ESTRUTURA TARIFÁRIA

DO SETOR ELÉTRICO EM 2015

Dezembro 2014

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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 13

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 13

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 14

4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 17

4.1 Estrutura tarifária - a relação entre tarifas e custos 17

4.1.1 Relação entre tarifas e custos no Uso da Rede de Distribuição – variáveis de faturação 19

4.2 Determinação dos custos incrementais 23

4.2.1 Discussão metodológica 23

4.2.2 Pressupostos e dados utilizados 25

4.2.3 Custos incrementais 37

4.3 Comparação da estrutura dos novos custos incrementais com a estrutura dos custos incrementais adotados no cálculo das tarifas em vigor em 2014 37

4.4 Determinação dos preços de potência 40

5 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO 43

6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 45

6.1 Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN para as tarifas aditivas 46

6.2 Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e Portugal continental 59

6.2.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores 60

6.2.2 Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira 70

ANEXO I DETALHE DE CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS 81

ANEXO II SIGLAS 89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Curva da oferta e formação de preço 4

Figura 2-2 - Evolução dos preços dos combustíveis fósseis entre 2009 e 2013 5

Figura 2-3 - Índice Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) e Eólica (IPE) entre 2009 e 2013 6

Figura 2-4 - Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental 7

Figura 2-5 - Preço médio horário de energia em 2012 em Portugal e Espanha por tipo de dia 7

Figura 2-6 - Preço médio horário de energia em 2013 em Portugal e Espanha por tipo de dia 8

Figura 2-7 - Preço médio mensal de energia (Euro por MWh) em Portugal e Espanha por período horário 9

Figura 2-8 - Preço médio mensal de energia em valores por unidade (p.u.) em Portugal e Espanha por período horário 9

Figura 2-9 - Estrutura dos preços de energia por período horário em Portugal e Espanha nos períodos de Inverno e Verão para os anos de 2009 a 2013 10

Figura 2-10 - Comparação da estrutura dos preços de energia por período tarifário em Portugal e Espanha com a adotada no período regulatório de 2012 a 2014 11

Figura 4-1 - Agregação de consumos 21

Figura 4-2 - Sistema de distribuição de energia elétrica 32

Figura 4-3 - Comparação dos custos incrementais e receitas incrementais na “Situação atual” e nas Tarifas 2015 39

Figura 6-1 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN 47

Figura 6-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas 48

Figura 6-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2015 48

Figura 6-4 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações) 49

Figura 6-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações) 50

Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA) 51

Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA) 52

Figura 6-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA) 53

Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA) 54

Figura 6-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA) 55

Figura 6-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA) 56

Figura 6-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA) 57

Figura 6-13 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores 60

Figura 6-14 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAA 61
Figura 6-15 - Variação das TVCF em MT na RAA....62
Figura 6-16 - Variação das TVCF em BTE na RAA....63
Figura 6-17 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAA....64
Figura 6-18 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária), na RAA....65
Figura 6-19 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária), na RAA....66
Figura 6-20 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples), na RAA....67
Figura 6-21 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples), na RAA....68
Figura 6-22 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira....70
Figura 6-23 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAM....71
Figura 6-24 - Variação das TVCF em MT na RAM....72
Figura 6-25 - Variação das TVCF em BTE na RAM....73
Figura 6-26 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAM....74
Figura 6-27 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária) na RAM....75
Figura 6-28 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária) na RAM....76
Figura 6-29 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples) na RAM....77
Figura 6-30 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples) na RAM....78

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia 12

Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2015 14

Quadro 3-2 - 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 2015 15

Quadro 3-3 - 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 2015....15

Quadro 4-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição 20

Quadro 4-2 - Índice de preços implícitos no PIB....25

Quadro 4-3 - Investimento, incluindo comparticipações, na rede de distribuição de energia elétrica...27

Quadro 4-4 - Comparticipações em espécie na rede de distribuição de energia elétrica 27

Quadro 4-5 - Comparticipações financeiras de clientes na rede de distribuição de energia elétrica....28

Quadro 4-6 - Comparticipações de fundos na rede de distribuição de energia elétrica....28

Quadro 4-7 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental....29

Quadro 4-8 - Resumo do investimento de expansão na rede de distribuição de energia elétrica 31

Quadro 4-9 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia elétrica 33

Quadro 4-10 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos....33

Quadro 4-11 - Custos de operação e manutenção....34

Quadro 4-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição....36

Quadro 4-13 - Síntese dos custos incrementais 37

Quadro 4-14 - Receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta....37

Quadro 4-15 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais 38

Quadro 4-16 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT 38

Quadro 4-17 - Peso das receitas incrementais por nível de tensão 39

Quadro 4-18 - Fatores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes 41

Quadro 6-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN ...58

Quadro 6-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA....58

Quadro 6-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 10,35 kVA e 20,7 kVA 58

Quadro 6-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 1,15 kVA e 6,9 kVA 59

Quadro 6-5 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2014 para 2015 69

Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2015 na RAA....69

Quadro 6-7 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2015 na RAA....69

Quadro 6-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2015 na RAA....69

Quadro 6-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2015 na RAA....70

Quadro 6-10 - Variações médias nas opções tarifárias em 2015 na RAM....79

Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2015 na RAM....79

Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2015 na RAM....79

Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2015 na RAM....79

Quadro 6-14 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2015 na RAM....80

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 setor 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 em 2015 elaboraram-se estudos com o objetivo de analisar a adequação da estrutura das tarifas por atividade regulada. Esses estudos conduziram à alteração da estrutura das tarifas de Energia e de Uso da Rede de Distribuição.

Nas tarifas de Uso da Rede de Transporte opta-se pela manutenção da estrutura do anterior período de regulação.

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.

Na tarifa de Comercialização, dado o reduzido peso destas tarifas na fatura global dos clientes e a 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 em 2011, 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.

O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, estende o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Nos termos do referido Decreto-Lei, as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em BTN são extintas: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Este Decreto-Lei vem também estabelecer um regime transitório em que é imposta aos comercializadores de último recurso a obrigação de continuarem a fornecer estes clientes, sendo-lhes

aplicadas tarifas transitórias fixadas pela ERSE. Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2015.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um caráter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei. Em 2015 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT.

Tendo em conta as tarifas por atividade estabelecidas para 2015, calcula-se de forma aditiva, a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais e descreve-se o mecanismo de convergência para tarifas aditivas em BTN tendo em conta a limitação de impactes. A convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual, definindo-se para 2015 uma limitação à variação máxima por termo tarifário de 0,5 pontos percentuais acima da variação média da BTN, que é de 3,3% em 2015.

Descreve-se ainda o mecanismo de convergência das tarifas nas regiões autónomas para as tarifas aditivas de Portugal continental. As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2015, fixou-se o limite da variação de cada preço em 0,5 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário. A variação média da BTN é de 4,2% na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

2 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços de energia adotada nas tarifas do período regulatório de 2012-2014, resultante de um estudo apresentado no documento "*Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2012"*, foi condicionada por diversos desenvolvimentos estruturais como a integração de mercados, 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.

A referida estrutura de preços de energia refletia a evolução que se vinha verificando ao nível dos preços horários entre Portugal e Espanha no mercado diário, nomeadamente uma crescente integração de mercados com a diminuição do número de horas de separação de preços.

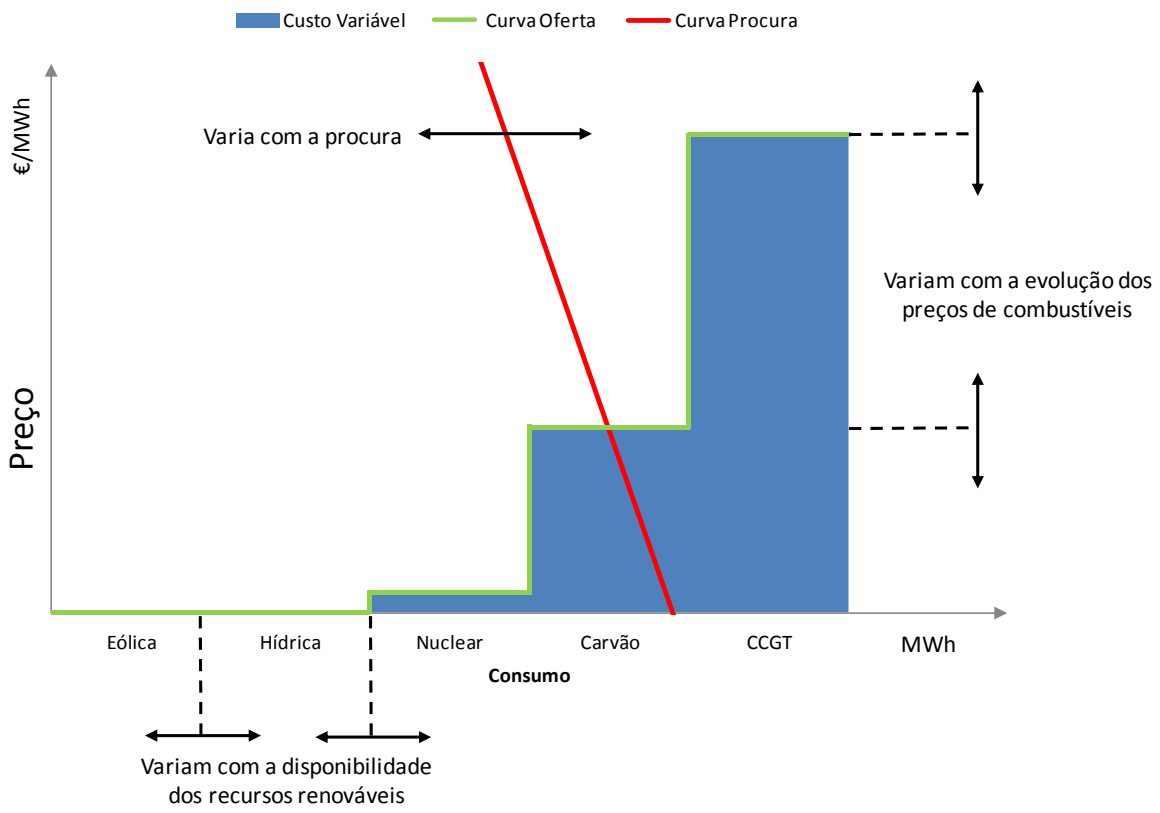
O início de um novo período regulatório (2015-2017), o contínuo e aprofundado processo de integração de mercados e a influência de tecnologias de produção caracterizadas por reduzidos custos variáveis de produção nos mecanismos de formação de preço, como consequência dos objetivos de descarbonização da produção de energia elétrica, justificam uma reavaliação da estrutura de preços de energia.

A Figura 2-1 apresenta a formação de preço no mercado diário do tipo marginalista dependente dos custos variáveis da tecnologia marginal que é chamada a satisfazer a procura em cada hora.

Os blocos de potência de venda de energia por parte dos diversos geradores, dependentes dos custos variáveis de cada tecnologia, são ordenados por ordem crescente de preços.

Os blocos de potência de compra por parte dos comercializadores ou clientes (agentes de mercado) são ordenados por ordem decrescente de preço. A procura a satisfazer coincidente com a oferta a despachar é encontrada no ponto de interseção das duas curvas, definindo-se o preço marginal a pagar por todos os comercializadores/clientes e a receber por todos os geradores.

Figura 2-1 - Curva da oferta e formação de preço



A curva da oferta caracteriza-se pelo tipo de tecnologia de produção, pela disponibilidade de recursos endógenos (hidraulicidade e eolicidade) e pelos preços dos combustíveis. Devido em parte ao acentuado crescimento da geração a partir de fontes renováveis é expectável que a curva de preços do lado da oferta apresente um bloco de potência oferecido a preço nulo acentuado. Este bloco de potência apresenta variabilidade sazonal dependente das condições climatéricas.

Por seu lado, a curva da procura é influenciada pelo comportamento da atividade humana, nomeadamente ao longo do dia e da semana, sendo que a procura nas horas diurnas é substancialmente superior à das horas noturnas, o mesmo se passando entre os dias úteis e os fins-de-semana e feriados.

Da conjugação de ambas as curvas resulta que durante o dia nos dias úteis o preço é definido pelas centrais de custos variáveis mais elevados, sendo que durante a noite e nos fins-de-semana e feriados se verifica que as centrais de custos variáveis mais reduzidos são determinantes.

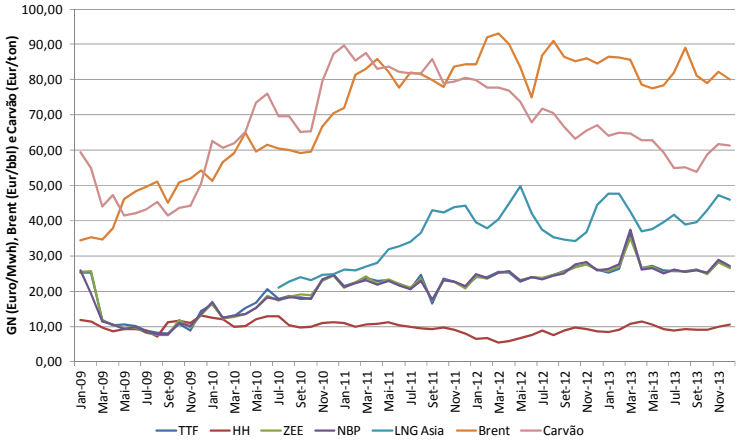
A elevada penetração de geração a partir de fontes de energia renovável com custos variáveis nulos, ou muito reduzidos, tem vindo a condicionar o número de horas de funcionamento de tecnologias tradicionais tal como o ciclo combinado. Em determinados períodos do dia e/ou do ano, em resultado da

abundância de recursos renováveis e da crescente potência instalada, a sua influência tem sido marcante observando-se diversas situações de preços horários nulos.

De igual modo, a elevada penetração de geração renovável, designadamente não controlável, tem vindo a acentuar a variabilidade e diferenciação de preços ao longo do ano, dependente da sazonalidade associada às condições climatéricas, e a diferenciação de preços ao longo do dia e semana, dependente da intensidade da procura. Esta situação conduz claramente à necessidade de fomentar uma maior flexibilidade da procura e o armazenamento do lado da oferta, designadamente através da utilização da bombagem, opções justificadas pelos diferenciais de preços entre as várias horas do dia e da semana.

Conforme referido, nas horas de maior procura os preços de energia elétrica são marcados fundamentalmente pelas centrais térmicas e, consequentemente, dependem fortemente do preço dos combustíveis fósseis queimados na geração de energia elétrica. A Figura 2-2 apresenta a evolução dos preços dos combustíveis fósseis entre os anos de 2009 e 2013.

Figura 2-2 - Evolução dos preços dos combustíveis fósseis entre 2009 e 2013

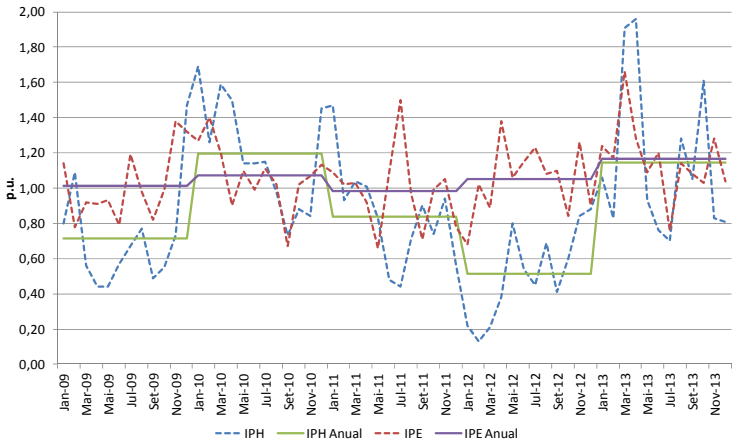


Fonte: Reuters, ERSE

Salienta-se uma tendência de subida dos preços de carvão durante, aproximadamente, os anos de 2009 e 2010, seguida de uma continuada tendência de descida desde então. Ao nível do petróleo verifica-se uma estabilização do preço na sequência de um período de crescimento até ao início do ano de 2011. Relativamente ao gás natural, e considerando os mercados mais relevantes para o contexto europeu (TTF, ZEE e NBP) tem-se observado um andamento estável após um período de algum crescimento entre 2009 e 2012.

Nas horas de menor procura e de abundância de recursos renováveis os preços marginais horários são muito influenciados pelos custos variáveis da geração renovável, nulos ou relativamente reduzidos. A Figura 2-3 apresenta o índice mensal de produtibilidade hidroelétrica e eólica entre 2009 e 2013. São também apresentados os respetivos valores médios anuais.

Figura 2-3 - Índice Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) e Eólica (IPE) entre 2009 e 2013



Fonte: REN, ERSE

A Figura 2-3 mostra que, apesar de tanto os recursos hidroelétricos como eólicos revelarem elevada variabilidade ao nível mensal, apresentam comportamentos distintos ao nível anual. A produtibilidade eólica apresenta reduzida variação entre diferentes anos, enquanto que, por seu lado, a produtibilidade hidroelétrica pode apresentar uma diferenciação acentuada. Esta variabilidade afeta de forma determinante a diferenciação de preços horários no mercado, bem como a sua volatilidade sazonal.

Devido às condições estruturais do lado da oferta, associadas com a variabilidade dos recursos renováveis e os preços dos combustíveis fósseis, e do lado da procura, associadas com as diferenças de temperatura entre Inverno e Verão, as diferenças de procura entre dias úteis e fins-de-semana, dependentes da atividade económica, e entre períodos noturnos e diurnos, é habitual classificar no setor elétrico, quer as variáveis de preços de energia, quer de potência do diagrama de carga, em quatro períodos horários - pontas, cheias, vazio normal e super-vazio - tal como representado na Figura 2-4. Os períodos de maior procura ou de preços mais elevados são classificados como períodos de ponta, os de menor procura ou de preços mais baixos como períodos de super-vazio e vazio e os intermédios como períodos de cheias. Adicionalmente é habitual proceder à classificação destas variáveis de preços de energia e de potência em seis dias típicos por ano - dias úteis, sábados e domingos/feriados – quer para dias de Inverno ou Período Húmido quer de Verão ou Período Seco.

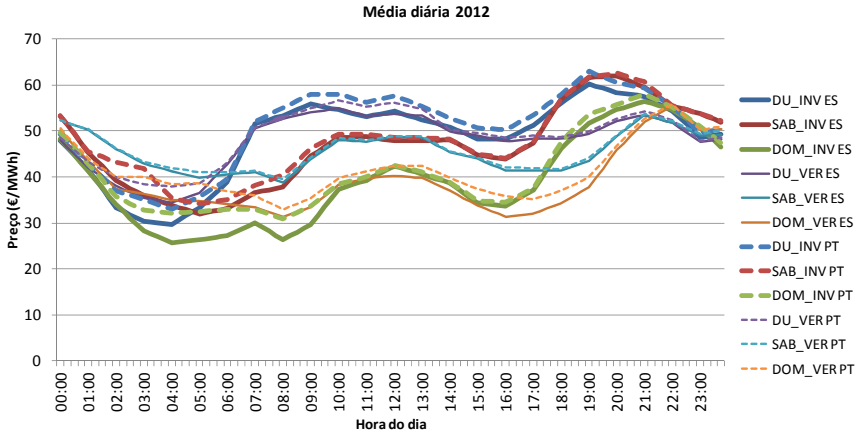
Figura 2-4 - Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal continental

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

Fonte: ERSE

Considerando esta classificação típica apresenta-se na Figura 2-5 e na Figura 2-6 a média dos preços horários de energia em Portugal e em Espanha no mercado diário ao longo de cada dia tipo – dias úteis, sábados, domingos e feriados, nos meses de inverno e nos meses de verão, respetivamente - para os anos de 2012 e 2013.

Figura 2-5 - Preço médio horário de energia em 2012 em Portugal e Espanha por tipo de dia



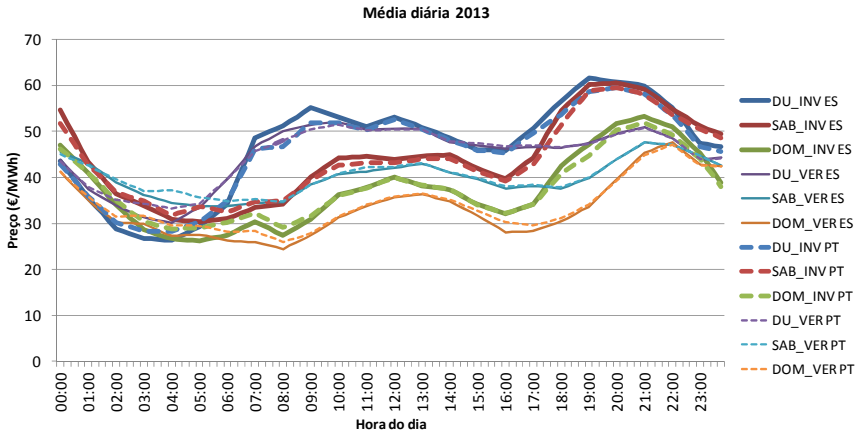
Fonte: OMIE, ERSE

Em 2012 regista-se uma grande proximidade entre os preços médios horários de energia em Portugal e Espanha.

Nos períodos de vazio é possível observar uma tendência para preços mais elevados em Portugal. Esta tendência é evidente em todos os tipos de dias, com exceção do sábado de Verão. Diferenças de tecnologia do lado da oferta entre os dois países, designadamente a existência de centrais nucleares em Espanha e de um parque hídrico em Portugal, com elevada potência de bombagem, podem contribuir para esta situação.

Observando os dias úteis de inverno nota-se a existência de preços médios horários de energia mais elevados em Portugal nas horas de ponta e cheias, justificados em parte pela reduzida pluviosidade registada no ano de 2012.

Figura 2-6 - Preço médio horário de energia em 2013 em Portugal e Espanha por tipo de dia

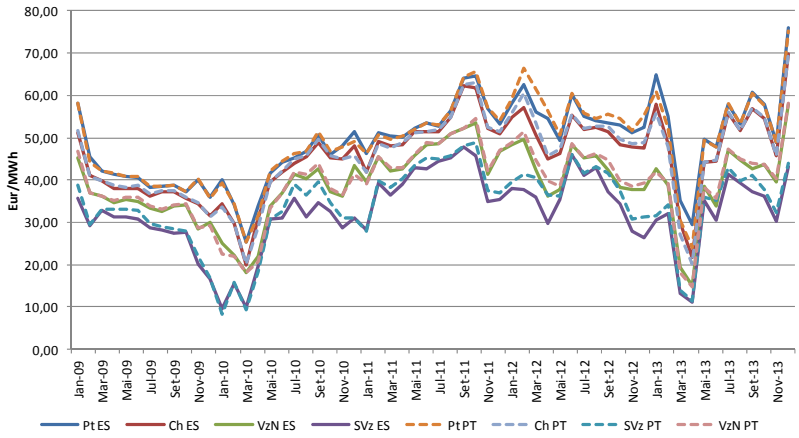


Fonte: OMIE, ERSE

Tal como em 2012, mas de forma mais acentuada, em 2013 verifica-se uma grande proximidade entre os preços horários de energia em Portugal e em Espanha. Tal como nesse ano, nos períodos de vazio assiste-se a um desacoplamento dos preços, observando-se preços mais elevados do lado português pelas razões anteriormente apresentadas. Por outro lado, a elevada hidraulicidade verificada em Portugal em 2013 contribuiu para um desacoplamento dos preços em sentido contrário, designadamente nas horas de ponta dos dias úteis de inverno, revelando a apetência para a exportação de energia hídrica por parte de Portugal.

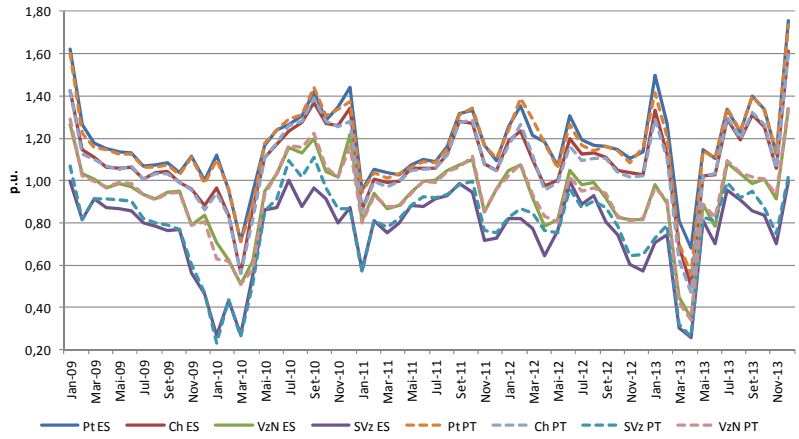
A Figura 2-7 e a Figura 2-8 mostram o preço médio mensal de energia, em valor absoluto e em valores por unidade, no mercado diário em Portugal e em Espanha para cada um dos quatro períodos horários – ponta, cheias, vazio normal e super-vazio. Em termos genéricos observa-se que a tendência de unificação de preços de energia no mercado diário, que se vem verificando desde o seu estabelecimento, mantem-se durante os anos analisados.

Figura 2-7 - Preço médio mensal de energia (Euro por MWh) em Portugal e Espanha por período horário



Fonte: OMIE, ERSE

Figura 2-8 - Preço médio mensal de energia em valores por unidade (p.u.) em Portugal e Espanha por período horário



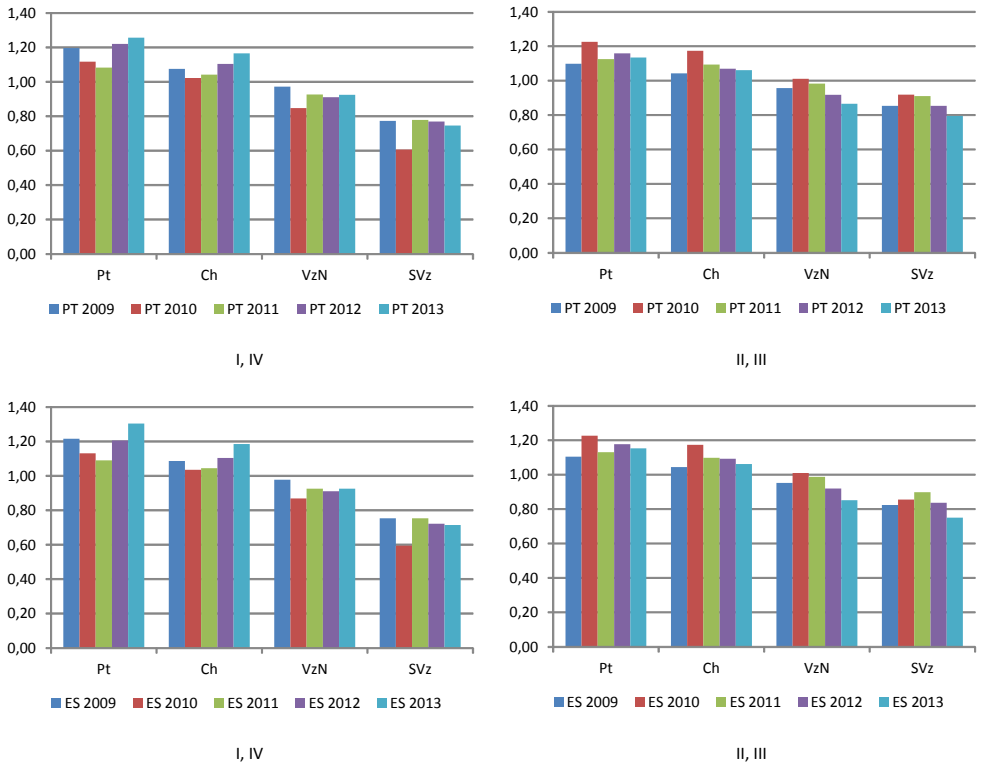
Fonte: OMIE, ERSE

Tanto a Figura 2-7 como a Figura 2-8 mostram que o desacoplamento entre Portugal e Espanha dentro do mercado ibérico de energia é reduzido e tem vindo a apresentar tendência de diminuição.

A maior divergência entre os preços em Portugal e em Espanha verifica-se no período de super-vazio onde se observam alguns períodos de congestionamento, sendo o fluxo importador no sentido Espanha-Portugal dominante, devido à influência do parque nuclear espanhol e à existência de elevada potência de bombagem em Portugal.

Na Figura 2-9 apresenta-se a estrutura dos preços de energia por período horário em Portugal e Espanha para os anos entre 2009 e 2013 e para os períodos húmido (trimestres I e IV) e seco (trimestres II e III).

Figura 2-9 - Estrutura dos preços de energia por período horário em Portugal e Espanha nos períodos de Inverno e Verão para os anos de 2009 a 2013



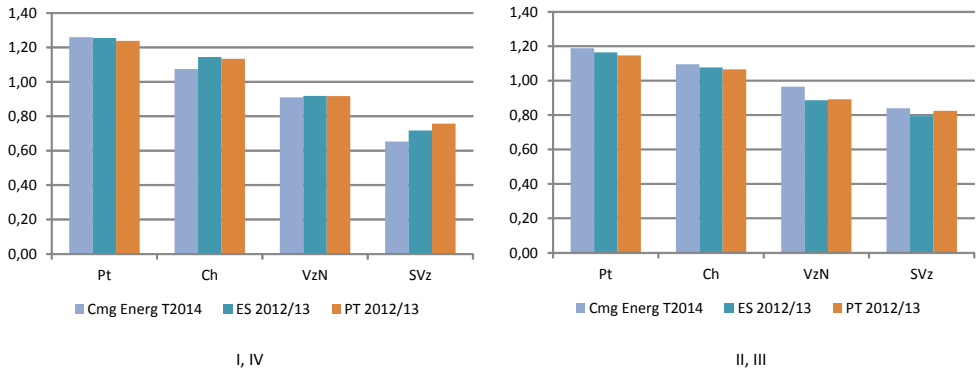
Fonte: OMIE, ERSE

A evolução da estrutura de preços de energia por período horário apresentada na Figura 2-9 mostra a necessidade de se proceder a uma reavaliação da estrutura do preço de energia a considerar para efeitos tarifários. Esta evolução traduz os desenvolvimentos observados no mercado ibérico, em que se regista uma maior penetração de tecnologias de geração renovável caracterizadas por custos variáveis nulos ou de valor reduzido que têm contribuído para acentuar a diferenciação entre os preços de energia entre os períodos de vazio e os de ponta.

A análise das figuras permite, mais uma vez, constatar o acoplamento entre os mercados de Portugal e de Espanha. Observa-se, no entanto, uma maior diferenciação nos preços em Espanha, essencialmente em resultado do observado anteriormente relativamente aos preços em períodos de super-vazio. Considera-se, assim, que será de adotar a estrutura de preços em Espanha, uma vez que a mesma apresenta, por um lado, uma maior diferenciação de preços face aos registados em Portugal e que, por outro lado, devido à diferente dimensão dos mercados os preços registados em Portugal tenderão a coincidir com os observados em Espanha.

A Figura 2-10 compara as estruturas entre os preços de energia por período tarifário de Portugal e Espanha para a média dos últimos dois anos (ES 2012/13, PT 2012/13) com a adotada no período de regulação em vigor (Cmg Energ T2014).

Figura 2-10 - Comparação da estrutura dos preços de energia por período tarifário em Portugal e Espanha com a adotada no período regulatório de 2012 a 2014



Fonte: OMIE, ERSE

Da análise da figura verifica-se para o período de inverno uma subida nos períodos de cheias e super-vazio, em termos de estrutura dos preços de energia. Relativamente ao período seco observa-se uma redução dos preços em todos os períodos e de forma mais acentuada no vazio normal.

Tendo em consideração a análise efetuada adota-se na definição da estrutura dos preços da tarifa de energia espectável no mercado (tarifa de energia aditiva), ou dos custos marginais de aprovisionamento de energia, a estrutura de preços observada no mercado diário espanhol nos anos de 2012 e 2013. Esta estrutura em valores por unidade é apresentada no Quadro 2-1 e é utilizada no cálculo da tarifa de energia em 2015, condicionando quer o cálculo das tarifas aditivas de venda a clientes finais correspondentes às tarifas de referência do mercado em 2015, quer o cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Esta estrutura de custos marginais, bem como o escalamento visando a recuperação dos proveitos permitidos na compra e venda de energia elétrica pelo comercializador de último recurso, define os preços finais da tarifa de energia. Importa referir que esta alteração representa um aperfeiçoamento na atual estrutura apresentando impactes negligenciáveis ao nível das variações tarifárias observadas em cada opção tarifária do comercializador de último recurso. Adicionalmente esta alteração, ao incorporar as evoluções do mercado diário, promove uma maior proximidade entre a estrutura de preços das tarifas do comercializador de último recurso e as tarifas aditivas de venda a clientes finais correspondentes às tarifas de referência do mercado em 2015.

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	1,255
	Horas cheias	1,144
	Horas de vazio normal	0,918
	Horas de super vazio	0,718
Períodos II, III	Horas de ponta	1,165
	Horas cheias	1,077
	Horas de vazio normal	0,886
	Horas de super vazio	0,794

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 2015, que se apresenta no Quadro 3-1, coincide com a estabelecida no anterior período de regulação.

Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2015

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 revisão regulamentar de dezembro de 2011 a ERSE procedeu a alterações à tarifa de Uso da Rede de Transporte tendo introduzido na tarifa de Uso da Rede de Transporte um preço de entrada na rede a pagar pelos produtores. Anteriormente, esta tarifa era aplicada apenas ao consumo, não sendo aplicada à produção qualquer encargo pela entrada na rede de transporte.

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 ativa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede. O Regulamento Tarifário prevê ainda que os referidos preços de energia ativa são discriminados por nível de tensão MAT, AT e MT e por período horário.

Em 2015, à semelhança dos anos anteriores, opta-se, por objetivos de simplificação, pela manutenção de preços idênticos para todos os níveis de tensão. Mantem-se a discriminação de preços de energia ativa pelos períodos de Fora de Vazio e Vazio coincidente com a registada no mercado diário do MIBEL, e de harmonização com Espanha, através da utilização dum preço médio de de 0,5 €/MWh como

objetivo 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 3-2 apresenta as referidas quantidades:

Quadro 3-2 - 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 2015

(TWh)	2015
Fora de Vazio	30,6
Vazio	18,5
Total	**49,13**

O Quadro 3-3 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 3-3 - 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 2015

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia activa	**(EUR/MWh)**	
	Horas de fora de vazio	0,5451
	Horas de vazio	0,4255

4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição em vigor em 2014 decorreu de estudos efetuados em 2011. Considerando importante o princípio da estabilidade tarifária essa estrutura foi mantida constante entre 2012 e 2014.

Todavia, com início de um novo período de regulação em 2015, importa rever a estrutura das tarifas de uso da rede de distribuição. Procurando um reforço e aperfeiçoamento das características sinal-preço a transmitir pelas tarifas, o presente estudo retoma a metodologia adotada em 2011, 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

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procedeu à quinta alteração do Decreto-Lei n.º 29/2006, consagra os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas. São consagrados, 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 tarifária" e a "Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do Sistema Elétrico Nacional".

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.

Para garantir a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente do sistema elétrico as variáveis de faturação devem ser 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/incrementais de fornecimento de energia elétrica de modo a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema elétrico. A adoção de preços refletindo os custos marginais/incrementais 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/incremental. 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 e 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/incrementais 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 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, a saber:

- 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.

A legislação consagra também o princípio da uniformidade tarifária a nível nacional, pelo que a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo.

Conforme decorre 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.

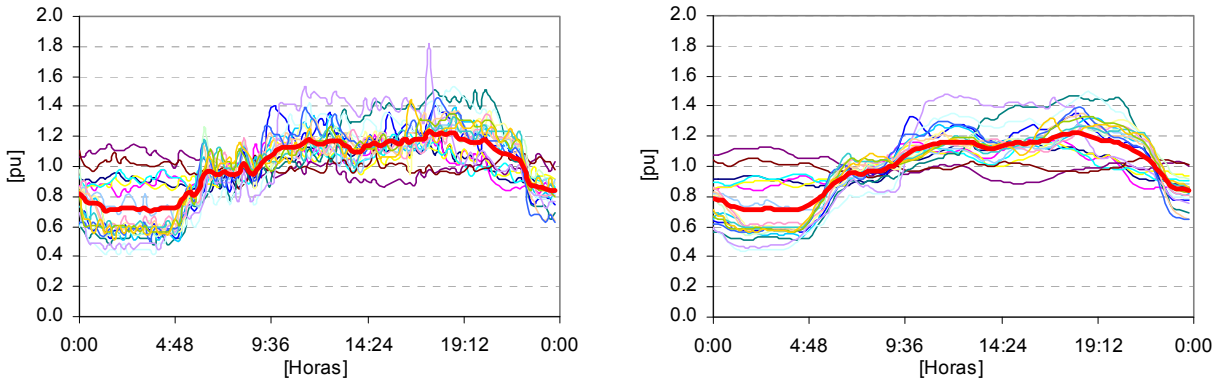
Os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega devem ser recuperados pela **potência contratada**, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

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.

A adoção de preços de energia nas tarifas e uso das redes permite assim transmitir aos utilizadores das redes o custo dos investimentos efetuados pelos operadores de redes e justificados pela redução de perdas de energia atuais e futuras.

Importa acrescentar que os comercializadores/utilizadores compram a energia de perdas para satisfação das necessidades de consumo dos seus clientes registadas nos diversos pontos de entrega e consequentemente os consumidores finais suportam o custo das perdas através dos preços das tarifas de energia negociadas livremente no mercado. A consideração de preços de energia nas tarifas de uso das redes refletindo também os custos dos investimentos realizados na poupança de perdas permite assegurar uma estrutura de tarifas de venda a clientes finais eficiente e aderente aos custos marginais condicionados pelas perdas marginais (duplas das perdas médias) mas preservando-se que os consumidores pagam apenas as perdas médias.

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, estão relacionados com os custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como com o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas. Esta situação foi discutida em 2009 com a aprovação das novas regras de faturação da energia reativa.

De acordo com a metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição vigente no Regulamento Tarifário 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 respetivos 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 respetivos custos de operação e manutenção, pelo valor atualizado do acréscimo de procura em horas de ponta no mesmo período.

Formalmente tem-se:

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

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
ΔPij	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 2015.

As séries de investimentos apresentadas do Quadro 4-3 ao Quadro 4-6 estão a preços constantes do ano de 2014, 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	2013	2014	2015
Índice de preços implícito no PIB	3,8%	3,3%	3,2%	3,6%	3,7%	3,0%	2,5%	2,5%	2,8%	2,8%	1,6%	0,9%	0,6%	0,3%	-0,3%	1,7%	0,7%	0,9%

Fonte: 1998 a 2013 - Boletim Económico Junho 2014, Séries trimestrais, Banco de Portugal
2014 e 2015 - Documento de Estratégia Orçamental 2014-2018 - abril 2014, Ministério das Finanças

Os investimentos e comparticipações apresentados têm como fonte a informação remetida pela EDP Distribuição, tanto relativamente a anos passados reais 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 comparticipações, ao longo do período considerado de 1998 a 2015.

No Quadro 4-4 constam as comparticipações em espécie, ao longo do período considerado de 1998 a 2015. As comparticipações em espécie compreendem os investimentos que são efetuados por consumidores ou outras entidades e que depois são transferidos para o ativo da EDP Distribuição.

No Quadro 4-5 constam as comparticipações financeiras de clientes, ao longo do período considerado de 1998 a 2015. 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.

No Quadro 4-6 constam as comparticipações financeiras de fundos comunitários, ao longo do período considerado de 1998 a 2015. As comparticipações de fundos representam os investimentos que são pagos por fundos comunitários.

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

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Distribuição em AT	**17.262**	**14.325**	**16.934**	**23.749**	**27.097**	**37.993**	**45.930**	**47.135**	**42.103**	**41.725**	**38.993**	**26.035**	**29.410**	**25.296**	**30.284**	**27.863**	**30.668**	**20.629**
Linhas aéreas	11.820	10.353	14.490	19.399	24.289	28.112	27.588	30.886	27.337	33.919	32.534	12.777	14.735	17.338	21.931	21.530	27.031	15.583
Cabos subterrâneos	3.971	1.962	1.743	1.680	1.216	7.235	16.564	11.636	11.483	5.268	4.887	11.192	15.788	9.178	7.399	5.023	2.421	4.185
Postos de corte e seccionamento	1.471	2.010	700	2.670	1.592	2.646	1.779	4.613	3.283	2.538	1.572	2.067	-1.113	-1.220	954	1.310	1.216	861
Distribuição em MT	**128.817**	**104.824**	**103.749**	**102.094**	**123.653**	**158.356**	**197.865**	**207.648**	**166.864**	**118.794**	**137.145**	**140.266**	**127.588**	**149.974**	**178.559**	**153.174**	**166.890**	**143.003**
Linhas aéreas	53.765	53.216	48.619	37.775	47.342	66.843	78.247	87.699	68.876	42.720	51.226	58.421	59.469	76.294	86.514	79.020	90.447	75.813
Cabos subterrâneos	33.807	29.611	32.247	35.332	34.078	40.419	43.952	39.437	38.769	30.113	35.279	40.349	39.036	36.652	42.622	33.650	27.997	31.152
Subestações	40.974	21.071	22.873	28.979	42.062	50.403	74.145	80.284	58.578	45.704	50.036	41.441	29.039	37.001	49.321	40.055	47.790	35.571
Postos de corte e seccionamento	270	926	10	8	171	691	1.522	229	641	257	604	55	45	26	101	450	657	466
Distribuição em BT	**137.146**	**125.476**	**125.710**	**138.640**	**139.983**	**127.475**	**134.804**	**143.235**	**129.391**	**102.453**	**109.461**	**139.378**	**117.783**	**117.020**	**110.716**	**105.298**	**111.831**	**99.195**
Redes aéreas	50.960	42.303	43.219	29.576	37.946	37.675	36.753	38.694	35.778	30.862	31.502	33.200	39.416	36.000	33.696	38.692	45.004	38.539
Redes subterrâneas	22.320	23.966	25.568	45.642	44.749	32.397	37.580	42.125	28.458	23.068	23.917	34.528	18.092	14.141	14.165	14.081	15.588	13.348
Chegadas aéreas	17.184	13.999	11.598	6.514	5.655	3.957	4.664	5.242	5.299	4.074	3.260	4.500	4.023	3.646	3.211	2.304	2.425	2.072
Chegadas subterrâneas	20.735	19.443	20.789	19.868	16.753	14.079	15.678	16.973	16.199	12.576	8.768	14.127	8.099	7.735	5.994	3.830	3.876	3.319
Postos de transformação e seccionamento	25.945	25.765	24.536	37.040	34.880	39.367	40.130	40.200	43.658	31.872	42.013	53.023	48.152	55.498	53.649	46.391	44.937	41.918
TOTAL	**283.224**	**244.625**	**246.393**	**264.482**	**290.734**	**323.823**	**378.599**	**398.018**	**338.358**	**262.972**	**285.599**	**305.680**	**274.781**	**292.290**	**319.559**	**286.336**	**309.388**	**262.828**

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

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	2013	2014	2015
Distribuição em AT	**0**	**0**	**188**	**2.967**	**1.080**	**1.459**	**4.174**	**3.207**	**13.920**	**7.292**	**5.868**	**5.479**	**2.470**	**486**	**879**	**629**	**672**	**434**
Linhas aéreas	0	0	161	2.003	1.067	1.201	4.174	3.207	12.212	7.292	5.467	2.063	1.485	7	768	154	588	106
Cabos subterrâneos	0	0	19	0	13	0	0	0	0	0	401	2.747	985	479	110	475	84	327
Postos de corte e seccionamento	0	0	8	964	0	257	0	0	1.709	0	0	670	0	0	0	0	0	0
Distribuição em MT	**19.783**	**13.121**	**12.511**	**13.344**	**10.683**	**14.384**	**15.111**	**15.445**	**13.159**	**9.953**	**10.838**	**18.207**	**12.235**	**7.784**	**7.194**	**7.722**	**5.445**	**5.376**
Linhas aéreas	8.257	6.661	7.234	3.193	2.166	4.733	4.677	6.999	4.580	3.200	3.837	6.778	3.870	2.420	2.396	2.481	1.814	1.727
Cabos subterrâneos	5.192	3.707	4.799	10.150	8.464	9.067	9.859	8.317	8.197	6.661	6.592	11.417	8.320	5.338	4.756	5.241	3.600	3.649
Subestações	6.293	2.637	478	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	42	115	1	0	53	584	576	128	381	91	410	12	45	26	41	0	31	0
Distribuição em BT	**47.351**	**47.400**	**43.543**	**57.305**	**43.143**	**41.884**	**44.552**	**43.137**	**39.190**	**25.434**	**21.950**	**42.277**	**28.883**	**19.902**	**16.809**	**13.179**	**12.692**	**12.016**
Redes aéreas	17.595	15.980	14.970	1.442	685	997	1.369	1.675	1.361	1.330	646	1.842	11.216	8.424	7.600	5.849	6.538	5.463
Redes subterrâneas	7.706	9.054	8.857	27.257	20.678	18.414	19.171	16.901	15.183	10.471	9.749	17.171	5.148	3.309	3.195	2.129	2.264	1.892
Chegadas aéreas	5.933	5.288	4.017	599	616	897	982	1.206	1.319	1.016	565	1.127	1.145	853	724	348	352	294
Chegadas subterrâneas	7.159	7.345	7.200	7.234	7.589	8.719	10.025	10.356	9.820	6.809	4.331	9.027	2.305	1.810	1.352	579	564	470
Postos de transformação e seccionamento	8.957	9.733	8.499	20.774	13.575	12.857	13.005	12.999	11.508	5.808	6.660	13.109	9.069	5.507	3.938	4.273	2.973	3.896
TOTAL	**67.134**	**60.520**	**56.242**	**73.617**	**54.906**	**57.727**	**63.837**	**61.789**	**66.270**	**42.678**	**38.656**	**65.963**	**43.587**	**28.172**	**24.881**	**21.529**	**18.809**	**17.826**

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

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	2013	2014	2015
Distribuição em AT	**1.602**	**4.442**	**1.991**	**3.594**	**110**	**2.748**	**3.837**	**5.319**	**11.706**	**4.449**	**6.754**	**16.956**	**9.861**	**11.862**	**4.718**	**6.076**	**4.397**	**4.988**
Linhas aéreas	1.096	3.215	1.707	3.009	110	2.167	3.153	4.352	9.825	3.801	5.356	13.731	5.631	7.304	3.395	4.771	3.451	3.916
Cabos subterrâneos	368	607	202	291	0	529	656	813	486	246	1.285	686	1.564	2.046	1.169	1.012	734	833
Postos de corte e seccionamento	137	620	82	294	0	52	28	154	1.395	402	112	2.540	2.666	2.513	153	293	212	240
Distribuição em MT	**19.761**	**24.104**	**18.614**	**23.791**	**16.316**	**13.475**	**14.323**	**14.684**	**15.589**	**14.153**	**13.797**	**9.858**	**13.927**	**7.714**	**6.183**	**5.123**	**4.224**	**4.793**
Linhas aéreas	8.247	12.236	9.460	10.664	8.861	5.559	7.102	5.423	5.111	6.331	5.417	4.994	5.082	3.667	3.038	2.414	2.217	2.515
Cabos subterrâneos	5.187	6.809	6.276	7.765	7.456	2.744	5.541	3.826	2.749	3.456	3.483	3.618	4.433	2.820	1.364	1.088	827	938
Subestações	6.286	4.846	2.878	5.360	0	5.164	1.657	5.357	7.726	4.365	4.891	1.246	4.412	1.228	1.778	1.603	1.168	1.325
Postos de corte e seccionamento	42	213	1	3	0	8	23	78	2	0	4	0	0	0	2	18	13	15
Distribuição em BT	**73.201**	**65.357**	**60.789**	**55.194**	**45.588**	**44.672**	**35.536**	**31.011**	**24.108**	**34.591**	**24.564**	**16.725**	**18.098**	**9.971**	**14.669**	**11.405**	**10.873**	**12.336**
Redes aéreas	27.200	22.035	20.897	19.092	11.109	11.716	10.659	9.493	7.001	9.472	8.414	6.934	8.713	5.012	4.077	4.051	3.970	4.504
Redes subterrâneas	11.914	12.483	12.366	12.476	9.135	7.994	8.109	6.825	4.117	6.609	4.407	3.128	3.999	1.969	1.714	1.474	1.375	1.560
Chegadas aéreas	9.172	7.291	5.609	4.015	7.317	4.504	3.416	2.935	2.504	2.371	1.794	1.030	888	508	389	242	214	243
Chegadas subterrâneas	11.067	10.127	10.051	8.574	16.281	12.860	9.731	8.656	8.935	8.272	6.541	5.130	1.790	1.077	725	401	342	388
Postos de transformação e seccionamento	13.848	13.421	11.866	11.037	1.747	7.598	3.621	3.103	1.551	7.867	3.408	503	2.707	1.404	7.763	5.238	4.973	5.642
TOTAL	**94.564**	**93.903**	**81.394**	**82.579**	**62.014**	**60.895**	**53.696**	**51.015**	**51.403**	**53.192**	**45.114**	**43.539**	**41.886**	**29.547**	**25.569**	**22.605**	**19.494**	**22.117**

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

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	2013	2014	2015
Distribuição em AT	**0**	**6.466**	**0**	**143**	**110**	**971**	**11.596**	**6.368**	**763**	**-18**	**199**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Linhas aéreas	0	4.678	0	120	110	562	10.125	5.935	644	-18	187	0	0	0	0	0	0	0
Cabos subterrâneos	0	884	0	11	0	0	0	4	15	0	12	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	903	0	11	0	409	1.470	428	103	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em MT	**3.486**	**8.526**	**2.323**	**2.924**	**0**	**2.114**	**8.700**	**6.214**	**5.847**	**1.713**	**3.396**	**1.067**	**0**	**0**	**711**	**0**	**0**	**0**
Linhas aéreas	1.455	4.328	1.371	1.549	0	1.825	6.366	5.301	4.249	1.586	2.810	1.041	0	0	711	0	0	0
Cabos subterrâneos	915	2.408	909	1.128	0	175	114	113	63	30	43	27	0	0	0	0	0	0
Subestações	1.109	1.714	44	247	0	115	2.219	800	1.534	97	543	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	7	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	**6.683**	**5.191**	**2.880**	**1.442**	**0**	**1.522**	**4.356**	**4.118**	**2.920**	**1.030**	**1.427**	**1.183**	**0**	**0**	**441**	**0**	**0**	**0**
Redes aéreas	2.483	1.750	990	499	0	741	2.297	1.824	1.278	509	593	454	0	0	261	0	0	0
Redes subterrâneas	1.088	992	585	326	0	96	94	48	18	1	0	4	0	0	110	0	0	0
Chegadas aéreas	837	579	266	105	0	30	68	41	40	9	9	11	0	0	25	0	0	0
Chegadas subterrâneas	1.010	804	476	224	0	12	26	9	5	1	2	4	0	0	46	0	0	0
Postos de transformação e seccionamento	1.264	1.067	562	288	0	643	1.871	2.196	1.578	511	823	709	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**10.169**	**20.183**	**5.204**	**4.509**	**110**	**4.607**	**24.651**	**16.699**	**9.529**	**2.725**	**5.022**	**2.250**	**0**	**0**	**1.152**	**0**	**0**	**0**

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

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 comparticipados, 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 comparticipações, mas apenas as relativas a investimentos em troços de uso partilhado.

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

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

As comparticipações 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 comparticipações que é incluído no cálculo dos custos incrementais, em cada rede de distribuição.

Quadro 4-7 - Comparticipações 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 PriceWarterhouseCoopers 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

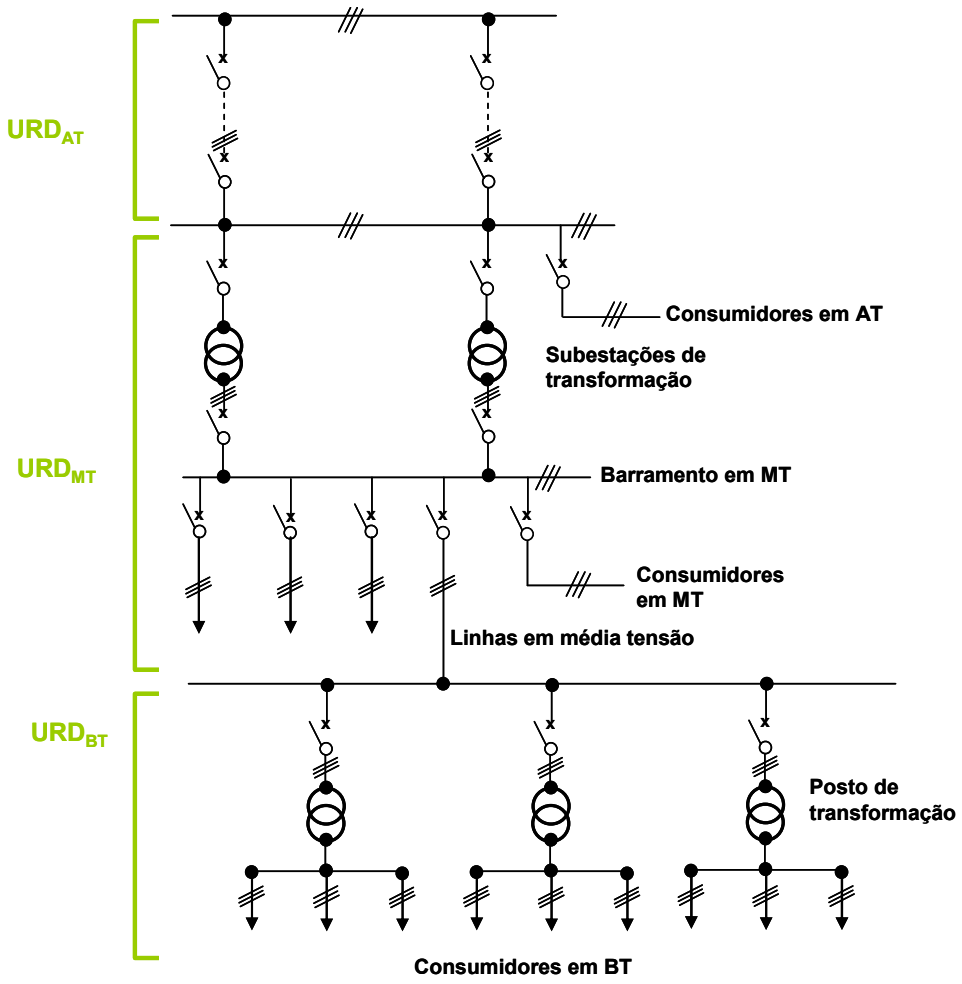
mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Distribuição em AT	14.672	12.176	14.394	20.186	23.033	32.294	39.041	40.065	35.787	35.466	33.144	22.130	24.999	21.501	25.741	23.684	26.068	17.535
Distribuição em MT	109.494	89.100	88.187	86.780	105.105	134.602	168.185	176.501	141.834	100.975	116.573	119.226	108.450	127.478	151.775	130.198	141.856	121.553
Distribuição em BT	116.574	106.655	106.853	117.844	118.986	108.353	114.583	121.749	109.982	87.085	93.042	118.471	100.115	99.467	94.109	89.504	95.056	84.316
TOTAL	**240.741**	**207.931**	**209.434**	**224.810**	**247.124**	**275.250**	**321.809**	**338.316**	**287.604**	**223.526**	**242.759**	**259.828**	**233.564**	**248.446**	**271.625**	**243.386**	**262.980**	**223.403**

Fonte: EDP Distribuição;

Nota: Não inclui Iluminação Pública; Inclui o investimento em equipamentos acessórios e outros e o investimento não específico alocado entre as rubricas do investimento específico.

A Figura 4-2 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, cujos valores são apresentados no documento da EDP Distribuição "Informação previsional da EDP Distribuição 2015-2017 - Anexo 8: Custos incrementais de distribuição". Importa referir que para o período 2010 a 2015, opta-se por manter as percentagens de 2009, uma vez que os valores apresentados pela EDP Distribuição para os OPEX indiretos são negativos, o que conduz a percentagens negativas.

Quadro 4-11 - Custos de operação e manutenção

	2002			2003			2004			2005			2006			2007			2008		
mil €	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT
Rácio O&M / Activo corpóreo bruto	3,3%	3,6%	4,2%	3,1%	3,2%	4,6%	4,4%	3,1%	4,5%	4,0%	3,5%	4,3%	4,6%	3,6%	4,4%	4,4%	3,6%	4,7%	4,8%	4,0%	6,3%

	2009			2010			2011			2012			2013			2014			2015		
mil €	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT
Rácio O&M / Activo corpóreo bruto	4,5%	3,5%	5,2%	4,5%	3,5%	5,2%	4,5%	3,5%	5,2%	4,5%	3,5%	5,2%	4,5%	3,5%	5,2%	4,5%	3,5%	5,2%	4,5%	3,5%	5,2%

Fonte: "Informação previsional da EDP Distribuição 2015-2017 - Anexo 8: Custos incrementais de distribuição", EDP Distribuição

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 2014 para os ativos fixos da atividade de distribuição de energia elétrica, 9,5%.

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).

No Quadro 4-12 apresentam-se os valores de procura para o período 1998-2015.

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	2013	2014	2015
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	6 858 144	7 041 456	6 431 630	6 233 100	6 260 969	6 430 425
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	8 918 468	9 147 069	8 542 257	8 236 827	8 228 218	8 510 234

MT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	5 749 800	5 653 332	5 444 833	5 256 470	5 254 586	5 404 756
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	10 208 370	10 208 212	9 987 687	9 727 809	9 717 632	9 954 985

BT	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	3 285 324	3 065 389	2 909 438	2 905 445	3 019 394
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	39 009 216	38 721 021	38 213 997	38 173 587	39 018 654

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 2015 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 no Anexo I.

Quadro 4-13 - Síntese dos custos incrementais

€/kW/mês

Nível de Tensão	Potência contratada	Potência horas de ponta
Alta Tensão	0,1253	1,4580
Média Tensão	1,1548	6,8863
Baixa Tensão	0,6581	8,6313

4.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA DOS NOVOS CUSTOS INCREMENTAIS COM A ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS ADOTADOS NO CÁLCULO DAS TARIFAS EM VIGOR EM 2014

Com os custos incrementais agora calculados obtêm-se as receitas incrementais que se apresentam no Quadro 4-14, nomeadamente as 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	112.505	13%	12.791	3%	125.296	9%
MT	446.626	51%	137.955	30%	584.581	44%
BT	312.737	36%	308.160	67%	620.897	47%
AT/MT	559.131	64%	150.746	33%	709.877	53%
Total	871.868	100%	458.906	100%	1.330.774	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, verificando-se que o peso das receitas é praticamente idêntico. De referir que os valores da situação atual decorrem do estudo efetuado pela ERSE em 2011.

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 2015	
	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	89,7%	10,3%	89,8%	10,2%
MT	76,4%	23,6%	76,4%	23,6%
AT+MT	78,7%	21,3%	78,8%	21,2%
BT	50,4%	49,6%	50,4%	49,6%

[a] Custos incrementais implícitos nas Tarifas de 2014

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 é também praticamente idêntica nos 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]	Tarifas 2015
R_{AT} / (R_{AT} + R_{MT})	17,68%	17,65%

[a] Custos incrementais implícitos nas Tarifas de 2014

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]		Tarifas 2015	
	R_{Php}	R_{Pc}	R_{Php}	R_{Pc}
AT	13,1%	2,9%	12,9%	2,8%
MT	52,0%	31,0%	51,2%	30,1%
AT+MT	65,2%	33,9%	64,1%	32,8%
BT	34,8%	66,1%	35,9%	67,2%

[a] Custos incrementais implícitos nas Tarifas de 2014

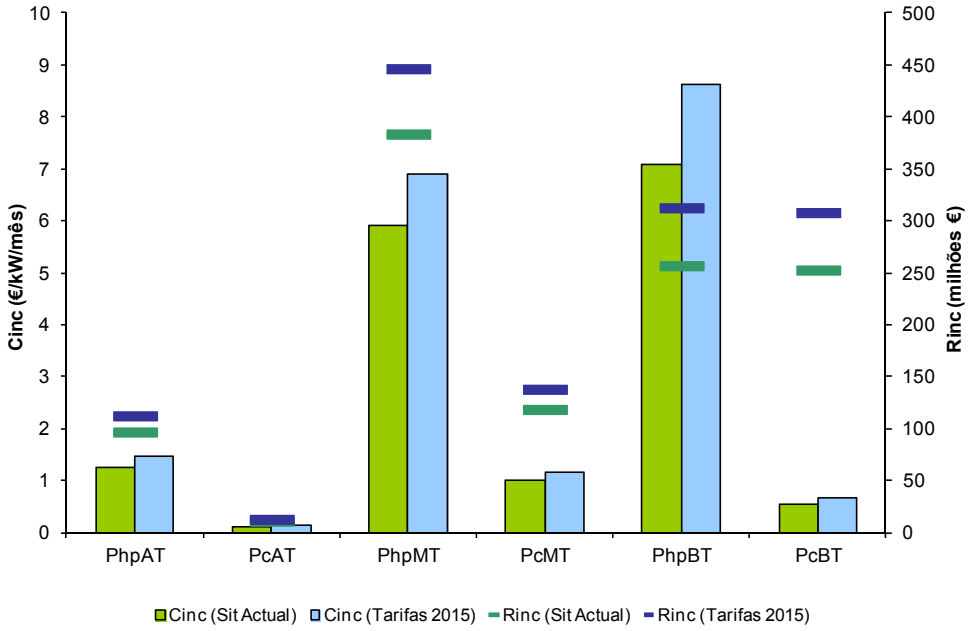
R_{Php}: Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência de horas de ponta

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 4-3 compara o valor absoluto dos custos incrementais e das receitas incrementais para cada nível de tensão na "Situação atual" e nas Tarifas para 2015.

Figura 4-3 - Comparação dos custos incrementais e receitas incrementais na "Situação atual" e nas Tarifas 2015



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 possíveis 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. 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.

Deste modo, 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 respetivas 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 comparticipações 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	0,46
Rede Distribuição BT	1,02

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 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 Setor Elétrico 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 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. O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, 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 tem sido 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 energia[1] 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[2].

Desde 2011 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes do Comercializador de Último Recurso em MAT, AT, MT e BTE, em Portugal continental. Em 2014 extinguiram-se as tarifas transitórias em MAT.

O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, estendeu o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Nos termos do referido Decreto-Lei, as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em BTN são extintas: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

[1] Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

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

Este Decreto-Lei vem também estabelecer um regime transitório em que é imposta aos comercializadores de último recurso a obrigação de continuarem a fornecer estes clientes, sendo-lhes aplicadas tarifas transitórias fixadas pela ERSE. Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2015.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um caráter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei.

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

6.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL EM BTN PARA AS TARIFAS ADITIVAS

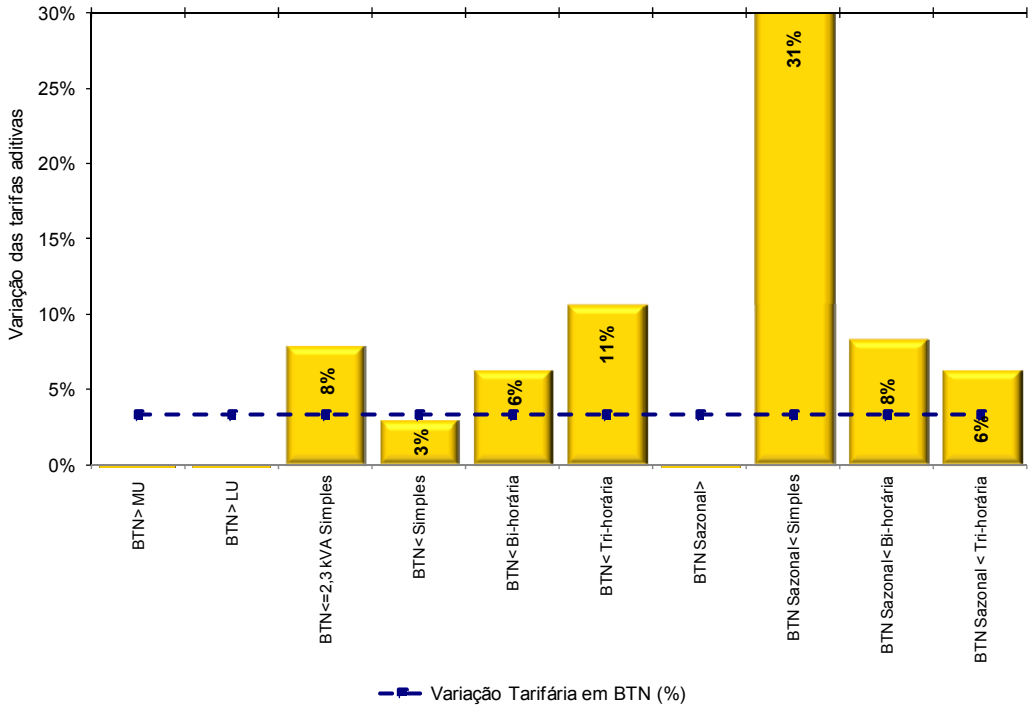
Na presente secção descreve-se o processo de convergência para tarifas aditivas e apresenta-se a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF) em BTN do comercializador de último recurso a vigorarem em 2015.

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 6-1 apresenta-se a relação entre a TVCF em 2014 e a tarifa aditiva em 2015, por opção tarifária de BTN no Continente. A figura apresenta as variações tarifárias correspondentes à aplicação das tarifas aditivas de 2015 face à TVCF em 2014, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2015.

As tarifas aditivas respeitam a melhor aproximação *ex-ante* dos preços praticados no mercado liberalizado e, portanto, representam um referencial relevante para as tarifas transitórias do comercializador de último recurso.

Figura 6-1 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN

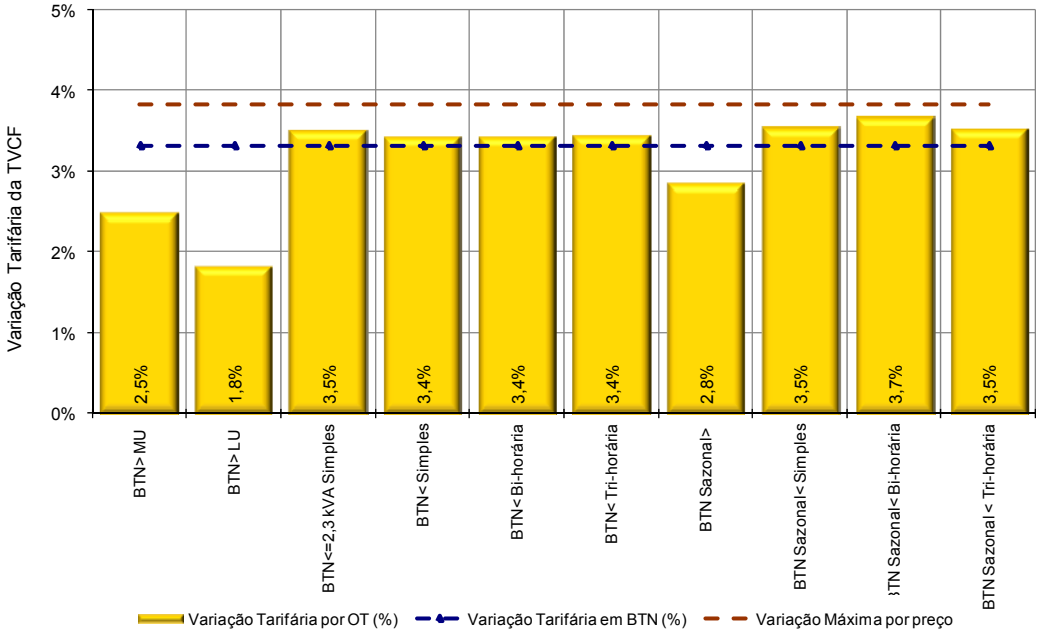


A variação tarifária média global inerente à aplicação das tarifas aditivas é de 3,3%, para o conjunto dos clientes de BTN. O fator de agravamento considerado nas tarifas transitórias de BTN que entram em vigor em janeiro de 2015 é nulo.

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 0,5% acima da variação global para as opções tarifárias de BTN.

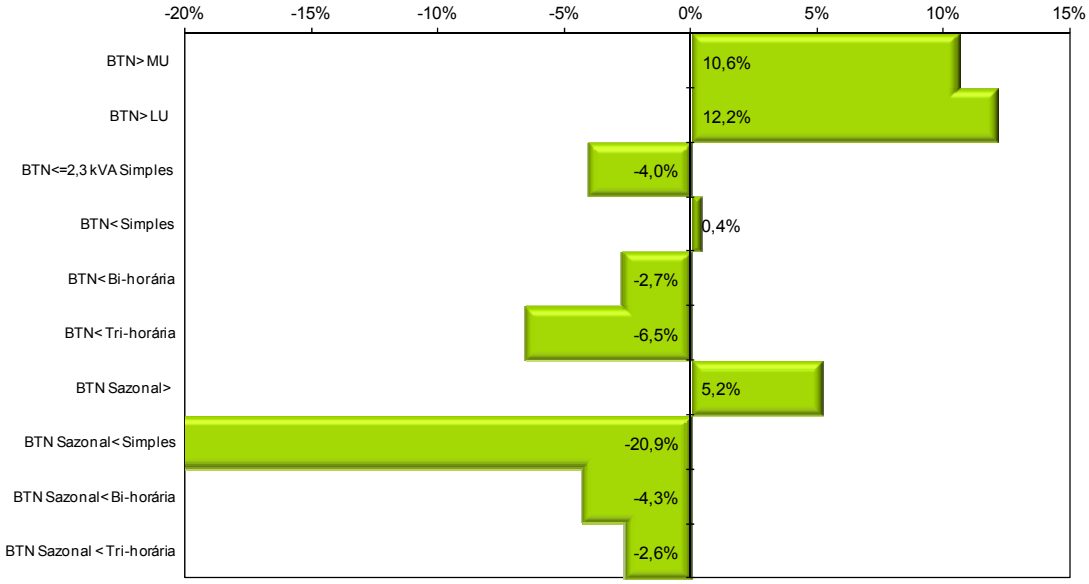
Na Figura 6-2 apresentam-se as variações tarifárias médias por opção tarifária após a aplicação do limite máximo em cada termo tarifário observando-se variações diferenciadas por opção tarifária. Verifica-se assim uma convergência para as tarifas aditivas dentro do agregado de BTN.

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



Na Figura 6-3 é apresentado o diferencial da TVCF em 2015 em relação às tarifas aditivas para 2015, por opção tarifária em BTN. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF em 2015 para a aditividade tarifária.

Figura 6-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2015



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

Da Figura 6-4 à Figura 6-12 comparam-se para algumas opções tarifárias em BTN, os preços das TVCF em vigor em 2014 com os preços das tarifas aditivas para 2015. 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 2015 a cada termo tarifário. Na parte inferior das figuras apresenta-se o diferencial remanescente das TVCF 2015 para as aditivas em 2015.

Figura 6-4 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)

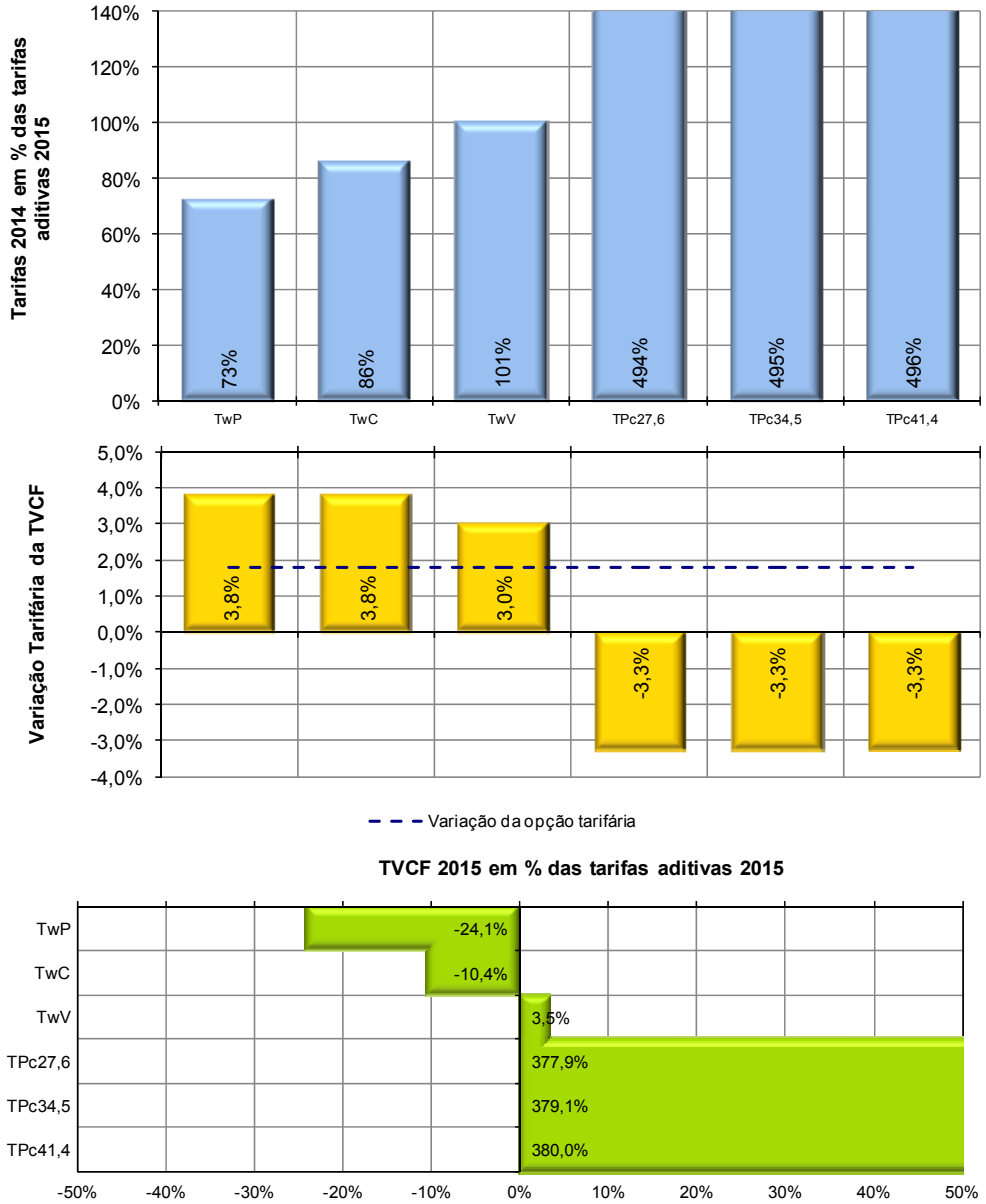


Figura 6-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)

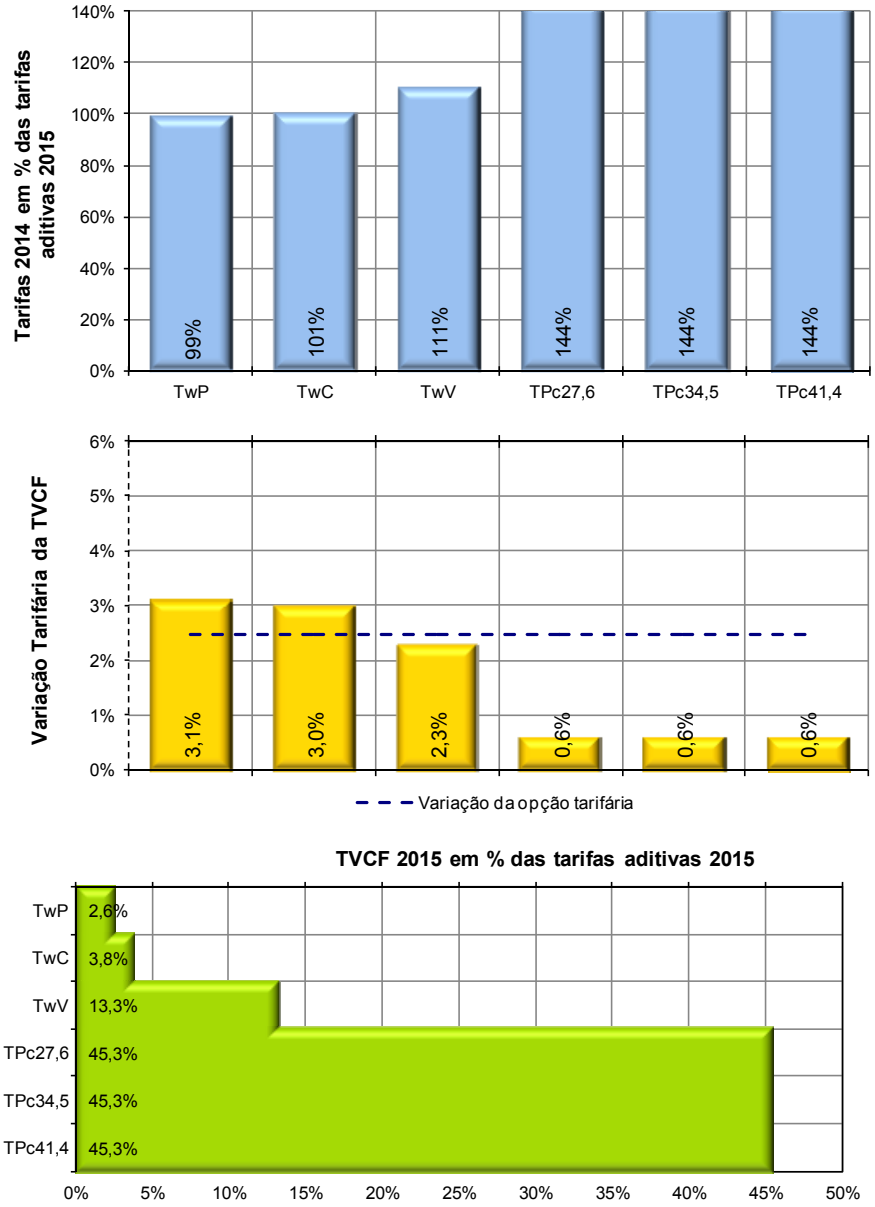


Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)

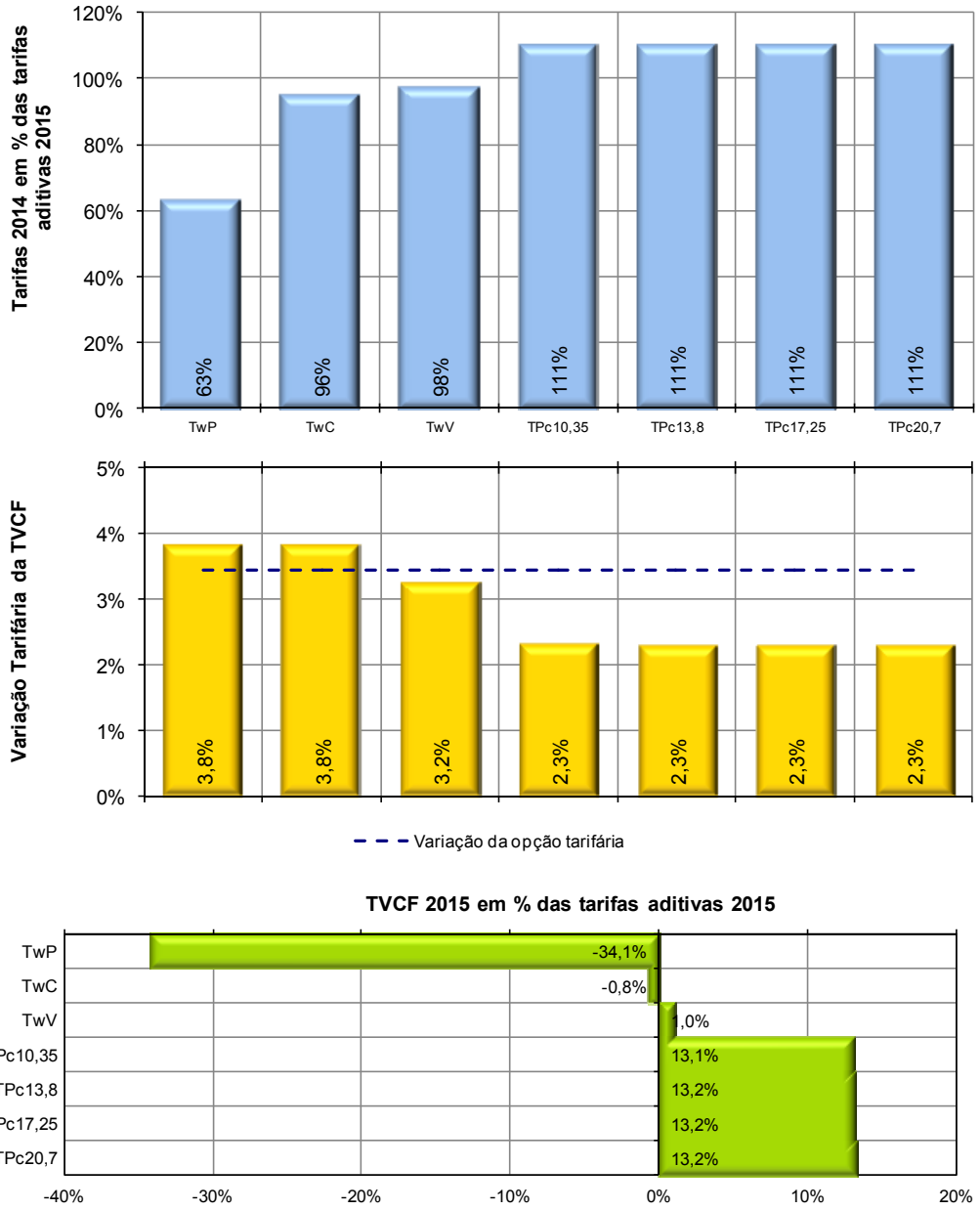


Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)

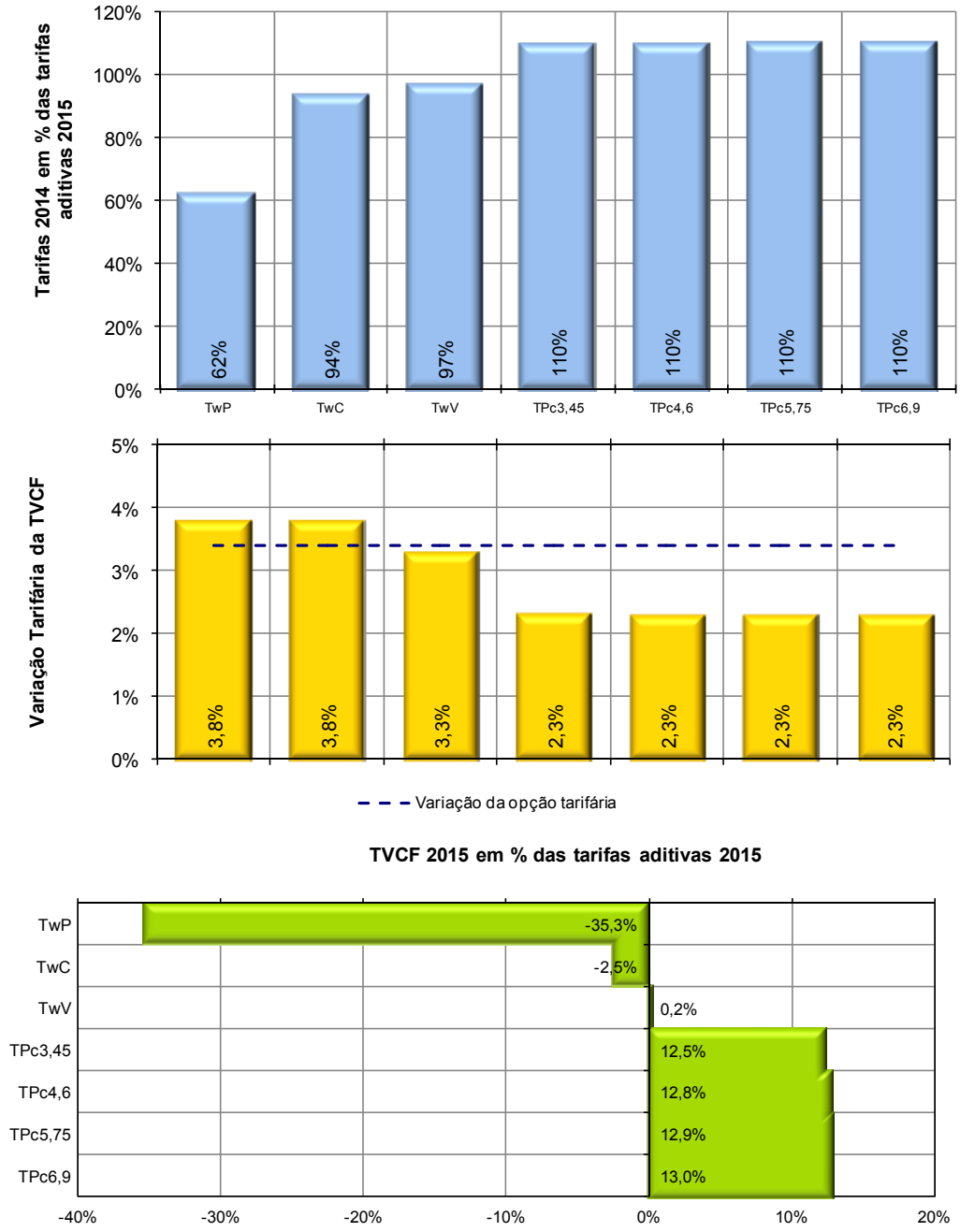


Figura 6-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)

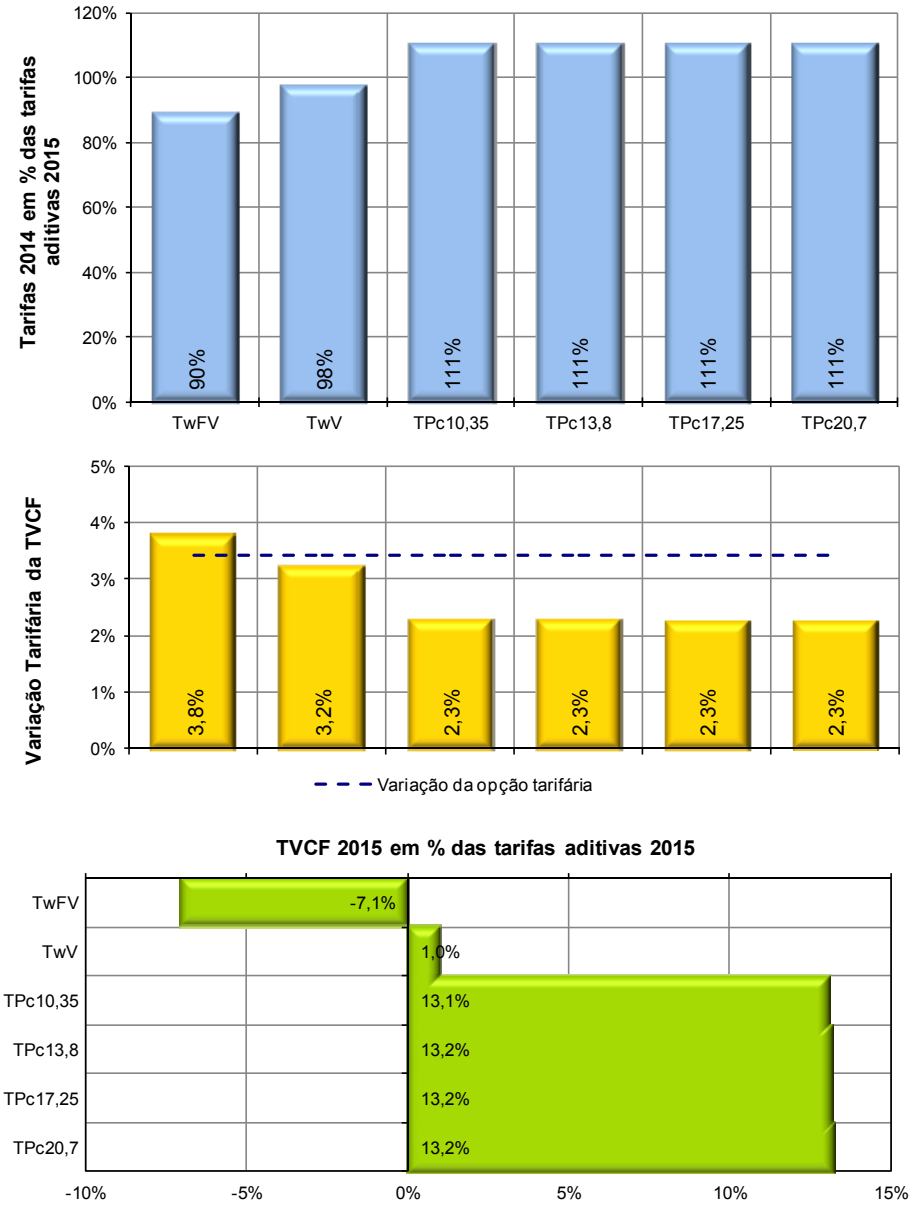


Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)

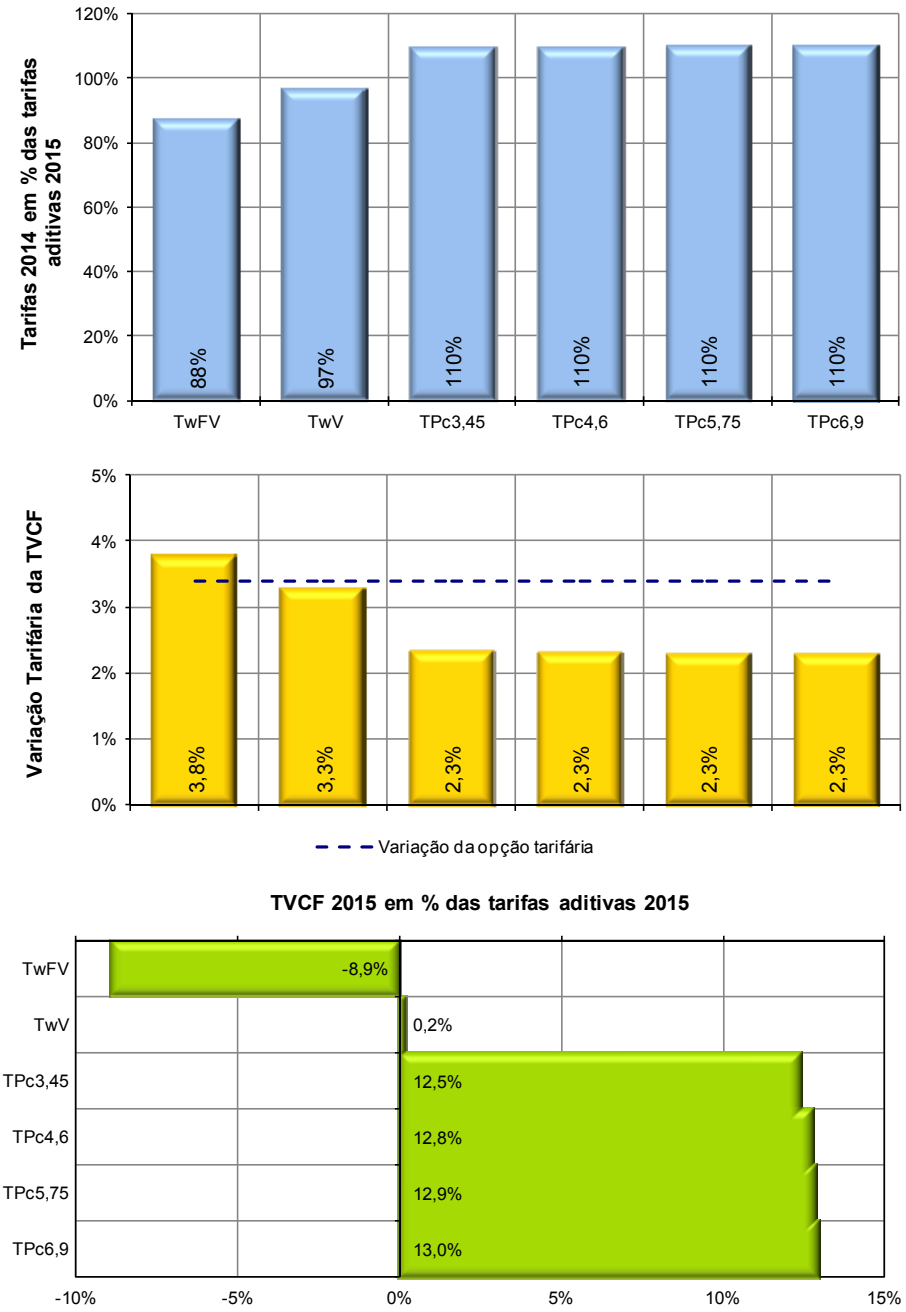


Figura 6-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)

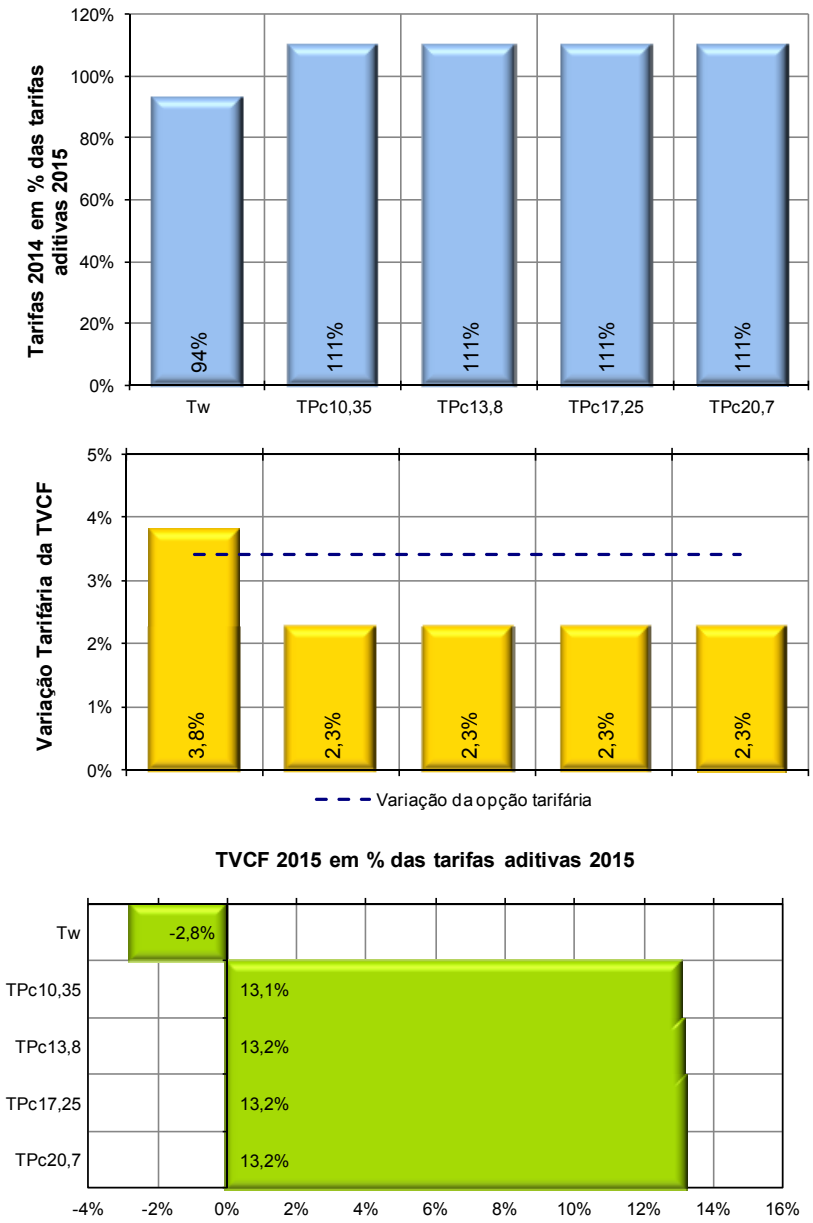


Figura 6-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)

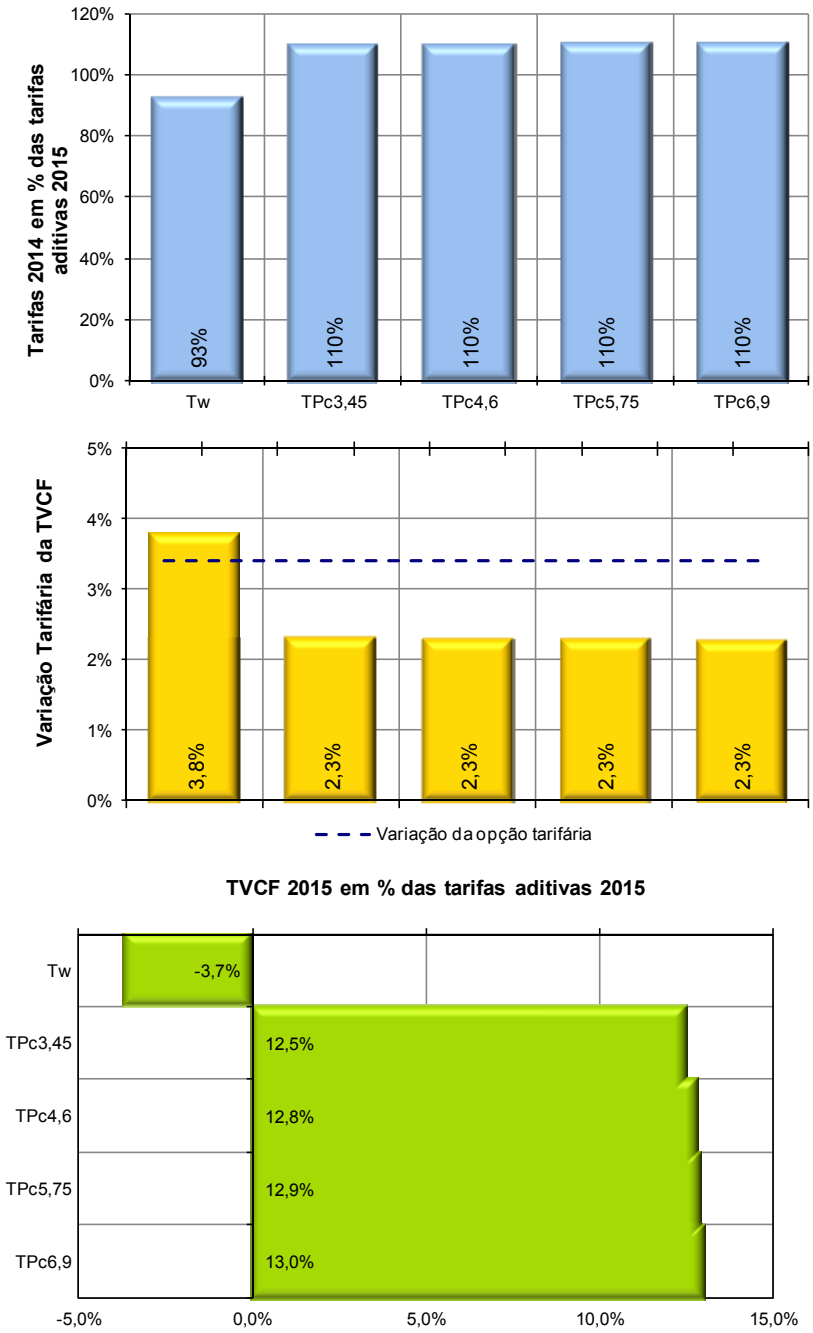
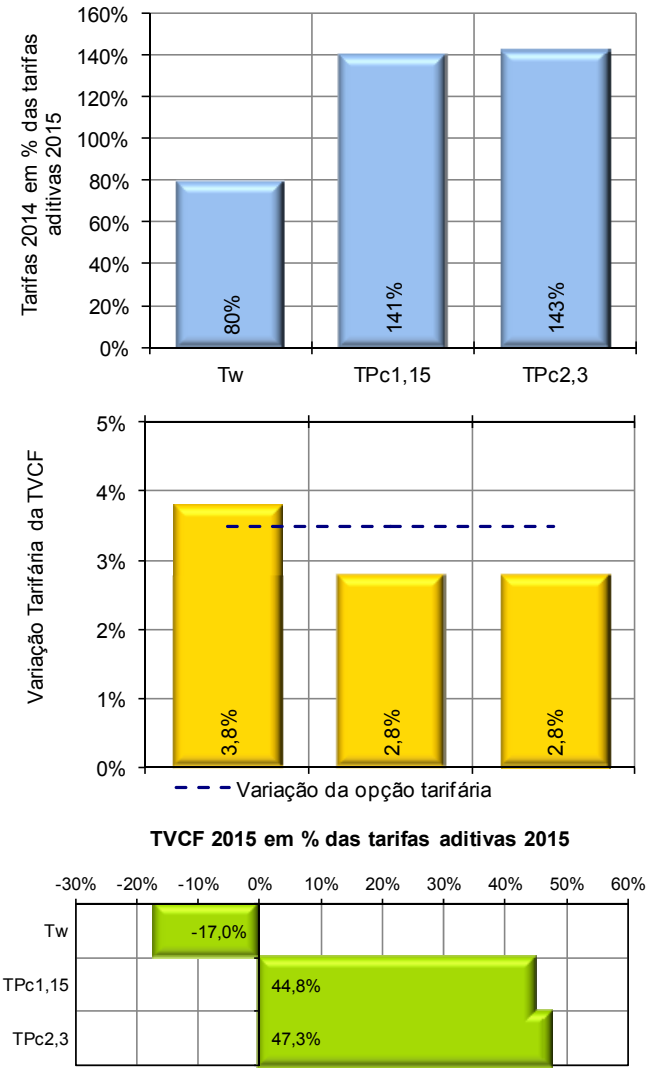


Figura 6-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA)



Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, entre 2014 e 2015, 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

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTN<=2,3 kVA Simples	BTN< Simples 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< Simples 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN< Bi-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< Bi-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN< tri-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN< tri-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA
	3,5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTN Sazonal< Simples 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal< Simples 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN Sazonal< Bi-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal< Bi-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA	BTN Sazonal < Tri-horária 3,45 kVA a 6,9 kVA	BTN Sazonal < Tri-horária 10,35 kVA a 20,7 kVA
	3,6	3,5	3,4	3,7	3,2	3,8

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTN> MU	BTN> LU	BTN Sazonal>
	2,5	1,8	2,8

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

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6 kVA	34,5 kVA	41,4 kVA
BTN > MU	3,1	3,0	2,3	0,6	0,6	0,6
BTN > LU	3,8	3,8	3,0	-3,3	-3,3	-3,3
BTN Sazonal >	3,1	2,4	2,4	3,8	3,8	3,8

Quadro 6-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 10,35 kVA e 20,7 kVA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA			
	Pontas	Cheias	Vazio	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Simples	3,8			2,3	2,3	2,3	2,3
BTN< Bi-horária	3,8		3,2	2,3	2,3	2,3	2,3
BTN< Tri-horária	3,8	3,8	3,2	2,3	2,3	2,3	2,3
BTN Sazonal< Simples	3,3			3,8	3,8	3,8	3,8
BTN Sazonal< Bi-horária	3,8		3,3	3,8	3,8	3,8	3,8
BTN Sazonal < Tri-horária	3,8	3,8	3,3	3,8	3,8	3,8	3,8

Quadro 6-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN<, para potências contratadas entre 1,15 kVA e 6,9 kVA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 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
BTN<=2,3 kVA Simples	3,8			2,8	2,8				
BTN< Simples	3,8					2,3	2,3	2,3	2,3
BTN< Bi-horária	3,8		3,3			2,3	2,3	2,3	2,3
BTN< Tri-horária	3,8	3,8	3,3			2,3	2,3	2,3	2,3
BTN Sazonal< Simples	3,3					3,8	3,8	3,8	3,8
BTN Sazonal< Bi-horária	3,8		3,3			2,5	2,7	2,9	2,9
BTN Sazonal < Tri-horária	3,8	3,8	3,3			2,5	2,7	2,9	2,9

6.2 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.

Considerando a recente extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais o referencial de preços de energia elétrica em MT, BTE e BTN que deve orientar a convergência tarifária deve ser o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental.

A implementação deste princípio regulamentar em 2015 deve ter em consideração 2 questões:

- Em 2015 será publicada a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN, ainda que não seja aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias).

- O histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista quer no continente quer nas regiões autónomas é ainda reduzido, o que dificulta a sua utilização como referencial de convergência tarifária.

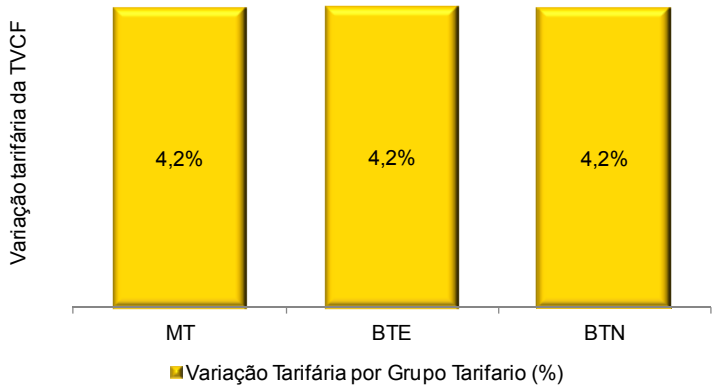
Ponderando as razões evocadas, considera-se prudente a utilização em 2015 das tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

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

Na Figura 6-13 são apresentadas as variações tarifárias na Região Autónoma dos Açores em 2015, por tipo de fornecimento. No atual contexto regulamentar, a convergência tarifária está assegurada em termos médios.

Entre as tarifas de 2014 e de 2015 regista-se um aumento tarifário de 4,2 % nos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

Figura 6-13 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores

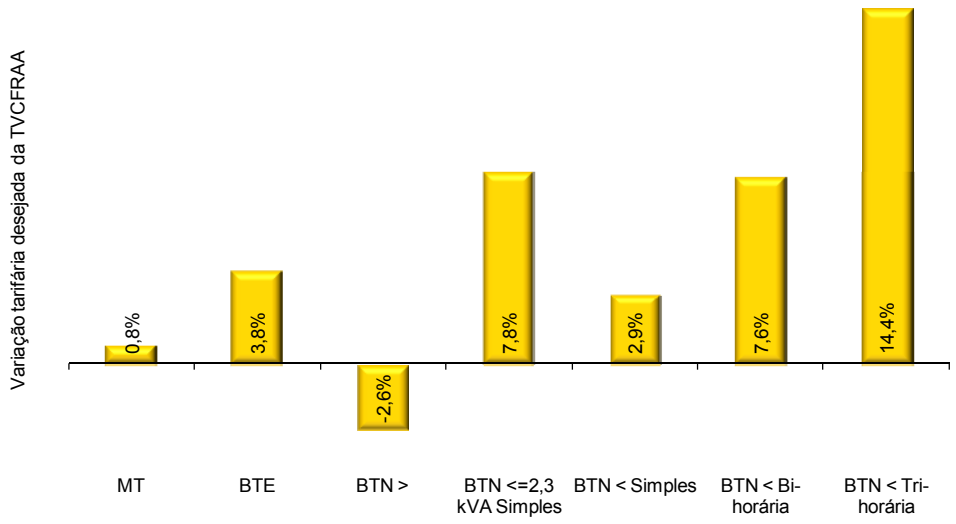


As variações tarifárias nas TVCF da RAA estão sujeitas à aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas de referência no Continente, de forma a minimizar os impactes tarifários por cliente, decorrentes da alteração da estrutura de preços das tarifas. A Figura 6-14 apresenta a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma dos Açores de 2014 e as tarifas de referência em Portugal continental em 2015.

Considera-se a aplicação do mecanismo de convergência de forma agregada para todos os fornecimentos de modo a limitar as variações na BTN a 4,2%. Caso tal fosse efetuado de forma desagregada por MT, BTE e BTN, a variação na BTN seria de 5,7%. Esta situação excecional gera preços mais elevados na MT e na BTE face aos aditivos do Continente e em contrapartida preços mais

baixos na BTN. Com esta opção, o mecanismo de convergência previsto no Regulamento Tarifário é aplicado conjuntamente para os fornecimentos em MT, BTE e BTN.

Figura 6-14 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAA



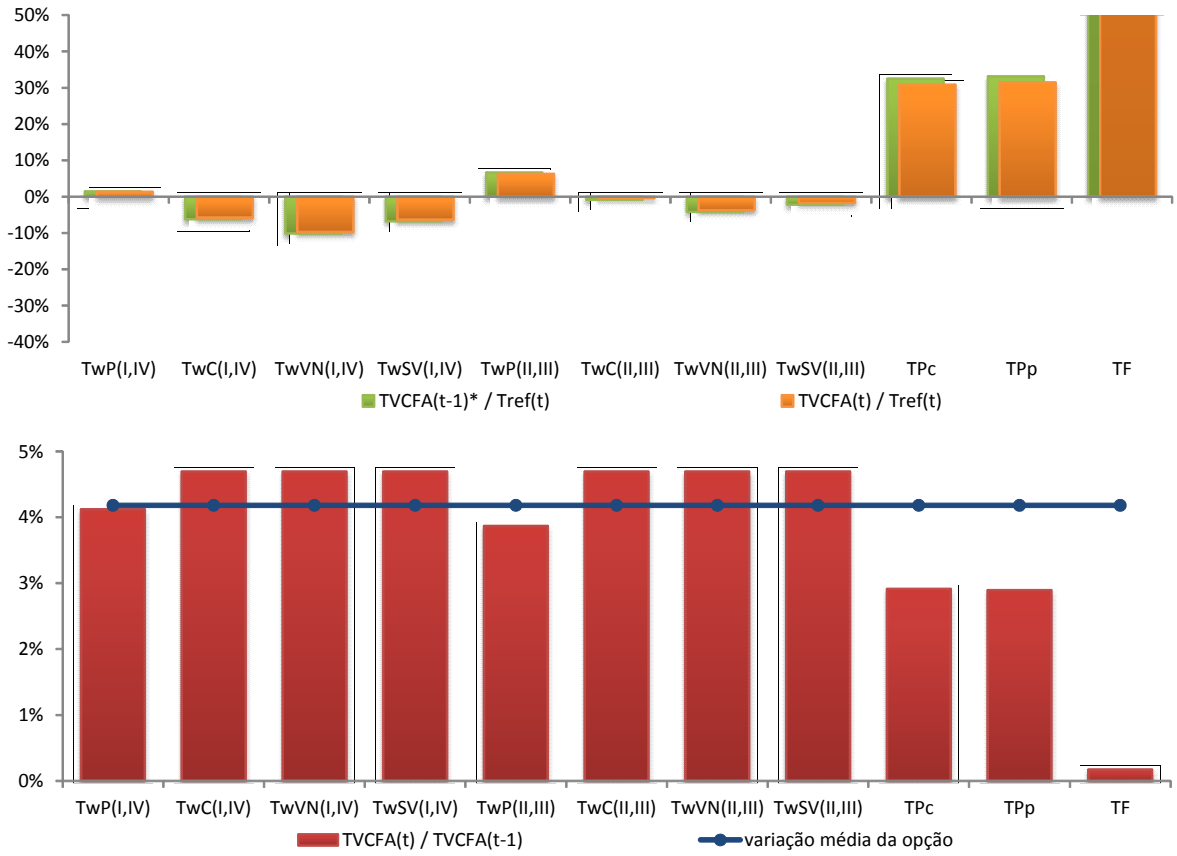
As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2015, fixou-se o limite da variação de cada preço em 0,5 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário.

Da Figura 6-15 à Figura 6-21 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 2014, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal continental de 2015, e depois a mesma situação com os preços de 2015 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 2015.

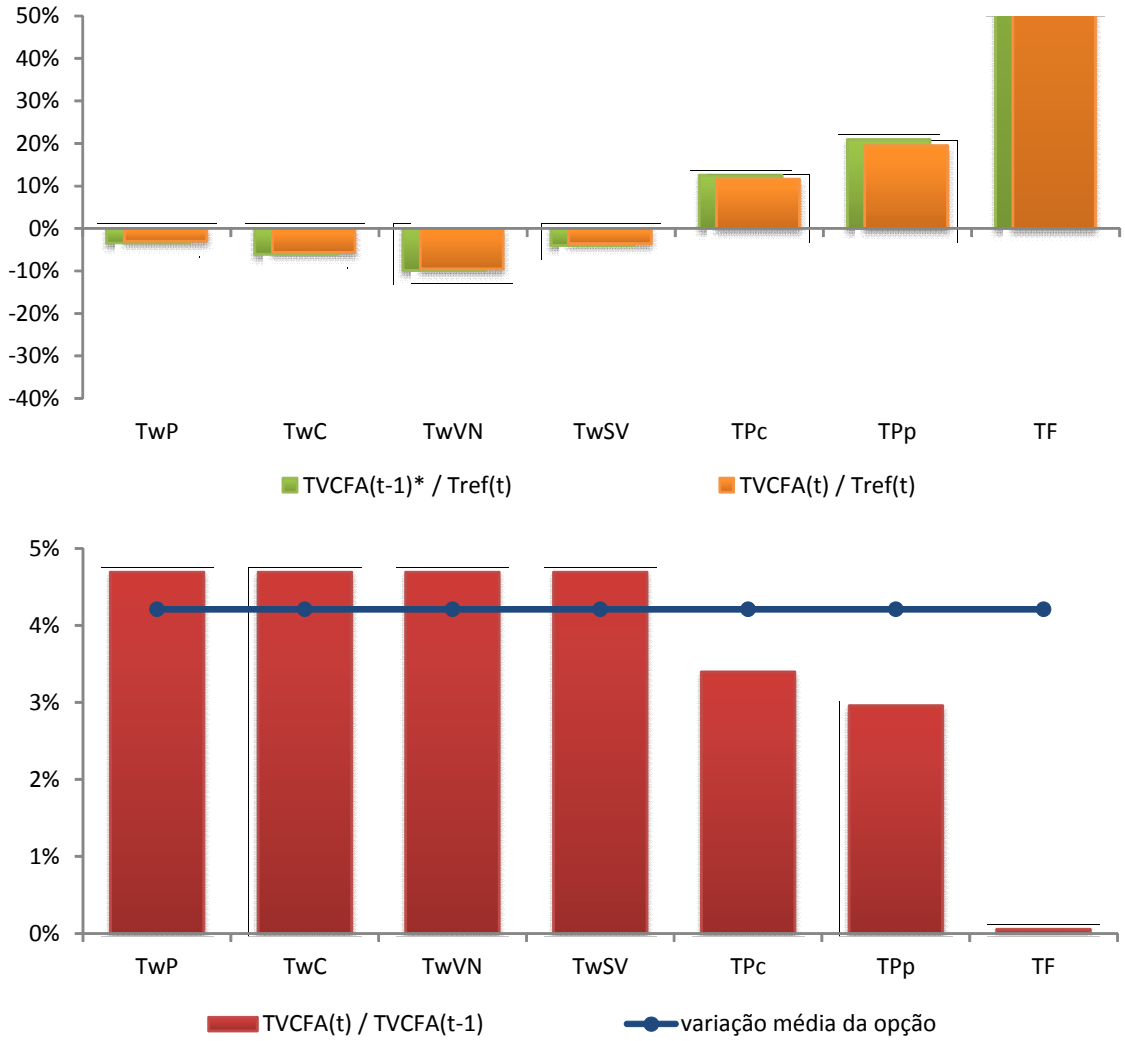
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2013 e 2014 nas tarifas da Região Autónoma dos Açores, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

Figura 6-15 - Variação das TVCF em MT na RAA



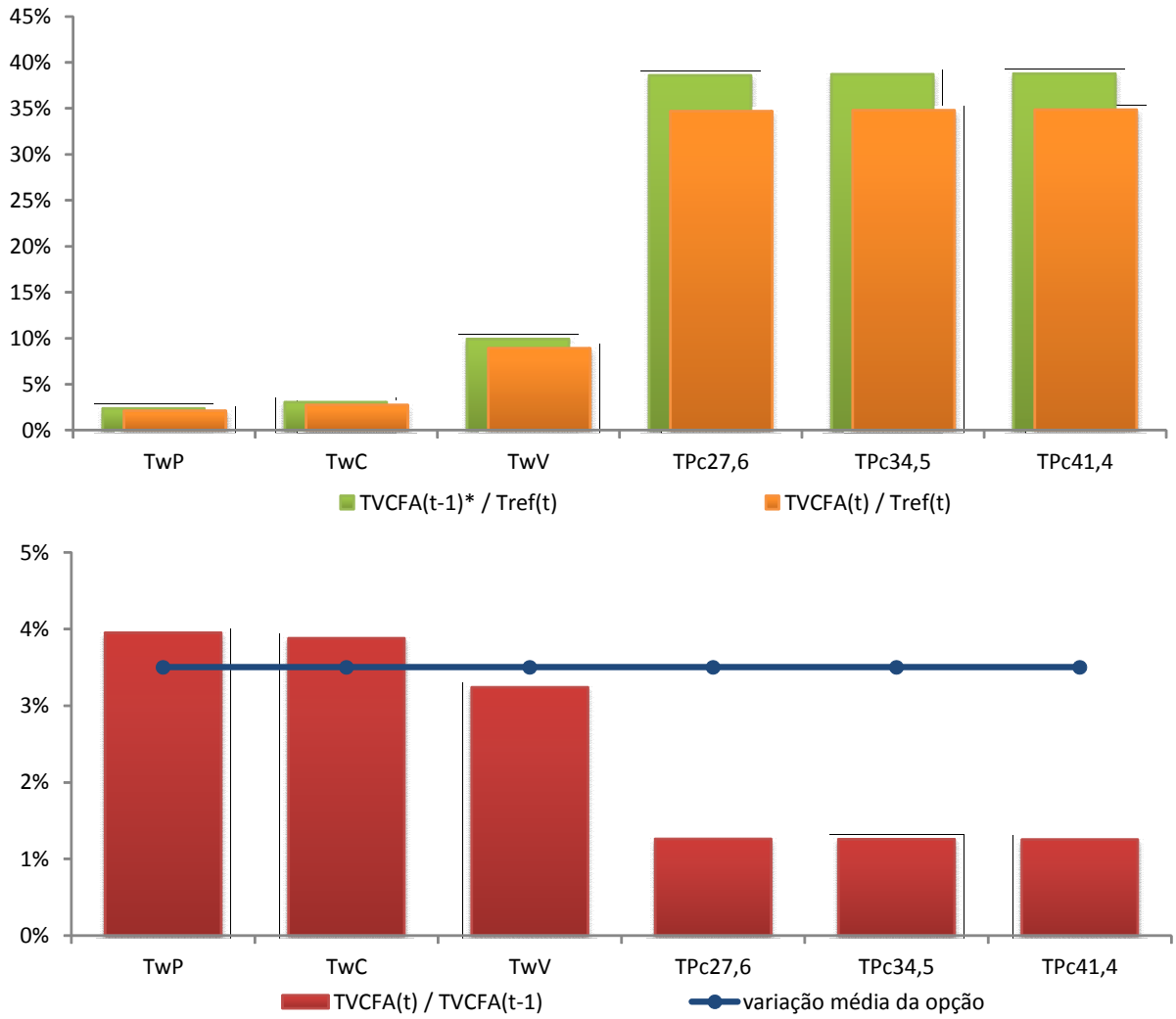
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-16 - Variação das TVCF em BTE na RAA



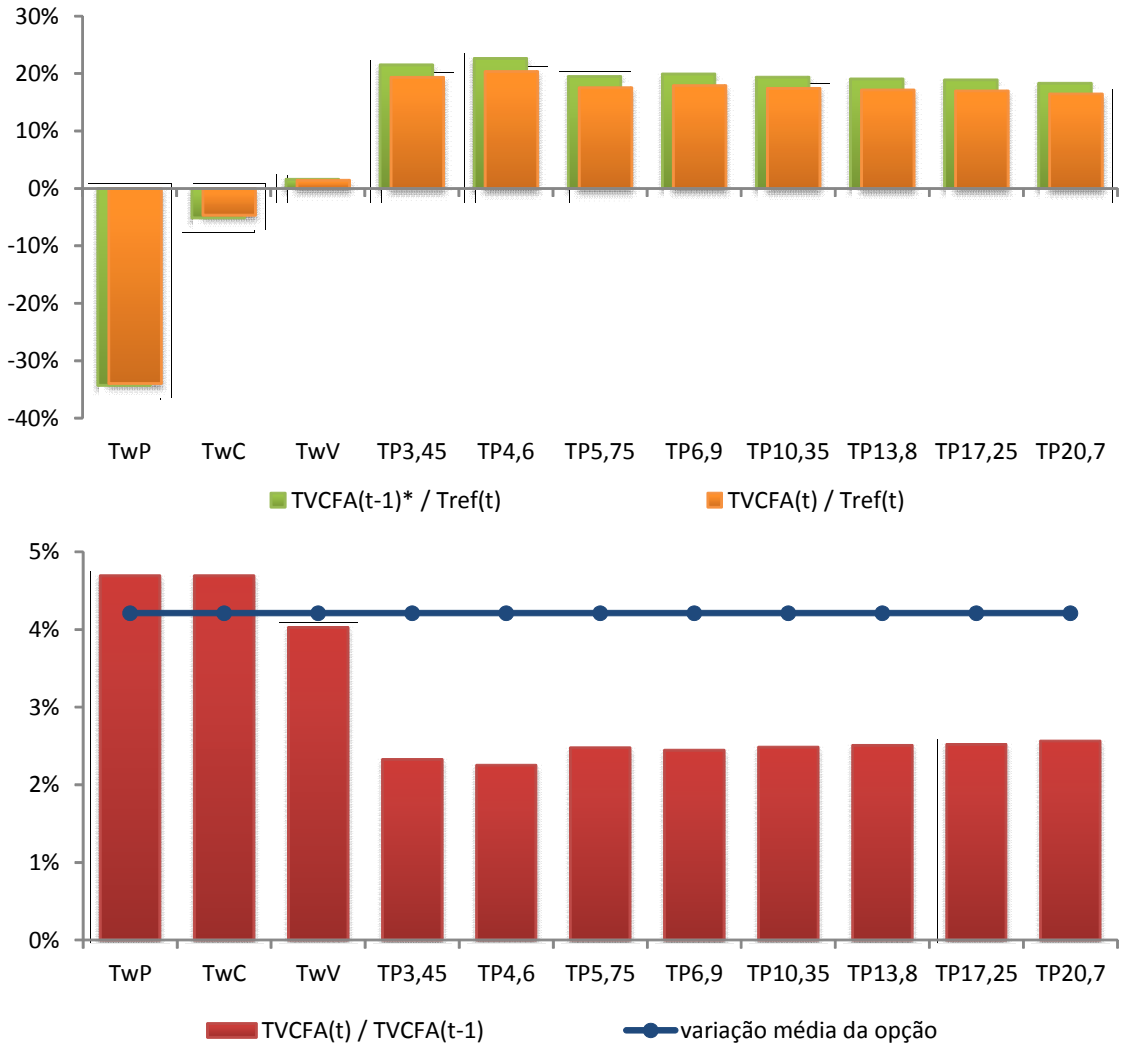
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-17 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAA



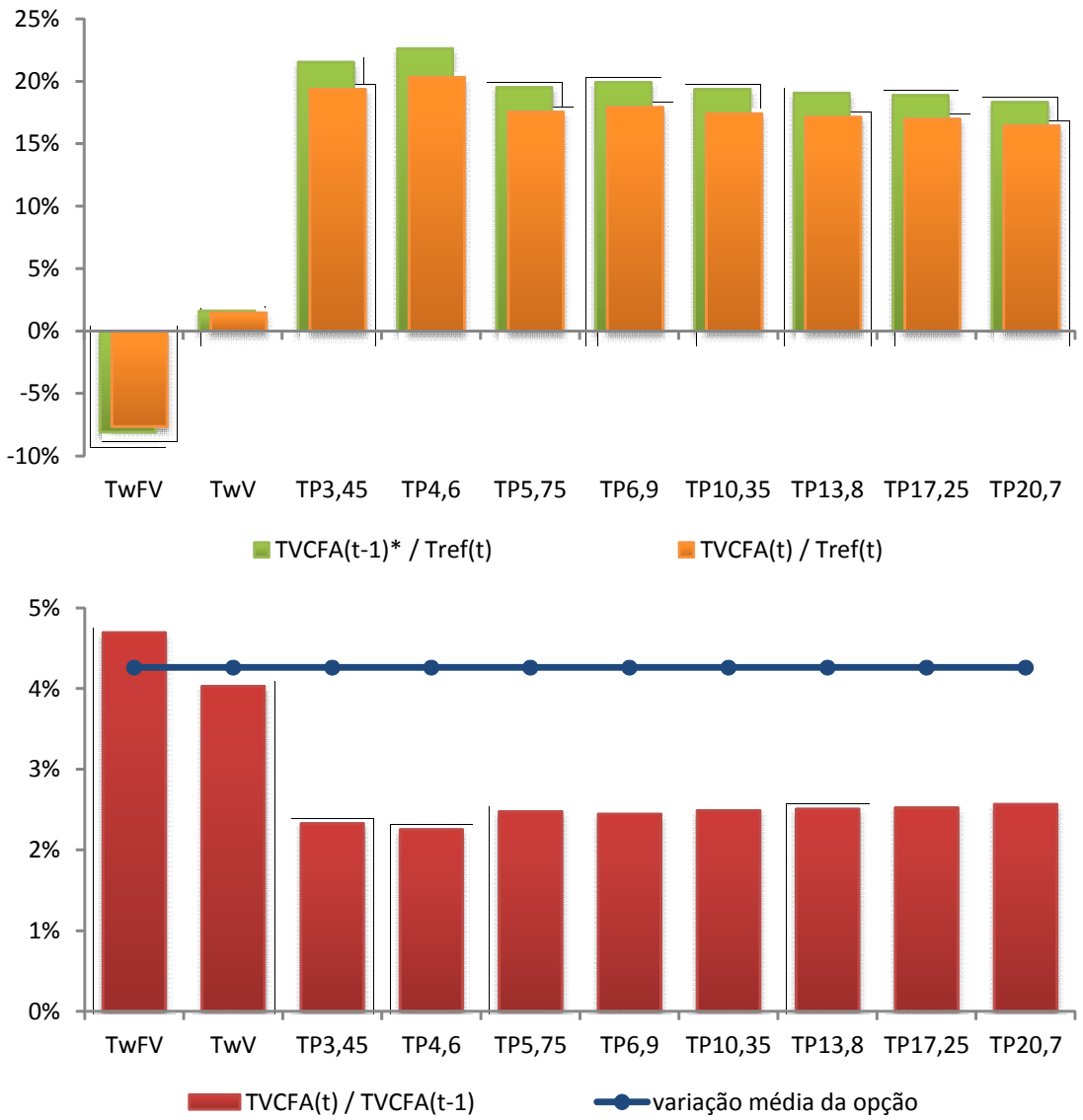
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



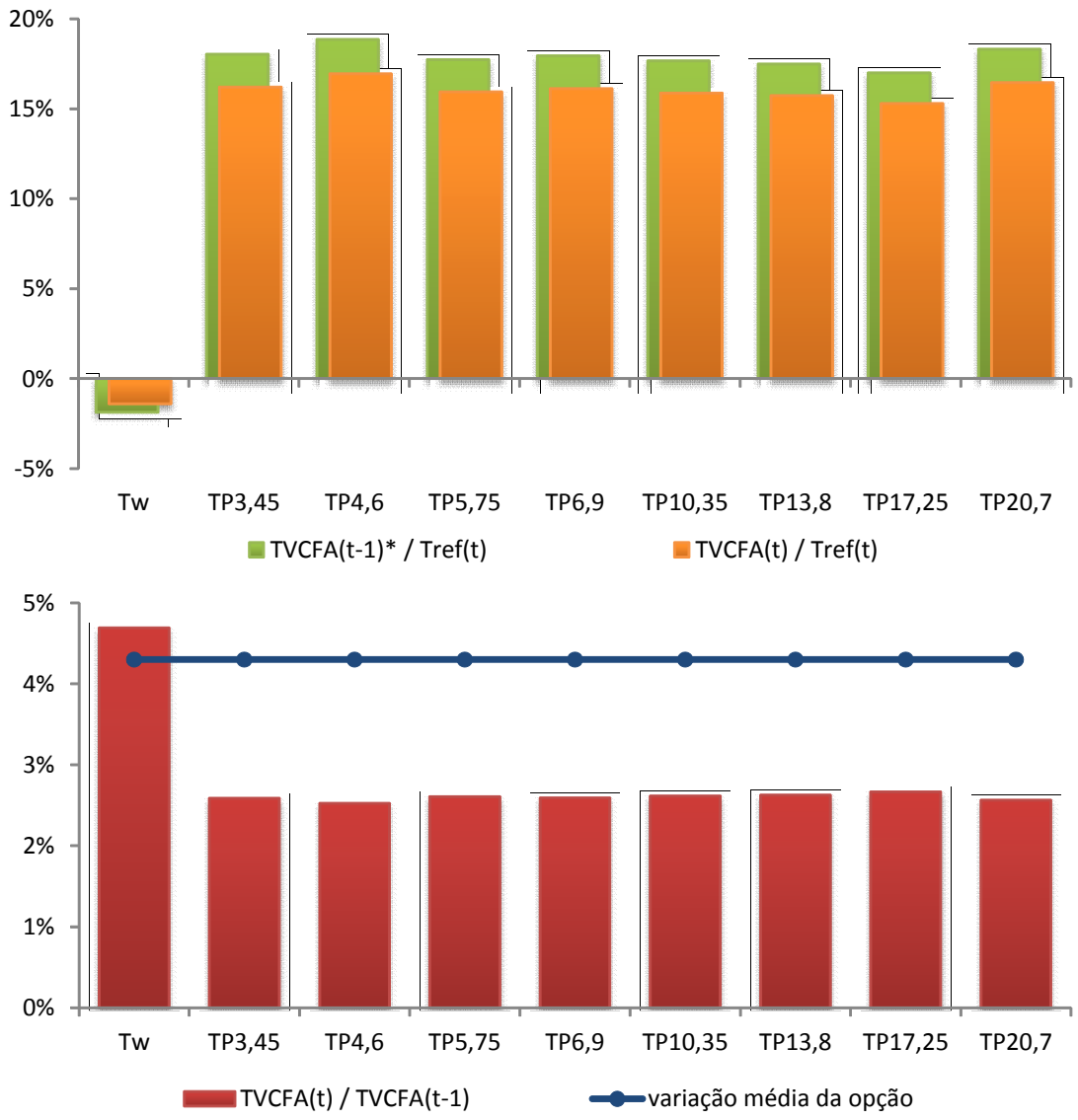
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-19 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária), na RAA



(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-21 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples), na RAA

(*) Tarifa de 2014 (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 dos Açores, de 2014 para 2015.

Quadro 6-5 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2014 para 2015

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	MT
	4,2

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTE	BTN >
	4,2	3,5

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
	4,4	4,3	4,3	4,2

Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2015 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III								
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
MT	4,1	4,7	4,7	4,7	3,9	4,7	4,7	4,7	2,9	2,9	0,2	4,7	4,7

Quadro 6-7 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2015 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa				Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
BTE	4,7	4,7	4,7	4,7	3,4	3,0	0,1	4,7	4,7

Quadro 6-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2015 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > 20,7 kVA	4,0	3,9	3,2	1,3	1,3	1,3

Quadro 6-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2015 na RAA

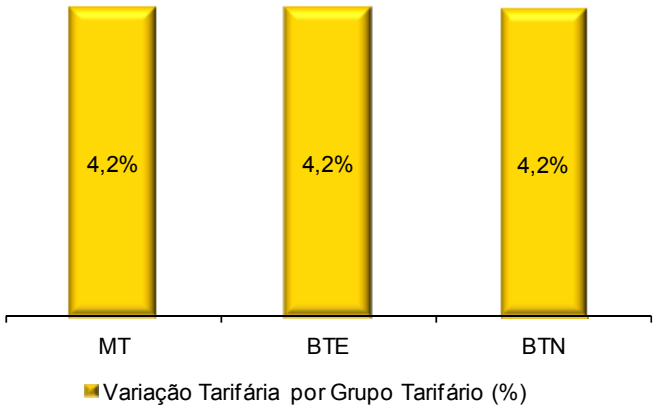
Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheia	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	4,7			3,6	3,5								
BTN ≤ 20,7 kVA Simples	4,7					2,6	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6
BTN ≤ 20,7 kVA Bi-horária	4,7		4,0			2,3	2,3	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6
BTN ≤ 20,7 kVA Tri-horária	4,7	4,7	4,0			2,3	2,3	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6

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

As variações tarifárias na Região Autónoma da Madeira em 2015 são apresentadas na Figura 6-22, 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 2014 e de 2015 regista-se um aumento tarifário de 4,2% nos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

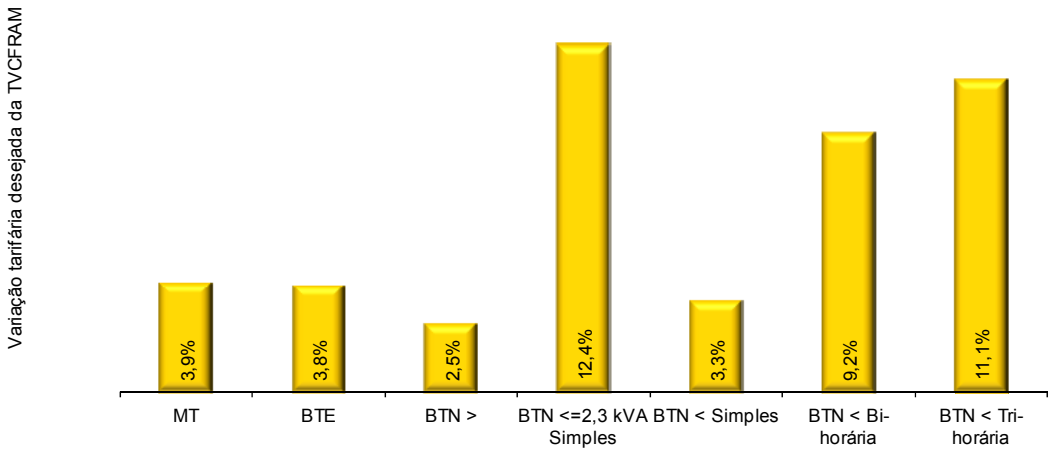
Figura 6-22 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira



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 6-23 apresenta a distância relativa entre as tarifas da Região Autónoma da Madeira de 2014 e as tarifas de referência em Portugal continental em 2015.

Considera-se a aplicação do mecanismo de convergência de forma agregada para todos os fornecimentos de modo a limitar as variações na BTN a 4,2%. Caso tal fosse efetuado de forma desagregada por MT, BTE e BTN, a variação na BTN seria de 4,4%. Esta situação excecional gera preços mais elevados na MT e na BTE face aos aditivos do Continente e em contrapartida preços mais baixos na BTN. Com esta opção, o mecanismo de convergência previsto no Regulamento Tarifário é aplicado conjuntamente para os fornecimentos em MT, BTE e BTN.

Figura 6-23 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAM



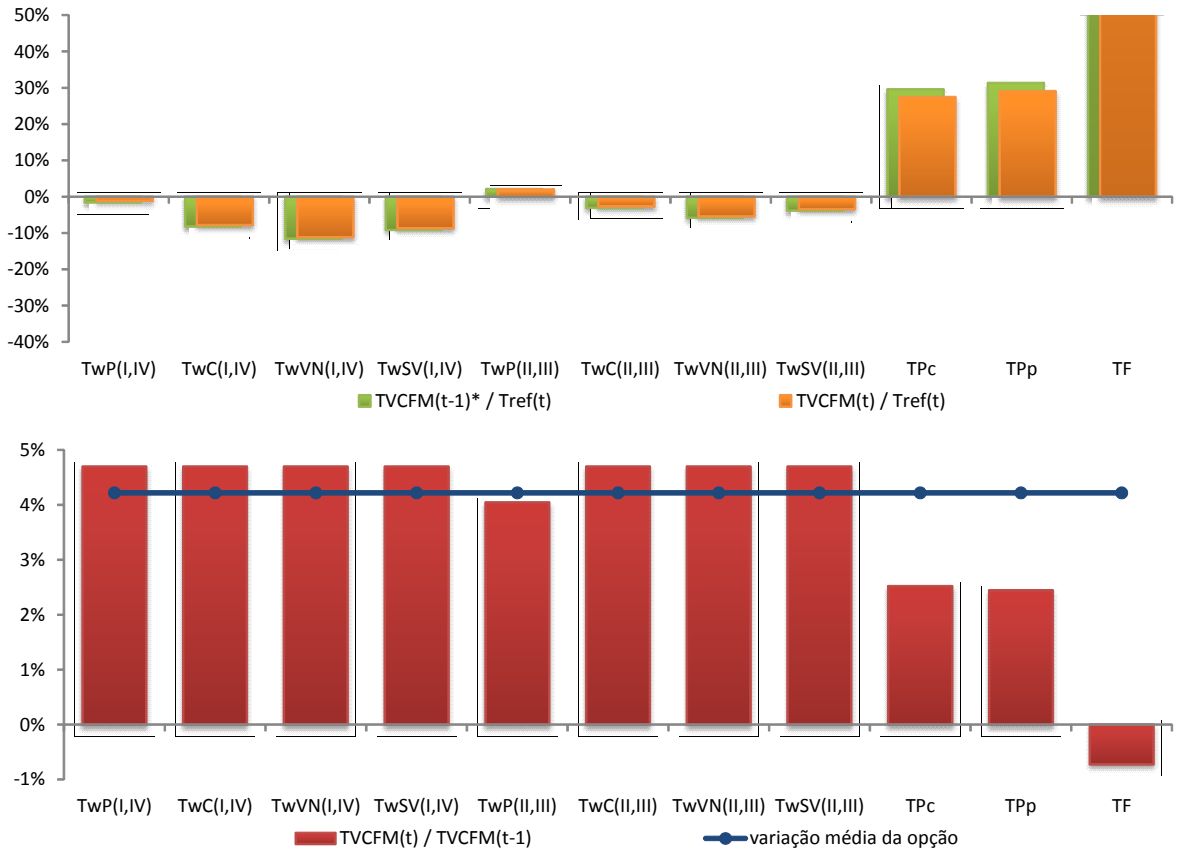
As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2015, fixou-se o limite da variação de cada preço em 0,5 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário.

Da Figura 6-24 à Figura 6-30 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 2014, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal continental de 2015, e depois a mesma situação com os preços de 2015 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 2015.

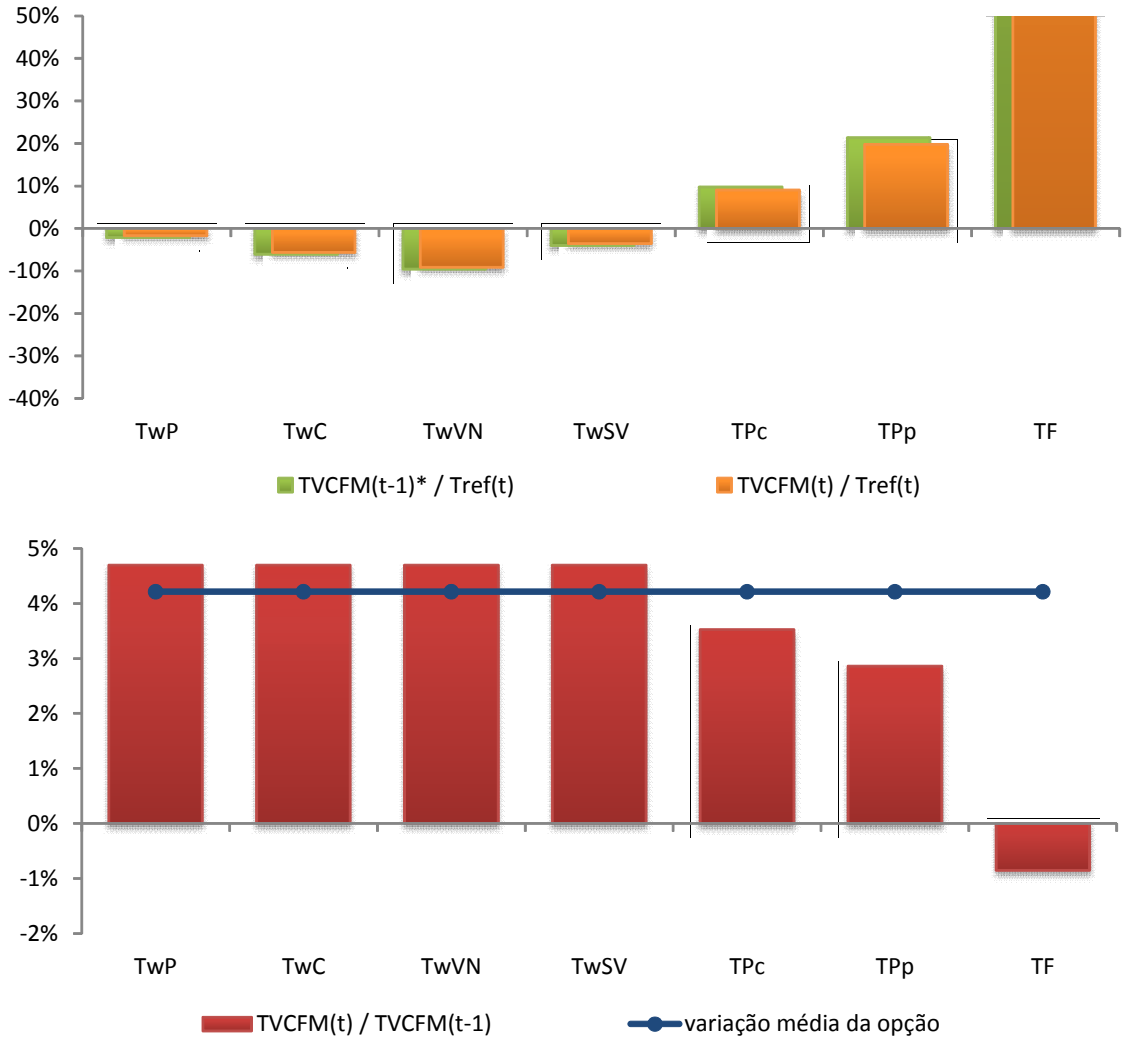
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2014 e 2015 nas tarifas da Região Autónoma da Madeira, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

Figura 6-24 - Variação das TVCF em MT na RAM



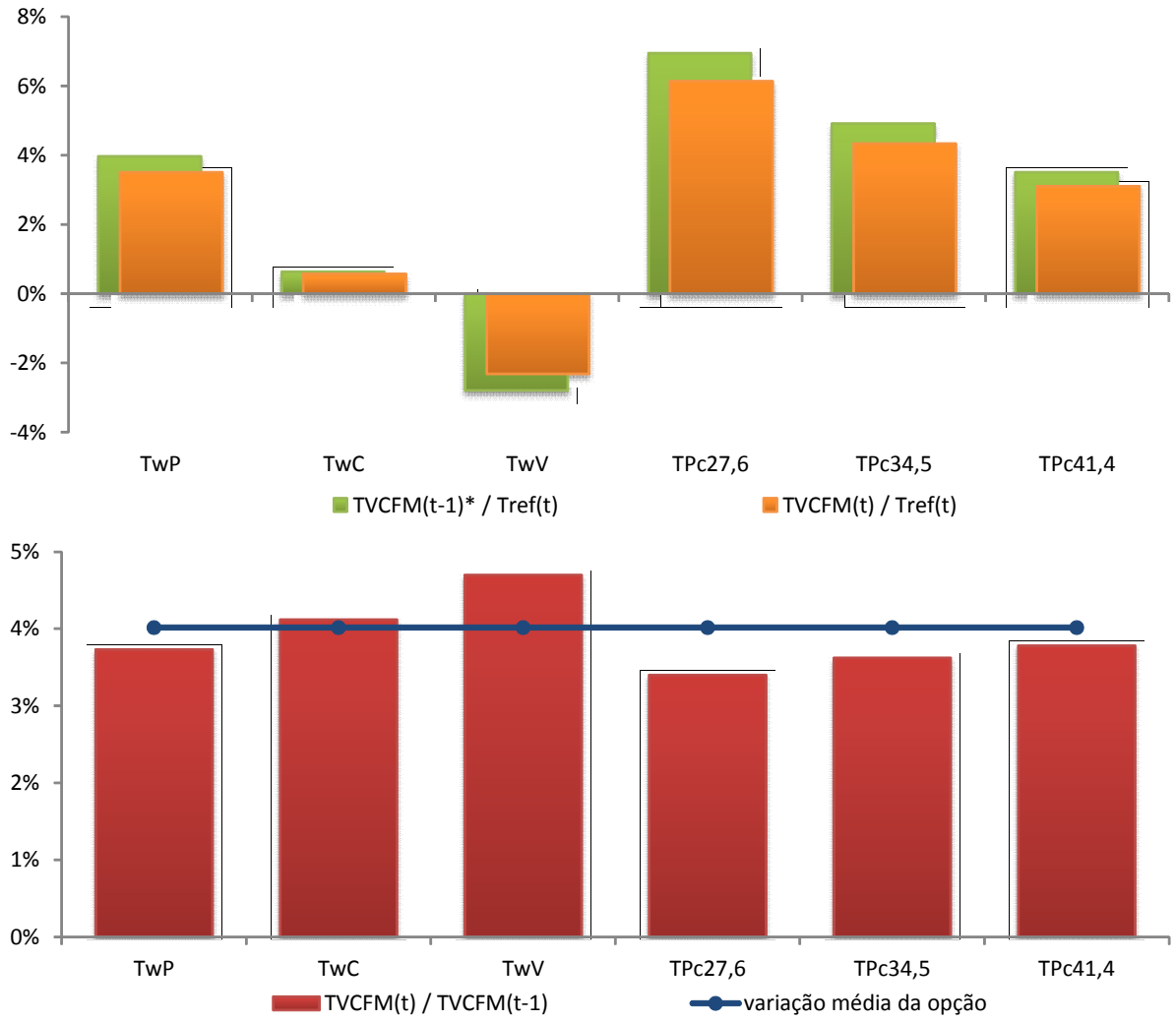
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-25 - Variação das TVCF em BTE na RAM



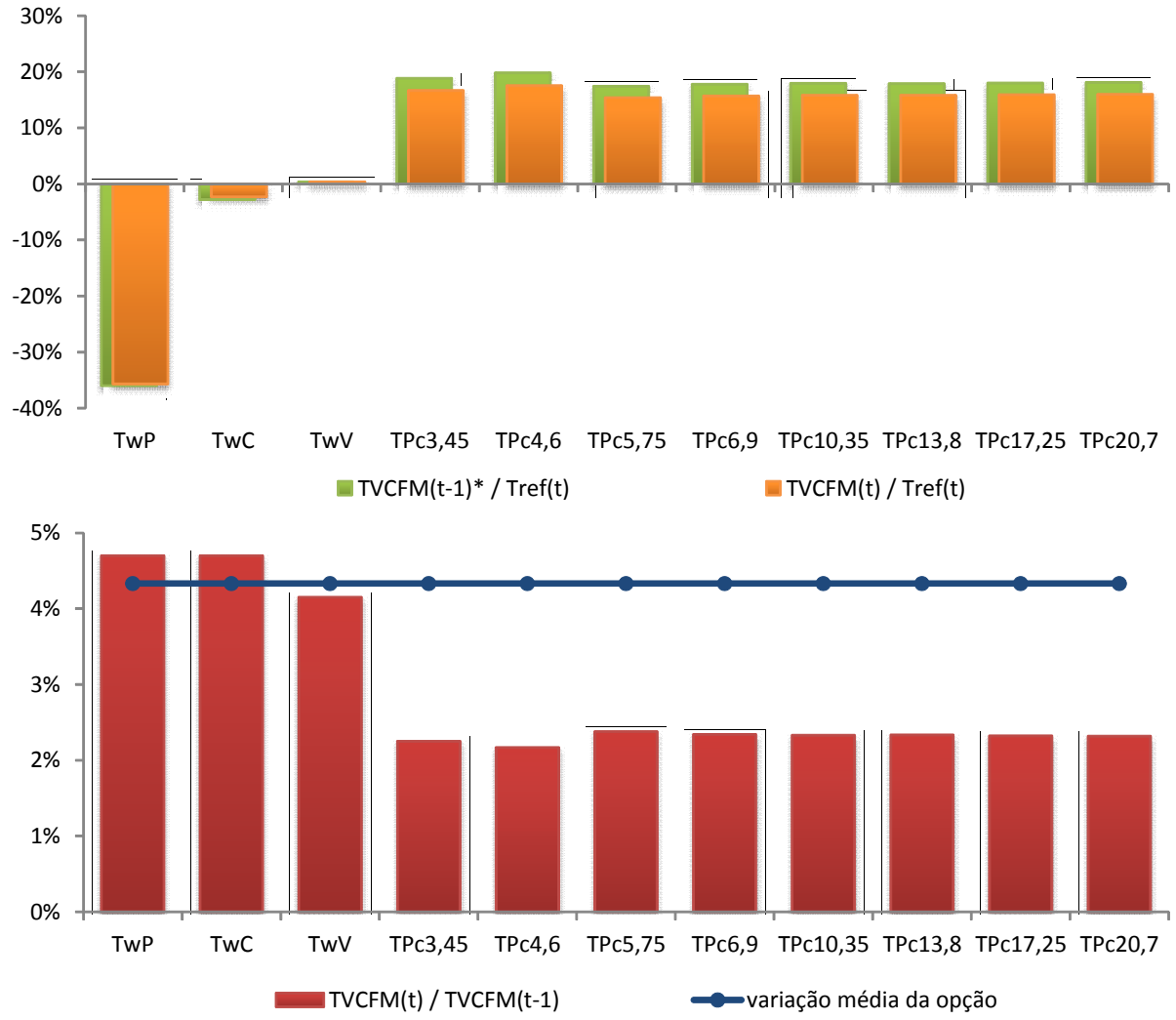
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-26 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAM



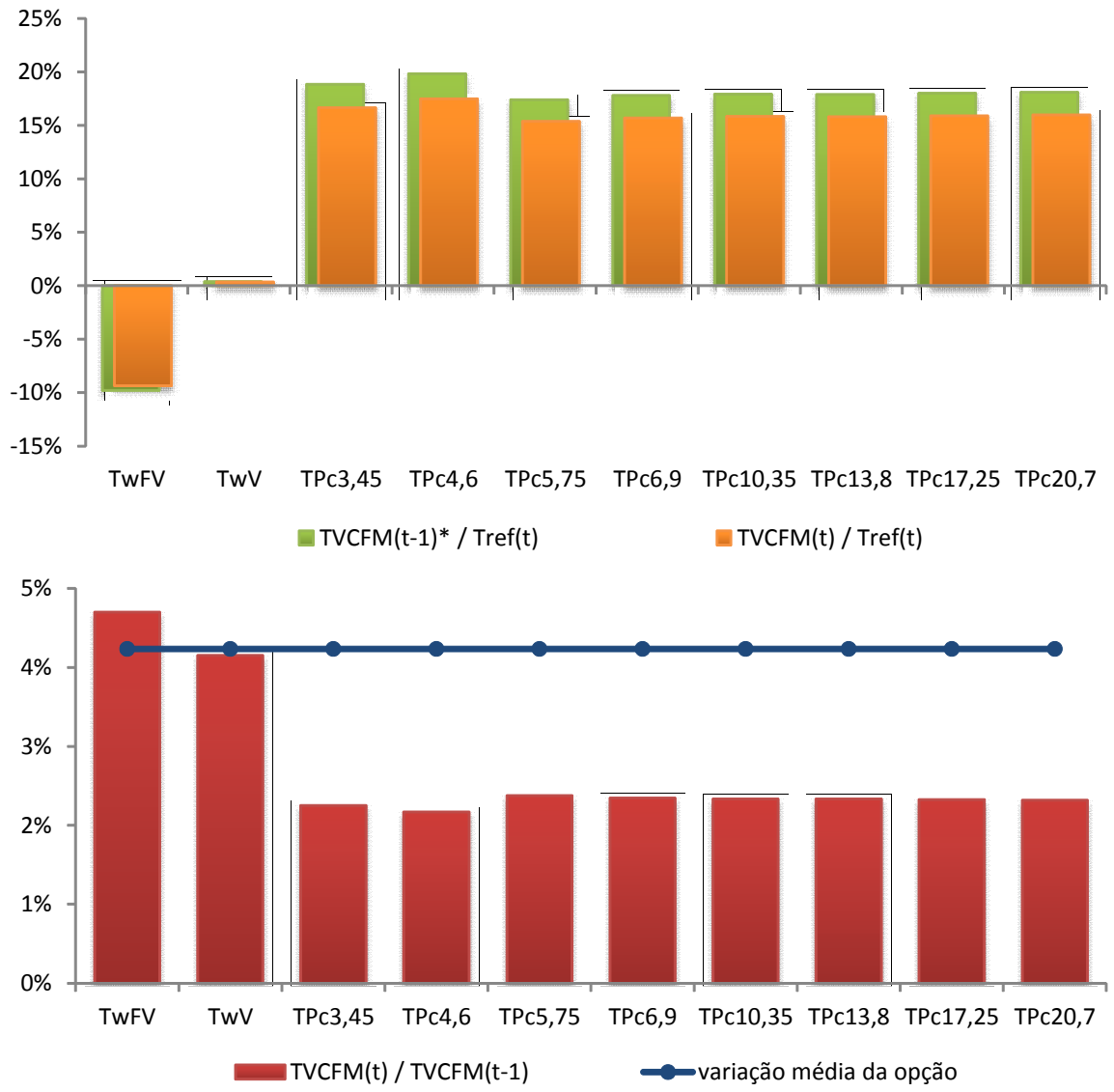
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



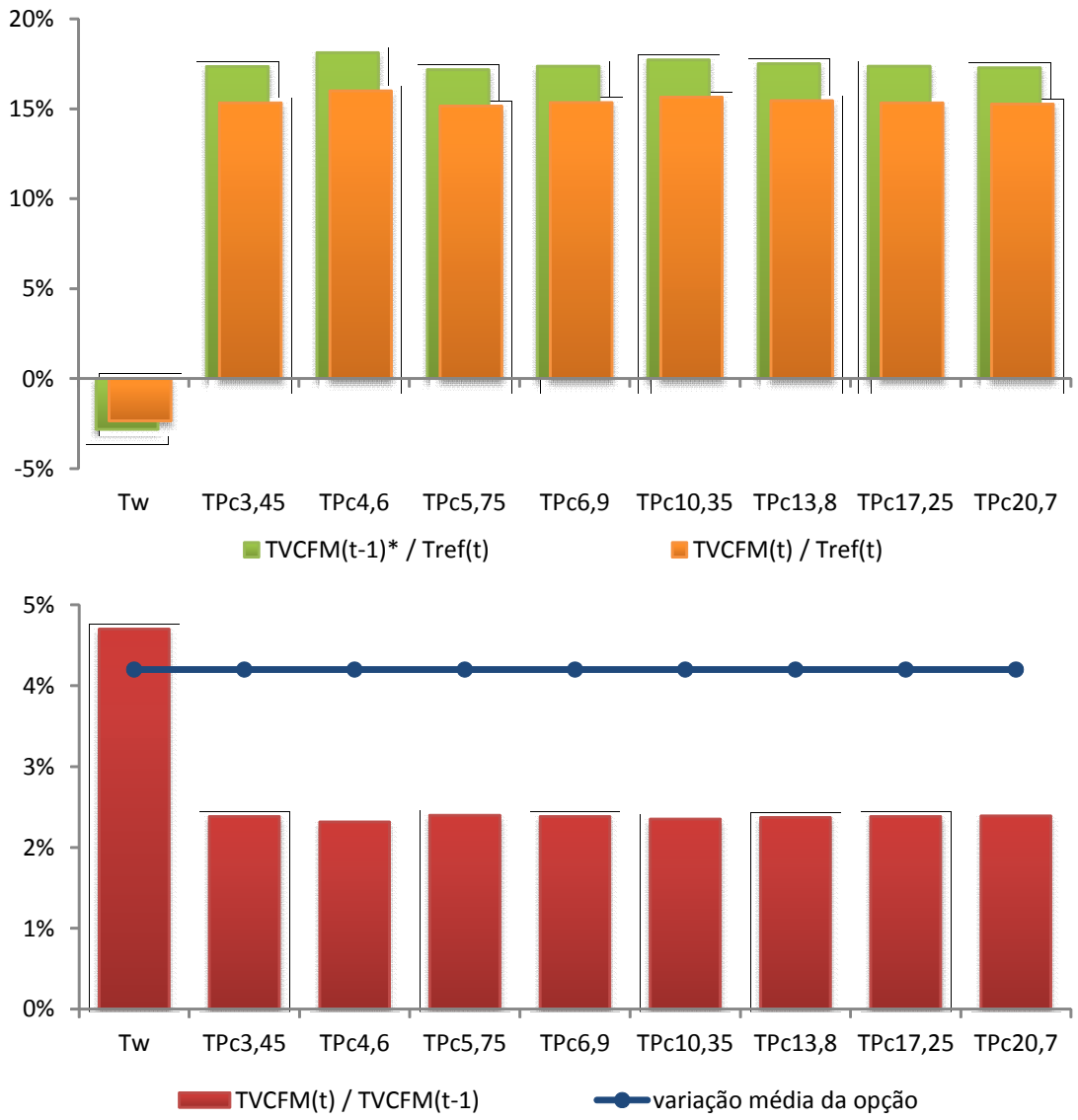
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-28 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária) na RAM



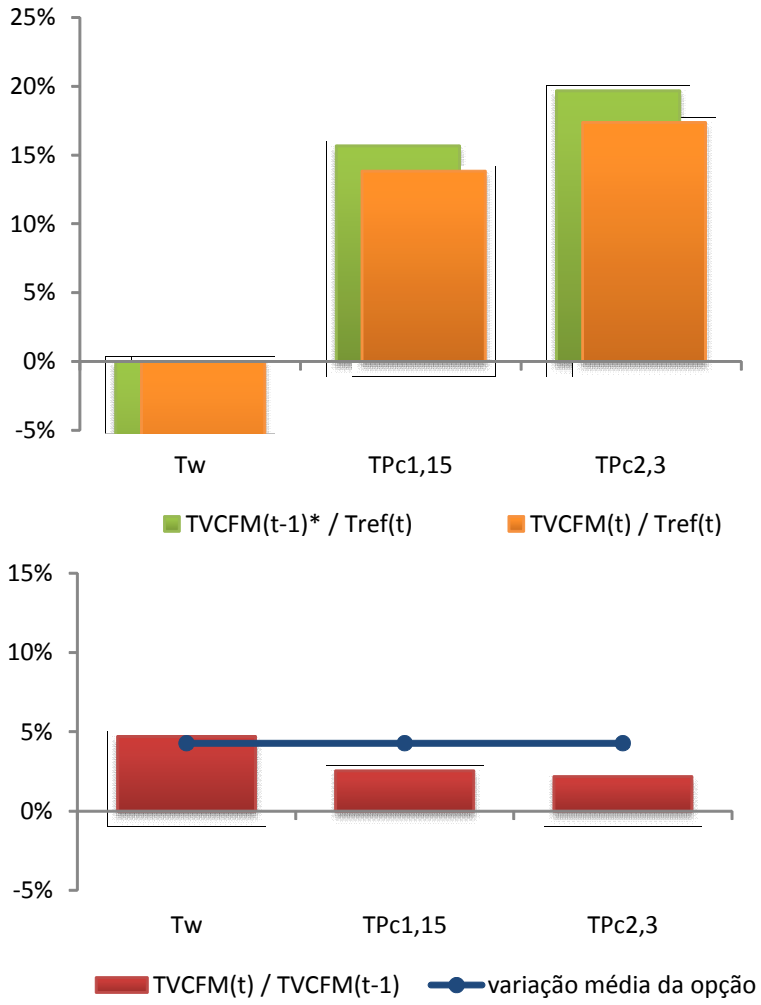
(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-29 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples) na RAM



(*) Tarifa de 2014 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

Figura 6-30 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples) na RAM



(*) Tarifa de 2014 (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 2014 para 2015.

Quadro 6-10 - Variações médias nas opções tarifárias em 2015 na RAM

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	MT
	4,2

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTE	BTN >
	4,2	4,0

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2015/2014 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
	4,3	4,2	4,2	4,3

Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2015 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III								
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
MT	4,7	4,7	4,7	4,7	4,0	4,7	4,7	4,7	2,5	2,4	-0,7	4,7	4,7

Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2015 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa				Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
BTE	4,7	4,7	4,7	4,7	3,5	2,9	-0,9	4,7	4,7

Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2015 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > 20,7 kVA	3,7	4,1	4,7	3,4	3,6	3,8

Quadro 6-14 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2015 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2015/2014 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	4,7			2,5	2,2								
BTN < 20,7 kVA Simples	4,7					2,4	2,3	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	4,7		4,2			2,3	2,2	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	4,7	4,7	4,2			2,3	2,2	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3

ANEXO I
DETALHE DE CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Figura I- 1 - 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	2013	2014	2015
	1998	13.205	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399
	1999	10.959		1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161	1.161
	2000	12.954			1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373	1.373
	2001	18.168				1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925
	2002	20.729					2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196	2.196
	2003	29.064						3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080	3.080
	2004	35.137							3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723	3.723
	2005	36.059								3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821
	2006	32.209									3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413	3.413
	2007	31.919										3.382	3.382	3.382	3.382	3.382	3.382	3.382	3.382	3.382
	2008	29.829											3.161	3.161	3.161	3.161	3.161	3.161	3.161	3.161
	2009	19.917												2.110	2.110	2.110	2.110	2.110	2.110	2.110
	2010	22.499													2.384	2.384	2.384	2.384	2.384	2.384
	2011	19.351														2.050	2.050	2.050	2.050	2.050
	2012	23.167															2.455	2.455	2.455	2.455
	2013	21.315																2.259	2.259	2.259
	2014	23.461																	2.486	2.486
	2015	15.781																		1.672
OPEX			436	797	1.225	1.824	2.509	3.257	6.170	7.051	9.590	10.578	12.971	13.057	14.069	14.940	15.982	16.942	17.997	18.708
CAPEX+OPEX			1.835	3.358	5.158	7.682	10.563	14.392	21.027	25.729	31.681	36.051	41.605	43.801	47.197	50.118	53.616	56.833	60.375	62.757
factor de actualização			4,27	3,90	3,56	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			**7.839**	**13.100**	**18.377**	**24.997**	**31.388**	**39.054**	**52.109**	**58.230**	**65.481**	**68.047**	**71.718**	**68.953**	**67.854**	**65.802**	**64.287**	**62.233**	**60.375**	**57.313**

Potência em horas de ponta AT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
		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	7.041.456	6.431.630	6.233.100	6.260.969	6.430.425	6.599.880
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	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	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	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	-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	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	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	332.501	332.501	332.501
	2006									180.033	180.033	180.033	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	19.626	19.626	19.626
	2008											38.934	38.934	38.934	38.934	38.934	38.934	38.934	38.934	38.934
	2009												626.413	626.413	626.413	626.413	626.413	626.413	626.413	626.413
	2010													94.657	94.657	94.657	94.657	94.657	94.657	94.657
	2011														183.312	183.312	183.312	183.312	183.312	183.312
	2012															-609.827	-609.827	-609.827	-609.827	-609.827
	2013																-198.529	-198.529	-198.529	-198.529
	2014																	27.869	27.869	27.869
	2015																		169.456	169.456
	2016																			169.456
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	2.837.583	2.227.756	2.029.227	2.057.096	2.226.552	2.396.007
factor de actualização		-	3,90	3,56	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	0,83
Valor actualizado		**-**	**1.102.085**	**1.912.226**	**2.666.487**	**2.319.846**	**2.731.594**	**3.375.609**	**3.835.272**	**3.874.637**	**3.575.527**	**3.332.435**	**4.029.443**	**3.815.941**	**3.725.555**	**2.671.136**	**2.222.003**	**2.057.096**	**2.033.380**	**1.998.296**

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2015

Custo incremental (€/kW/ano)	**17,4957**
Custo incremental (€/kW/mês)	**1,4580**

Figura I- 2 - 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	2013	2014	2015
	1998	84.682	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973	8.973
	1999	65.632		6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954	6.954
	2000	65.275			6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916	6.916
	2001	66.066				7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
	2002	82.036					8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692	8.692
	2003	104.211						11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042	11.042
	2004	133.562							14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152	14.152
	2005	140.479								14.885	14.885	14.885	14.885	14.885	14.885	14.885	14.885	14.885	14.885	14.885
	2006	111.335									11.797	11.797	11.797	11.797	11.797	11.797	11.797	11.797	11.797	11.797
	2007	80.339										8.513	8.513	8.513	8.513	8.513	8.513	8.513	8.513	8.513
	2008	92.064											9.755	9.755	9.755	9.755	9.755	9.755	9.755	9.755
	2009	91.242												9.668	9.668	9.668	9.668	9.668	9.668	9.668
	2010	80.540													8.534	8.534	8.534	8.534	8.534	8.534
	2011	95.476														10.117	10.117	10.117	10.117	10.117
	2012	115.186															12.205	12.205	12.205	12.205
	2013	98.275																10.413	10.413	10.413
	2014	108.298																	11.475	11.475
	2015	91.246																		9.668
OPEX			3.049	5.411	7.761	10.140	13.093	14.973	18.645	25.968	30.718	33.610	41.027	39.092	41.911	45.253	49.284	52.724	56.514	59.708
CAPEX+OPEX			12.021	21.339	30.605	39.984	51.629	64.552	82.376	104.584	121.131	132.536	149.708	157.441	168.794	182.252	198.489	212.341	227.607	240.469
factor de actualização			4,27	3,90	3,56	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			**51.355**	**83.249**	**109.041**	**130.097**	**153.415**	**175.171**	**204.147**	**236.697**	**250.362**	**250.168**	**258.065**	**247.850**	**242.668**	**239.285**	**237.993**	**232.514**	**227.607**	**219.606**

Potência em horas de ponta MT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
		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	5.653.332	5.444.833	5.256.470	5.254.586	5.404.756	5.554.925
∆ anual de potência em horas de ponta																				
	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	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	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	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	-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	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	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	234.031	234.031	234.031
	2006									156.009	156.009	156.009	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	-11.026	-11.026	-11.026
	2008											75.850	75.850	75.850	75.850	75.850	75.850	75.850	75.850	75.850
	2009												602.060	602.060	602.060	602.060	602.060	602.060	602.060	602.060
	2010													-76.283	-76.283	-76.283	-76.283	-76.283	-76.283	-76.283
	2011														-96.468	-96.468	-96.468	-96.468	-96.468	-96.468
	2012															-208.499	-208.499	-208.499	-208.499	-208.499
	2013																-188.362	-188.362	-188.362	-188.362
	2014																	-1.884	-1.884	-1.884
	2015																		150.170	150.170
	2016																			150.170
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	2.056.533	1.848.034	1.659.672	1.657.787	1.807.957	1.958.127
factor de actualização		-	3,90	3,56	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	0,83
Valor actualizado		**-**	**1.028.204**	**1.729.446**	**2.369.496**	**2.079.584**	**2.413.346**	**2.905.380**	**3.182.978**	**3.229.278**	**2.928.300**	**2.804.996**	**3.509.425**	**3.095.286**	**2.700.089**	**2.215.839**	**1.817.340**	**1.657.787**	**1.651.102**	**1.633.099**

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2015

Custo incremental (€/kW/ano)	**82,6358**
Custo incremental (€/kW/mês)	**6,8863**

Figura I- 3 - 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	2013	2014	2015
	1998	53.198	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637	5.637
	1999	50.064		5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305	5.305
	2000	50.090			5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308	5.308
	2001	63.452				6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723	6.723
	2002	64.794					6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866	6.866
	2003	63.242						6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701	6.701
	2004	65.702							6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962	6.962
	2005	68.518								7.260	7.260	7.260	7.260	7.260	7.260	7.260	7.260	7.260	7.260	7.260
	2006	64.409									6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825	6.825
	2007	50.012										5.299	5.299	5.299	5.299	5.299	5.299	5.299	5.299	5.299
	2008	59.265											6.280	6.280	6.280	6.280	6.280	6.280	6.280	6.280
	2009	73.854												7.825	7.825	7.825	7.825	7.825	7.825	7.825
	2010	65.371													6.927	6.927	6.927	6.927	6.927	6.927
	2011	68.484														7.256	7.256	7.256	7.256	7.256
	2012	65.943															6.987	6.987	6.987	6.987
	2013	61.861																6.555	6.555	6.555
	2014	63.948																	6.776	6.776
	2015	57.682																		6.112
OPEX			2.234	4.337	6.441	9.106	11.827	15.863	18.474	20.600	23.913	27.894	41.123	37.783	41.182	44.744	48.173	51.389	54.715	57.714
CAPEX+OPEX			7.871	15.279	22.690	32.078	41.665	52.402	61.975	71.360	81.498	90.779	110.288	114.773	125.099	135.917	146.333	156.104	166.206	175.317
factor de actualização			4,27	3,90	3,56	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			**33.625**	**59.607**	**80.841**	**104.374**	**123.806**	**142.200**	**153.588**	**161.505**	**168.446**	**171.349**	**190.113**	**180.680**	**179.850**	**178.449**	**175.457**	**170.934**	**166.206**	**160.107**

Potência em horas de ponta BT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		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	3.285.324	3.065.389	2.909.438	2.905.445	3.019.394	3.133.343
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	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	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	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	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	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	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	139.573	139.573	139.573
	2006									95.256	95.256	95.256	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	54.918	54.918	54.918
	2008											27.257	27.257	27.257	27.257	27.257	27.257	27.257	27.257	27.257
	2009												164.106	164.106	164.106	164.106	164.106	164.106	164.106	164.106
	2010													100.146	100.146	100.146	100.146	100.146	100.146	100.146
	2011														-140.013	-140.013	-140.013	-140.013	-140.013	-140.013
	2012															-219.935	-219.935	-219.935	-219.935	-219.935
	2013																-155.952	-155.952	-155.952	-155.952
	2014																	-3.993	-3.993	-3.993
	2015																		113.949	113.949
	2016																			113.949
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	1.292.489	1.152.476	932.541	776.589	772.596	886.546	1.000.495
factor de actualização		-	3,90	3,56	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	0,83
Valor actualizado		**-**	**702.789**	**1.139.575**	**1.389.176**	**1.387.308**	**1.555.570**	**1.762.600**	**1.925.564**	**1.955.387**	**1.889.402**	**1.772.467**	**1.877.033**	**1.858.161**	**1.513.123**	**1.118.140**	**850.365**	**772.596**	**809.631**	**834.424**

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2015

Custo incremental (€/kW/ano)	**103,5760**
Custo incremental (€/kW/mês)	**8,6313**

Figura I- 4 - 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	2013	2014	2015
	1998	1.467	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	1999	1.218		129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
	2000	1.439			153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
	2001	2.019				214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214
	2002	2.303					244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
	2003	3.229						342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342
	2004	3.904							414	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414
	2005	4.007								425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425
	2006	3.579									379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
	2007	3.547										376	376	376	376	376	376	376	376	376
	2008	3.314											351	351	351	351	351	351	351	351
	2009	2.213												234	234	234	234	234	234	234
	2010	2.500													265	265	265	265	265	265
	2011	2.150														228	228	228	228	228
	2012	2.574															273	273	273	273
	2013	2.368																251	251	251
	2014	2.607																	276	276
	2015	1.753																		186
OPEX			48	89	136	203	279	362	686	783	1.066	1.175	1.441	1.451	1.563	1.660	1.776	1.882	2.000	2.079
CAPEX+OPEX			204	373	573	854	1.174	1.599	2.336	2.859	3.520	4.006	4.623	4.867	5.244	5.569	5.957	6.315	6.708	6.973
factor de actualização			4,27	3,90	3,56	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			**871**	**1.456**	**2.042**	**2.777**	**3.488**	**4.339**	**5.790**	**6.470**	**7.276**	**7.561**	**7.969**	**7.661**	**7.539**	**7.311**	**7.143**	**6.915**	**6.708**	**6.368**

Potência contratada AT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
		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	9.147.069	8.542.257	8.236.827	8.228.218	8.510.234	8.792.249
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	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	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	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	-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	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	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	405.726	405.726	405.726
	2006									255.206	255.206	255.206	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	85.667	85.667	85.667
	2008											29.269	29.269	29.269	29.269	29.269	29.269	29.269	29.269	29.269
	2009												752.336	752.336	752.336	752.336	752.336	752.336	752.336	752.336
	2010													38.922	38.922	38.922	38.922	38.922	38.922	38.922
	2011														228.601	228.601	228.601	228.601	228.601	228.601
	2012															-604.812	-604.812	-604.812	-604.812	-604.812
	2013																-305.429	-305.429	-305.429	-305.429
	2014																	-8.610	-8.610	-8.610
	2015																		282.016	282.016
	2016																			282.016
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	3.600.068	2.995.256	2.689.827	2.681.217	2.963.233	3.245.249
factor de actualização		-	3,90	3,56	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	0,83
Valor actualizado		**-**	**1.385.885**	**2.754.215**	**3.681.113**	**3.117.151**	**3.568.250**	**4.471.568**	**5.001.872**	**5.095.397**	**3.349.212**	**4.447.743**	**5.246.222**	**4.847.027**	**4.726.646**	**3.591.387**	**2.945.360**	**2.681.217**	**2.706.149**	**2.706.573**

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2015

Custo incremental (€/kW/ano)	**1,5030**
Custo incremental (€/kW/mês)	**0,1253**

Figura I- 5 - 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	2013	2014	2015
	1998	24.812	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629	2.629
	1999	23.468		2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487	2.487
	2000	22.912			2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428	2.428
	2001	20.714				2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195	2.195
	2002	23.069					2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444	2.444
	2003	30.391						3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220	3.220
	2004	34.623							3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669	3.669
	2005	36.022								3.817	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817
	2006	30.499									3.232	3.232	3.232	3.232	3.232	3.232	3.232	3.232	3.232	3.232
	2007	20.636										2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187	2.187
	2008	24.510											2.597	2.597	2.597	2.597	2.597	2.597	2.597	2.597
	2009	27.985												2.965	2.965	2.965	2.965	2.965	2.965	2.965
	2010	27.910													2.957	2.957	2.957	2.957	2.957	2.957
	2011	32.002														3.391	3.391	3.391	3.391	3.391
	2012	36.589															3.877	3.877	3.877	3.877
	2013	31.923																3.383	3.383	3.383
	2014	33.559																	3.556	3.556
	2015	30.307																		3.211
OPEX			893	1.738	2.563	3.309	4.139	4.652	5.580	7.560	8.874	9.617	11.666	11.187	12.164	13.284	14.565	15.682	16.857	17.918
CAPEX+OPEX			3.522	6.854	10.106	13.047	16.322	20.054	24.651	30.449	34.994	37.924	42.570	45.056	48.990	53.501	58.659	63.159	67.889	72.161
factor de actualização			4,27	3,90	3,56	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			**15.047**	**26.739**	**36.007**	**42.451**	**48.499**	**54.421**	**61.091**	**68.912**	**72.329**	**71.583**	**73.381**	**70.929**	**70.432**	**70.244**	**70.333**	**69.159**	**67.889**	**65.901**

Potência contratada MT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
		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	10.208.212	9.987.687	9.727.809	9.717.632	9.954.985	10.192.338
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	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	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	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	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	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	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	-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	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	1.187.360	1.187.360	1.187.360
	2008											-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355	-665.355
	2009												330.884	330.884	330.884	330.884	330.884	330.884	330.884	330.884
	2010													214.246	214.246	214.246	214.246	214.246	214.246	214.246
	2011														-158	-158	-158	-158	-158	-158
	2012															-220.525	-220.525	-220.525	-220.525	-220.525
	2013																-259.878	-259.878	-259.878	-259.878
	2014																	-10.177	-10.177	-10.177
	2015																		237.353	237.353
																				237.353
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	3.188.820	2.968.294	2.708.417	2.698.240	2.935.593	3.172.946
factor de actualização		-	3,90	3,56	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	0,83
Valor actualizado		**-**	**1.651.468**	**2.774.380**	**3.748.131**	**6.337.899**	**5.853.764**	**8.344.494**	**4.251.056**	**4.385.571**	**6.246.290**	**4.557.442**	**4.682.937**	**4.584.669**	**4.186.705**	**3.559.059**	**2.965.716**	**2.698.240**	**2.680.907**	**2.646.272**

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2015

Custo incremental (€/kW/ano)	**13,8579**
Custo incremental (€/kW/mês)	**1,1548**

Figura I- 6 - 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	2013	2014	2015
1998	63.376	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715	6.715
1999	56.591		5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996	5.996
2000	56.763			6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015	6.015
2001	54.393				5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763	5.763
2002	54.192					5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742
2003	45.111						4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780	4.780
2004	48.882							5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179	5.179
2005	53.231								5.640	5.640	5.640	5.640	5.640	5.640	5.640	5.640	5.640	5.640	5.640
2006	45.573									4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829
2007	37.073										3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928	3.928
2008	33.778											3.579	3.579	3.579	3.579	3.579	3.579	3.579	3.579
2009	44.618												4.728	4.728	4.728	4.728	4.728	4.728	4.728
2010	34.745													3.682	3.682	3.682	3.682	3.682	3.682
2011	30.984														3.283	3.283	3.283	3.283	3.283
2012	28.166															2.984	2.984	2.984	2.984
2013	27.643																2.929	2.929	2.929
2014	31.108																	3.296	3.296
2015	26.634																		2.822
OPEX		2.662	5.039	7.423	9.707	11.983	15.200	17.069	18.599	21.037	24.214	34.585	30.866	32.673	34.284	35.749	37.186	38.804	40.189
CAPEX+OPEX		9.377	17.750	26.149	34.197	42.215	50.211	57.260	64.431	71.697	78.802	92.752	93.761	99.250	104.144	108.593	112.959	117.873	122.080
factor de actualização		4,27	3,90	3,56	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		**40.058**	**69.249**	**93.164**	**111.267**	**125.440**	**136.256**	**141.903**	**145.821**	**148.189**	**148.743**	**159.886**	**147.603**	**142.688**	**136.734**	**130.206**	**123.691**	**117.873**	**111.489**

Potência contratada BT (kW)		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
		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	39.009.216	38.721.021	38.213.997	38.173.587	39.018.654	39.863.721
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	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	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	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	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	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	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	-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	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	1.654.343	1.654.343	1.654.343
2008												439.585	439.585	439.585	439.585	439.585	439.585	439.585	439.585	439.585
2009													381.257	381.257	381.257	381.257	381.257	381.257	381.257	381.257
2010														353.275	353.275	353.275	353.275	353.275	353.275	353.275
2011															102.685	102.685	102.685	102.685	102.685	102.685
2012																-288.195	-288.195	-288.195	-288.195	-288.195
2013																	-507.024	-507.024	-507.024	-507.024
2014																		-40.410	-40.410	-40.410
2015																			845.067	845.067
2016																				845.067
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	11.987.274	11.699.079	11.192.054	11.151.645	11.996.712	12.841.779
factor de actualização		-	3,90	3,56	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	0,83
Valor actualizado		**-**	**10.220.625**	**12.782.119**	**16.173.132**	**17.732.226**	**19.546.264**	**20.320.961**	**17.383.134**	**18.717.833**	**20.216.568**	**19.220.372**	**18.153.041**	**17.086.009**	**15.738.480**	**14.027.488**	**12.255.300**	**11.151.645**	**10.955.901**	**10.710.184**

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2015

Custo incremental (€/kW/ano)	**7,8978**
Custo incremental (€/kW/mês)	**0,6581**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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