	12.409	9.085	7.951	8.065	6.788	4.095	6.551	4.368	3.112	3.509	5.193	4.077
Chegadas aéreas	9.122	7.252	5.578	3.993	7.277	4.480	3.397	2.919	2.490	2.350	1.778	1.025	1.807	2.674	2.099
Chegadas subterrâneas	11.007	10.072	9.997	8.528	16.193	12.790	9.679	8.609	8.887	8.199	6.483	5.104	4.185	6.193	4.863
Postos de transformação e seccionamento	13.773	13.348	11.802	10.977	1.737	7.557	3.601	3.086	1.543	7.798	3.378	500	2.681	3.967	3.115
TOTAL	94.054	93.396	80.955	82.133	61.679	60.567	53.406	50.739	51.125	52.724	44.717	43.319	41.480	56.321	46.828

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

No quadro seguinte constam as comparticipações financeiras de fundos comunitários, ao longo do período considerado de 1998 a 2012. As comparticipações de fundos representam os investimentos que são pagos por fundos comunitários.

Quadro 4-6 - Comparticipações de fundos na rede de distribuição de energia elétrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Distribuição em AT	0	6.431	0	142	109	966	11.533	6.333	758	-18	197	0	0	0	0
Linhas aéreas	0	4.653	0	120	109	559	10.071	5.903	641	-18	186	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	880	0	11	0	0	0	4	15	0	12	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	898	0	11	0	407	1.462	426	102	0	0	0	0	0	0
Distribuição em MT	3.467	8.480	2.311	2.908	0	2.103	8.653	6.180	5.815	1.698	3.366	1.062	0	0	0
Linhas aéreas	1.447	4.305	1.363	1.541	0	1.815	6.332	5.273	4.226	1.572	2.786	1.035	0	0	0
Cabos subterrâneos	910	2.395	904	1.122	0	174	114	112	63	30	42	27	0	0	0
Subestações	1.103	1.705	44	246	0	114	2.207	795	1.526	96	538	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	7	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	6.647	5.163	2.865	1.435	0	1.514	4.332	4.096	2.904	1.021	1.414	1.177	0	0	0
Redes aéreas	2.470	1.741	985	496	0	737	2.285	1.814	1.271	504	587	452	0	0	0
Redes subterrâneas	1.082	986	582	324	0	96	93	48	18	1	0	4	0	0	0
Chegadas aéreas	833	576	265	105	0	30	67	41	39	9	9	11	0	0	0
Chegadas subterrâneas	1.005	800	474	223	0	12	26	9	5	1	2	4	0	0	0
Postos de transformação e seccionamento	1.257	1.061	559	287	0	639	1.861	2.184	1.570	507	816	705	0	0	0
TOTAL	10.114	20.074	5.175	4.485	109	4.583	24.518	16.609	9.477	2.701	4.977	2.239	0	0	0

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

Refira-se que o investimento não específico e o investimento em equipamento básico foram alocados proporcionalmente às várias rubricas de investimento específico e que não foram considerados investimentos em equipamentos de contagem.

Relativamente à questão de qual o racional a adotar no tratamento dos ativos participados, uma vez que estes não são um custo da EDP Distribuição, para o cálculo dos custos incrementais considerou-se que o mais relevante não é quem pagou o investimento, mas sim se estes investimentos são em troços de uso partilhado por um conjunto de clientes ou em troços de uso exclusivo de determinado cliente. Importa não confundir o conceito de uso exclusivo com o conceito de periférico, uma vez que o periférico se refere também a troços partilhados por um conjunto reduzido de clientes. Assim, para o cálculo do custo incremental não devem ser incluídas no investimento a totalidade das participações, mas apenas as relativas a investimentos em troços de uso partilhado.

As participações em espécie são essencialmente em ativos de uso partilhado e, portanto, devem ser consideradas na totalidade.

As participações financeiras incluem ativos que são de uso partilhado e ativos que são de uso exclusivo. No estudo da PriceWaterhouseCoopers, "EDP: Review of tariff structures", de Maio de 2000, que resultou de um trabalho conjunto entre a EDP, a ERSE e a PriceWaterhouseCoopers, para a determinação de custos incrementais da rede de distribuição de energia elétrica, considerou-se que em AT as participações financeiras são essencialmente em ativos de uso exclusivo, não sendo consideradas para o cálculo do custo incremental. Quanto às participações financeiras nas redes de MT e de BT considerou-se que nem todas as participações são em ativos de uso exclusivo, considerando-se 50% das participações no cálculo do custo incremental. Não dispondo de informação adicional adotam-se as referidas percentagens.

As participações de fundos comunitários foram consideradas na totalidade, uma vez que estas representam um custo em ativos de rede que são de uso partilhado.

No Quadro 4-7 apresenta-se um quadro resumo com a percentagem do valor das participações que é incluído no cálculo dos custos incrementais, em cada rede de distribuição.

Quadro 4-7 - Participações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental

	Comp. Espécie	Comp. Financeiras	Comp. Fundos
Distribuição em Alta Tensão	100%	0%	100%
Distribuição em Média Tensão	100%	50%	100%
Distribuição em Baixa Tensão	100%	50%	100%

Dado que para o cálculo dos custos incrementais não deve ser considerado investimento de substituição considerou-se que este representa 15% do total, tendo este sido o valor proposto pela EDP e utilizado no estudo da PriceWaterhouseCoopers já referido. Deste modo, apenas se considera no cálculo do custo incremental 85% do investimento total referido nos quadros anteriores.

Tal como já referido, os investimentos necessários à existência de uma rede de distribuição podem ser classificados como investimentos em troços periféricos e troços comuns. Esta é uma tarefa que pode revestir-se de alguma dificuldade, pois não está estipulado qual o limiar do número de clientes que torna um cliente “marginal” em relação ao conjunto, além de que uma determinada estrutura pode ser periférica para alguns clientes, que sirva diretamente, mas também ser comum para outros clientes, como é exemplo uma rede de AT que serve os clientes ligados nesse nível de tensão, mas também alimenta clientes em MT e BT. De facto, devido à agregação da rede, à medida que aumenta o nível de tensão a rede é utilizada para satisfazer mais clientes.

O Quadro 4-8 apresenta, de forma condensada, o investimento de expansão na rede de distribuição obtida na sequência da utilização da metodologia descrita.

Quadro 4-8 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica

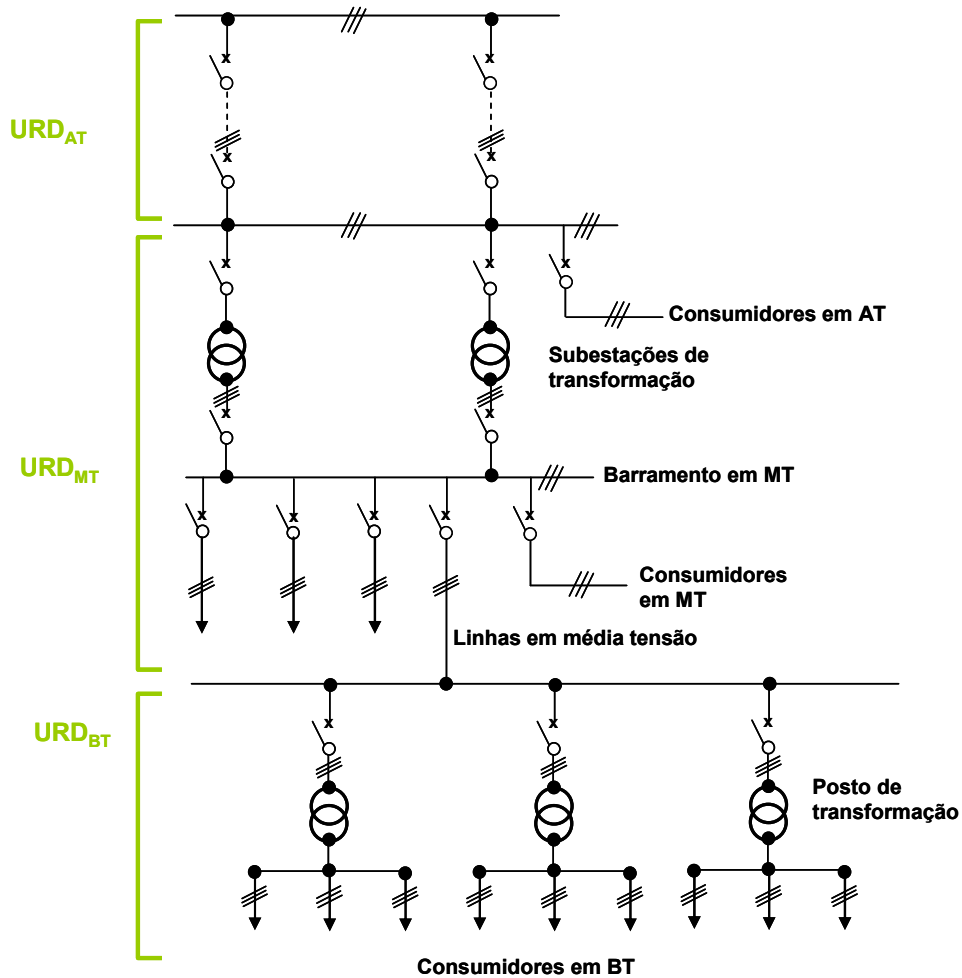
mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Distribuição em AT	14.593	12.111	14.316	20.077	22.908	32.120	38.830	39.849	35.594	35.154	32.852	22.019	25.316	31.153	35.481
Distribuição em MT	108.903	88.619	87.711	86.311	104.538	133.876	167.278	175.548	141.069	100.086	115.548	118.625	108.948	131.518	147.820
Distribuição em BT	115.944	106.079	106.277	117.208	118.344	107.769	113.965	121.092	109.389	86.319	92.224	117.874	101.988	102.099	113.518
TOTAL	239.441	206.809	208.303	223.597	245.790	273.764	320.072	336.489	286.052	221.559	240.624	258.518	236.252	264.770	296.819

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

A figura seguinte ilustra esquematicamente o sistema da rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 4-2 - Sistema de distribuição de energia elétrica



Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de energia elétrica e os seus componentes nos diversos níveis de tensão, adotou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adotada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afetação a troços comuns ou periféricos. A classificação adotada é observável no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica

	Classificação
Distribuição em AT	
Linhas aéreas	Troço misto
Cabos subterrâneos	Troço misto
Postos de corte e seccionamento	Troço misto
Distribuição em MT	
Linhas aéreas	Troço misto
Cabos subterrâneos	Troço misto
Subestações	Troço comum
Postos de corte e seccionamento	Troço comum
Distribuição em BT	
Redes aéreas	Troço misto
Redes subterrâneas	Troço misto
Chegadas aéreas	Troço periférico
Chegadas subterrâneas	Troço periférico
Postos de transformação e seccionamento	Troço comum

No Quadro 4-10 apresenta-se a repartição dos troços mistos em troços comuns e periféricos em cada rede de distribuição. Dado o menor número de clientes ligados às redes de maiores níveis de tensão, a percentagem afeta à potência contratada é menor nas redes de maiores níveis de tensão. Assim, é natural que a rede de distribuição em BT seja a que apresenta a maior percentagem de troços periféricos.

Quadro 4-10 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos

	T. Comum	T. Periférico
Troço misto em Alta Tensão	90%	10%
Troço misto em Média Tensão	67%	33%
Troço misto em Baixa Tensão	50%	50%

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, utilizaram-se as percentagens apresentadas no Quadro 4-11, que foram calculadas aquando da realização do estudo “Estrutura Tarifária em 2008”, e que se optou por manter em benefício da simplificação.

Quadro 4-11 - Custos de operação e manutenção

	2005		
	AT	MT	BT
Rácio O&M / Activo corpóreo bruto	3,6%	3,0%	4,0%

Refira-se que, também os custos de operação e manutenção foram afetados pelas repartições entre troços comuns e periféricos.

Para efeitos de atualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de atualização coincidente com a taxa de remuneração fixada para a atividade de distribuição de energia elétrica.

Tal como já foi referido os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede.

As quantidades das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os clientes (clientes do comercializador de último recurso e clientes dos restantes comercializadores), aplicando-se os fatores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, diagramas de carga tipo.

A potência contratada de determinada rede é igual à potência contratada dos clientes ligados nesse nível de tensão mais a potência em horas de ponta dos clientes ligados nos níveis de tensão a jusante, ajustadas para perdas ao longo das redes, considerando um fator de simultaneidade.

A potência média em horas de ponta apenas foi introduzida como variável de faturação em 2002, não existindo medições para os anos anteriores. Assim, a potência em horas de ponta em cada nível de tensão, entre 1998 e 2001, foi determinada através do quociente entre a energia em horas de ponta verificada em cada ano e o número de horas de ponta equivalente verificado em 2002 (determinado pelo rácio entre a energia em horas de ponta e a potência em horas de ponta).

Em 2008 foram introduzidos no cálculo de tarifas novos perfis de consumo em BT, de acordo com os perfis publicados pela ERSE. Esta alteração implicou uma alteração significativa nas quantidades de potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT. Dado que as potências contratadas e em horas de ponta em MT e em AT são condicionadas pela potência de horas de ponta em BT, a alteração dos perfis de consumo também teve influência nas quantidades das redes de AT e de MT.

Para que não se verificasse uma quebra na série a utilizar no cálculo dos custos incrementais, a partir de 2008 consideraram-se os valores com os novos perfis de consumo e aplicaram-se para os restantes anos as taxas de variação verificadas com os perfis anteriores, obtendo-se as quantidades do Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição

AT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potência	(kW)														
H. ponta	4 203 873	4 486 363	4 740 585	5 023 386	4 984 583	5 210 482	5 565 979	5 898 481	6 078 514	6 098 140	6 137 074	6 763 487	6 862 736	6 641 843	6 641 272
Contratada	5 547 000	5 902 235	6 320 037	6 678 347	6 596 032	6 861 923	7 351 342	7 757 068	8 012 274	8 097 941	8 127 210	8 879 546	8 924 178	8 945 580	8 659 604
MT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potência	(kW)														
H. ponta	3 596 799	3 860 351	4 082 209	4 325 035	4 296 652	4 486 131	4 769 160	5 003 191	5 159 200	5 148 173	5 224 023	5 826 083	5 755 280	5 528 158	5 521 817
Contratada	7 019 392	7 442 702	7 798 089	8 171 336	9 152 319	9 176 540	10 386 514	8 897 713	9 141 235	10 328 594	9 663 240	9 994 124	10 215 185	10 239 682	9 848 000
BT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Potência	(kW)														
H. ponta	2 132 848	2 312 990	2 452 697	2 559 795	2 599 726	2 706 085	2 844 082	2 983 655	3 078 911	3 133 829	3 161 086	3 325 192	3 425 337	3 267 921	3 256 489
Contratada	27 021 942	29 641 727	30 609 552	31 992 563	32 989 462	34 224 860	35 221 739	34 702 646	36 078 071	37 732 414	38 171 999	38 553 256	38 906 531	38 999 216	39 010 145

4.2.3 CUSTOS INCREMENTAIS

Para o cálculo dos custos incrementais foi considerado que o investimento realizado no ano t é justificado pelos acréscimos de procura no ano $t+1$.

De modo a calcular a anuidade dos vários investimentos, para os anos entre 1998 e 2012 foi adotada uma vida útil média dos equipamentos da rede de distribuição, de 25 anos.

O quadro seguinte sintetiza os valores de custos incrementais obtidos para cada nível de tensão. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais para cada um dos cenários apresenta-se em Anexo.

Quadro 4-13 - Síntese dos custos incrementais

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,1087	1,2547
MT	0,9934	5,9164
BT	0,5401	7,0938

4.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA DOS NOVOS CUSTOS INCREMENTAIS COM A ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS ADOTADOS NO CÁLCULO DAS TARIFAS EM VIGOR EM 2011

Os valores de custos incrementais adotados no cálculo das tarifas em anos transatos decorrem do estudo efetuado pela ERSE em 2008. Esse estudo adotou a metodologia anteriormente descrita e conduziu à adoção de uma estrutura tarifária aderente aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

O Quadro 4-14 resume o nível de receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta em cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Apresenta-se igualmente o peso das receitas incrementais em cada rede no total das receitas incrementais das redes.

Quadro 4-14 - Receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta

mil €	Receitas de potência em horas de ponta		Receitas de potência contratada		Receitas totais	
AT	101.965	13%	11.503	3%	113.468	10%
MT	400.822	51%	119.229	31%	520.051	44%
BT	287.465	36%	252.811	66%	540.276	46%
AT/MT	502.787	64%	130.732	34%	633.519	54%
Total	790.252	100%	383.543	100%	1.173.795	100%

O Quadro 4-15 apresenta o peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta no total das receitas incrementais de cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Comparam-se os resultados obtidos com a situação atual.

Quadro 4-15 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais

	Situação actual ^a		Estrutura Tarifária 2012	
	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$
AT	88%	12%	90%	10%
MT	76%	24%	77%	23%
AT+MT	78%	22%	79%	21%
BT	49%	51%	53%	47%

^a Custos incrementais implícitos nas Tarifas para 2011

R_{Php} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência de horas de ponta

R_{Pc} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência contratada

Verifica-se que relativamente a BT, a recuperação de custos se faz de forma aproximadamente equitativa entre as duas variáveis de faturação, independentemente da situação analisada.

No que diz respeito ao conjunto das redes de AT e MT, a proporção de receitas incrementais nas duas variáveis de faturação não sofre grandes oscilações entre os dois estados considerados. Analisando isoladamente tanto AT como MT obtêm-se conclusões semelhantes.

O Quadro 4-16 analisa o peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT, e permite observar uma manutenção da situação face aos custos incrementais atualmente em vigor.

Quadro 4-16 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT

	Situação actual ^a	Cenário A
$R_{AT} / (R_{AT} + R_{MT})$	17,9%	17,9%

^a Custos incrementais implícitos nas Tarifas para 2011

No Quadro 4-17 compara-se o peso das receitas incrementais de cada nível de tensão no total dos níveis de tensão.

Quadro 4-17 - Peso das receitas incrementais por nível de tensão

	Situação actual ^a		Cenário 2012	
	R _{Php}	R _{Pc}	R _{Php}	R _{Pc}
AT	12,9%	3,1%	12,9%	3,0%
MT	51,0%	28,9%	50,7%	31,1%
AT+MT	63,9%	31,9%	63,6%	34,1%
BT	36,1%	68,1%	36,4%	65,9%

^a Custos incrementais implícitos nas Tarifas para 2011

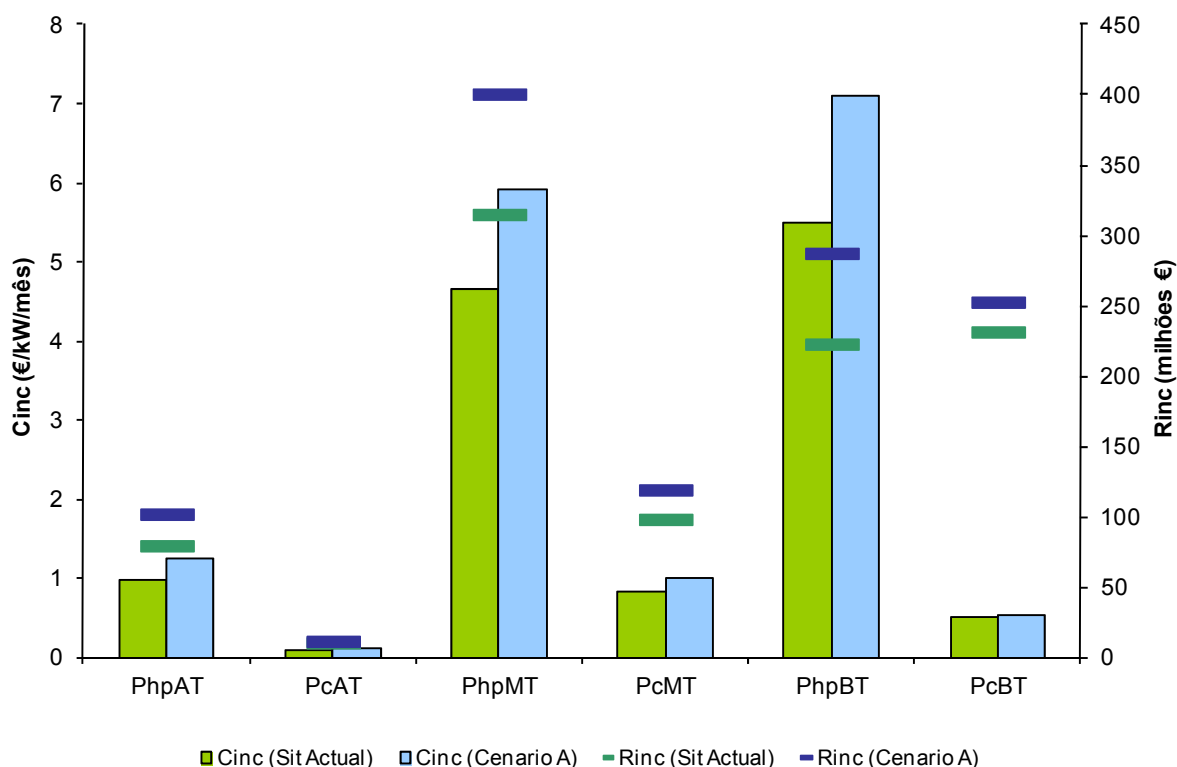
R_{Php}: Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência de horas de ponta

R_{Pc}: Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência contratada

Os resultados observados apontam para uma manutenção da estrutura de pagamentos pela utilização das redes de AT, MT e BT.

A figura seguinte compara o valor absoluto dos custos incrementais e das receitas incrementais para cada nível de tensão na “Situação atual” e no “Cenário 2012”.

Figura 4-3 - Comparação dos custos incrementais e receitas incrementais na “Situação atual” e no “Cenário 2012”



4.4 DETERMINAÇÃO DOS PREÇOS DE POTÊNCIA

Quando os custos incrementais permitem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos permitidos para a atividade de distribuição o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa deverá ser igual ao respetivo custo incremental.

Todavia, os custos incrementais podem não permitir obter os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica. De facto, a existência de economias de escala nos investimentos e o carácter necessariamente descontínuo desses mesmos investimentos, associados a ineficiências nos custos de operação e investimento, podem justificar esta diferença entre o nível de custos eficiente e os custos médios. De igual modo, a existência de escalamentos negativos pode ser justificada pela existência de subsídios comunitários ou outros que afetam o custo médio a ser pago pelos consumidores, mas que não devem interferir na afetação desses custos aos vários clientes, ou seja, não devem influenciar a estrutura tarifária.

Quando os preços iguais a custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, devem ser aplicados aos custos incrementais fatores multiplicativos ou aditivos de forma a proporcionar os proveitos permitidos. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve refletir a estrutura dos custos incrementais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente das redes de distribuição de energia elétrica, assegurando também a recuperação dos proveitos permitidos na atividade de distribuição de energia elétrica de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

A escolha do método de escalamento, deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura / preço que raramente existe e muitas vezes não é fidedigna. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais são multiplicados pelo mesmo fator, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) o rácio entre os preços é igual ao rácio entre os custos marginais (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de distribuição, preservando a estrutura dos custos incrementais.

Aos custos incrementais de AT e de MT aplica-se um fator 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 ativa e reativa, às respetivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT.

Aos custos incrementais de BT aplica-se um fator 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 ativa e reativa, às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em BT.

No Quadro 4-18 apresentam-se os fatores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

O fator aplicado aos custos incrementais das redes de AT e de MT é inferior à unidade, pelo facto do cenário escolhido incluir, por um lado, as participações no investimento, que não são consideradas para efeito de remuneração dos ativos no cálculo dos proveitos permitidos, e por outro lado, não considerar que as receitas associadas aos termos de energia ativa relativas às perdas de energia são significativas na rede de AT e de MT.

Quadro 4-18 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes

Factores de Uso da Rede de Distribuição	
Rede Distribuição AT e MT	0,60
Rede Distribuição BT	1,26

4.5 ANÁLISE DE IMPACTES

No presente capítulo apresenta-se o impacto da alteração dos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta no preço médio das tarifas de Uso da Rede de Distribuição e no preço médio a pagar pelo Acesso às Redes.

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT (Figura 4-4) a alteração dos custos incrementais resulta num acréscimo de 0,20% no preço médio. A alteração dos custos incrementais tem como consequência um decréscimo de 0,05% no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.

Figura 4-4 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

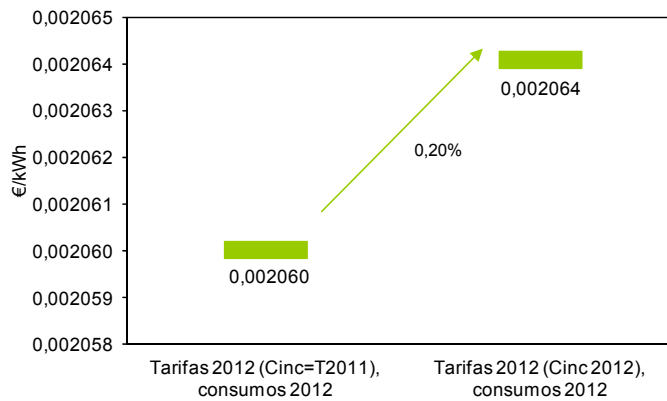
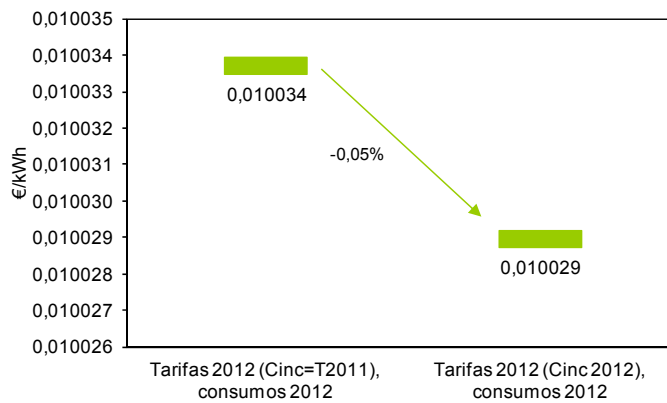
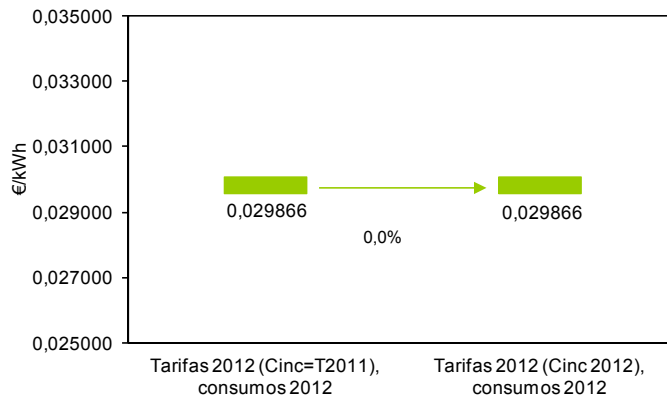


Figura 4-5 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT



Na Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT a alteração de custos incrementais não apresenta impacto (Figura 4-6).

Figura 4-6 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT



O impacto no preço médio das tarifas de Acesso às redes é reduzido, conforme se ilustra nas figuras seguintes. Importa referir que este é o impacto tarifário a ter em conta na medida em que são as tarifas de Acesso às Redes as que são efetivamente pagas pelos consumidores de energia elétrica.

Figura 4-7 - Tarifa de Acesso às Redes em AT

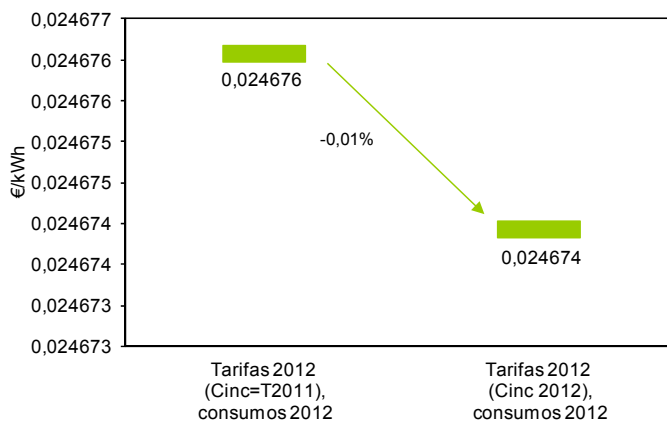


Figura 4-8 - Tarifa de Acesso às Redes em MT

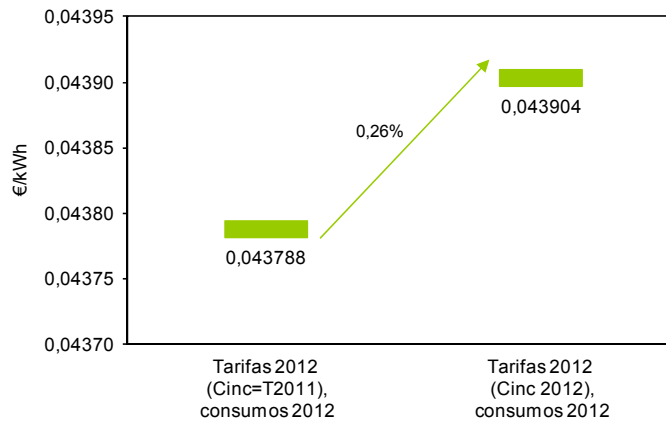


Figura 4-9 - Tarifa de Acesso às Redes em BTE

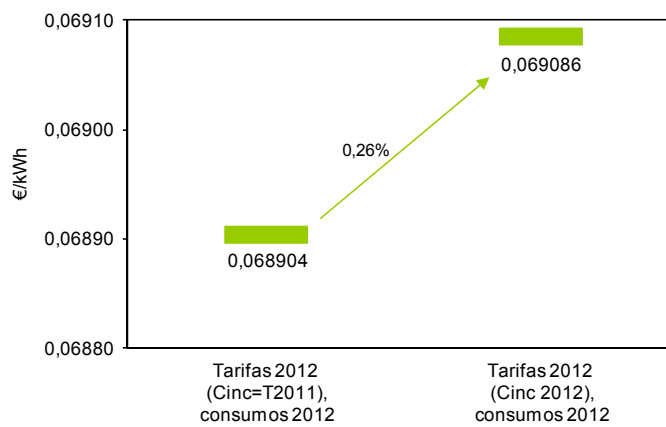
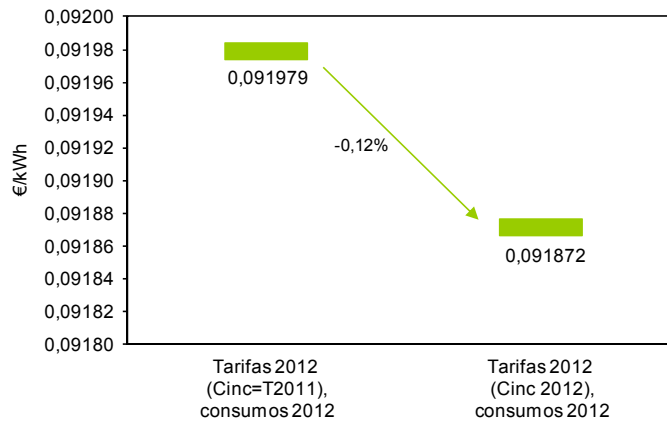


Figura 4-10 - Tarifa de Acesso às Redes em BTN



5 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de comercialização 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 fatores que afetam os custos da atividade 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 ativa que depende da energia ativa e que é objeto de medição nos pontos de entrega e é definido em euros por kWh.

No caso da atividade 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 de referência e justifica as opções metodológicas assumidas, nomeadamente a repartição dos custos associados aos processos da atividade de comercialização entre o termo fixo (cobranças e faturação), 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 estabilidade na estrutura tarifária é importante para fornecer sinais económicos consistentes e previsíveis aos consumidores e agentes. Em benefício da estabilidade na estrutura tarifária e dada a anunciada extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador de último Recurso e, consequentemente das tarifas de comercialização reguladas, a ERSE tem optado por manter os custos médios de referência. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais iniciou-se, no setor elétrico, com a extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE), aprovada pelo Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro. A resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de Agosto, estabelece o calendário de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para potências contratadas inferiores ou iguais a 41,4 kVA: (i) 1 de Julho de 2012 para clientes com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e superior ou igual a 10,35 kVA, e (ii) 1 de Janeiro de 2013 para clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Os custos médios de referência devem ser escalados para 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.

6 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 atividade 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 atividade.

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, por cliente. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece uma evolução gradual da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para aquela que resulta da adição das tarifas por atividade a montante, mediante a limitação das variações por termo tarifário (preço).

Neste capítulo apresenta-se a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, a qual resulta do processo de convergência entre as tarifas em vigor no ano anterior e as referidas tarifas aditivas.

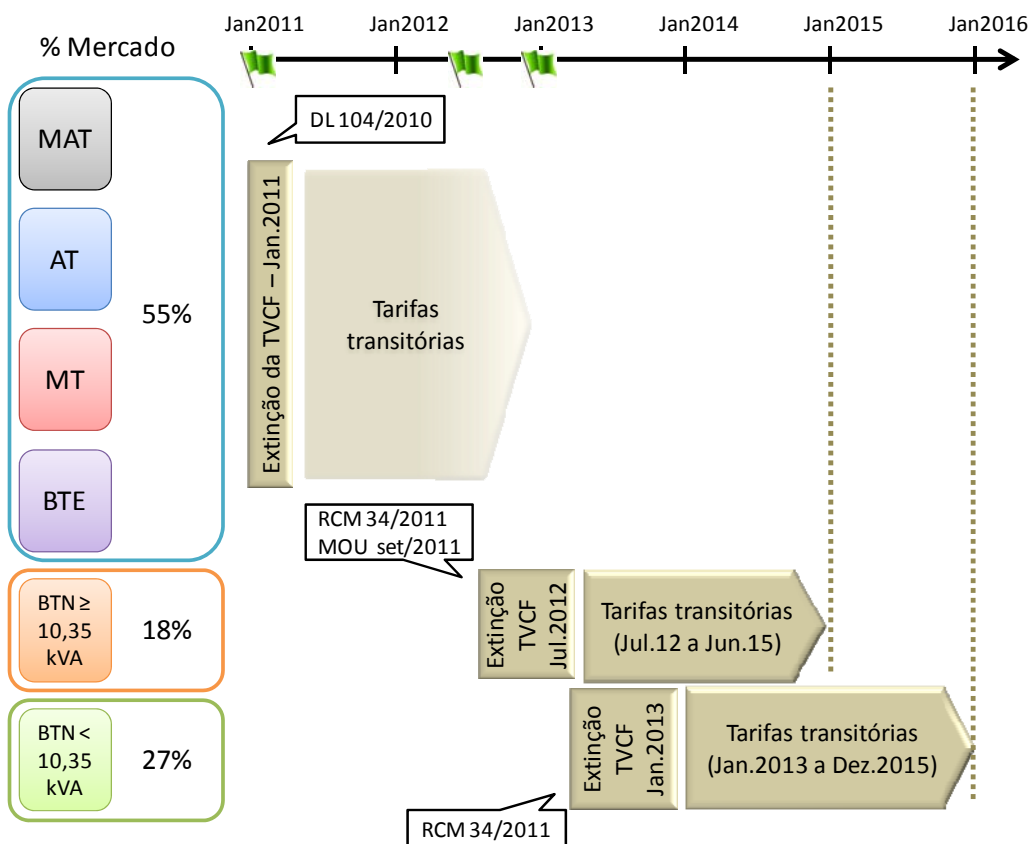
A diretiva europeia do mercado interno da energia⁹ define a atividade de comercialização de energia elétrica no contexto de mercado, deixando para a comercialização de último recurso um papel residual no âmbito dos clientes vulneráveis. Assim, o enquadramento legislativo nacional definiu o calendário de extinção das tarifas reguladas do comercializador de último recurso, tendo iniciado o processo a partir dos consumidores de maior dimensão. A Figura 6-1 apresenta o referido roteiro para a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de energia elétrica atualmente instituído em Portugal continental¹⁰.

Desde 2011 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, em Portugal Continental.

⁹ Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho.

¹⁰ As regiões autónomas dos Açores e da Madeira estão dispensadas do cumprimento desta disposição das Diretivas ao abrigo do estatuto de pequenas redes isoladas.

Figura 6-1 - Roadmap da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais



Fonte: Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de agosto, e Memorandum of Understanding on Specific Economic Policy Conditionality, de 1 de setembro de 2011.

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

6.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL 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 (TVCF) em BTN do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012.

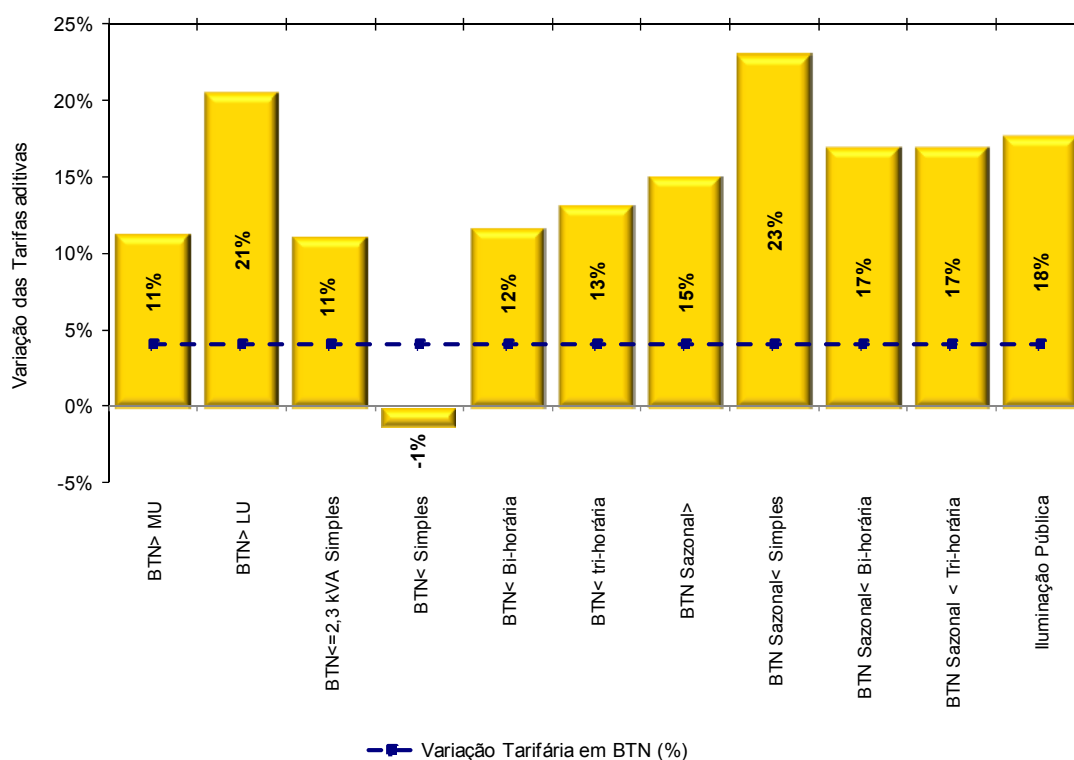
As TVCF são orientadas pela soma das tarifas por atividade (tarifas aditivas) e a sua estrutura converge gradualmente para os preços aditivos, através de um mecanismo de convergência que assegura a limitação de impactes dessa convergência sobre os clientes.

Na Figura 6-2 apresenta-se a relação entre a TVCF em 2011 e a tarifa aditiva em 2012, por opção tarifária de BTN no Continente. A figura apresenta as variações tarifárias correspondentes à aplicação

das tarifas aditivas de 2012 face à TVCF em 2011, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2012.

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 coexistência dos mercados liberalizado e regulado.

Figura 6-2 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN

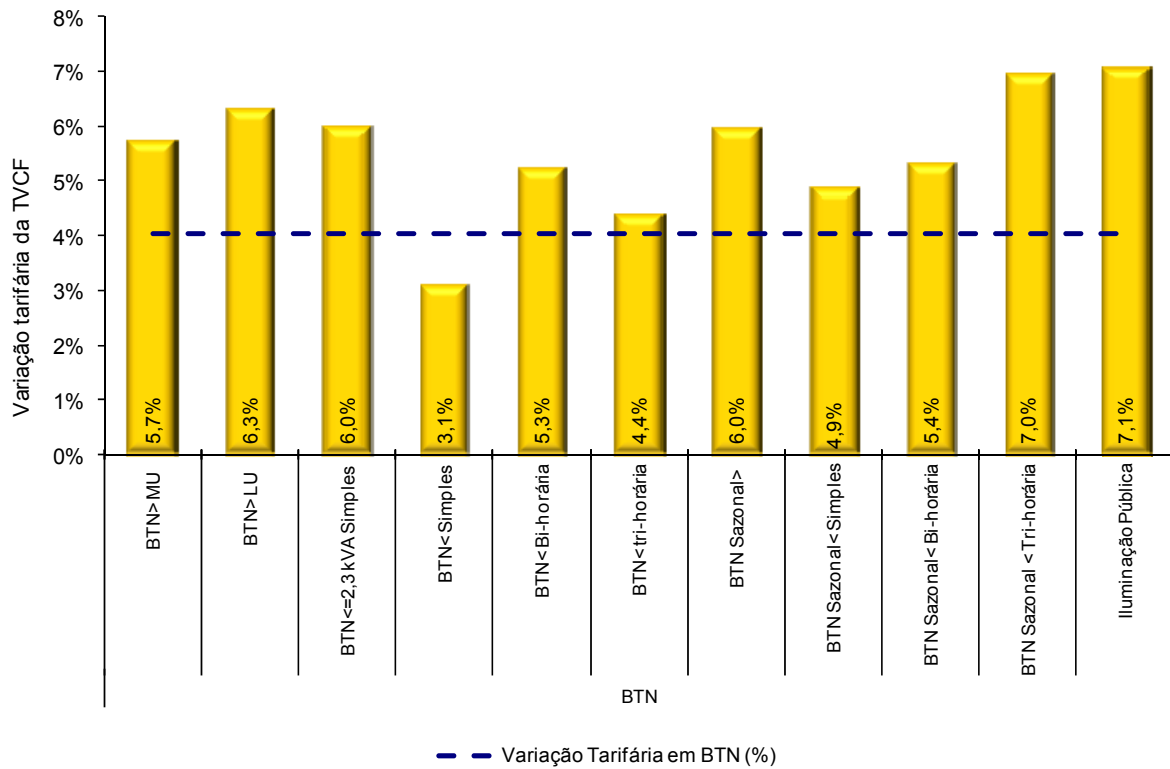


A variação tarifária média global inerente à aplicação das tarifas aditivas é de 4,0%, para o conjunto dos clientes de BTN (incluindo a aplicação da tarifa social).

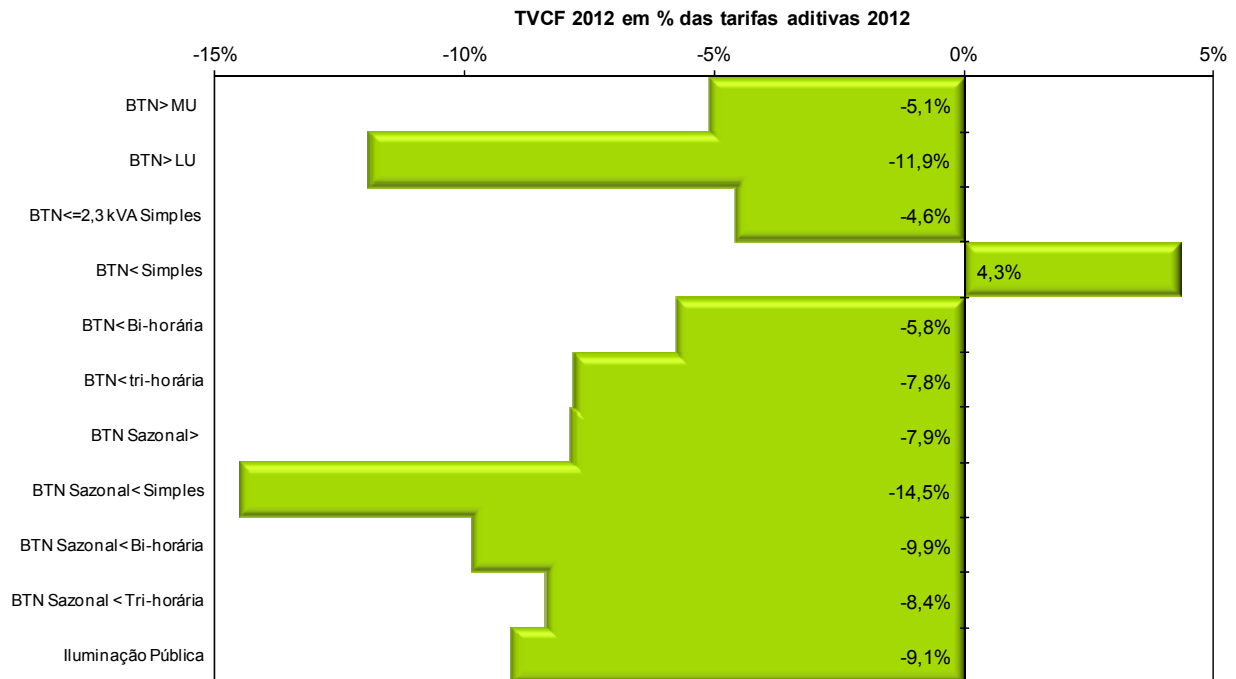
A Secção VI do Capítulo V do Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas. A convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual, prevendo-se a definição de uma limitação à variação máxima por termo tarifário. Esse limite foi estabelecido em 3% acima da variação global para as opções tarifárias de BTN.

Na Figura 6-3 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 6-3 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas



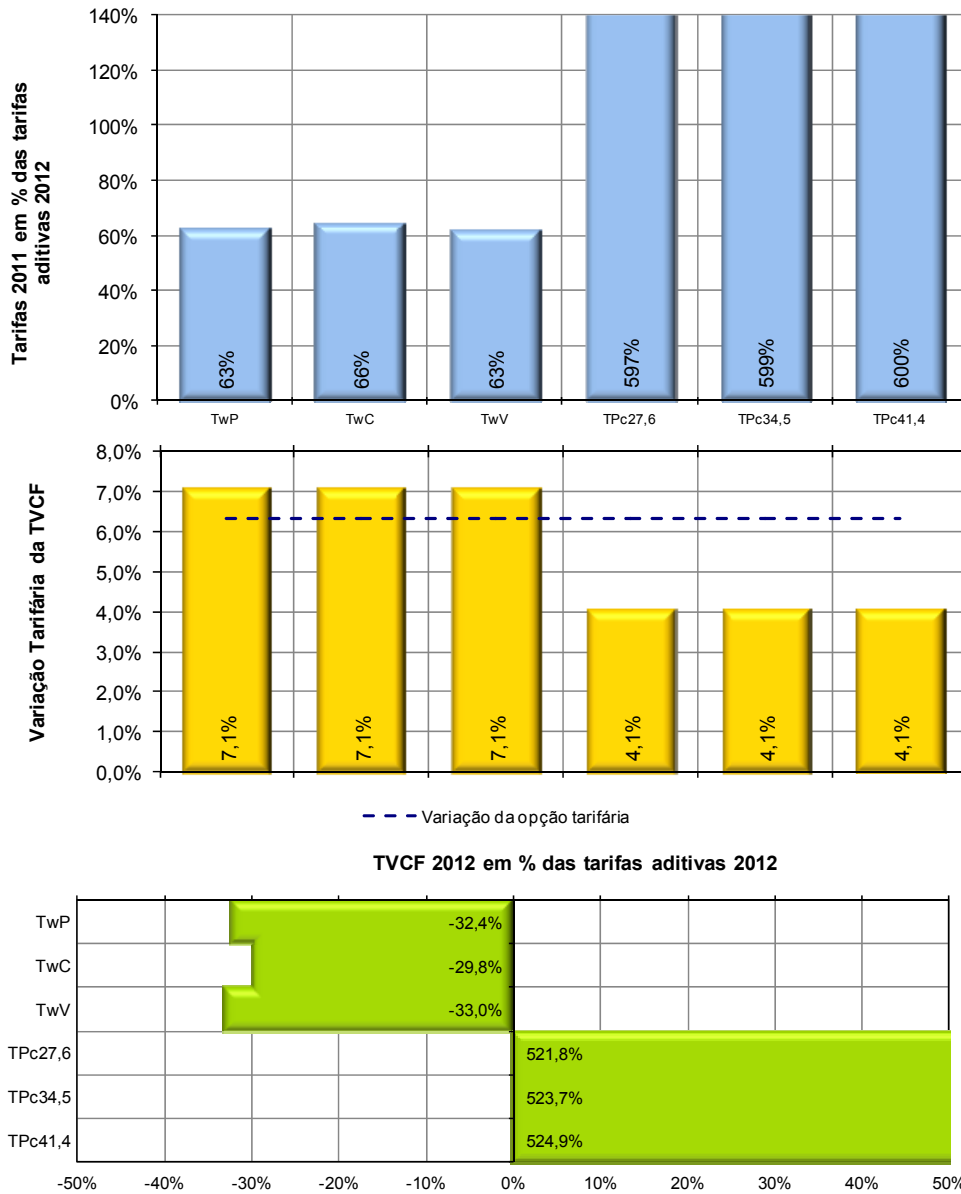
Na Figura 6-4 é apresentado o diferencial da TVCF em 2012 em relação às tarifas aditivas para 2012, por opção tarifária em BTN. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF em 2012 para a aditividade tarifária.

Figura 6-4 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2012

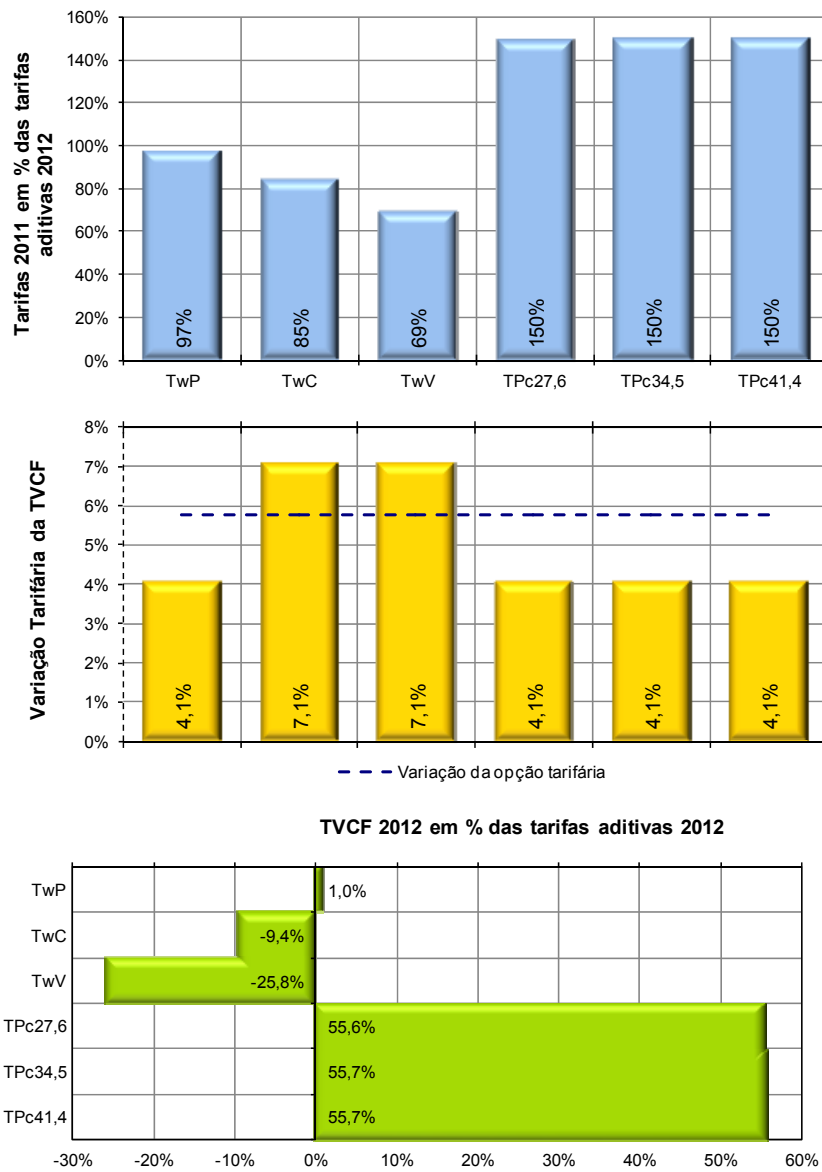
A aditividade tarifária da TVCF média do grupo de clientes em BTN foi alcançada em pleno no ano de 2011.

Da Figura 6-5 à Figura 6-10 comparam-se para algumas opções tarifárias em BTN, os preços das TVCF em vigor em 2011 com os preços das tarifas aditivas para 2012. 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 atividade. Na parte intermédia das figuras apresentam-se as variações aplicadas em 2012 a cada termo tarifário. Na parte inferior das figuras apresenta-se o diferencial remanescente das TVCF 2012 para as aditivas em 2012.

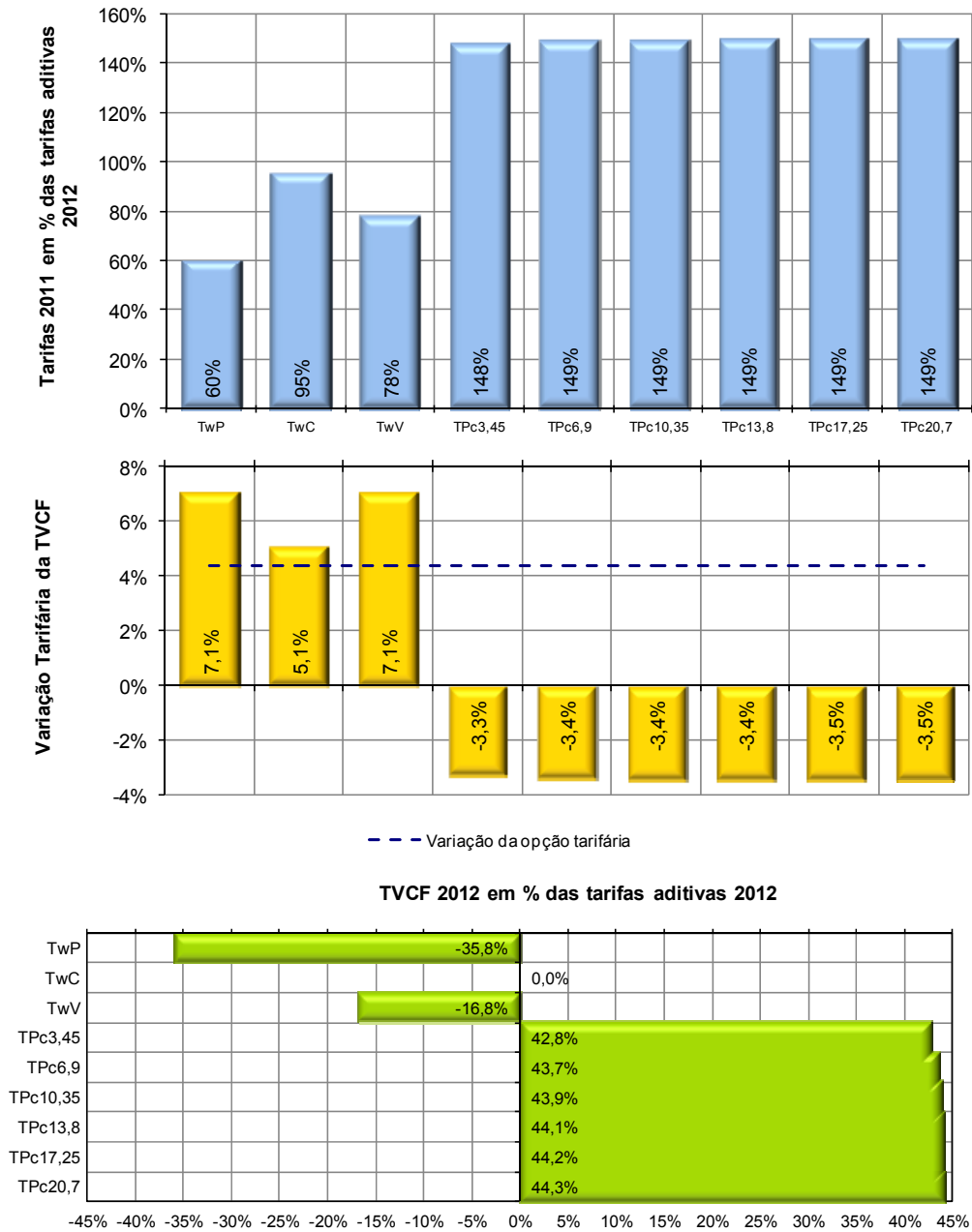
**Figura 6-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)**



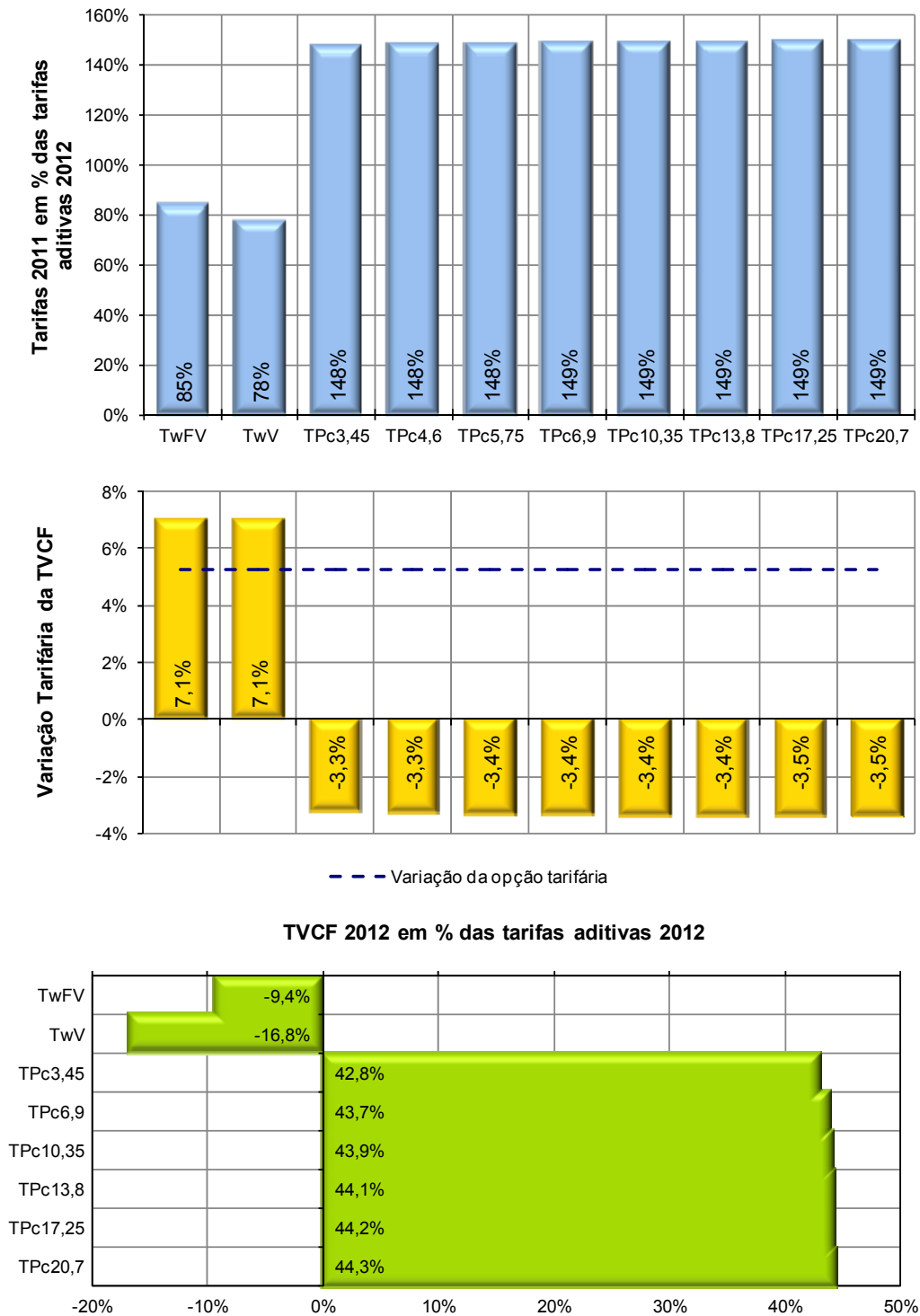
**Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)**



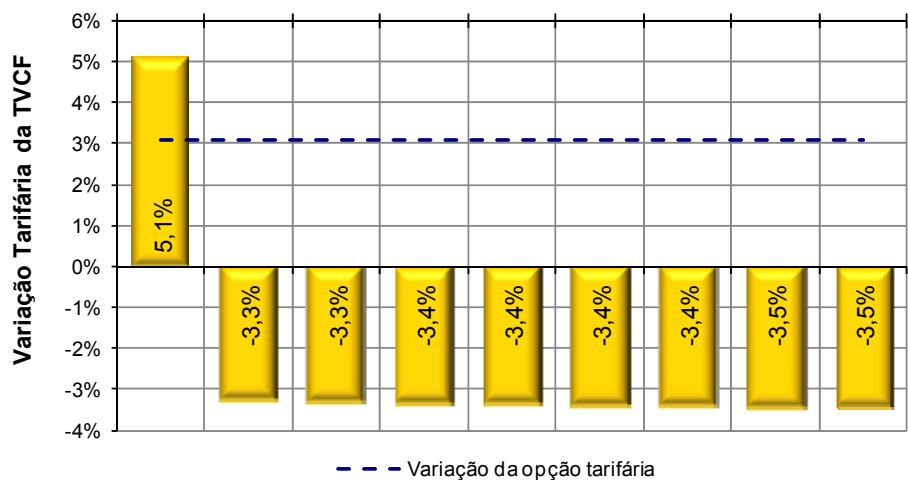
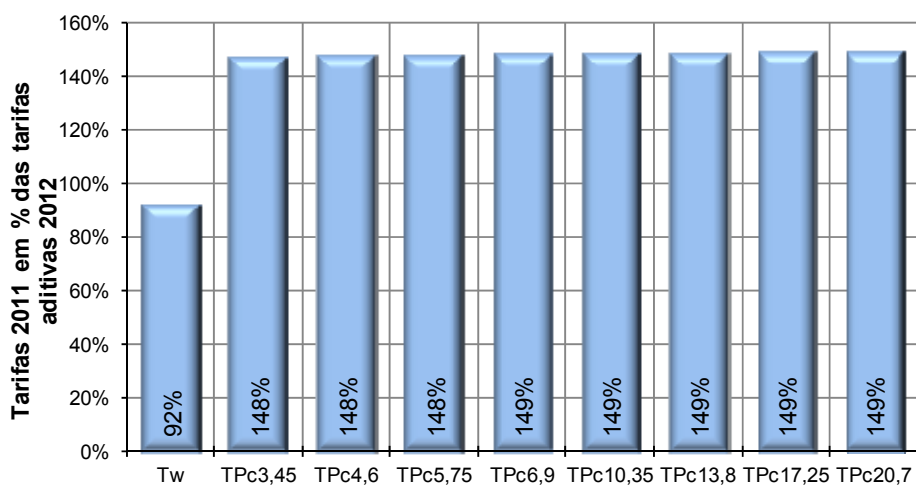
**Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-horária ≤ 20,7 kVA)**



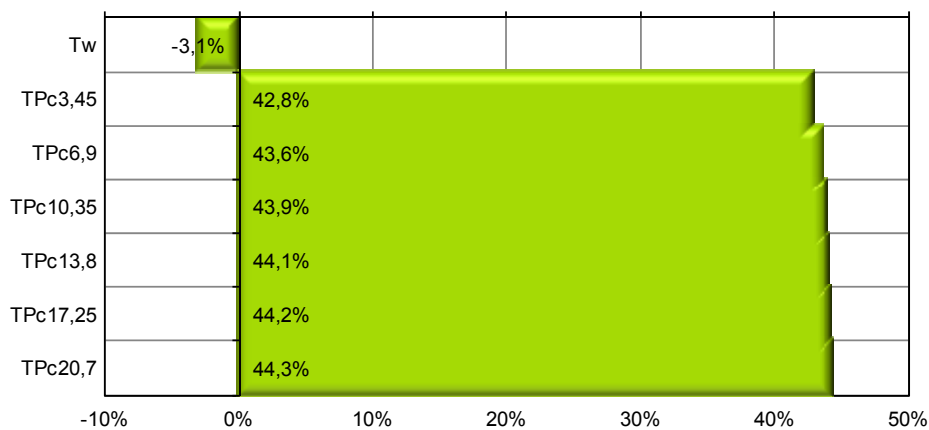
**Figura 6-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA)**



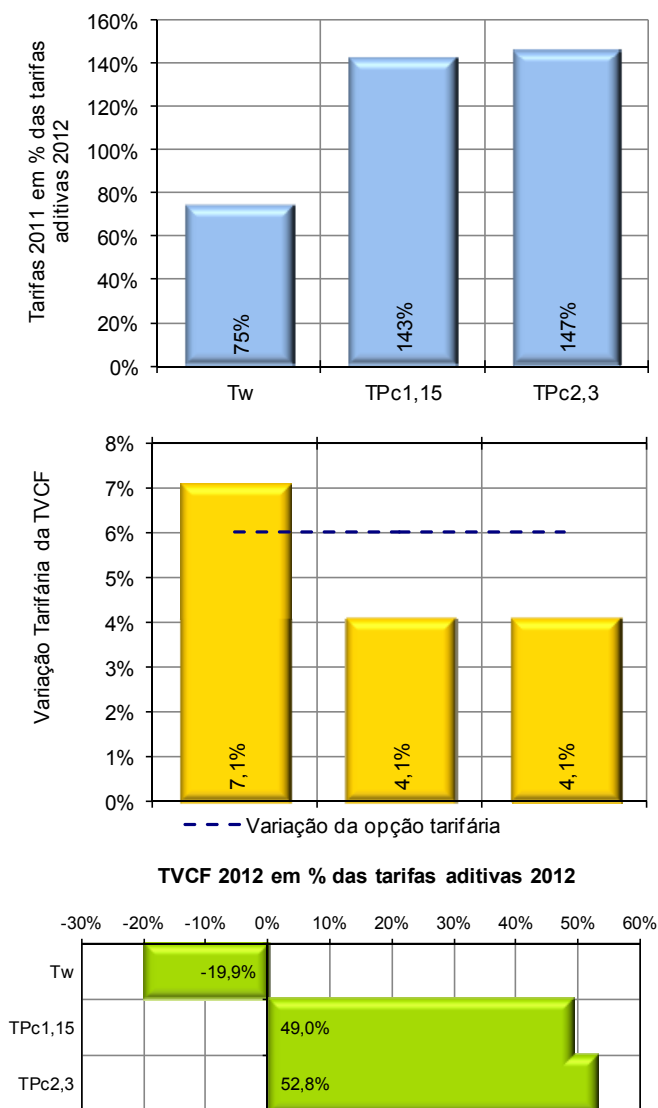
**Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples > 2,3 e ≤ 20,7 kVA)**



TVCF 2012 em % das tarifas aditivas 2012



**Figura 6-10 - 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 2011 para 2012, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN.

Quadro 6-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2011 para 2012

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	BTN<=2,3 kVA Simples	BTN< Simples	BTN< Bi-horária	BTN< tri-horária
		6,0	3,1	5,3

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	BTN> MU	BTN> LU	BTN Sazonal>	BTN Sazonal< Simples	BTN Sazonal< Bi-horária	BTN Sazonal < Tri-horária	Iluminação Pública
		5,7	6,3	6,0	4,9	5,4	7,0

Quadro 6-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2011 para 2012

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6 kVA	34,5 kVA	41,4 kVA
BTN > MU	4,1	7,1	7,1	4,1	4,1	4,1
BTN > LU	7,1	7,1	7,1	4,1	4,1	4,1
BTN Sazonal >	4,1	6,3	7,1	7,1	7,1	7,1

Quadro 6-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN ≤ 20,7 kVA de 2011 para 2012

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa			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	7,1			4,1	4,1								
BTN< Simples	5,1					-3,3	-3,3	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,5	-3,5
BTN< Bi-horária	7,1		7,1			-3,3	-3,3	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,5	-3,5
BTN< Tri-horária	7,1	5,1	7,1			-3,3	-3,3	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,5	-3,5
BTN Sazonal< Simples	4,1					7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
BTN Sazonal< Bi-horária	4,1		7,1			4,1	4,1	4,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
BTN Sazonal < Tri-horária	7,1	6,8	7,1			4,1	4,1	4,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Iluminação Pública	7,1												

6.2 REGRA DE FATURAÇÃO DA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Desde 2005, os fornecimentos de iluminação pública podiam optar pela aplicação de diferentes opções tarifárias do comercializador de último recurso, sendo para tal prevista uma regra de faturação de modo a determinar os consumos de energia por período tarifário a partir da contagem simples e a potência contratada (apesar da inexistência de um dispositivo de controlo de potência). Com efeito, a regra de faturação permitiu aos pontos de entrega de iluminação pública aceder a outras opções tarifárias mais vantajosas (como é direito de qualquer outro consumidor) mesmo sem a necessidade de adaptar os equipamentos de medida.

O Regulamento Tarifário publicado em 2011 veio definir um novo quadro regulamentar para estes clientes, anunciando a extinção da opção tarifária de iluminação pública em janeiro de 2013 e determinando a instalação de equipamentos de medida mais sofisticados em todos os pontos de consumo de iluminação pública. Esta alteração vem incrementar a informação disponível sobre os consumos na rede de iluminação pública, permitindo a sua gestão e racionalização dos respetivos custos.

Em paralelo com a referida alteração, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de consumo do setor elétrico (em fase de revisão) propôs a adoção da regra de determinação de quantidades para os fornecimentos de iluminação pública cujos equipamentos de medida estejam, transitoriamente, inadequados à opção tarifária escolhida. A aplicação desta regra de estimação de consumos de energia ativa por período tarifário e de potência contratada é independente do comercializador do cliente, permitindo total liberdade de escolha de comercializador e igualdade de tratamento dos clientes de iluminação pública.

Nestes termos, a regra de determinação de consumos e de potência contratada será objeto de definição no Guia de Medição, a publicar em breve.

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, enquanto não forem publicados os respetivos Guias de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, aplicam-se aos fornecimentos de energia elétrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respetiva opção tarifária, as regras de repartição de consumos e determinação da potência contratada, a definir no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Portugal Continental. Para o efeito, os fornecimentos para os quais for estimada uma potência contratada superior a 41,4 kVA serão considerados equiparados a fornecimentos em BTE.

6.3 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA E PORTUGAL CONTINENTAL

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental decorre das diretivas do mercado interno de energia e está em implementação gradual desde janeiro de 2011. Assim, os preços finais de energia elétrica em Portugal continental serão, no futuro, unicamente determinados pelo mercado liberalizado para todos os segmentos de consumidores.

No caso das Regiões Autónomas dos Açores e Madeira não se perspetiva uma evolução semelhante, na medida em que a aplicação da diretiva está derrogada ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada. Assim, nestas regiões autónomas os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

Neste contexto, a convergência tarifária entre os Açores, a Madeira e o Continente necessitava de uma redefinição a qual foi discutida e aprovada nos novos regulamentos do setor elétrico em 2011. O novo Regulamento Tarifário determina o seguinte:

«A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respectivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.» [n.º 4 do art. 130.º]

O referencial de preços de energia elétrica em MT e BTE que deve orientar a convergência tarifária é então resultado da observação dos preços no mercado retalhista liberalizado em Portugal continental.

A implementação deste princípio regulamentar em 2012 deve ter em consideração 2 questões:

- Em 2012 ainda será publicada a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT e BTE, ainda que não seja aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias).
- O acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas viu alterada a metodologia recentemente e o histórico disponível desta informação é ainda reduzido.

Ponderando as razões evocadas, considera-se prudente a utilização em 2012 das tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para os fornecimentos em MT e BTE. No caso dos fornecimentos em BTN, a referência continuará a ser a tarifa de venda a clientes finais do comercializador de último recurso em Portugal continental.

Esta opção deverá ser revista no momento de fixação das tarifas reguladas para 2013, à luz da melhor informação disponível nesse momento.

EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DO USO

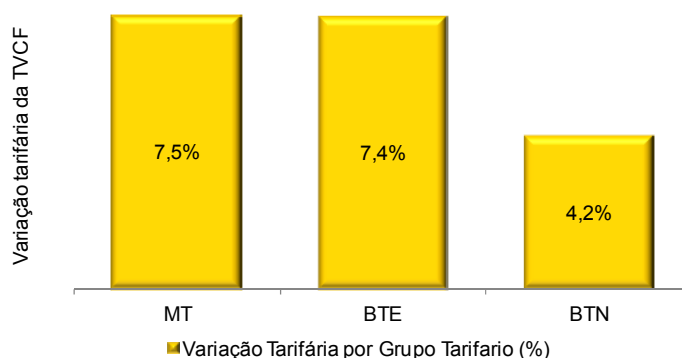
Nos termos do Regulamento Tarifário, as opções tarifárias transitórias dependentes do uso são extintas em 2012. Neste sentido, as respetivas tarifas deixam de ser publicadas, devendo os clientes nestas opções tarifárias ser reposicionados até 1 de janeiro de 2012.

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

Na Figura 6-10 são apresentadas as variações tarifárias na Região Autónoma dos Açores em 2012, por tipo de fornecimento. No atual contexto regulamentar, a convergência tarifária plena é assegurada por cada grupo de clientes representado na figura.

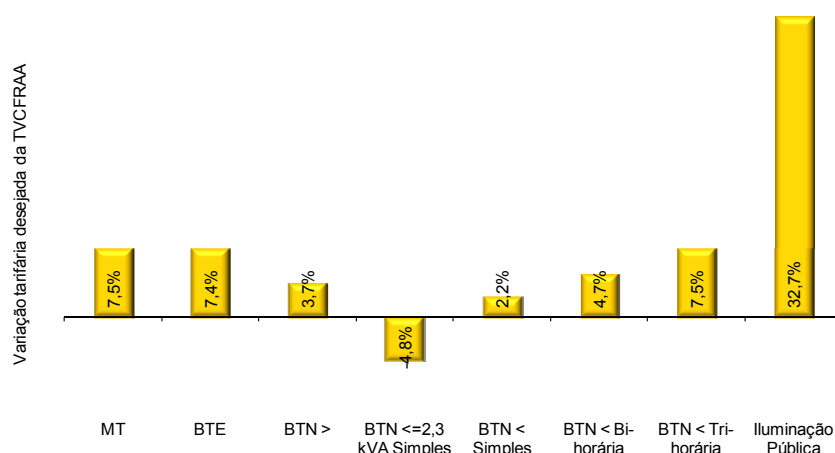
Entre as tarifas de 2011 e de 2012 regista-se um aumento tarifário de 4,2% nos fornecimentos em BTN (incluindo o efeito da tarifa social). A variação tarifária em BTN sem o efeito da tarifa social é igualmente de 4,1%.

Figura 6-11 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores



As variações tarifárias nas TVCF da RAA estão sujeitas à aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas de referência no Continente, de forma a minimizar os impactes tarifários por cliente, decorrentes da alteração da estrutura de preços das tarifas. A Figura 6-12 apresenta a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma dos Açores de 2011 e as tarifas de referência em Portugal Continental em 2012.

Figura 6-12 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAA



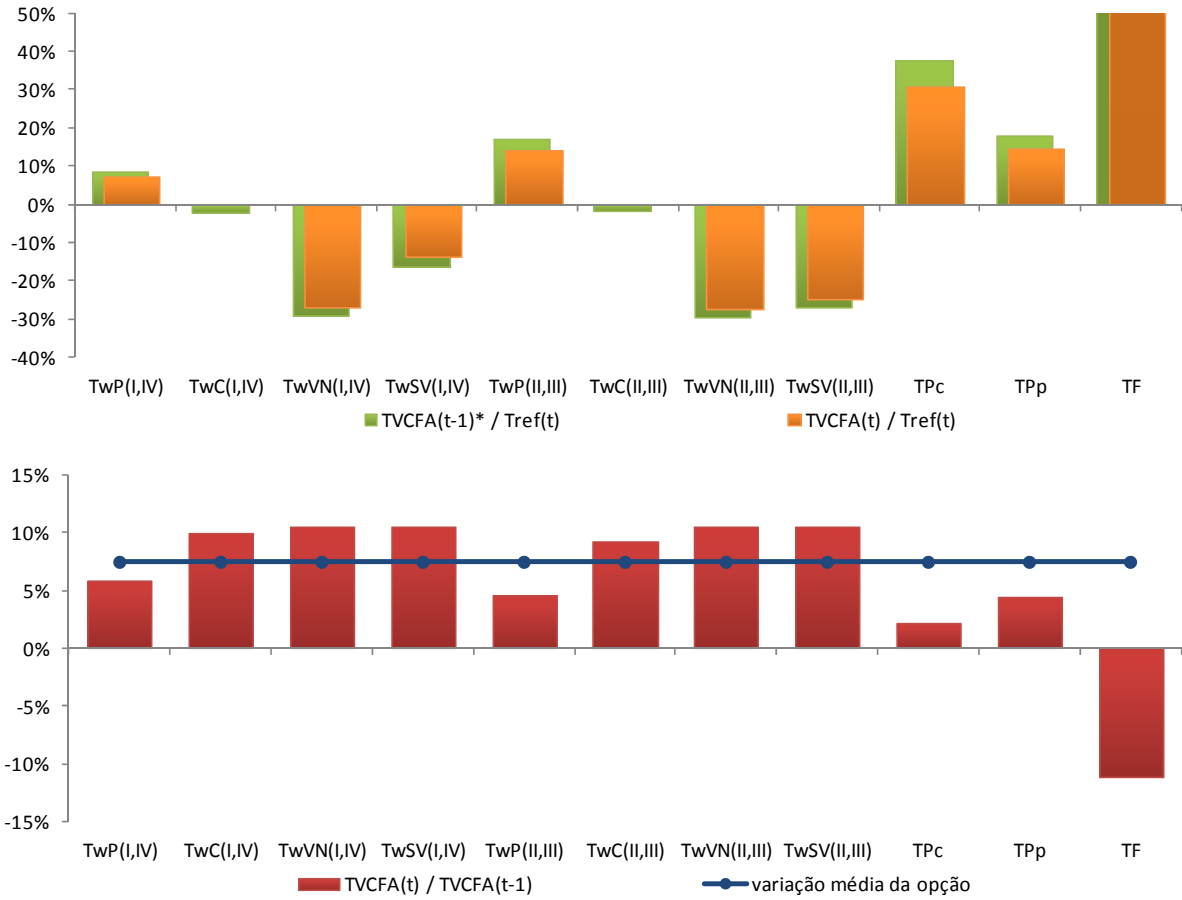
As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2012, fixou-se o limite da variação de cada preço em 3 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário.

Da Figura 6-13 à Figura 6-19 apresenta-se o resultado da aplicação do mecanismo de convergência das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores para as tarifas de referência em Portugal Continental.

Nestas figuras, o primeiro gráfico compara, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das TVCF da Região Autónoma dos Açores de 2011, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal Continental de 2012, e depois a mesma situação com os preços de 2012 na região autónoma. Quando o valor é positivo significa que o preço desse termo tarifário na tarifa da região autónoma é superior ao valor homólogo da tarifa de referência em 2012.

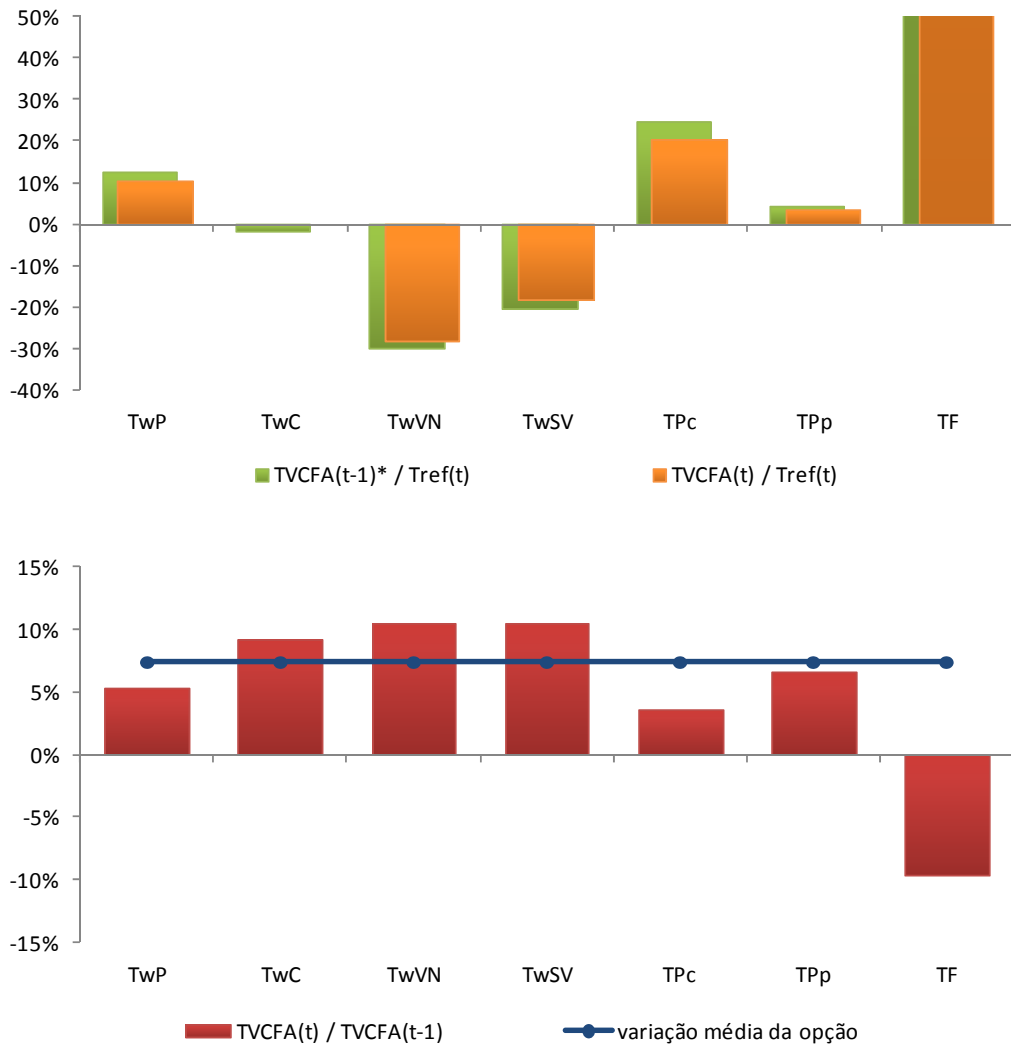
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2011 e 2012 nas tarifas da Região Autónoma dos Açores, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

Figura 6-13 - Variação das TVCF em MT na RAA



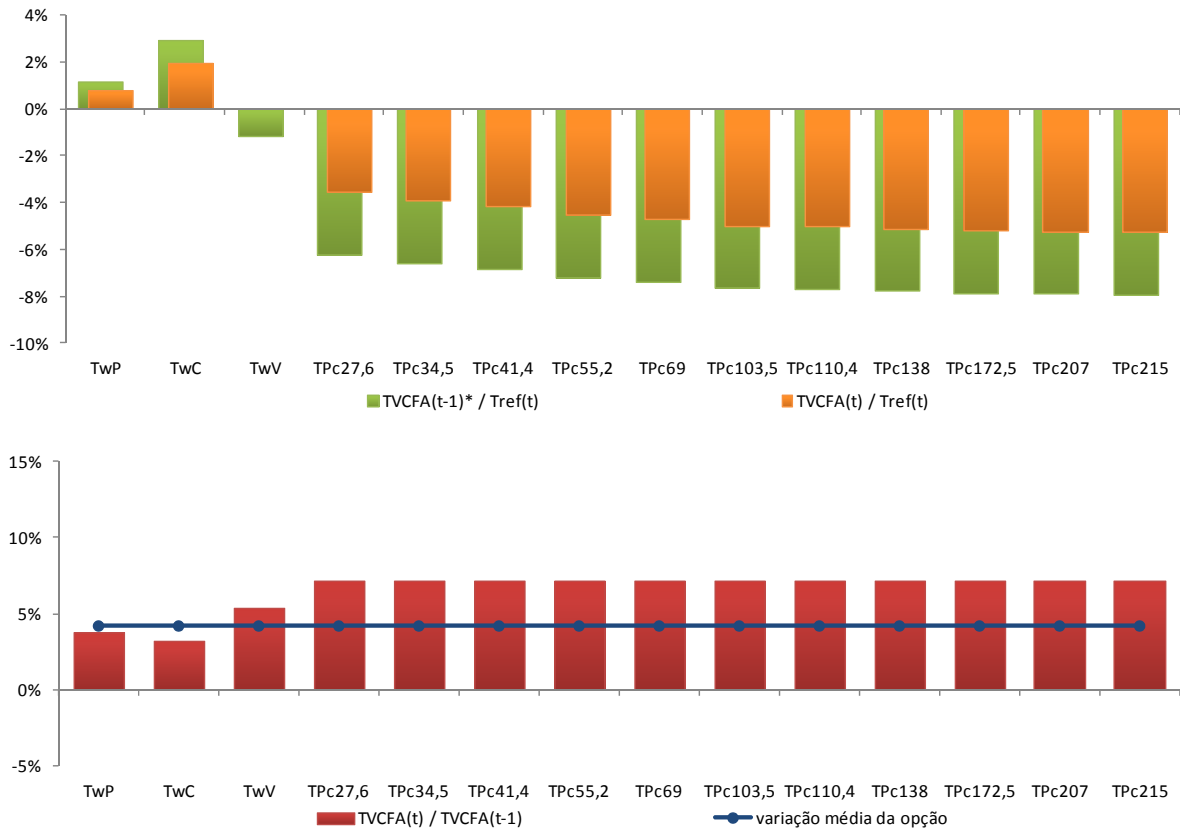
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-14 - Variação das TVCF em BTE na RAA



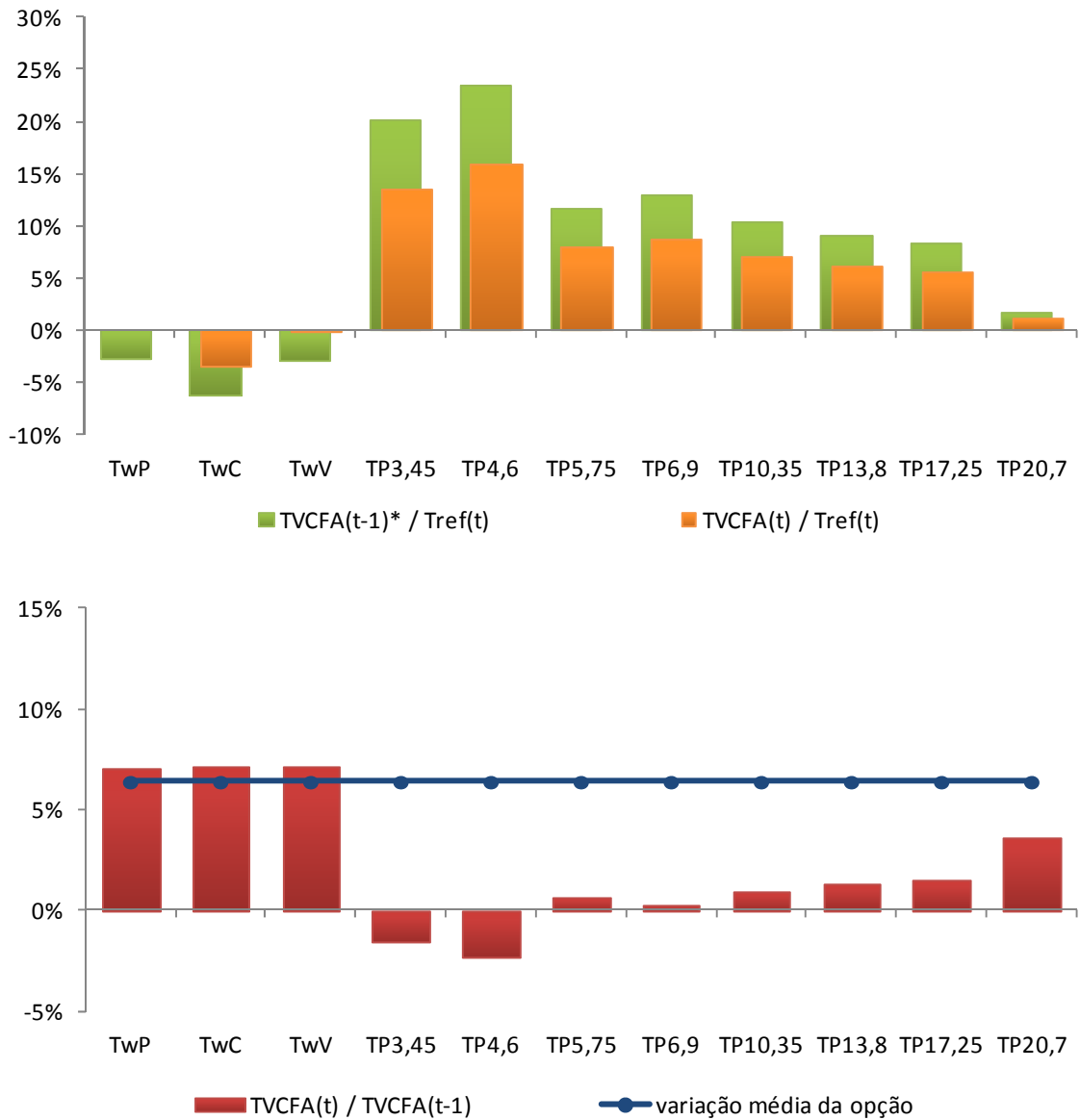
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-15 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAA



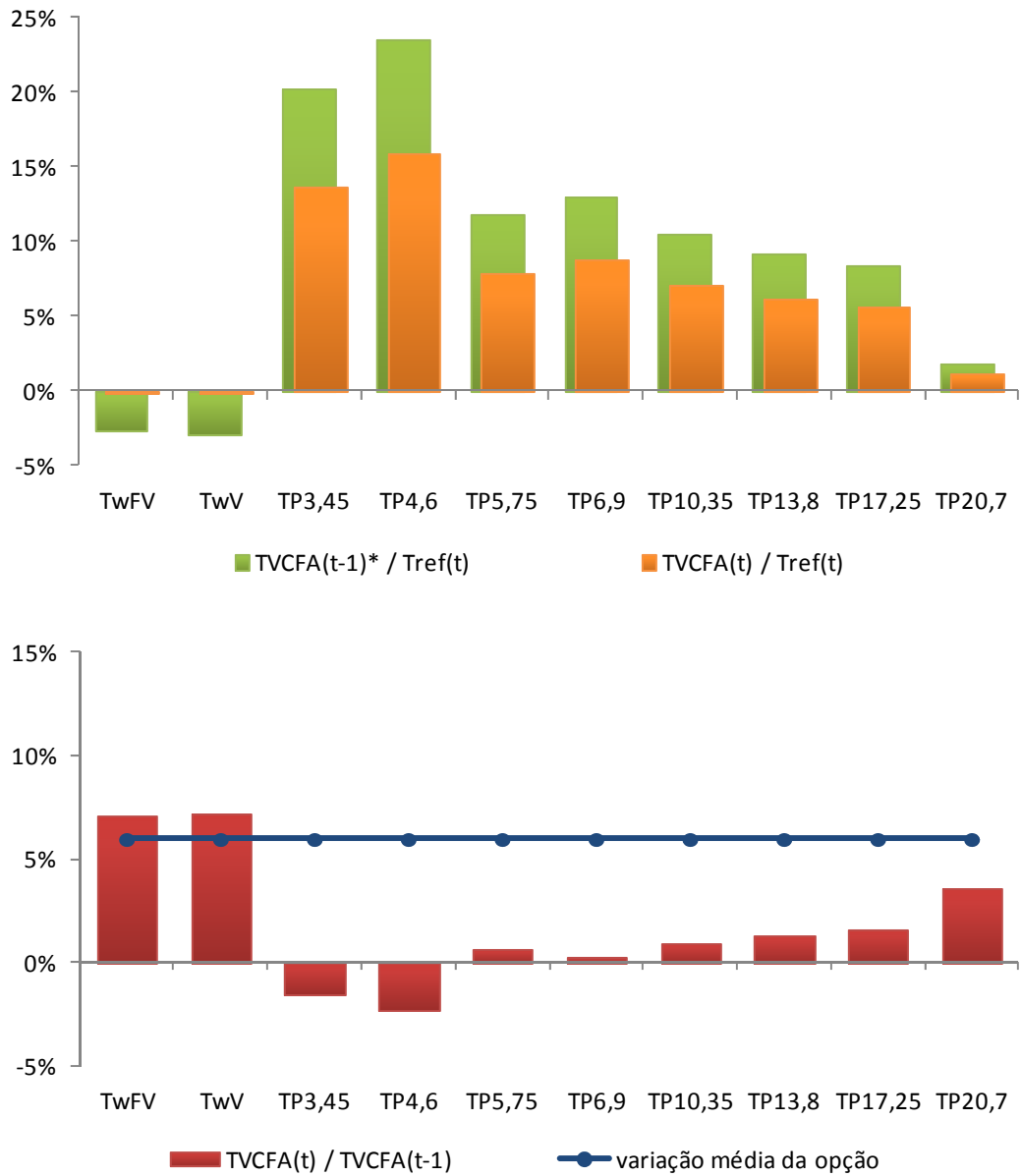
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-16 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária), na RAA



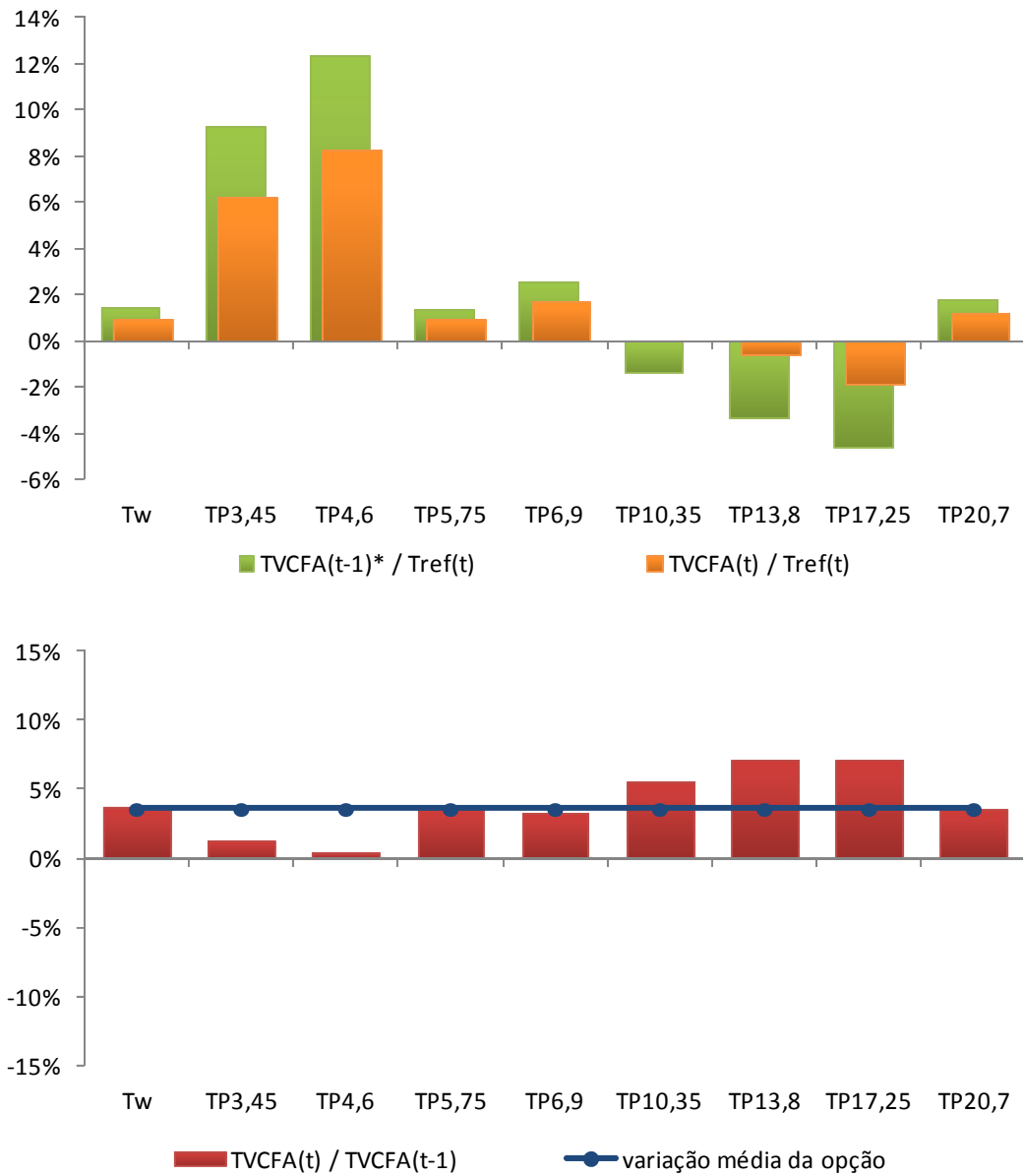
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-17 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária), na RAA



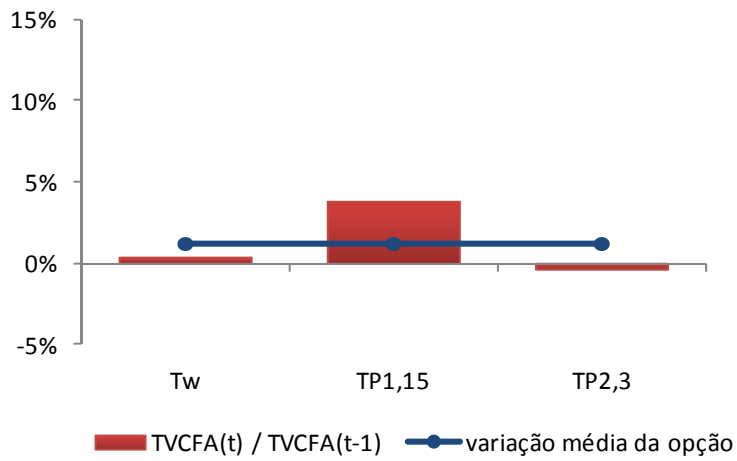
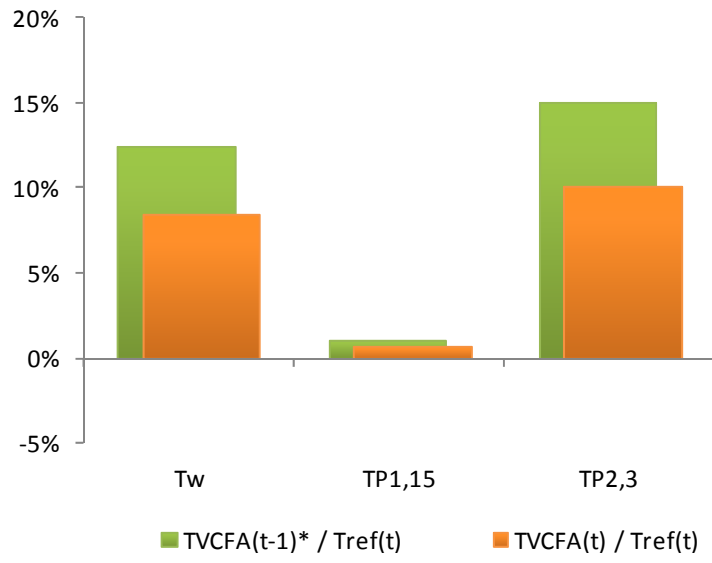
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global da opção tarifária.

Figura 6-18 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples), na RAA



(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global da opção tarifária.

Figura 6-19 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples), na RAA



(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global da opção tarifária.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações médias por opção tarifária e as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma dos Açores, de 2011 para 2012.

Quadro 6-4 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2011 para 2012

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	MT				
	7,5				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	BTE		BTN >		
	7,4		4,2		
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	Iluminação Pública
	1,3	3,6	6,0	6,4	7,2

Quadro 6-5 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2012 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	5,9	9,9	10,5	10,5	4,6	9,3	10,5	10,5	2,2	4,5	-11,1	10,5	10,5

Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2012 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa				Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
BTE	5,3	9,2	10,4	10,4	3,6	6,6	-9,6	10,4	10,4

Quadro 6-7 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2012 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA										
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	55,2	69	103,5	110,4	138	172,5	207	215
BTN > 20,7 kVA	3,8	3,2	5,4	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2

Quadro 6-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2012 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheia	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	0,4			3,8	n.a.								
BTN ≤ 20,7 kVA Simples	3,7					1,3	n.a.	n.a.	3,3	5,6	7,2	7,2	3,6
BTN ≤ 20,7 kVA Bi-horária	7,1		7,2			-1,5	n.a.	n.a.	0,3	0,9	1,3	1,5	3,6
BTN ≤ 20,7 kVA Tri-horária	7,1	7,2	7,2			-1,5	n.a.	n.a.	0,3	0,9	1,3	1,5	3,6
Iluminação Pública	7,2												

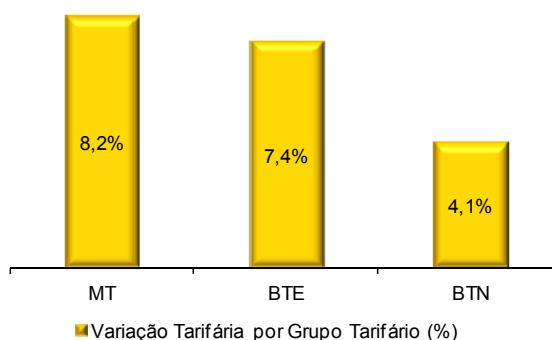
n.a. – os escalões de potência contratada 2,3 kVA, 4,6 kVA e 5,75 kVA não existiam nas tarifas da RAA em 2011.

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

As variações tarifárias na Região Autónoma da Madeira em 2012 são apresentadas na Figura 6-20, por tipo de fornecimento. No atual contexto regulamentar, a convergência tarifária plena é assegurada por cada grupo de clientes representado na figura.

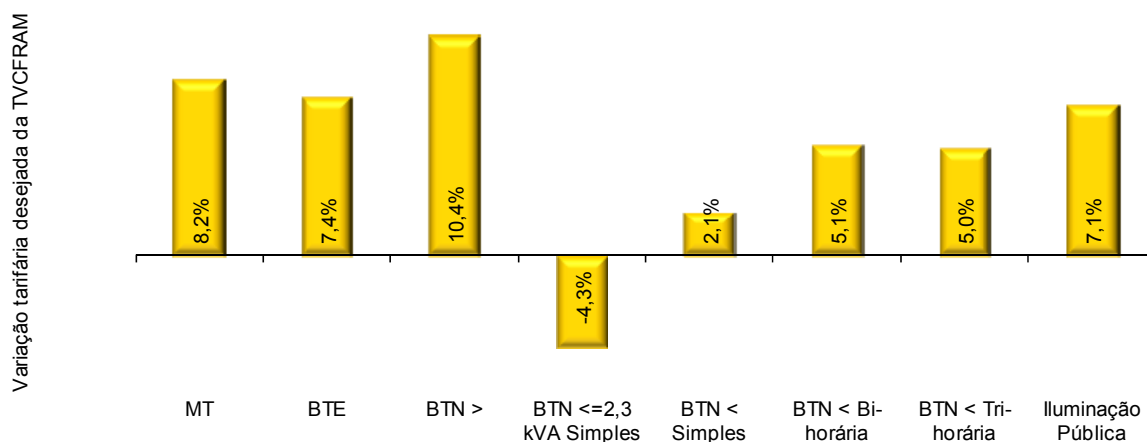
Entre as tarifas de 2011 e de 2012 regista-se um aumento tarifário de 4,1% nos fornecimentos em BTN (incluindo o efeito da tarifa social). A variação tarifária em BTN sem o efeito da tarifa social é de 4,1%.

Figura 6-20 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira



As variações tarifárias nas TVCF da RAM estão sujeitas à aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas de referência no Continente, de forma a minimizar os impactes tarifários por cliente, decorrentes da alteração da estrutura de preços das tarifas. A Figura 6-21 apresenta a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma da Madeira de 2011 e as tarifas de referência em Portugal Continental em 2012.

Figura 6-21 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAM



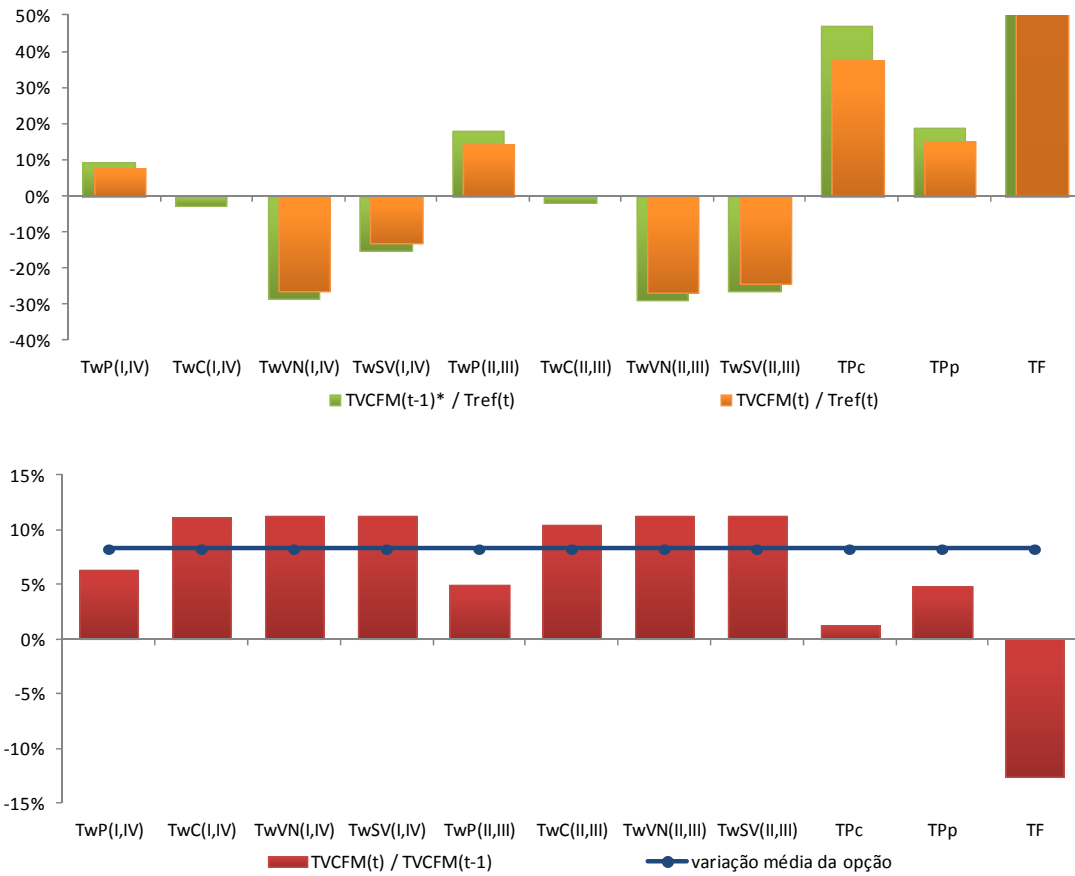
As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2012, fixou-se o limite da variação de cada preço em 3 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário.

Da Figura 6-22 à Figura 6-28 apresenta-se o resultado da aplicação do mecanismo de convergência das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira para as tarifas de referência em Portugal Continental.

Nestas figuras, o primeiro gráfico compara, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das TVCF da Região Autónoma da Madeira de 2011, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal Continental de 2012, e depois a mesma situação com os preços de 2012 na região autónoma. Quando o valor é positivo significa que o preço desse termo tarifário na tarifa da região autónoma é superior ao valor homólogo da tarifa de referência em 2012.

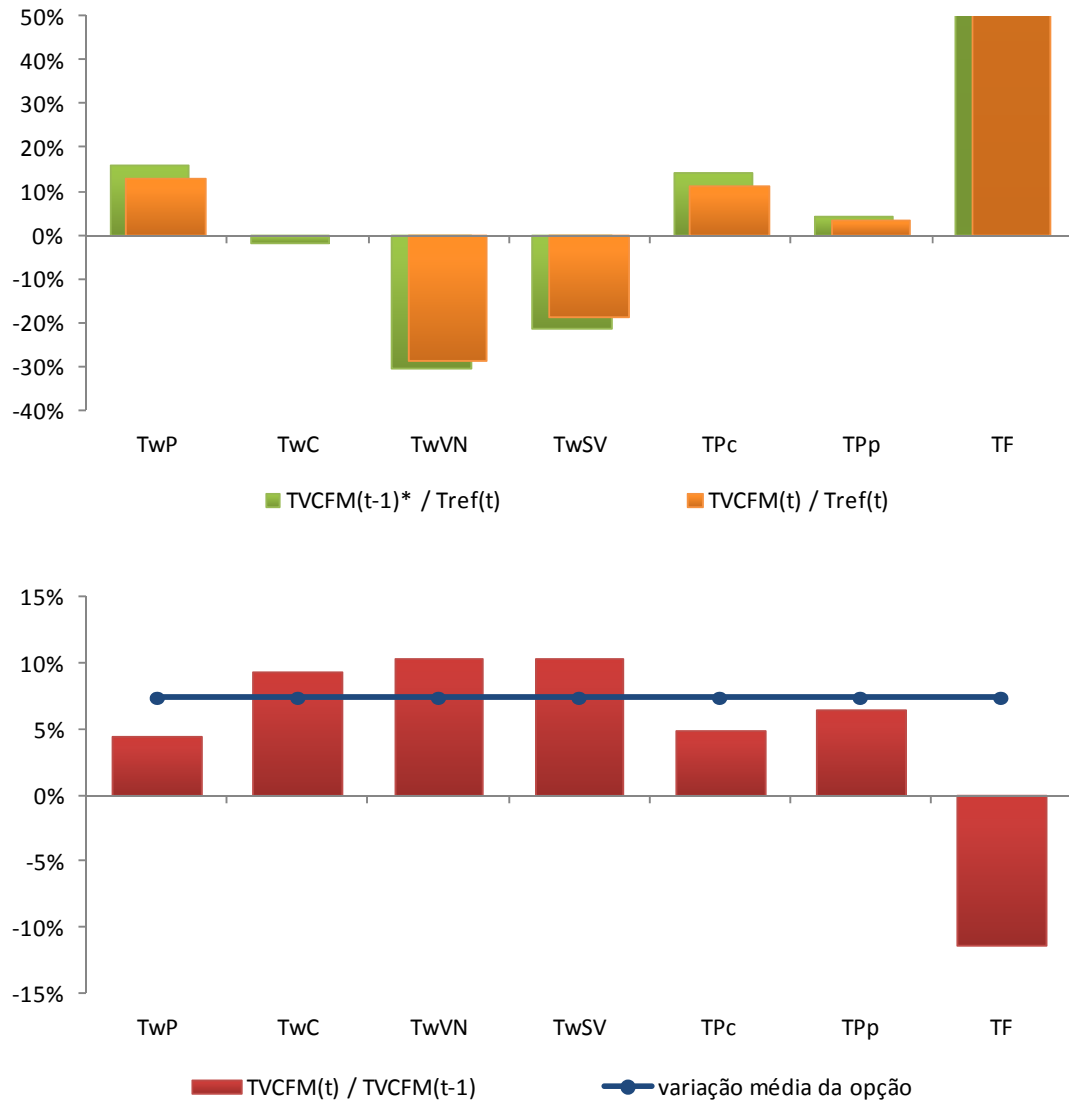
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2011 e 2012 nas tarifas da Região Autónoma da Madeira, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

Figura 6-22 - Variação das TVCF em MT na RAM



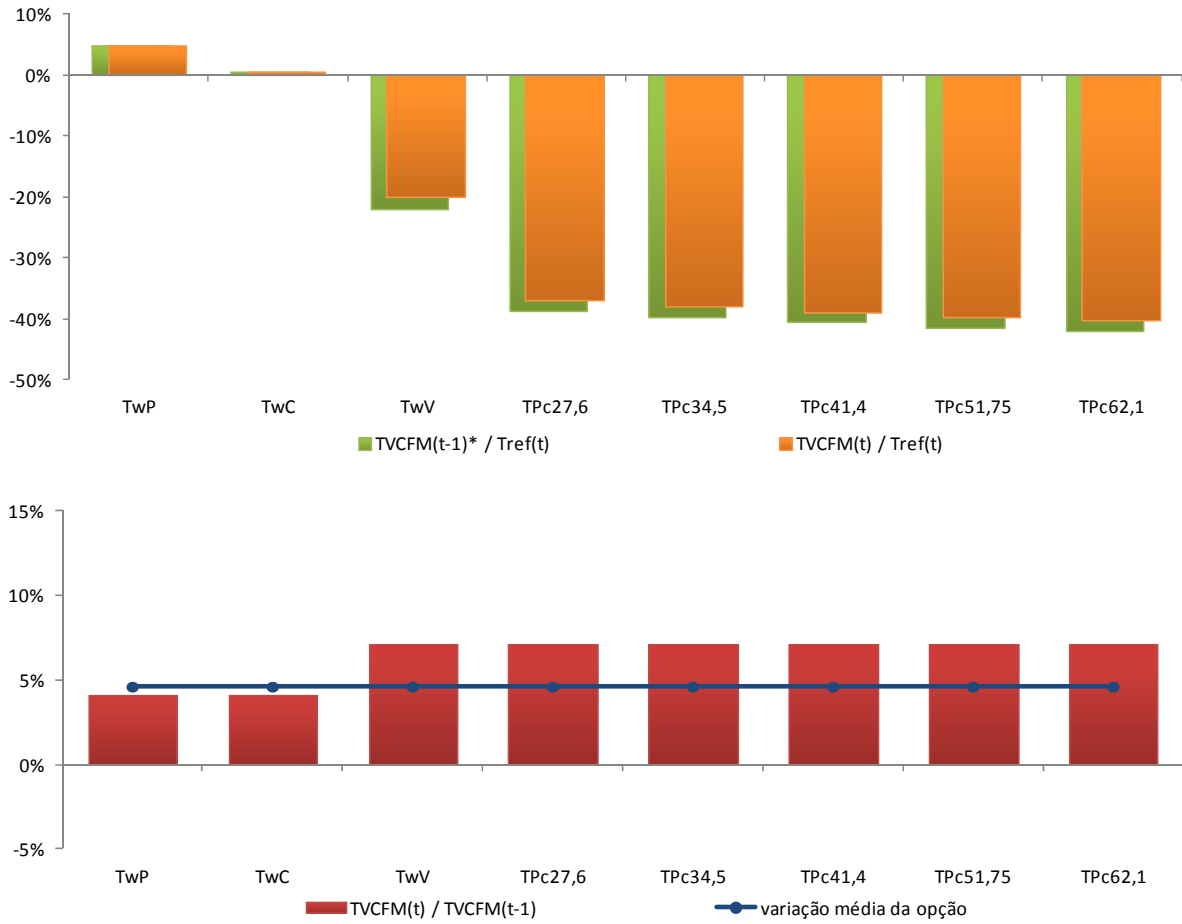
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-23 - Variação das TVCF em BTE na RAM



(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-24 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAM



(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-25 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária) na RAM



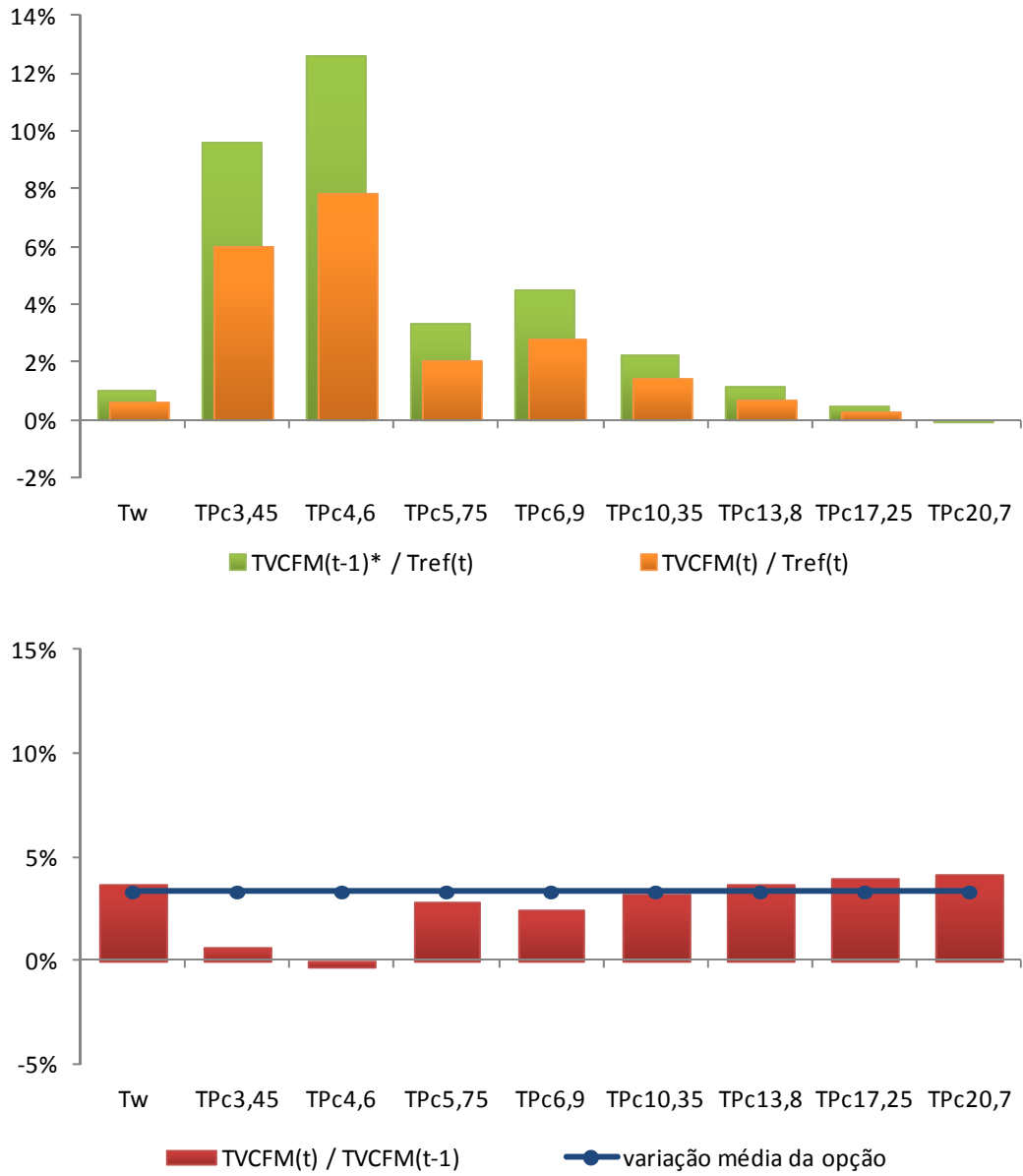
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-26 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária) na RAM



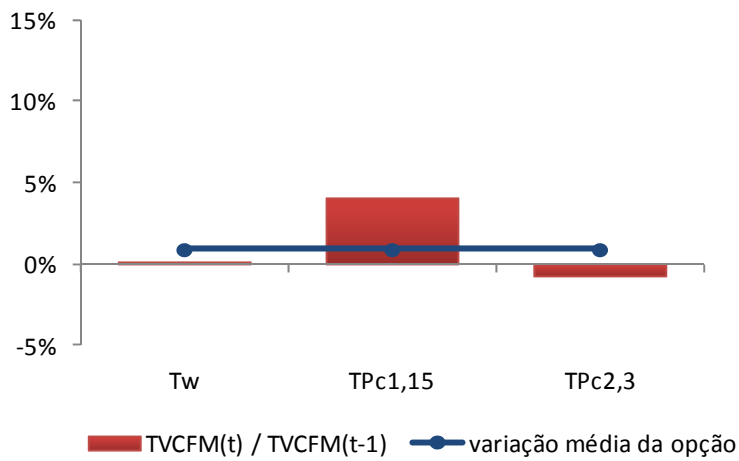
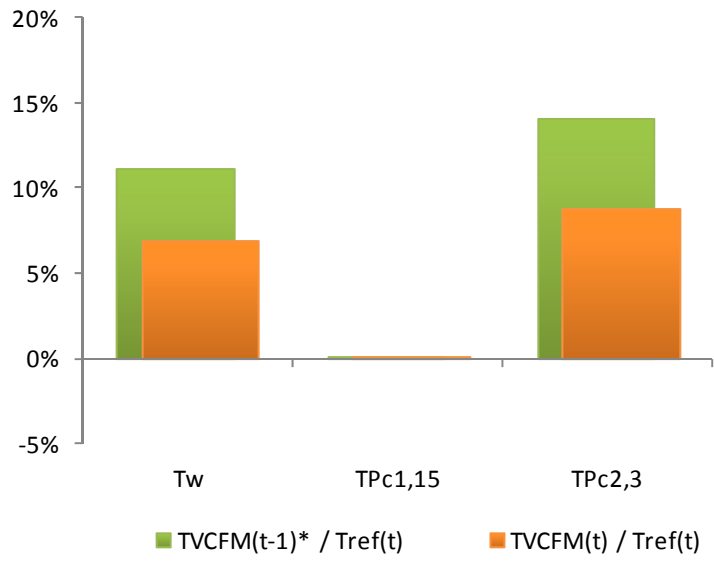
(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-27 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples) na RAM



(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-28 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples) na RAM



(*)Tarifa de 2011 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações médias por opção tarifária e as variações dos preços de cada uma das opções tarifárias da Região Autónoma da Madeira, de 2011 para 2012.

Quadro 6-9 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2012

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	MT				
	8,2				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	BTE	BTN >			
	7,4	4,6			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2012/2011 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	Iluminação Pública
	0,9	3,3	5,5	4,9	7,1

Quadro 6-10 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2012 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio					
MT	6,3	11,2	11,2	11,2	4,9	10,4	11,2	11,2	1,3	4,8	-12,6	11,2	11,2

Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2012 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa				Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
BTE	4,5	9,4	10,4	10,4	4,8	6,5	-11,4	10,4	10,4

Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2012 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa			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	4,1	4,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1

Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2012 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2012/2011 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	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	0,2			4,0	n.a.								
BTN < 20,7 kVA Simples	3,7					0,7	n.a.	n.a.	2,4	3,2	3,7	3,9	4,1
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	7,1		4,0			-0,6	n.a.	n.a.	1,3	1,3	1,5	1,9	2,3
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	7,1	4,4	4,0			-0,6	n.a.	n.a.	1,3	1,3	1,5	1,9	2,3
Iluminação Pública	7,1												

n.a. – os escalões de potência contratada 2,3 kVA, 4,6 kVA e 5,75 kVA não existiam nas tarifas da RAM em 2011.

ANEXO I
DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Figura I - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
1998	13.134	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	1.392	
1999	10.900		1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	1.155	
2000	12.884			1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	
2001	18.070				1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	1.915	
2002	20.618					2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	2.185	
2003	28.908						3.063	3.063	3.063	3.063	3.063	3.063	3.063	3.063	3.063	3.063	
2004	34.947							3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	3.703	
2005	35.864								3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	
2006	32.035									3.394	3.394	3.394	3.394	3.394	3.394	3.394	
2007	31.638										3.352	3.352	3.352	3.352	3.352	3.352	
2008	29.567											3.133	3.133	3.133	3.133	3.133	
2009	19.817												2.100	2.100	2.100	2.100	
2010	22.784													2.414	2.414	2.414	
2011	28.038														2.971	2.971	
2012	31.933															3.384	
OPEX		479	876	1.346	2.005	2.756	3.810	5.085	6.392	7.560	8.714	9.792	10.514	11.345	12.367	13.531	
CAPEX+OPEX		1.871	3.423	5.258	7.831	10.768	14.885	19.862	24.969	29.532	34.038	38.248	41.071	44.316	48.309	52.857	
factor de actualização		3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1	0,91	
Valor actualizado		6.086	10.171	14.268	19.408	24.369	30.764	37.490	43.042	46.490	48.934	50.218	49.245	48.526	48.309	48.271	
												49,80	49,39				
												47,82	47,68				
Potência em horas de ponta AT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
		4.203.873	4.486.363	4.740.585	5.023.386	4.984.583	5.210.482	5.565.979	5.898.481	6.078.514	6.098.140	6.137.074	6.763.487	6.858.144	6.757.378	6.772.168	6.786.959
Δ anual de potência em horas de ponta																	
1999			282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490	282.490
2000				254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222	254.222
2001					282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801	282.801
2002						-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803	-38.803
2003							225.899	225.899	225.899	225.899	225.899	225.899	225.899	225.899	225.899	225.899	225.899
2004								355.497	355.497	355.497	355.497	355.497	355.497	355.497	355.497	355.497	355.497
2005									332.501	332.501	332.501	332.501	332.501	332.501	332.501	332.501	332.501
2006										180.033	180.033	180.033	180.033	180.033	180.033	180.033	180.033
2007											19.626	19.626	19.626	19.626	19.626	19.626	19.626
2008												38.934	38.934	38.934	38.934	38.934	38.934
2009													626.413	626.413	626.413	626.413	626.413
2010														94.657	94.657	94.657	94.657
2011															-100.766	-100.766	-100.766
2012																14.790	14.790
2013																	14.790
Total		-	282.490	536.712	819.513	780.710	1.006.609	1.362.106	1.694.608	1.874.641	1.894.267	1.933.201	2.559.613	2.654.271	2.553.505	2.568.295	2.583.085
factor de actualização		-	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91	0,83
Valor actualizado		-	839.407	1.456.454	2.030.940	1.766.920	2.080.529	2.571.046	2.921.150	2.951.132	2.723.314	2.538.162	3.069.041	2.906.426	2.553.505	2.345.475	2.154.322

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2012

Custo incremental (€/kW/ano)	15,0565
Custo incremental (€/kW/mês)	1,2547

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2012

Anexo I – Detalhe do cálculo dos custos incrementais

Figura II - Custo incremental de potência em horas de ponta em MT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1998	84.225	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924	8.924
1999	65.278		6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917	6.917
2000	64.922			6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879	6.879
2001	65.710				6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963	6.963
2002	81.593					8.646	8.646	8.646	8.646	8.646	8.646	8.646	8.646	8.646	8.646	8.646
2003	103.649						10.983	10.983	10.983	10.983	10.983	10.983	10.983	10.983	10.983	10.983
2004	132.841							14.076	14.076	14.076	14.076	14.076	14.076	14.076	14.076	14.076
2005	139.721								14.805	14.805	14.805	14.805	14.805	14.805	14.805	14.805
2006	110.734									11.733	11.733	11.733	11.733	11.733	11.733	11.733
2007	79.632										8.438	8.438	8.438	8.438	8.438	8.438
2008	91.254											9.669	9.669	9.669	9.669	9.669
2009	90.782												9.619	9.619	9.619	9.619
2010	80.920													8.574	8.574	8.574
2011	102.944														10.908	10.908
2012	113.845															12.063
OPEX		2.509	4.454	6.389	8.346	10.777	13.866	17.824	21.986	25.286	27.658	30.377	33.082	35.493	38.560	41.952
CAPEX+OPEX		11.434	20.296	29.109	38.029	49.106	63.177	81.210	100.178	115.211	126.021	138.409	150.733	161.718	175.693	191.148
fator de actualização		3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91
Valor actualizado		37.203	60.308	78.992	94.245	111.138	130.578	153.289	172.686	181.369	181.175	181.722	180.733	177.081	175.693	174.564

Potência em horas de ponta MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Δ anual de potência em horas de ponta	3.596.799	3.860.351	4.082.209	4.325.035	4.296.652	4.486.131	4.769.160	5.003.191	5.159.200	5.148.173	5.224.023	5.826.083	5.749.800	5.639.852	5.645.676	5.651.500
1999		263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553	263.553
2000			221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858	221.858
2001				242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826	242.826
2002					-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383	-28.383
2003						189.479	189.479	189.479	189.479	189.479	189.479	189.479	189.479	189.479	189.479	189.479
2004							283.029	283.029	283.029	283.029	283.029	283.029	283.029	283.029	283.029	283.029
2005								234.031	234.031	234.031	234.031	234.031	234.031	234.031	234.031	234.031
2006									156.009	156.009	156.009	156.009	156.009	156.009	156.009	156.009
2007										-11.026	-11.026	-11.026	-11.026	-11.026	-11.026	-11.026
2008											75.850	75.850	75.850	75.850	75.850	75.850
2009												602.060	602.060	602.060	602.060	602.060
2010													-76.283	-76.283	-76.283	-76.283
2011														-109.948	-109.948	-109.948
2012															5.824	5.824
2013																5.824
Total	-	263.553	485.411	728.237	699.853	889.333	1.172.362	1.406.392	1.562.401	1.551.375	1.627.224	2.229.284	2.153.001	2.043.053	2.048.877	2.054.702
fator de actualização	-	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91	0,83
Valor actualizado	-	783.135	1.317.239	1.804.736	1.583.923	1.838.134	2.212.894	2.424.327	2.459.592	2.230.351	2.136.436	2.672.967	2.357.536	2.043.053	1.871.121	1.713.644

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2012

Custo incremental (€/kW/ano)	70,9963
Custo incremental (€/kW/mês)	5,9164

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2012

Anexo I – Detalhe do cálculo dos custos incrementais

Figura III - Custo incremental de potência em horas de ponta em BT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1998	52.911	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606	5.606
1999	49.794		5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276	5.276
2000	49.820			5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279	5.279
2001	63.109				6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687	6.687
2002	64.444					6.828	6.828	6.828	6.828	6.828	6.828	6.828	6.828	6.828	6.828	6.828
2003	62.901						6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665
2004	65.347							6.924	6.924	6.924	6.924	6.924	6.924	6.924	6.924	6.924
2005	68.148								7.221	7.221	7.221	7.221	7.221	7.221	7.221	7.221
2006	64.062									6.788	6.788	6.788	6.788	6.788	6.788	6.788
2007	49.572										5.253	5.253	5.253	5.253	5.253	5.253
2008	58.743											6.224	6.224	6.224	6.224	6.224
2009	73.481												7.786	7.786	7.786	7.786
2010	67.512													7.154	7.154	7.154
2011	69.641														7.379	7.379
2012	77.187															8.179
OPEX		2.135	4.144	6.153	8.700	11.299	13.837	16.474	19.223	21.807	23.807	26.177	29.142	31.866	34.675	37.789
CAPEX+OPEX		7.741	15.026	22.315	31.548	40.976	50.179	59.739	69.710	79.082	86.335	94.929	105.680	115.557	125.746	137.039
factor de actualização		3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91
Valor actualizado		25.187	44.649	60.555	78.183	92.739	103.713	112.761	120.165	124.494	124.120	124.636	126.713	126.535	125.746	125.149

Potência em horas de ponta BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	
2.132.848	2.312.990	2.452.697	2.559.795	2.599.726	2.706.085	2.844.082	2.983.655	3.078.911	3.133.829	3.161.086	3.325.192	3.425.337	3.377.593	3.376.934	3.376.276		
Δ anual de potência em horas de ponta																	
1999		180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	180.141	
2000			139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	139.708	
2001				107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	107.098	
2002					39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	39.931	
2003						106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	106.359	
2004							137.997	137.997	137.997	137.997	137.997	137.997	137.997	137.997	137.997	137.997	
2005								139.573	139.573	139.573	139.573	139.573	139.573	139.573	139.573	139.573	
2006									95.256	95.256	95.256	95.256	95.256	95.256	95.256	95.256	
2007										54.918	54.918	54.918	54.918	54.918	54.918	54.918	
2008											27.257	27.257	27.257	27.257	27.257	27.257	
2009												164.106	164.106	164.106	164.106	164.106	
2010													100.146	100.146	100.146	100.146	
2011														-47.744	-47.744	-47.744	
2012															-659	-659	
2013																-659	
Total		-	180.141	319.849	426.947	466.878	573.237	711.234	850.807	946.063	1.000.980	1.028.238	1.192.344	1.192.344	1.192.344	1.192.344	
factor de actualização		-	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91	
Valor actualizado		-	535.282	867.961	1.058.072	1.056.648	1.184.806	1.342.491	1.466.613	1.489.328	1.439.070	1.350.007	1.429.650	1.305.616	1.192.344	1.088.898	994.428

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	85,1260
Custo incremental (€/kW/mês)	7,0938

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2012

Anexo I – Detalhe do cálculo dos custos incrementais

Figura IV - Custo incremental de potência contratada em AT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1998	1.459	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
1999	1.211		128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
2000	1.432			152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
2001	2.008				213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
2002	2.291					243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
2003	3.212						340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
2004	3.883							411	411	411	411	411	411	411	411	411
2005	3.985								422	422	422	422	422	422	422	422
2006	3.559									377	377	377	377	377	377	377
2007	3.515										372	372	372	372	372	372
2008	3.285											348	348	348	348	348
2009	2.202												233	233	233	233
2010	2.532													268	268	268
2011	3.115														330	330
2012	3.548															376
OPEX		53	97	150	223	306	423	565	710	840	968	1.088	1.168	1.261	1.374	1.503
CAPEX+OPEX		208	380	584	870	1.196	1.654	2.207	2.774	3.281	3.782	4.250	4.563	4.924	5.368	5.873
factor de actualização		3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91
Valor actualizado		676	1.130	1.585	2.156	2.708	3.418	4.166	4.782	5.166	5.437	5.580	5.472	5.392	5.368	5.363

Potência contratada AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
5.547.000	5.902.235	6.320.037	6.678.347	6.596.032	6.861.923	7.351.342	7.757.068	8.012.274	8.097.941	8.127.210	8.879.546	8.918.468	8.939.856	8.822.382	8.704.909	
Δ anual de potência contratada																
1999		355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235	355.235
2000			417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802	417.802
2001				358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310	358.310
2002					-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315	-82.315
2003						265.891	265.891	265.891	265.891	265.891	265.891	265.891	265.891	265.891	265.891	265.891
2004							489.419	489.419	489.419	489.419	489.419	489.419	489.419	489.419	489.419	489.419
2005								405.726	405.726	405.726	405.726	405.726	405.726	405.726	405.726	405.726
2006									255.206	255.206	255.206	255.206	255.206	255.206	255.206	255.206
2007										85.667	85.667	85.667	85.667	85.667	85.667	85.667
2008											29.269	29.269	29.269	29.269	29.269	29.269
2009												752.336	752.336	752.336	752.336	752.336
2010													38.922	38.922	38.922	38.922
2011														21.389	21.389	21.389
2012															-117.474	-117.474
2013																-117.474
Total	-	355.235	773.037	1.131.346	1.049.031	1.314.922	1.804.341	2.210.067	2.465.273	2.550.940	2.580.210	3.332.545	3.371.467	3.392.856	3.275.382	3.157.908
factor de actualização	-	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1	0,91	0,83
Valor actualizado	-	1.055.564	2.097.759	2.803.734	2.374.190	2.717.772	3.405.787	3.809.695	3.880.928	2.550.940	3.387.641	3.995.805	3.691.757	3.392.856	2.991.216	2.633.730

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2012

Custo incremental (€/kW/ano)	1,3039
Custo incremental (€/kW/mês)	0,1087

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2012

Anexo I – Detalhe do cálculo dos custos incrementais

Figura V - Custo incremental de potência contratada em MT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1998	24.678	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615	2.615
1999	23.341		2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473	2.473
2000	22.788			2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415	2.415
2001	20.602				2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183	2.183
2002	22.944					2.431	2.431	2.431	2.431	2.431	2.431	2.431	2.431	2.431	2.431	2.431
2003	30.227						3.203	3.203	3.203	3.203	3.203	3.203	3.203	3.203	3.203	3.203
2004	34.436							3.649	3.649	3.649	3.649	3.649	3.649	3.649	3.649	3.649
2005	35.827								3.796	3.796	3.796	3.796	3.796	3.796	3.796	3.796
2006	30.335									3.214	3.214	3.214	3.214	3.214	3.214	3.214
2007	20.454										2.167	2.167	2.167	2.167	2.167	2.167
2008	24.294											2.574	2.574	2.574	2.574	2.574
2009	27.844												2.950	2.950	2.950	2.950
2010	28.028													2.970	2.970	2.970
2011	28.573														3.028	3.028
2012	33.975															3.600
OPEX		735	1.431	2.110	2.723	3.407	4.308	5.334	6.401	7.305	7.914	8.638	9.468	10.303	11.154	12.166
CAPEX+OPEX		3.350	6.519	9.612	12.409	15.524	19.627	24.302	29.166	33.284	36.061	39.359	43.139	46.943	50.822	55.435
factor de actualização		3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1,00	0,91
Valor actualizado		10.901	19.370	26.085	30.753	35.134	40.567	45.872	50.276	52.397	51.843	51.675	51.724	51.403	50.822	50.625

Potência contratada MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	
7.019.392		7.442.702	7.798.089	8.171.336	9.152.319	9.176.540	10.386.514	8.897.713	9.141.235	10.328.594	9.663.240	9.994.124	10.208.370	10.232.851	10.002.027	9.771.203	
Δ anual de potência contratada																	
1999		423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	423.310	
2000			355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	355.387	
2001				373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	373.247	
2002					980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	980.983	
2003						24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	24.221	
2004							1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	1.209.974	
2005								-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	-1.488.801	
2006									243.522	243.522	243.522	243.522	243.522	243.522	243.522	243.522	
2007										1.187.360	1.187.360	1.187.360	1.187.360	1.187.360	1.187.360	1.187.360	
2008											-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	
2009												330.884	330.884	330.884	330.884	330.884	
2010													214.246	214.246	214.246	214.246	
2011														24.481	24.481	24.481	
2012															-230.824	-230.824	
2013																-230.824	
Total		-	423.310	778.696	1.151.944	2.132.926	2.157.148	3.367.122	1.878.321	2.121.843	3.309.202	2.643.848	2.974.731	3.188.978	3.213.459	2.982.635	2.751.811
factor de actualização		-	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1	0,91	0,83
Valor actualizado		-	1.257.847	2.113.117	2.854.778	4.827.285	4.458.542	6.355.616	3.237.833	3.340.287	4.757.511	3.471.193	3.566.777	3.491.931	3.213.459	2.723.867	2.295.041

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2012

Custo incremental (€/kW/ano)	11,9204
Custo incremental (€/kW/mês)	0,9934

ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2012

Anexo I – Detalhe do cálculo dos custos incrementais

Figura VI - Custo incremental de potência contratada em BT

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1998	63.034	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679	6.679
1999	56.285		5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964	5.964
2000	56.457			5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982	5.982
2001	54.099				5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732	5.732
2002	53.900					5.711	5.711	5.711	5.711	5.711	5.711	5.711	5.711	5.711	5.711	5.711
2003	44.868						4.754	4.754	4.754	4.754	4.754	4.754	4.754	4.754	4.754	4.754
2004	48.618							5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152	5.152
2005	52.944								5.610	5.610	5.610	5.610	5.610	5.610	5.610	5.610
2006	45.327									4.803	4.803	4.803	4.803	4.803	4.803	4.803
2007	36.747										3.894	3.894	3.894	3.894	3.894	3.894
2008	33.480											3.548	3.548	3.548	3.548	3.548
2009	44.393												4.704	4.704	4.704	4.704
2010	34.476													3.653	3.653	3.653
2011	32.458														3.439	3.439
2012	36.330															3.850
OPEX		2.543	4.814	7.092	9.274	11.449	13.259	15.220	17.356	19.185	20.667	22.018	23.809	25.200	26.509	27.975
CAPEX+OPEX		9.222	17.457	25.717	33.631	41.517	48.081	55.194	62.940	69.572	74.948	79.846	86.341	91.385	96.134	101.449
factor de actualização		3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1	0,91
Valor actualizado		30.006	51.872	69.786	83.346	93.963	99.378	104.182	108.496	109.523	107.750	104.833	103.525	100.067	96.134	92.648

Potência contratada BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
	27.021.942	29.641.727	30.609.552	31.992.563	32.989.462	34.224.860	35.221.739	34.702.646	36.078.071	37.732.414	38.171.999	38.553.256	38.906.531	38.999.216	39.010.145	39.021.074
Δ anual de potência contratada																
1999		2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785	2.619.785
2000			967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825	967.825
2001				1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011	1.383.011
2002					996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899	996.899
2003						1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398	1.235.398
2004							996.879	996.879	996.879	996.879	996.879	996.879	996.879	996.879	996.879	996.879
2005								-519.093	-519.093	-519.093	-519.093	-519.093	-519.093	-519.093	-519.093	-519.093
2006									1.375.425	1.375.425	1.375.425	1.375.425	1.375.425	1.375.425	1.375.425	1.375.425
2007										1.654.343	1.654.343	1.654.343	1.654.343	1.654.343	1.654.343	1.654.343
2008											439.585	439.585	439.585	439.585	439.585	439.585
2009												381.257	381.257	381.257	381.257	381.257
2010													353.275	353.275	353.275	353.275
2011														92.685	92.685	92.685
2012															10.929	10.929
2013																10.929
Total	-	2.619.785	3.587.610	4.970.620	5.967.519	7.202.918	8.199.796	7.680.704	9.056.129	10.710.472	11.150.057	11.531.314	11.884.589	11.977.274	11.988.203	11.999.131
factor de actualização	-	3,25	2,97	2,71	2,48	2,26	2,07	1,89	1,72	1,57	1,44	1,31	1,20	1,10	1	0,91
Valor actualizado	-	8.524.113	10.660.428	13.488.570	14.788.871	16.301.799	16.947.905	14.497.724	15.610.878	16.860.840	16.030.001	15.139.835	14.249.919	13.115.115	11.988.203	10.958.111

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2012

Custo incremental (€/kW/ano)	6,4807
Custo incremental (€/kW/mês)	0,5401

ANEXO II
SIGLAS

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 \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

IP – Iluminação pública

TPc - Preço do termo de potência contratada.

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

TwP - Preço de energia ativa em horas de ponta.

TwC - Preço de energia ativa em horas cheias.

TF - Preço do termo fixo.

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

TwV - Preço de energia ativa em horas de vazio.

Tw - Preço de energia ativa.

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 (> 20,7 kVA)

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

IP – Iluminação pública

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

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

BTN > - Baixa Tensão Normal (> 20,7 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