

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO EM 2014**

Dezembro 2013

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.....	5
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	5
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.....	6
4	TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	9
5	TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO.....	11
6	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....	13
6.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN para as tarifas aditivas	14
6.2	Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e Portugal continental	27
6.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	28
6.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	39
7	ANÁLISE PRELIMINAR PARA A ADOÇÃO DE PERÍODOS HORÁRIOS EM CICLO SEMANAL NAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	51
7.1	Região Autónoma da Madeira	53
7.1.1	Análise de diagramas de carga.....	53
7.1.2	Evolução mensal dos diagramas de carga em 2012	53
7.1.2.1	Evolução anual dos diagramas de carga por tipo de dia	54
7.1.3	Caracterização dos diagramas de carga por tipo de dia em 2012	56
7.2	Análise dos preços incrementais de Acesso às Redes em MT	57
7.2.1.1	Análise dos preços incrementais de acesso às redes em MT por ano	57
7.3	Análise dos preços marginais de energia	60
7.3.1.1	Análise dos preços marginais de energia considerando uma menor relevância da tecnologia térmica.....	64
7.3.1.2	Análise dos preços marginais de energia considerando uma maior relevância da tecnologia térmica.....	66
7.4	Análise dos preços marginais de fornecimento em MT (preços marginais de energia e preços incrementais de acesso às redes).....	68
7.4.1.1	Análise dos preços marginais de fornecimento considerando uma menor relevância da tecnologia térmica.....	68
7.4.1.2	Análise dos preços marginais de fornecimento considerando uma maior relevância da tecnologia térmica.....	70
7.5	Região Autónoma dos Açores	72
7.5.1	Análise de diagramas de carga.....	72
7.5.2	Evolução mensal dos diagramas de carga em 2012	72
7.5.2.1	Evolução anual dos diagramas de carga por tipo de dia	73

7.5.3	Caracterização dos diagramas de carga por tipo de dia em 2012	75
7.6	Análise dos preços incrementais de Acesso às Redes em MT	76
7.6.1.1	Análise dos preços incrementais de acesso em MT por ano.....	76
7.7	Análise dos preços marginais de energia	78
7.7.1.1	Análise dos preços Marginais de energia em cada ano considerando uma menor relevância da tecnologia térmica	82
7.7.1.2	Análise dos preços marginais de energia por ano considerando uma maior relevância da tecnologia térmica.....	85
7.8	Análise dos preços marginais de fornecimento em MT (preços marginais de energia e preços incrementais de Acesso às redes)	87
7.8.1.1	Análise dos preços marginais de fornecimento considerando uma menor relevância da tecnologia térmica.....	87
7.8.1.2	Análise dos preços marginais de fornecimento em cada ano com maior relevância da tecnologia térmica.....	89
7.9	Conclusões e desenvolvimentos futuros.....	91
ANEXO SIGLAS	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 6-1 - Variações tarifárias associadas à aplicação de tarifas aditivas, por opção tarifária em BTN.....	15
Figura 6-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas	16
Figura 6-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2014.....	16
Figura 6-4 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)	17
Figura 6-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)	18
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).....	19
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).....	20
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).....	21
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).....	22
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).....	23
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).....	24
Figura 6-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA).....	25
Figura 6-13 - Variações tarifárias das TVCF da Região Autónoma dos Açores.....	29
Figura 6-14 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAA	30
Figura 6-15 - Variação das TVCF em MT na RAA.....	31
Figura 6-16 - Variação das TVCF em BTE na RAA.....	32
Figura 6-17 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAA.....	33
Figura 6-18 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária), na RAA	34
Figura 6-19 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária), na RAA	35
Figura 6-20 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples), na RAA	36
Figura 6-21 - Variação das TVCF em BTN ≤ 2,3 kVA (simples), na RAA	37
Figura 6-22 - Variações das TVCF da Região Autónoma da Madeira	39
Figura 6-23 - Variação tarifária associada à aplicação das tarifas de referência do Continente na RAM.....	40
Figura 6-24 - Variação das TVCF em MT na RAM.....	41
Figura 6-25 - Variação das TVCF em BTE na RAM	42
Figura 6-26 - Variação das TVCF em BTN > 20,7 kVA, na RAM	43
Figura 6-27 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (tri-horária) na RAM	44
Figura 6-28 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (bi-horária) na RAM.....	45
Figura 6-29 - Variação das TVCF em BTN ≤ 20,7 kVA (simples) na RAM.....	46

Figura 6-30 - Variação das TVCF em BTN \leq 2,3 kVA (simples) na RAM.....	47
Figura 7-1 - Média mensal da carga na RAM durante o ano de 2012.....	54
Figura 7-2 - Média diária da carga nos dias úteis da RAM durante os anos de 2010, 2011 e 2012.....	55
Figura 7-3 - Média diária da carga nos sábados da RAM durante os anos de 2010, 2011 e 2012.....	55
Figura 7-4 - Média diária da carga nos domingos da RAM durante os anos de 2010, 2011 e 2012.....	56
Figura 7-5 - Média diária da carga na RAM durante o ano de 2012.....	57
Figura 7-6 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2010.....	58
Figura 7-7 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2011.....	59
Figura 7-8 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2012.....	59
Figura 7-9 - Diagrama de produção na RAM nos dias úteis de inverno em 2012.....	60
Figura 7-10 - Diagrama de produção na RAM nos sábados de inverno em 2012.....	61
Figura 7-11 - Diagrama de produção na RAM nos domingos e feriados de inverno em 2012.....	61
Figura 7-12 - Diagrama de produção na RAM nos dias úteis de verão de 2012.....	61
Figura 7-13 - Diagrama de produção na RAM nos sábados de verão em 2012.....	62
Figura 7-14 - Diagrama de produção na RAM nos domingos e feriados de verão em 2012.....	62
Figura 7-15 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAM durante 2012.....	63
Figura 7-16 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAM durante 2012.....	63
Figura 7-17 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010.....	65
Figura 7-18 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011.....	65
Figura 7-19 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012.....	66
Figura 7-20 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2010.....	67
Figura 7-21 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011.....	67
Figura 7-22 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012.....	68
Figura 7-23 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010.....	69
Figura 7-24 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011.....	69
Figura 7-25 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012.....	70
Figura 7-26 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 30% (energia) durante o ano de 2010.....	71
Figura 7-27 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011.....	71
Figura 7-28 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012.....	72
Figura 7-29 - Média mensal da carga na RAA durante o ano de 2012.....	73

Figura 7-30 - Média diária da carga nos dias úteis da RAA durante os anos de 2010, 2011 e 2012 ...	74
Figura 7-31 - Média diária da carga nos sábados da RAA durante os anos de 2010, 2011 e 2012	74
Figura 7-32 - Média diária da carga nos domingos da RAA durante os anos de 2010, 2011 e 2012 ...	75
Figura 7-33 - Média diária da carga na RAA durante o ano de 2012	76
Figura 7-34 - Média diária do Acesso na RAA durante o ano de 2010	77
Figura 7-35 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2011	78
Figura 7-36 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2012	78
Figura 7-37 - Diagrama de produção na RAA nos dias úteis de inverno em 2012	79
Figura 7-38 - Diagrama de produção na RAA nos sábados de inverno em 2012	79
Figura 7-39 - Diagrama de produção na RAA nos domingos e feriados de inverno em 2012	80
Figura 7-40 - Diagrama de produção na RAA nos dias úteis de verão de 2012	80
Figura 7-41 - Diagrama de produção na RAA nos sábados de verão em 2012	80
Figura 7-42 - Diagrama de produção na RAA nos domingos e feriados de verão em 2012	81
Figura 7-43 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAA durante 2012	81
Figura 7-44 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAA durante 2012	82
Figura 7-45 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010	83
Figura 7-46 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011	84
Figura 7-47 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012	84
Figura 7-48 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2010	85
Figura 7-49 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011	86
Figura 7-50 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012	86
Figura 7-51 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010	88
Figura 7-52 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011	88
Figura 7-53 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012	89
Figura 7-54 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2010	90
Figura 7-55 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011	90
Figura 7-56 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012	91

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia em 2014	4
Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2014	6
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 2014	7
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 2014.....	7
Quadro 4-1 - Síntese dos custos incrementais em 2014	9
Quadro 6-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2013 para 2014.....	26
Quadro 6-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2013 para 2014	26
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, de 2013 para 2014.....	26
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, de 2013 para 2014.....	27
Quadro 6-5 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2013 para 2014	38
Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2014 na RAA.....	38
Quadro 6-7 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2014 na RAA.....	38
Quadro 6-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2014 na RAA.....	38
Quadro 6-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2014 na RAA.....	39
Quadro 6-10 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2014	48
Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2014 na RAM	48
Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2014 na RAM	48
Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2014 na RAM.....	48
Quadro 6-14 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2014 na RAM.....	49
Quadro 7-1 - Ciclo diário em Portugal Continental	51
Quadro 7-2 - Ciclo Semanal em Portugal Continental	51
Quadro 7-3 - Ciclo Diário na RAA e na RAM	52

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.

Em 2011, dado o início de um novo período de regulação em 2012, 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, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. Em 2013 e 2014 preserva-se a estrutura destas tarifas.

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 2014, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

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 2014 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos do comercializador de último recurso neste nível de tensão.

Tendo em conta as tarifas por atividade estabelecidas para 2014, 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 2014 uma limitação à variação máxima por termo tarifário de 6% acima da variação média da BTN, que é de 2,8% em 2014.

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 2014, fixou-se o limite da variação de cada preço em 6% acima da variação média de cada grupo tarifário. A variação média da BTN é de 3,4% na Região Autónoma dos Açores e de 2% na Região Autónoma da Madeira.

Por último, inclui-se no presente documento uma análise à introdução do ciclo de contagem semanal nas regiões autónomas. A inexistência do ciclo de contagem semanal nas regiões autónomas conduziu a que o Conselho Tarifário salientasse, no seu Parecer sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013” no ponto 7 de II/E2, a necessidade da ERSE vir a prever a existência do ciclo semanal nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Procurando ir de encontro ao recomendado pelo Conselho Tarifário a ERSE tem vindo a desenvolver trabalho sobre esta matéria. Os resultados obtidos são apresentados no capítulo 7 devendo ser encarados com caráter preliminar. Estudos adicionais serão desenvolvidos de modo a perspetivar-se a introdução deste tema na consulta pública de revisão regulamentar do setor elétrico para o próximo período de regulação.

A análise desta matéria exige um conjunto muito vasto de informação, designadamente de diagramas de carga por tipo de tecnologia de produção, de custos marginais de produção e de custos incrementais de redes, durante um período de tempo alargado. Importa ressaltar a qualidade da informação prestada pelas empresas das regiões autónomas que habilitou a ERSE a partilhar desde já os resultados preliminares obtidos. Informação adicional será necessária, designadamente no que respeita aos diagramas de carga de consumo dos clientes de MT e dos diagramas de carga dos Postos de Transformação MT/BT. Com base nesta informação a ser enviada pelas empresas será possível colocar a discussão pública esta matéria com incidência nas tarifas de 2015.

2 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de energia é composta por preços de energia ativa, com uma diferenciação em quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio.

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

A estrutura tarifária foi alterada em 2012 tal como analisado e justificado no documento “*Estrutura tarifária do setor elétrico em 2012*”¹. Verificou-se o pressuposto do acoplamento dos mercados diários entre Portugal e Espanha concluindo-se que o preço horário em Espanha fornece uma boa aproximação à estrutura marginal previsível para Portugal.

Por motivos de estabilidade, opta-se em 2014 pela manutenção da estrutura dos custos marginais de energia utilizados no cálculo da tarifa de energia em 2012 e 2013, devendo os mesmos ser revistos no início do próximo período de regulação, 2015. Esta estrutura é apresentada no quadro seguinte. Os preços finais da tarifa de energia dependem desta estrutura de custos marginais mas também devem recuperar os custos médios previstos para a compra e venda de energia elétrica pelo comercializador de último recurso. Assim, os custos marginais são escalados por um mesmo fator multiplicativo de forma a recuperarem as receitas referidas.

¹ Ver o documento “*Estrutura tarifária do setor elétrico em 2012*”, ERSE, dezembro de 2011.

Quadro 2-1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia em 2014

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

Estes custos marginais ao refletirem a estrutura marginal dos preços no mercado grossista, promovem uma maior proximidade entre a estrutura de preços das tarifas aditivas do comercializador de último recurso e as tarifas equivalentes no mercado liberalizado.

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 2014, que se apresenta no Quadro 3-1, coincide com a estabelecida em 2012 e 2013.

Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2014

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.

Tal como para os anos de 2012 e 2013, para 2014 opta-se por manter os objetivos de simplificação, através da manutenção de preços idênticos para todos os níveis de tensão e consideração duma 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 2014

(TWh)	2014
Fora de Vazio	30,4
Vazio	18,8
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 2014

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5457
	Horas de vazio	0,4259

4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Procurando um reforço e aperfeiçoamento das características sinal-preço a transmitir pelas tarifas foi adotada em 2012 uma nova estrutura tarifária para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, aderente aos custos incrementais, de potência contratada e potência em horas de ponta e que se encontra devidamente justificada no estudo “*Estrutura tarifária do setor elétrico em 2012*”.

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

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. Este fator multiplicativo é determinado de forma a que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas proporcionem os proveitos permitidos, de acordo com o estabelecido no Artigo 125.º do Regulamento Tarifário.

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 respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a atividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT.

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

Para o ano de 2014 opta-se pela manutenção dos custos incrementais calculados em 2012 e utilizados também em 2013. O quadro seguinte sintetiza os valores de custos incrementais obtidos para cada nível de tensão.

Quadro 4-1 - Síntese dos custos incrementais em 2014

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

5 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de comercialização passou em 2009 a ser binómia, conforme se estabelece no Regulamento Tarifário em vigor, por forma a permitir transmitir a cada agente a multiplicidade de fatores que afetam os custos da atividade de Comercialização.

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

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

O documento “Estrutura tarifária do 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 energia² 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 dimensão³.

Desde 2011 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes do Comercializador de Último Recurso em MAT, AT, MT e BTE, em Portugal continental. Em 2014 extinguem-se as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos do Comercializador de Último Recurso neste nível de tensão.

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.

² Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

³ 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 2014, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

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

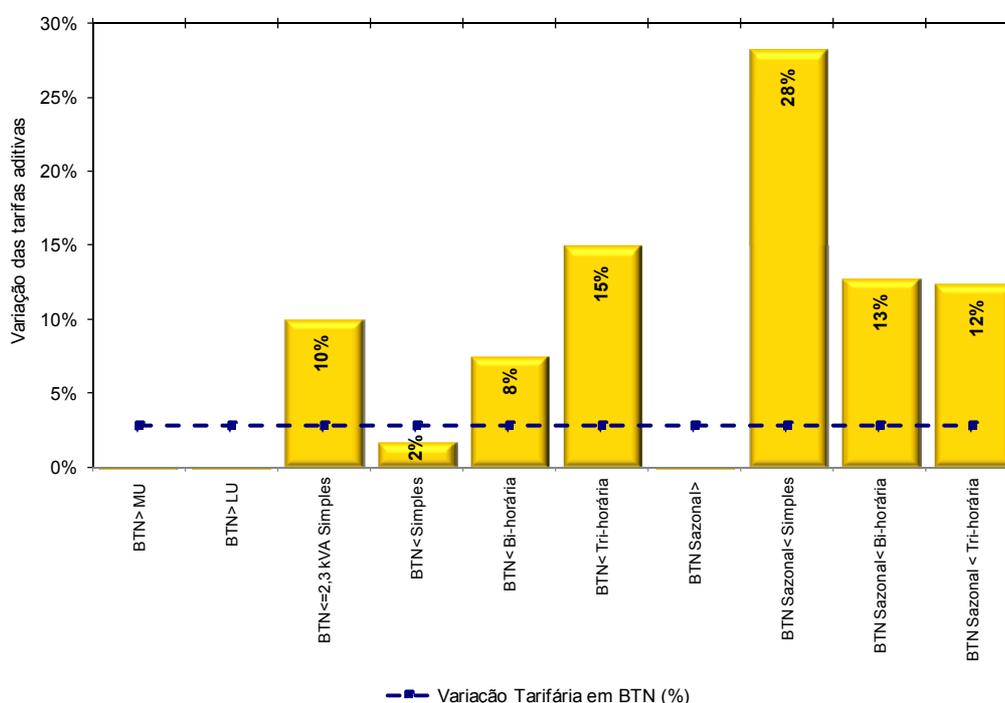
Na presente secção descreve-se o processo de convergência para tarifas aditivas e apresenta-se a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TVCF) em BTN do comercializador de último recurso a vigorarem em 2014.

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 2013 e a tarifa aditiva em 2014, por opção tarifária de BTN no Continente. A figura apresenta as variações tarifárias correspondentes à aplicação das tarifas aditivas de 2014 face à TVCF em 2013, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2014.

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

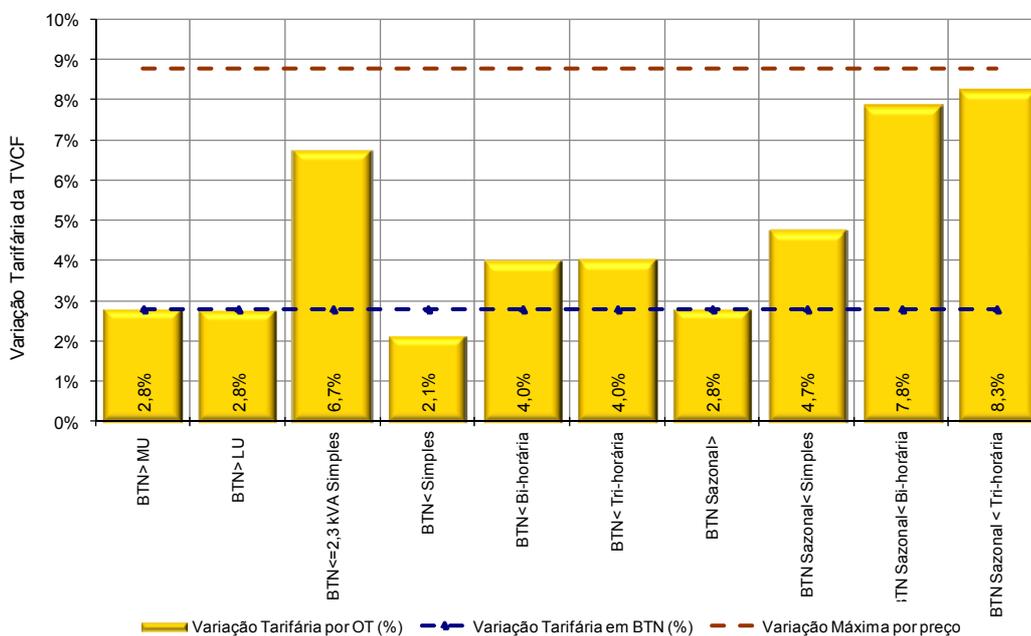


A variação tarifária média global inerente à aplicação das tarifas aditivas é de 2,8%, para o conjunto dos clientes de BTN. O fator de agravamento considerado nas tarifas transitórias de BTN que entram em vigor em janeiro de 2014 é nulo.

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 6% acima da variação global para as opções tarifárias de BTN.

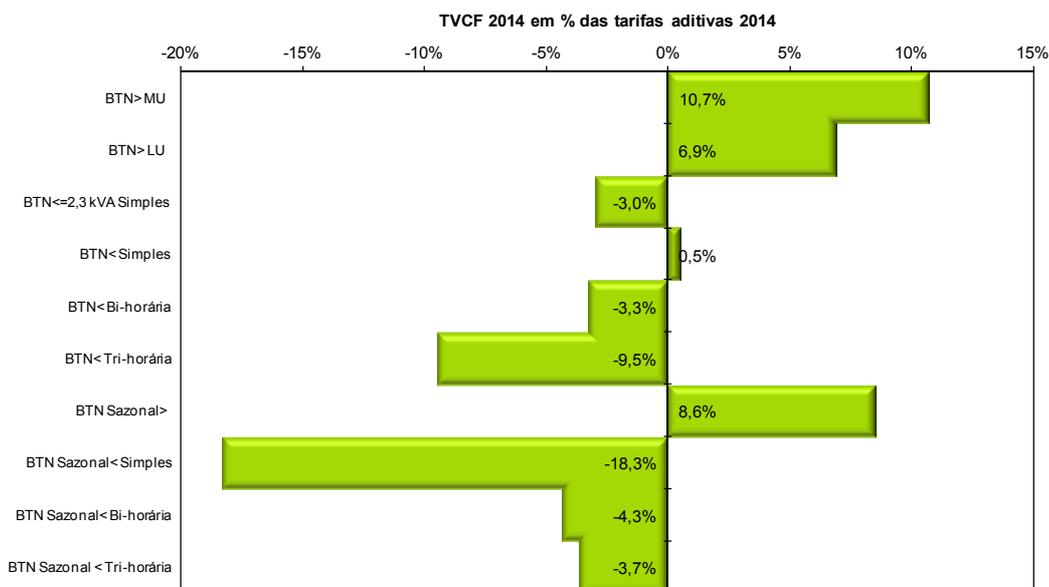
Na Figura 6-2 apresentam-se as variações tarifárias médias por opção tarifária após a aplicação do limite máximo em cada termo tarifário observando-se variações diferenciadas por opção tarifária. Verifica-se assim uma convergência para as tarifas aditivas dentro do agregado de BTN.

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 2014 em relação às tarifas aditivas para 2014, por opção tarifária em BTN. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF em 2014 para a aditividade tarifária.

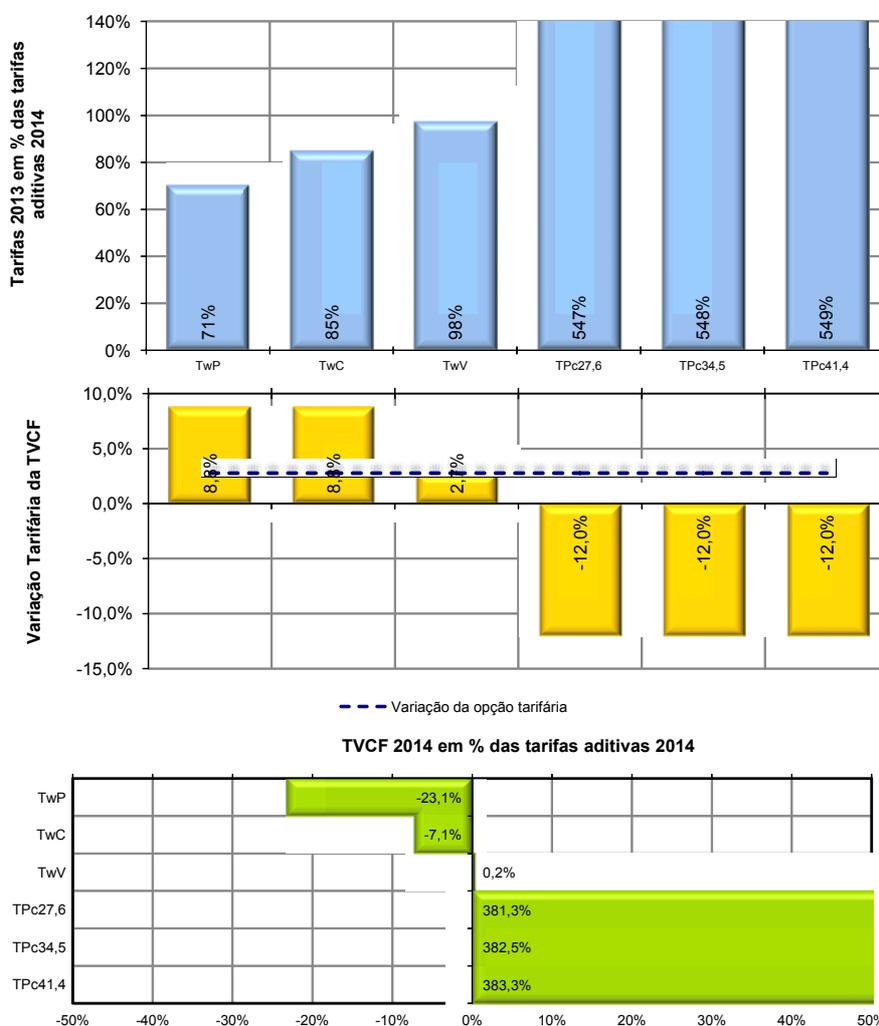
Figura 6-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2014



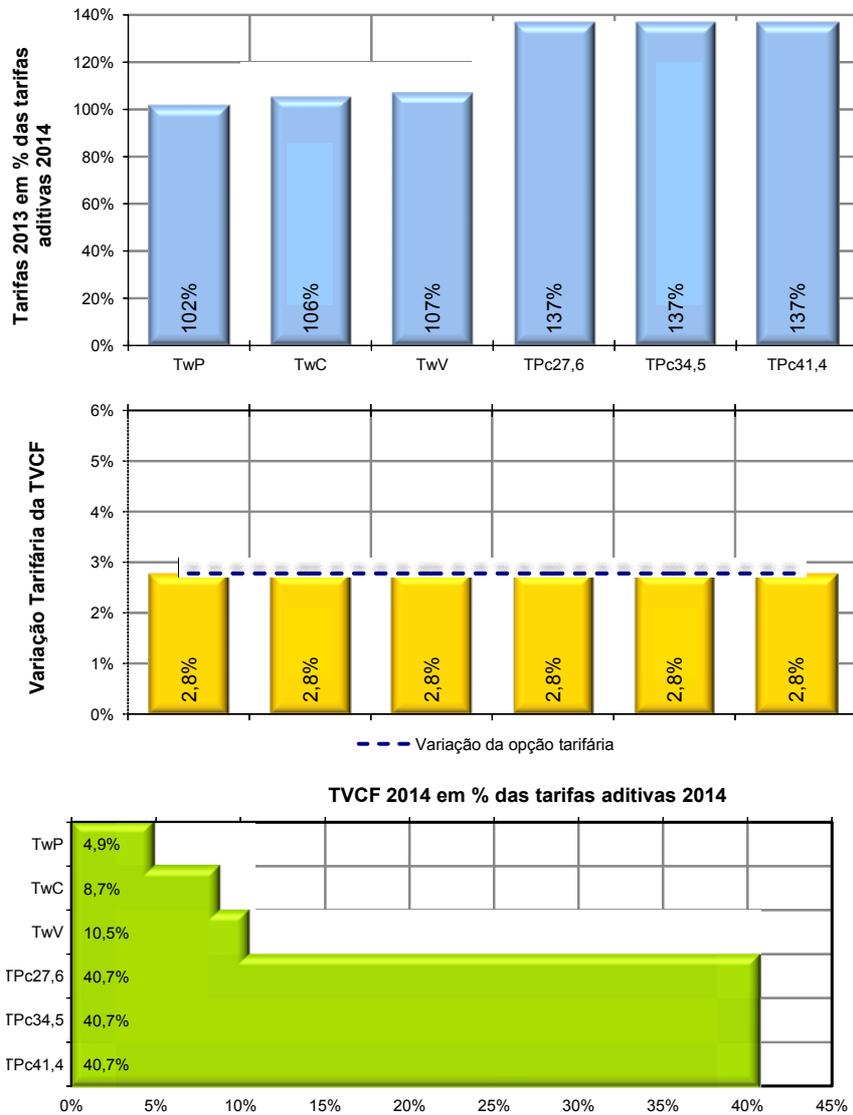
A aditividade tarifária da TVCF média do grupo de clientes em BTN foi alcançada em pleno no ano de 2011.

Da Figura 6-4 à Figura 6-12 comparam-se para algumas opções tarifárias em BTN, os preços das TVCF em vigor em 2013 com os preços das tarifas aditivas para 2014. 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 2014 a cada termo tarifário. Na parte inferior das figuras apresenta-se o diferencial remanescente das TVCF 2014 para as aditivas em 2014.

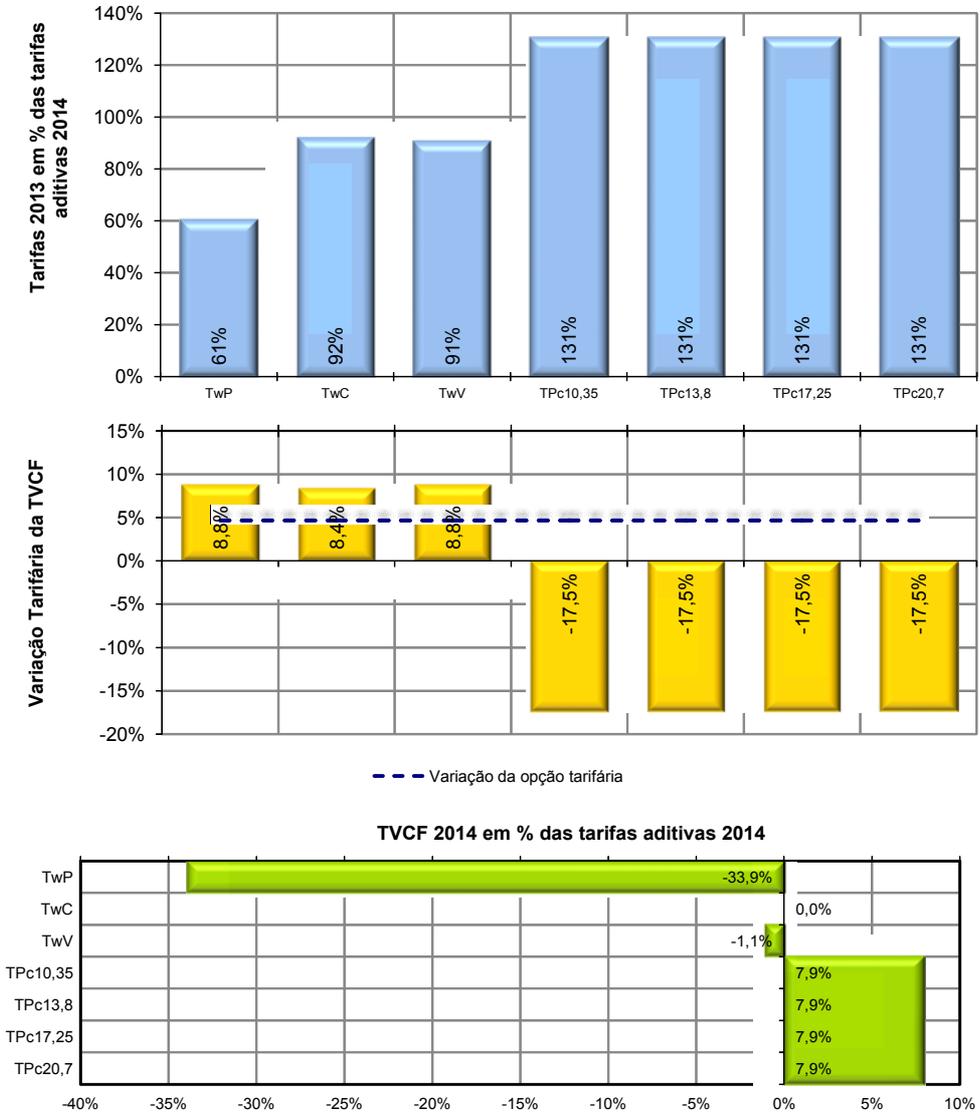
**Figura 6-4 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-LU
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Longas Utilizações)**



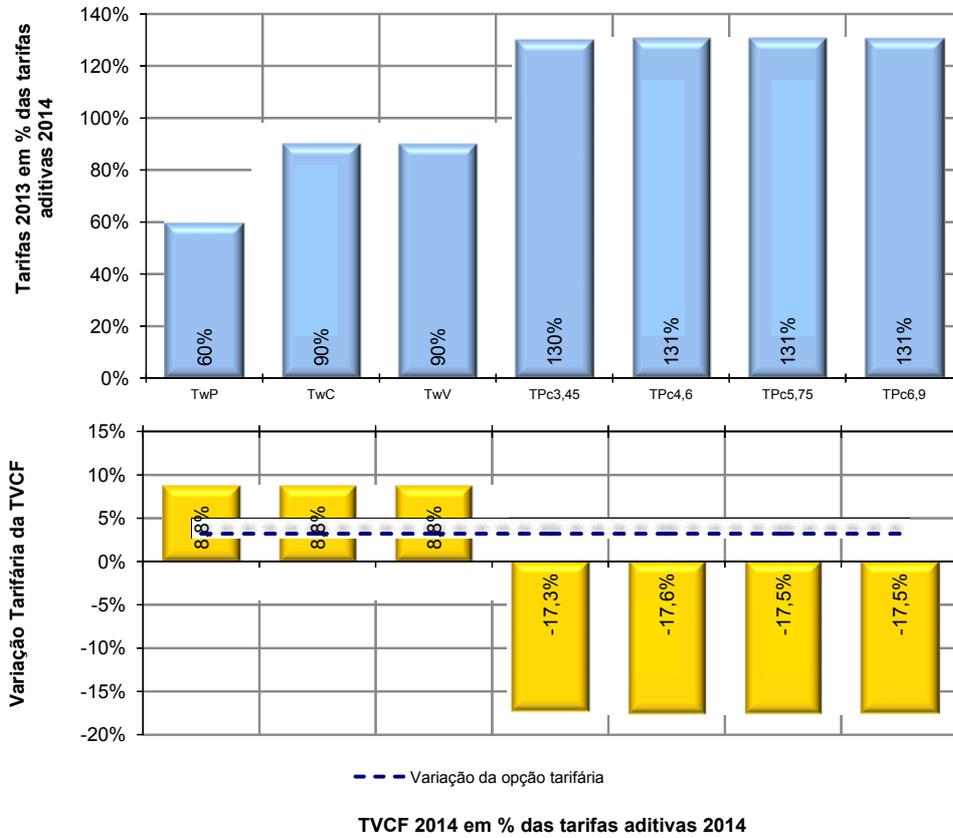
**Figura 6-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN-MU
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA Médias Utilizações)**



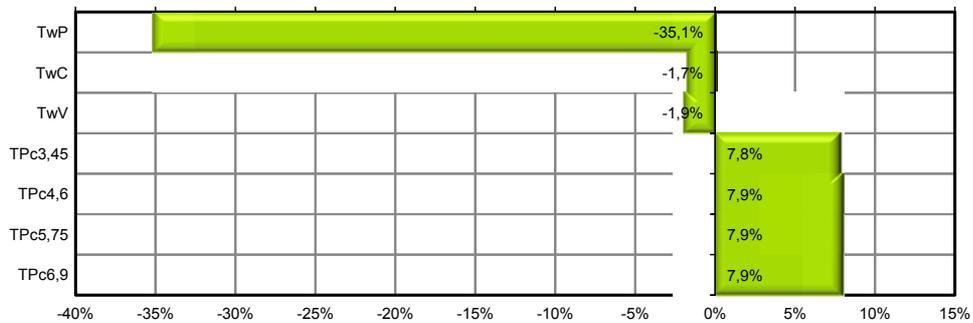
**Figura 6-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-horária para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)**



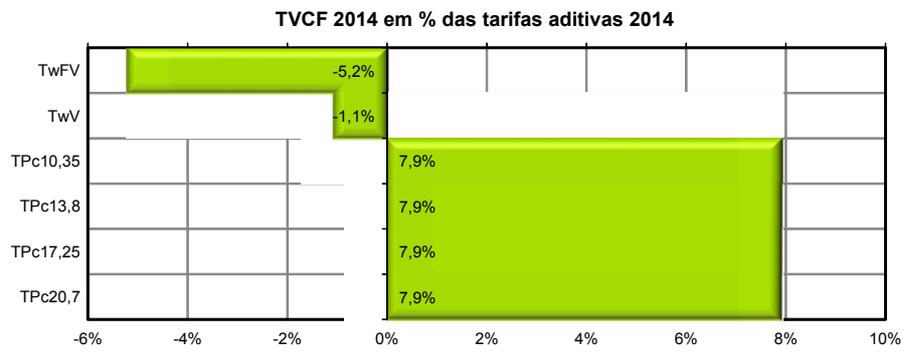
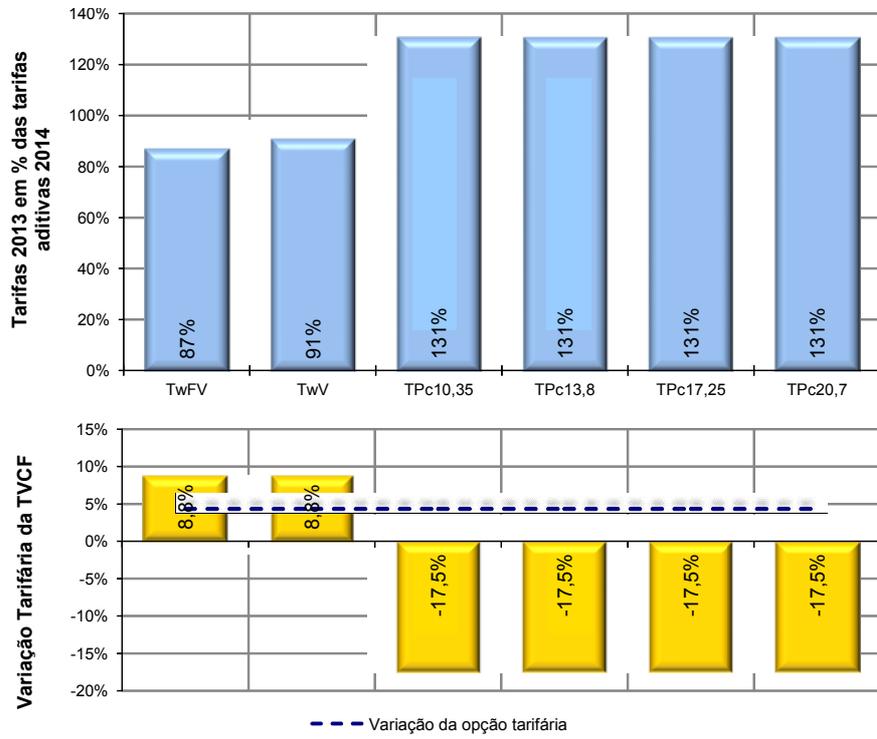
**Figura 6-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)**



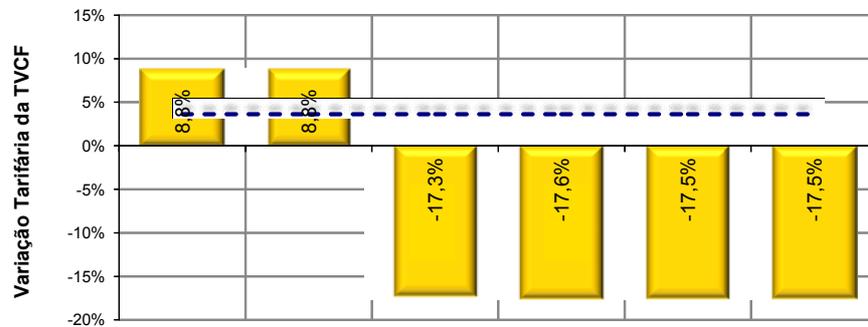
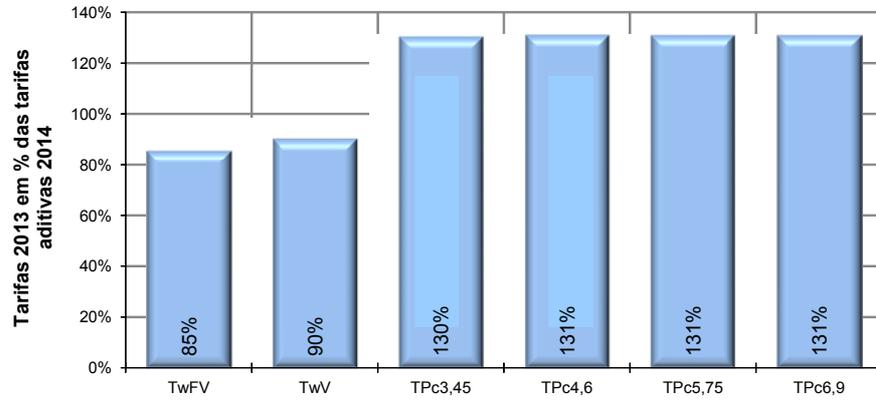
TVCF 2014 em % das tarifas aditivas 2014



**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)**

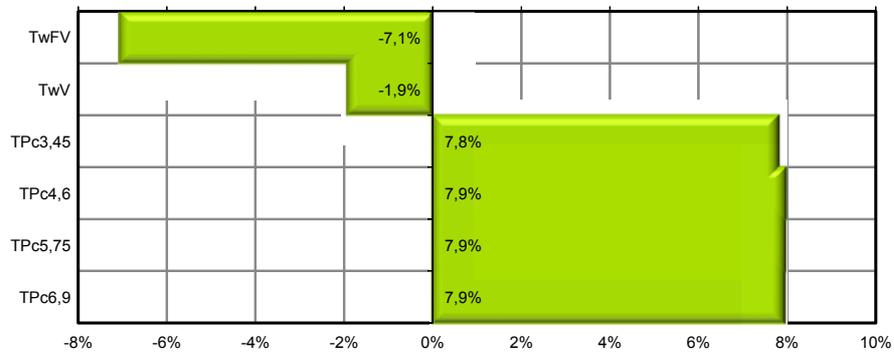


**Figura 6-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-horária para potências contratadas de 3,45 kVA a 6,9 kVA)**

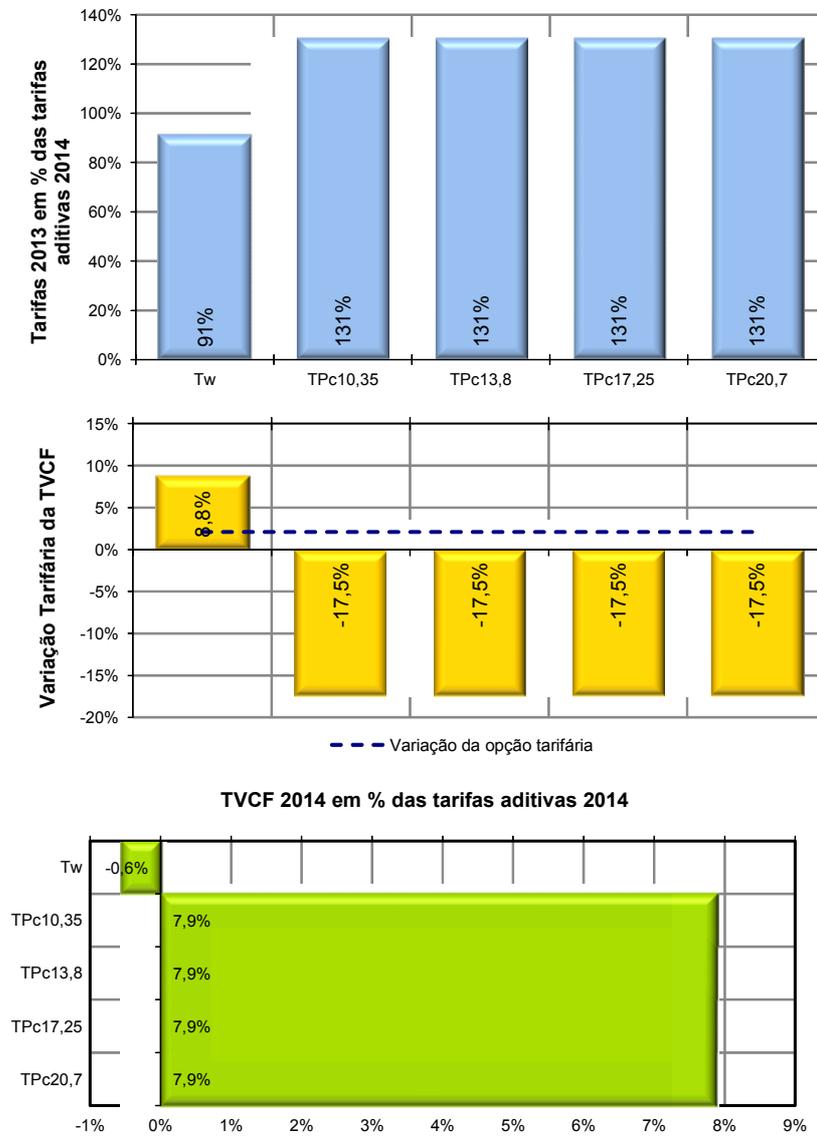


--- Variação da opção tarifária

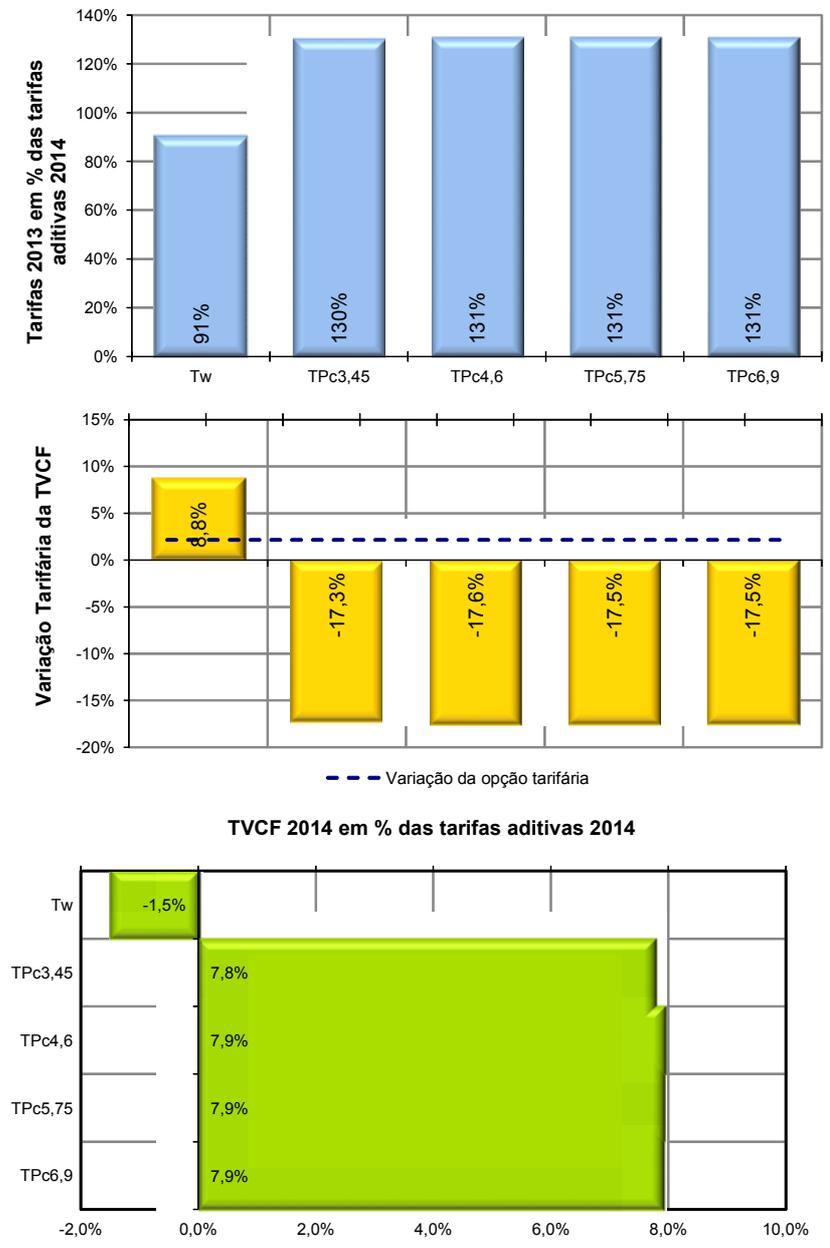
TVCF 2014 em % das tarifas aditivas 2014



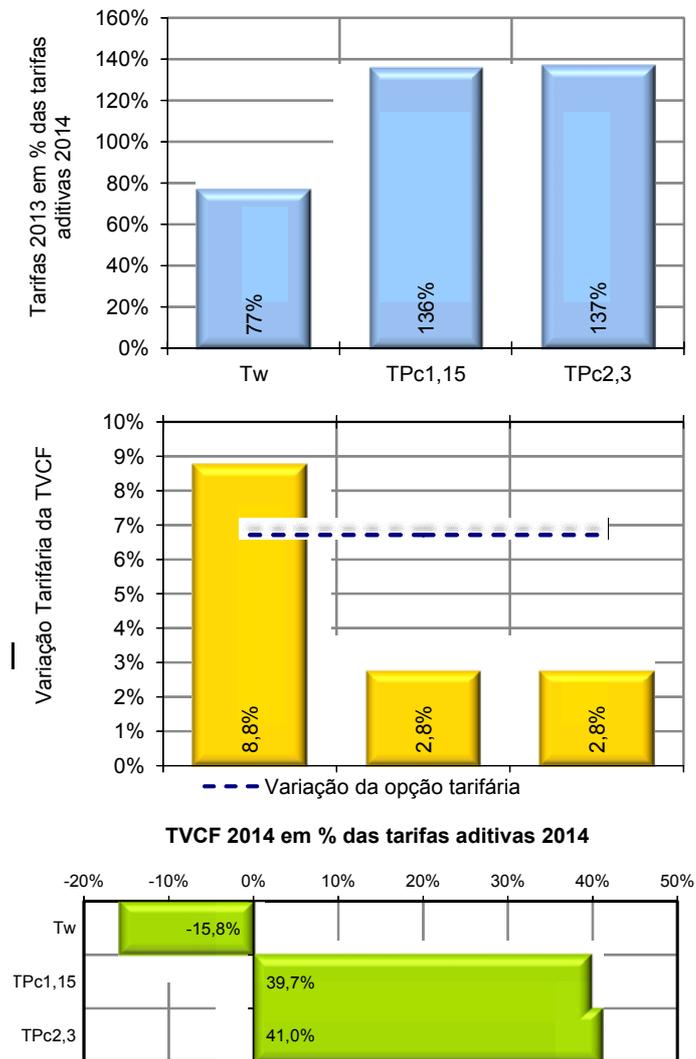
**Figura 6-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples para potências contratadas de 10,35 kVA a 20,7 kVA)**



**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, de 2013 para 2014, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN.

Quadro 6-1 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2013 para 2014

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 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
	6,7	2,2	2,1	3,6	4,3	3,2	4,7
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	BTN Sazonal< Simples 3,45 kVA a 6,9	BTN Sazonal< Simples 10,35 kVA a 20,7	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	
	5,1	4,4	7,5	7,9	7,6	8,5	
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	BTN> MU	BTN> LU	BTN Sazonal>				
	2,8	2,8	2,8				

Quadro 6-2 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2013 para 2014

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6 kVA	34,5 kVA	41,4 kVA
BTN > MU	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
BTN > LU	8,8	8,8	2,7	-12,0	-12,0	-12,0
BTN Sazonal >	2,4	1,8	2,2	8,8	8,8	8,8

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, de 2013 para 2014

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 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	8,8			-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
BTN< Bi-horária	8,8		8,8	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
BTN< Tri-horária	8,8	8,4	8,8	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
BTN Sazonal< Simples	2,8			8,8	8,8	8,8	8,8
BTN Sazonal< Bi-horária	7,1		8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
BTN Sazonal < Tri-horária	8,8	8,1	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8

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, de 2013 para 2014

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 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	8,8			2,8	2,8				
BTN< Simples	8,8					-17,3	-17,6	-17,5	-17,5
BTN< Bi-horária	8,8		8,8			-17,3	-17,6	-17,5	-17,5
BTN< Tri-horária	8,8	8,8	8,8			-17,3	-17,6	-17,5	-17,5
BTN Sazonal< Simples	2,8					8,8	8,8	8,8	8,8
BTN Sazonal< Bi-horária	8,8		8,8			-11,5	-5,1	1,8	5,6
BTN Sazonal < Tri-horária	8,8	8,8	8,8			-11,5	-5,1	1,8	5,6

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.

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

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

Considerando a recente extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, o articulado indicado anteriormente será modificado numa próxima revisão do Regulamento Tarifário de modo a integrar os fornecimentos em BTN.

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

A implementação deste princípio regulamentar em 2014 deve ter em consideração 2 questões:

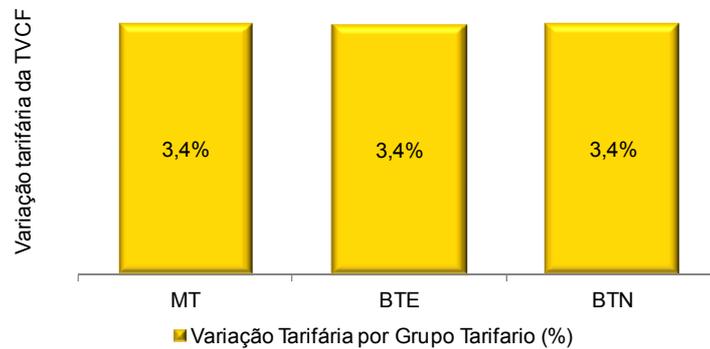
- Em 2014 será publicada a tarifa aditiva em Portugal continental para os consumos em MT, BTE e BTN, ainda que não seja aplicada diretamente aos clientes do comercializador de último recurso (os quais estão abrangidos pela aplicação de tarifas transitórias).
- O histórico disponível da informação resultante 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 2014 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. Esta opção poderá ser revista no momento de fixação das tarifas reguladas para 2015, à luz da melhor informação disponível nesse momento.

6.3 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 2014, por tipo de fornecimento. No atual contexto regulamentar, a convergência tarifária está assegurada em termos médios.

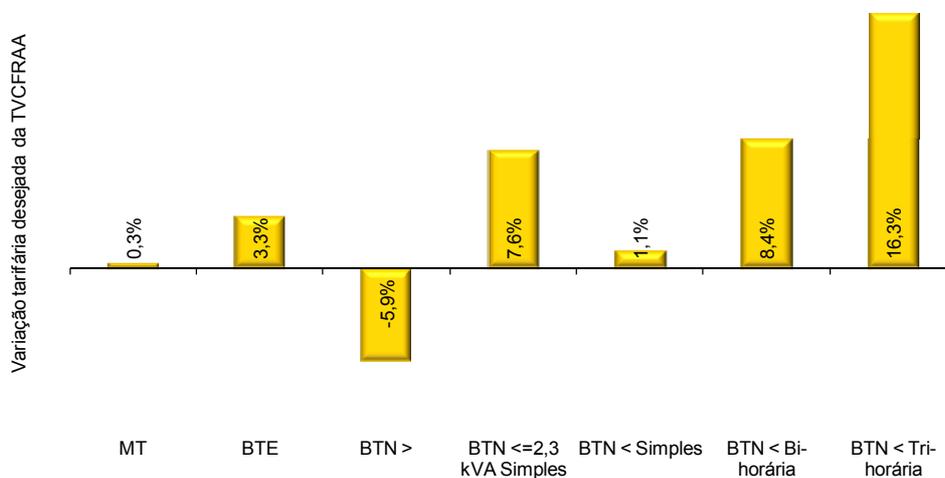
Entre as tarifas de 2013 e de 2014 regista-se um aumento tarifário de 3,4 % nos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

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 2013 e as tarifas de referência em Portugal continental em 2014.

Considera-se a aplicação do mecanismo de convergência de forma agregada para todos os fornecimentos de modo a limitar as variações na BTN a 3,4%. Caso tal fosse efetuado de forma desagregada por MT, BTE e BTN, à semelhança do que tem sido praticado nos últimos anos, a variação na BTN seria de 4,8%. Esta situação excepcional 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 artigo 131.º do 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



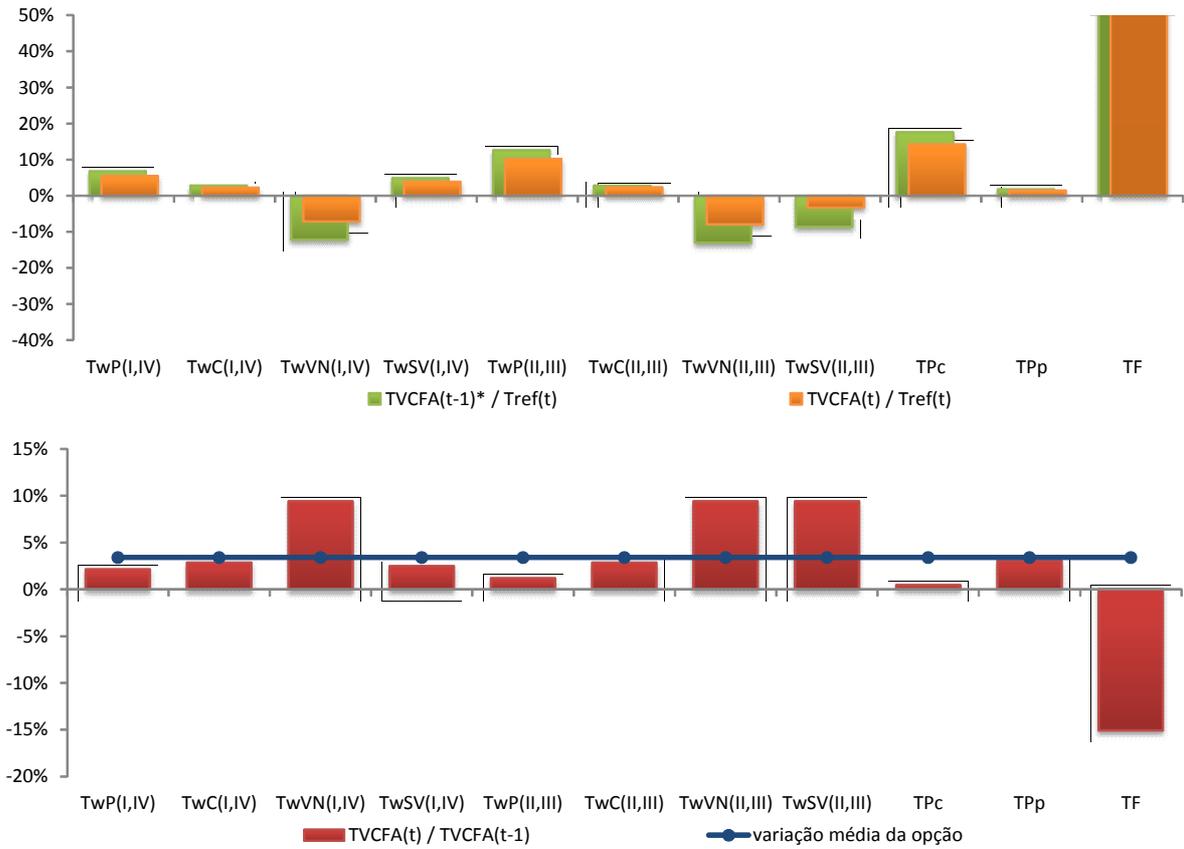
As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2014, fixou-se o limite da variação de cada preço em 6 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário.

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 2013, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal continental de 2014, e depois a mesma situação com os preços de 2014 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 2014.

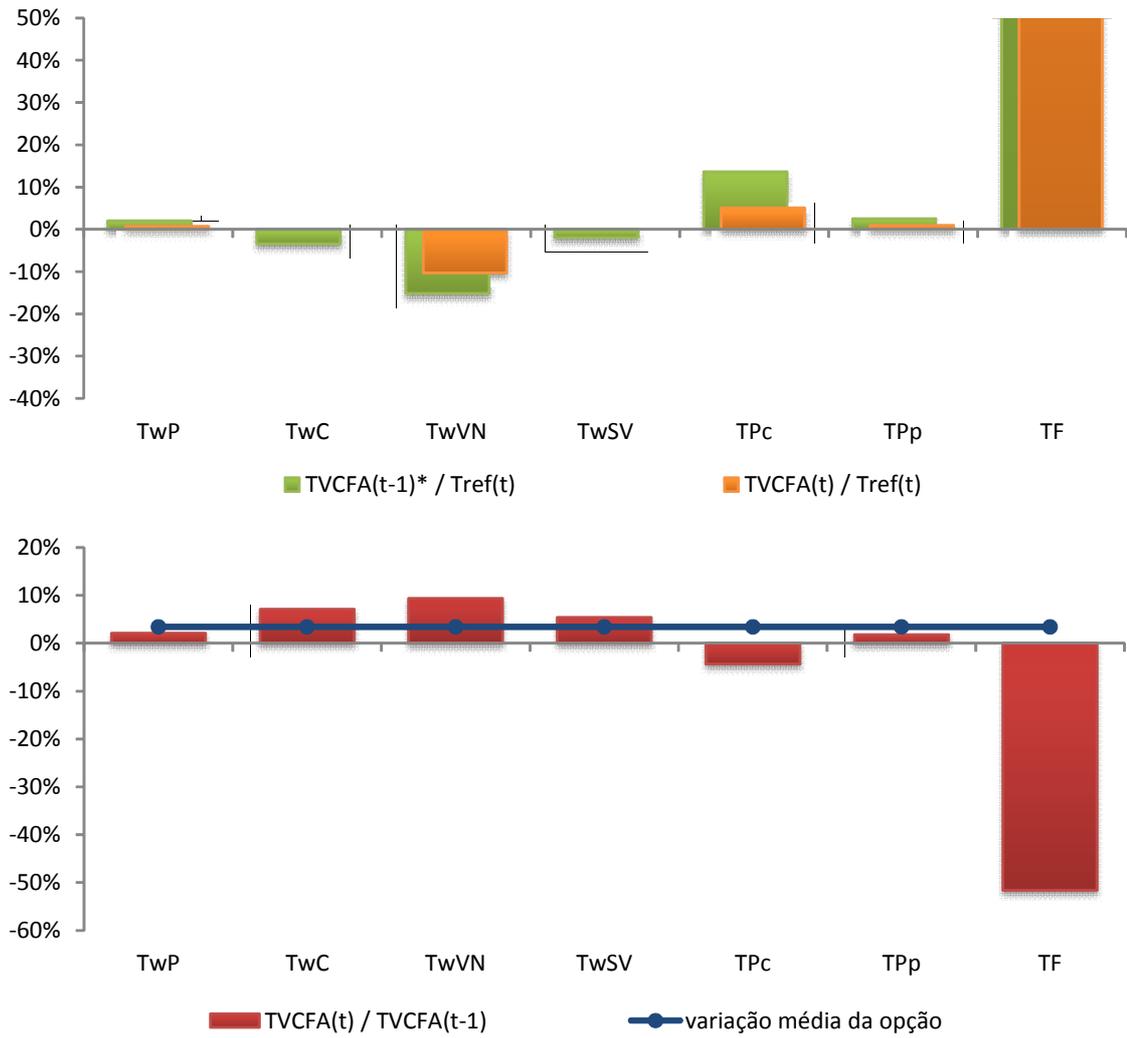
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2013 e 2014 nas tarifas da Região Autónoma dos Açores, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

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



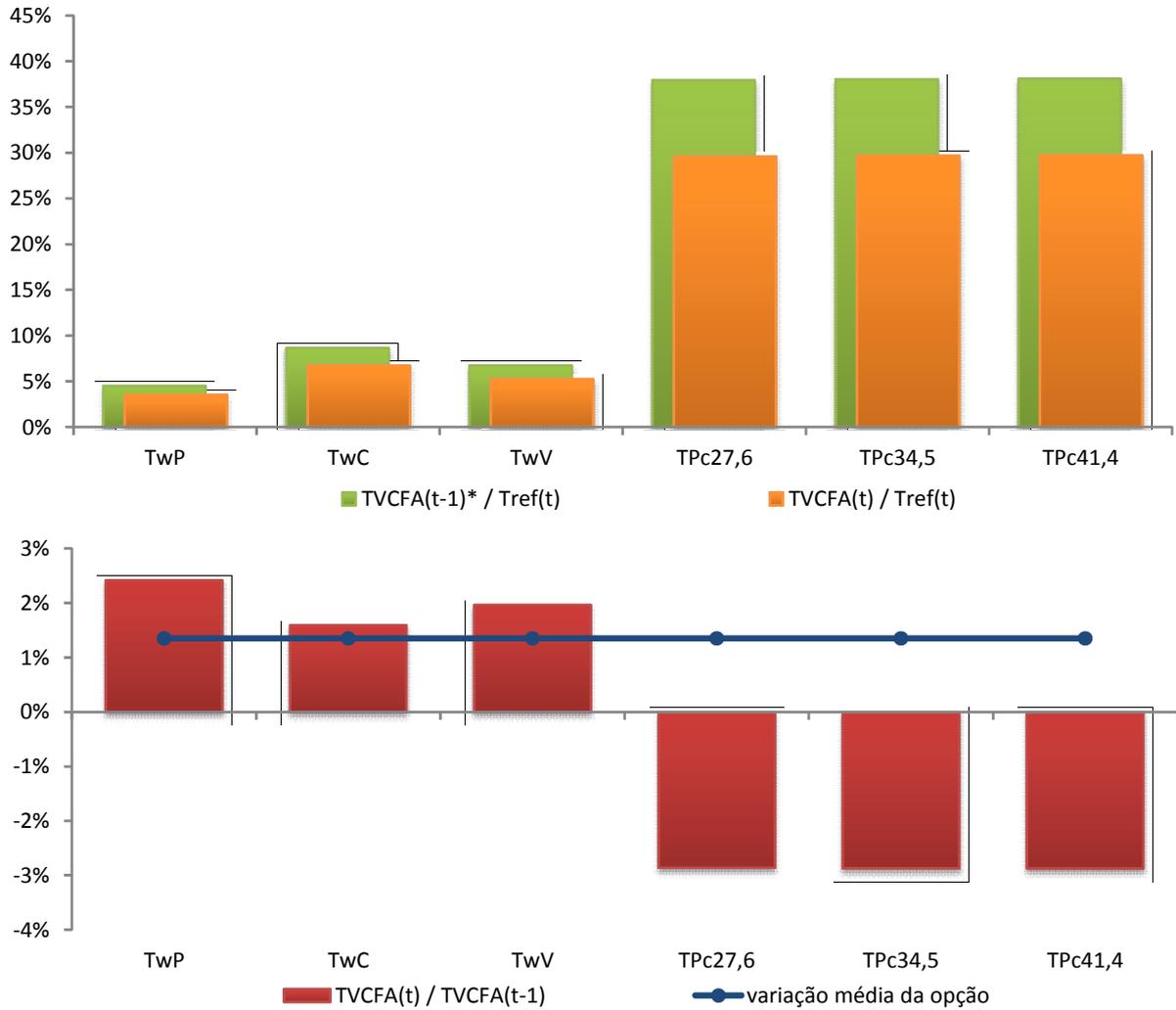
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



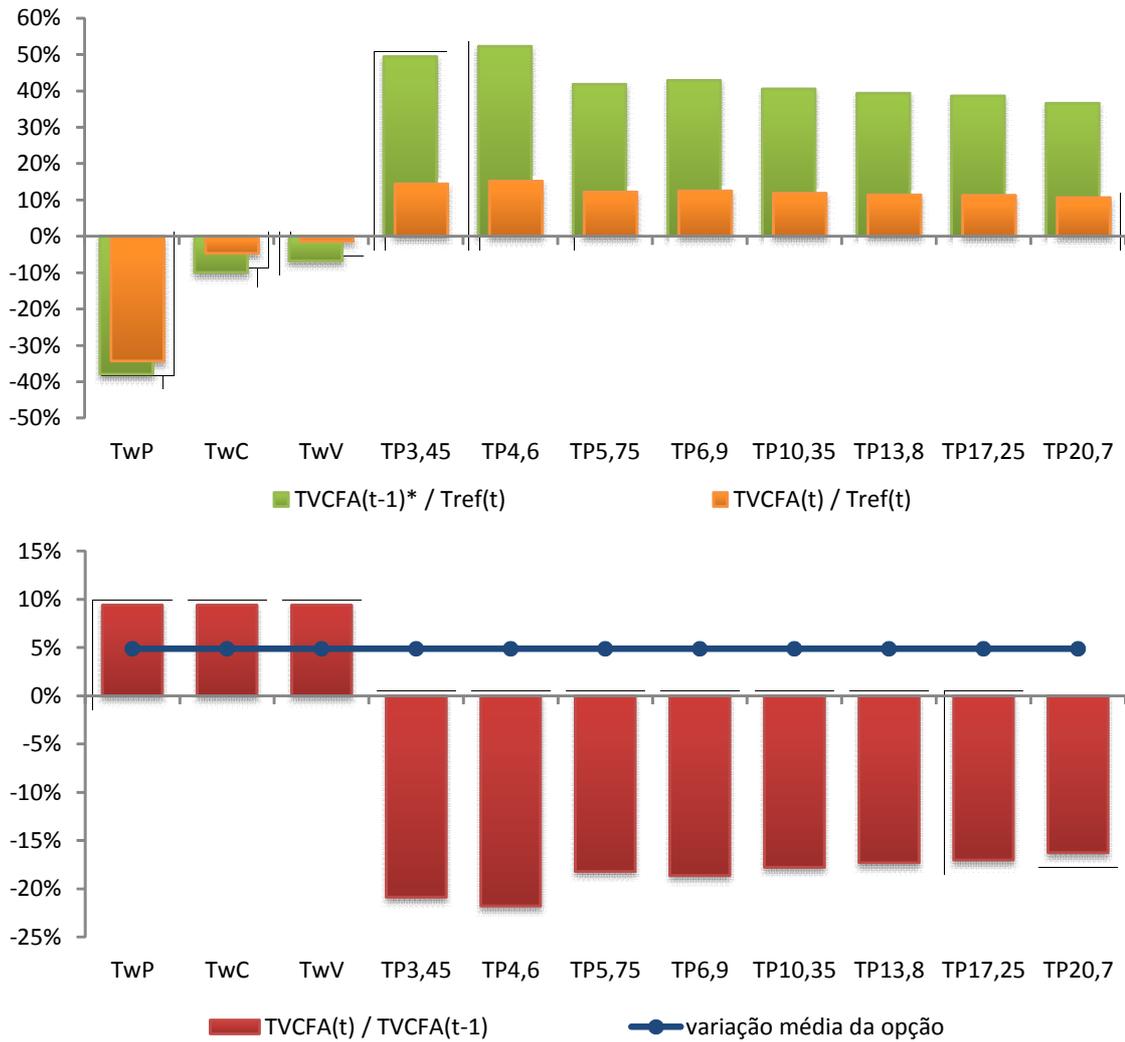
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



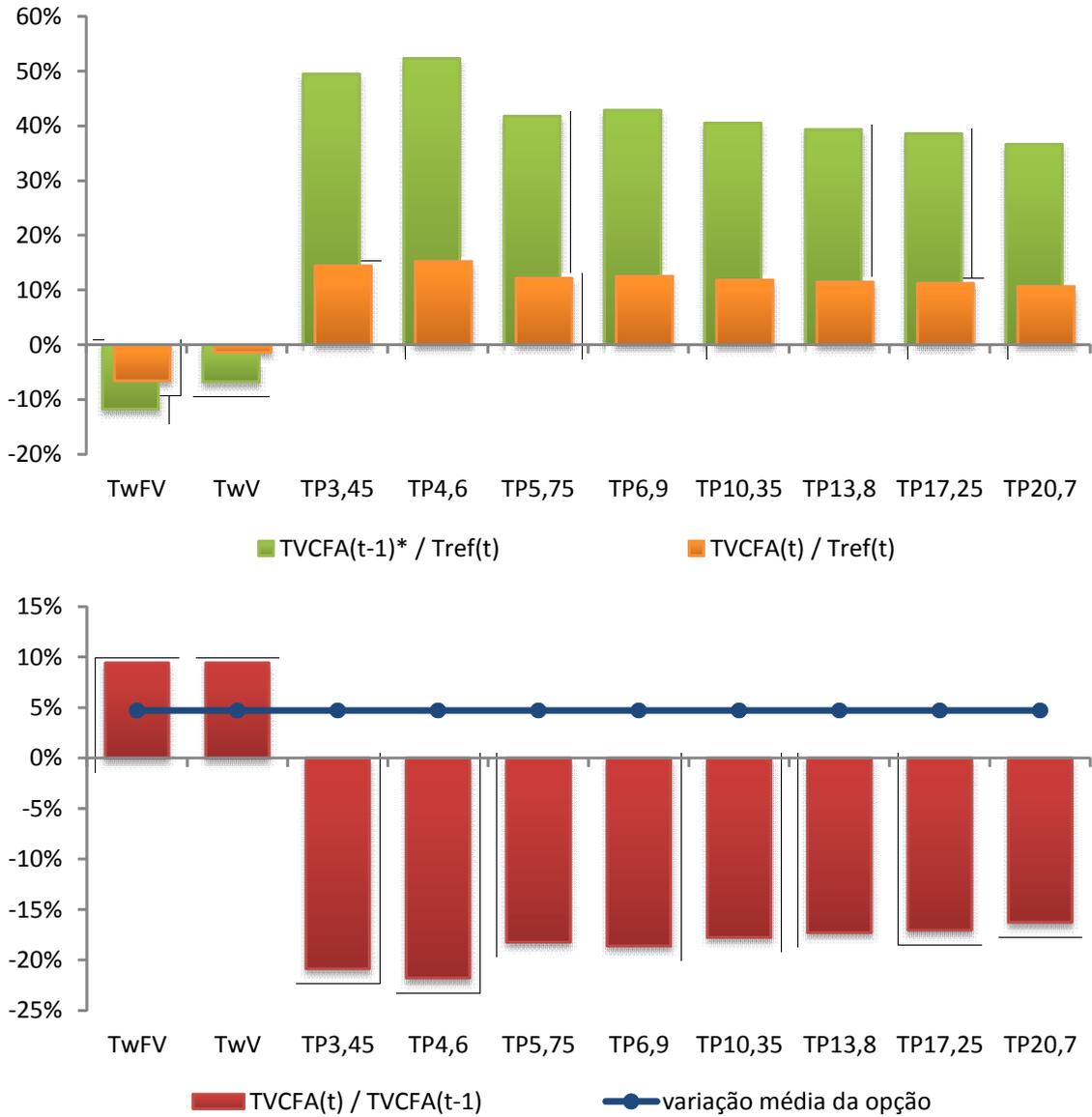
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



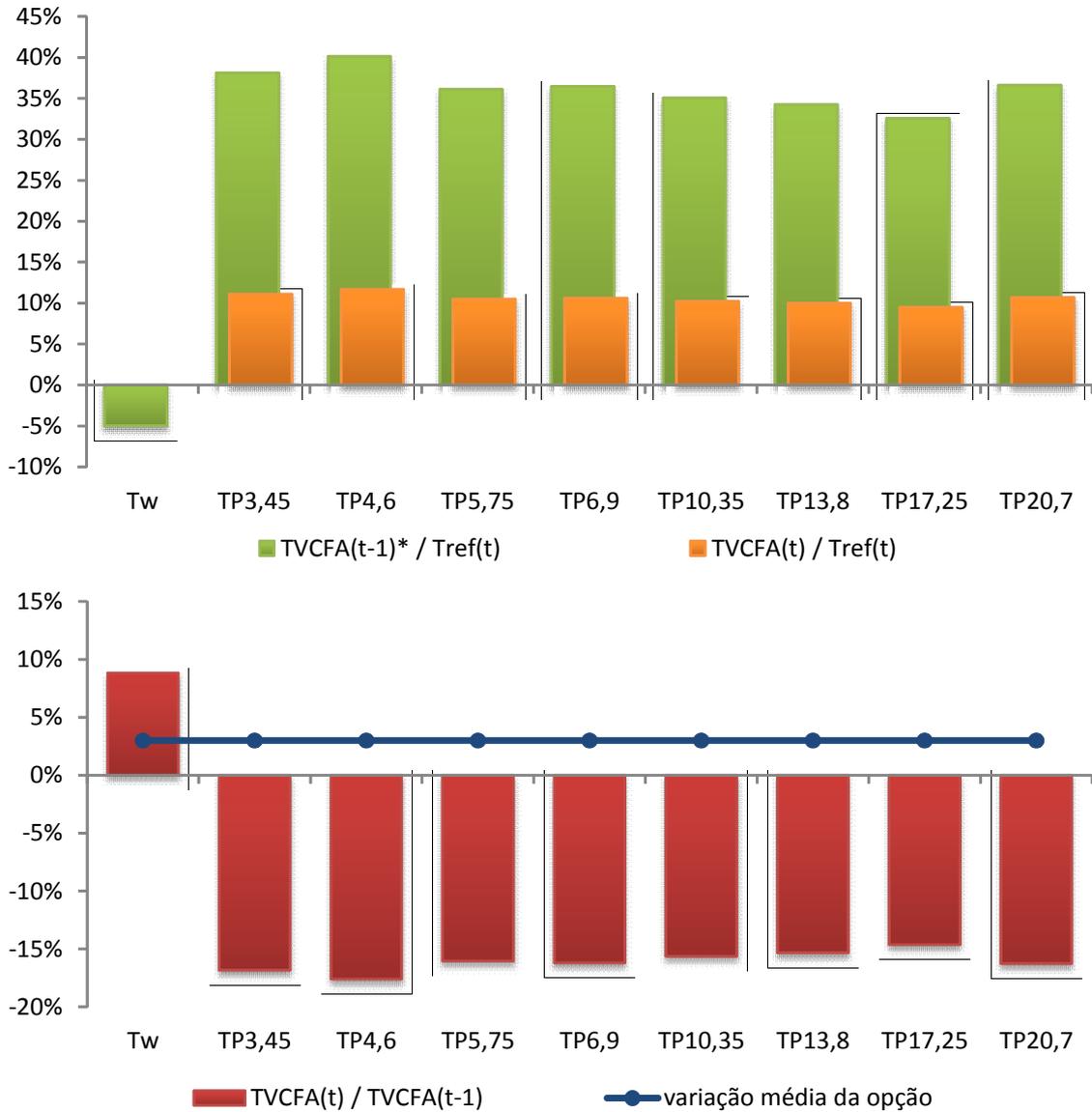
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



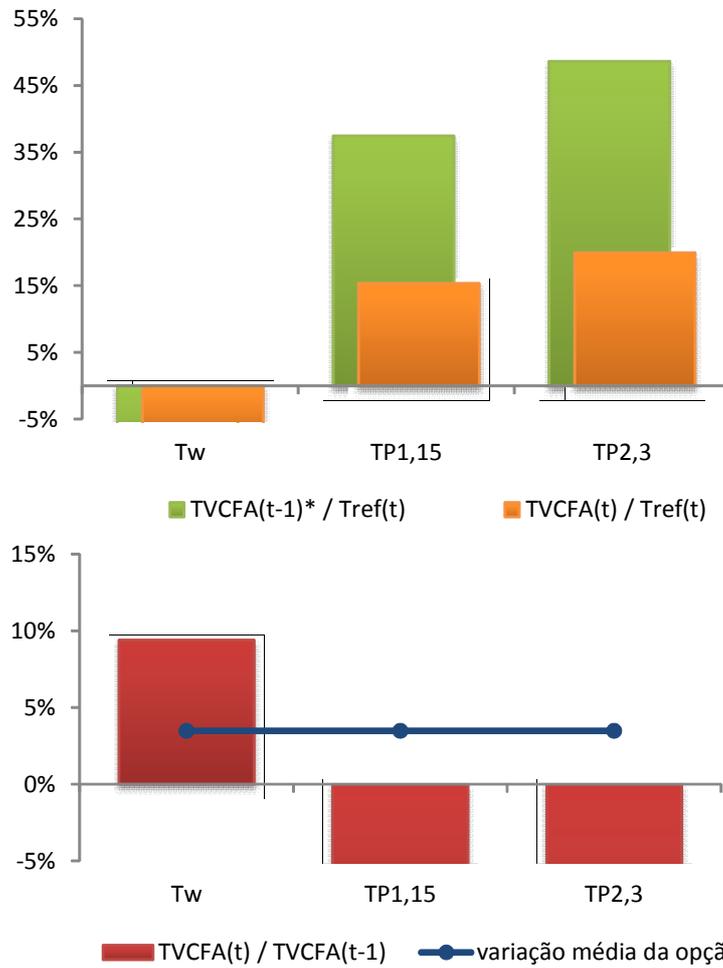
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



(*) Tarifa de 2013 (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 2013 (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 2013 para 2014.

Quadro 6-5 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2013 para 2014

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	MT				
	3,4				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	BTE	BTN >			
	3,4	1,4			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	
	3,5	3,0	4,7	4,9	

Quadro 6-6 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2014 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	2,1	2,9	9,4	2,5	1,2	2,9	9,4	9,4	0,5	3,1	-15,1	9,4	9,4

Quadro 6-7 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2014 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 em %	Energia ativa				Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
BTE	2,1	7,1	9,4	5,4	-4,3	1,8	-51,6	9,4	9,4

Quadro 6-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2014 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 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	2,4	1,6	2,0	-2,9	-2,9	-2,9

Quadro 6-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2014 na RAA

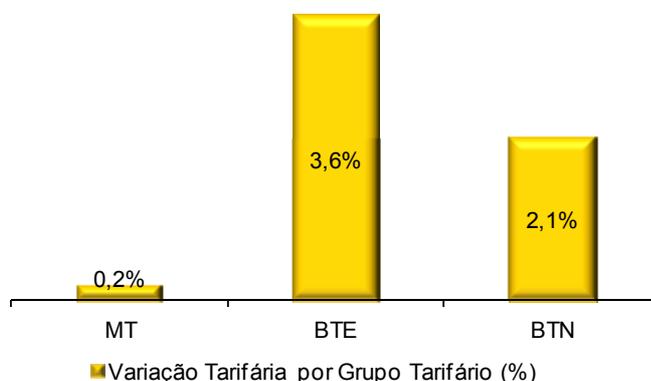
Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 em %	Energia ativa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Ponta	Cheia	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	9,4			-13,2	-16,6								
BTN ≤ 20,7 kVA Simples	8,8					-16,8	-17,6	-16,1	-16,2	-15,6	-15,3	-14,6	-16,3
BTN ≤ 20,7 kVA Bi-horária	9,4		9,4			-20,9	-21,8	-18,2	-18,6	-17,8	-17,3	-17,0	-16,3
BTN ≤ 20,7 kVA Tri-horária	9,4	9,4	9,4			-20,9	-21,8	-18,2	-18,6	-17,8	-17,3	-17,0	-16,3

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

As variações tarifárias na Região Autónoma da Madeira em 2014 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.

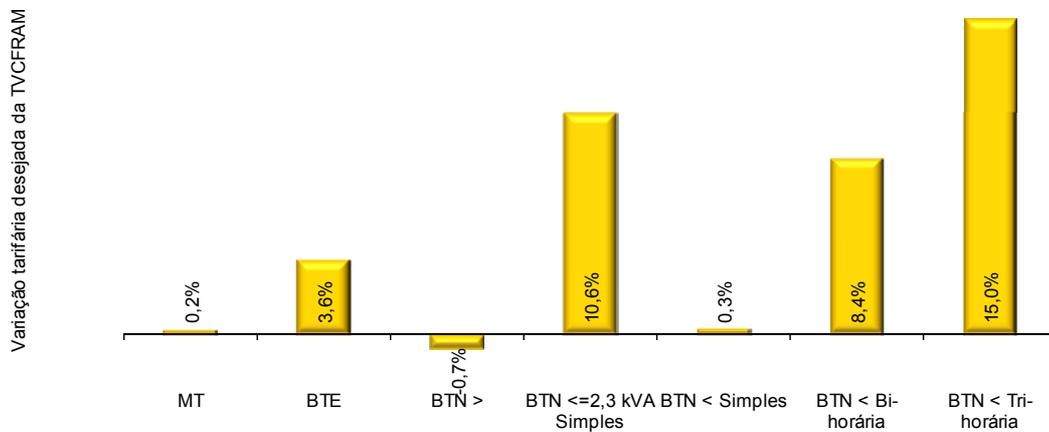
Entre as tarifas de 2013 e de 2014 regista-se um aumento tarifário de 0,2%, 3,6% e 2,1% nos fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente.

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 2013 e as tarifas de referência em Portugal continental em 2014.

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



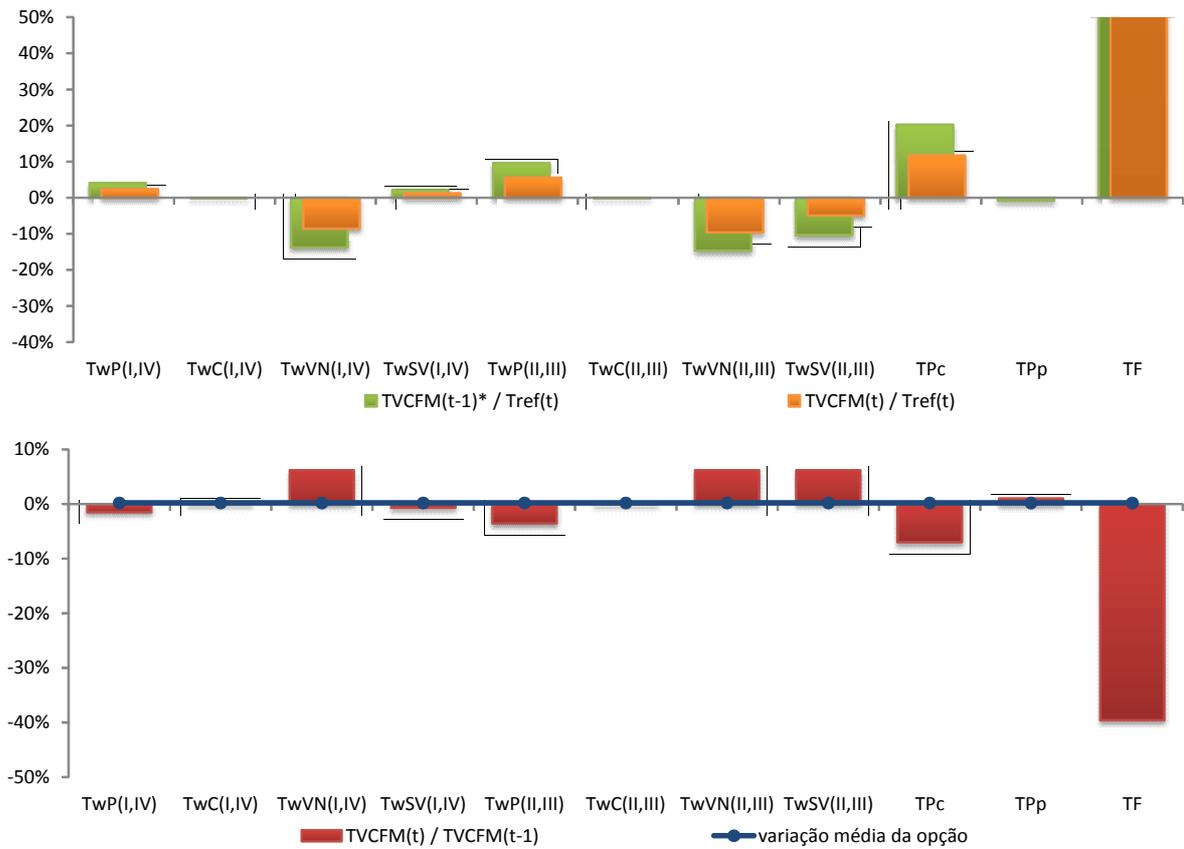
As variações por opção tarifária dependem do mecanismo de convergência, o qual limita a variação de cada preço individualmente. Nas tarifas para 2014, fixou-se o limite da variação de cada preço em 6 pontos percentuais acima da variação média de cada grupo tarifário.

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 2013, com a estrutura dos preços das tarifas de referência em Portugal continental de 2014, e depois a mesma situação com os preços de 2014 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 2014.

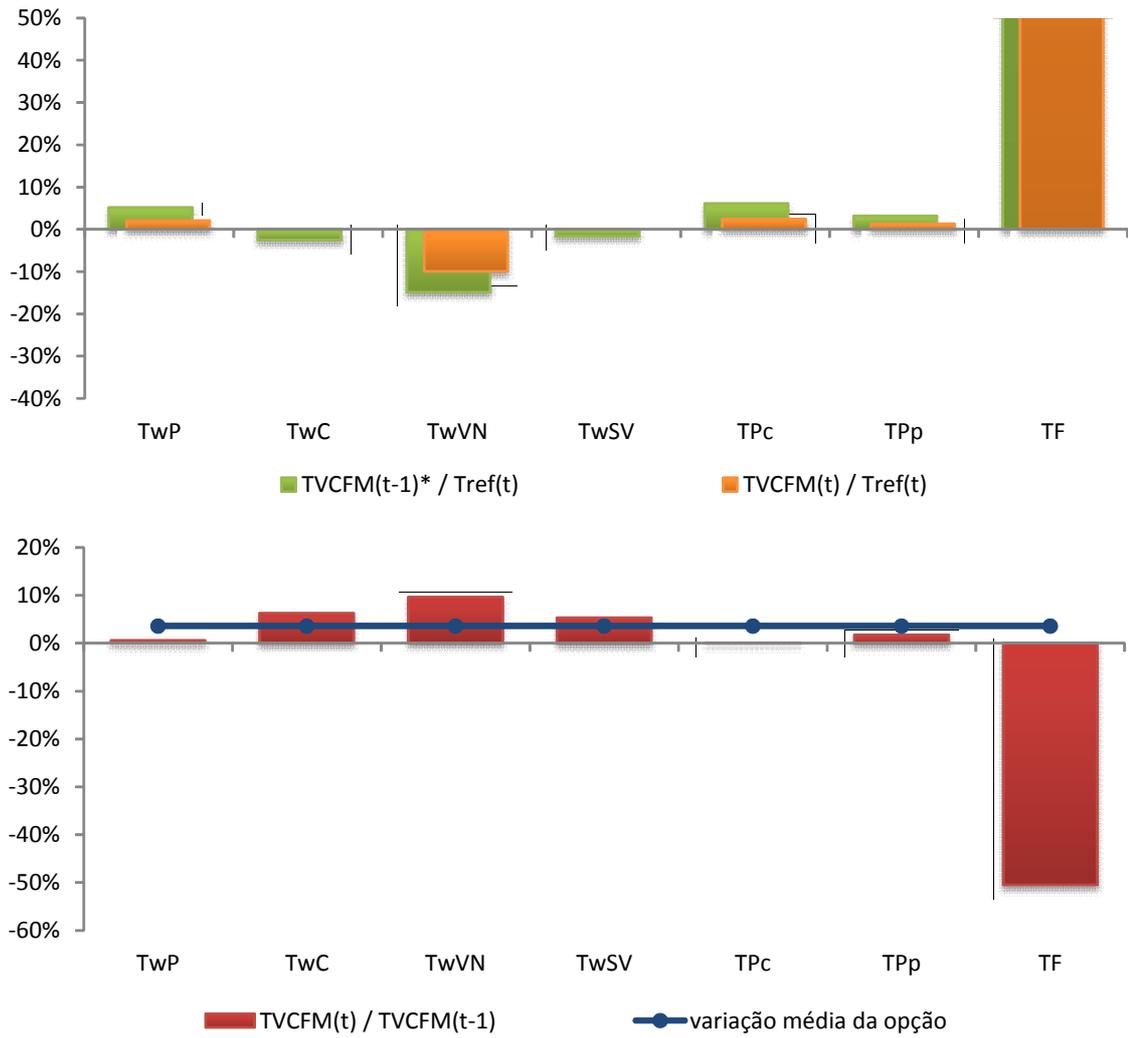
O segundo gráfico de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2013 e 2014 nas tarifas da Região Autónoma da Madeira, que depende do objetivo de convergência e também dos limitadores de variação dos preços.

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



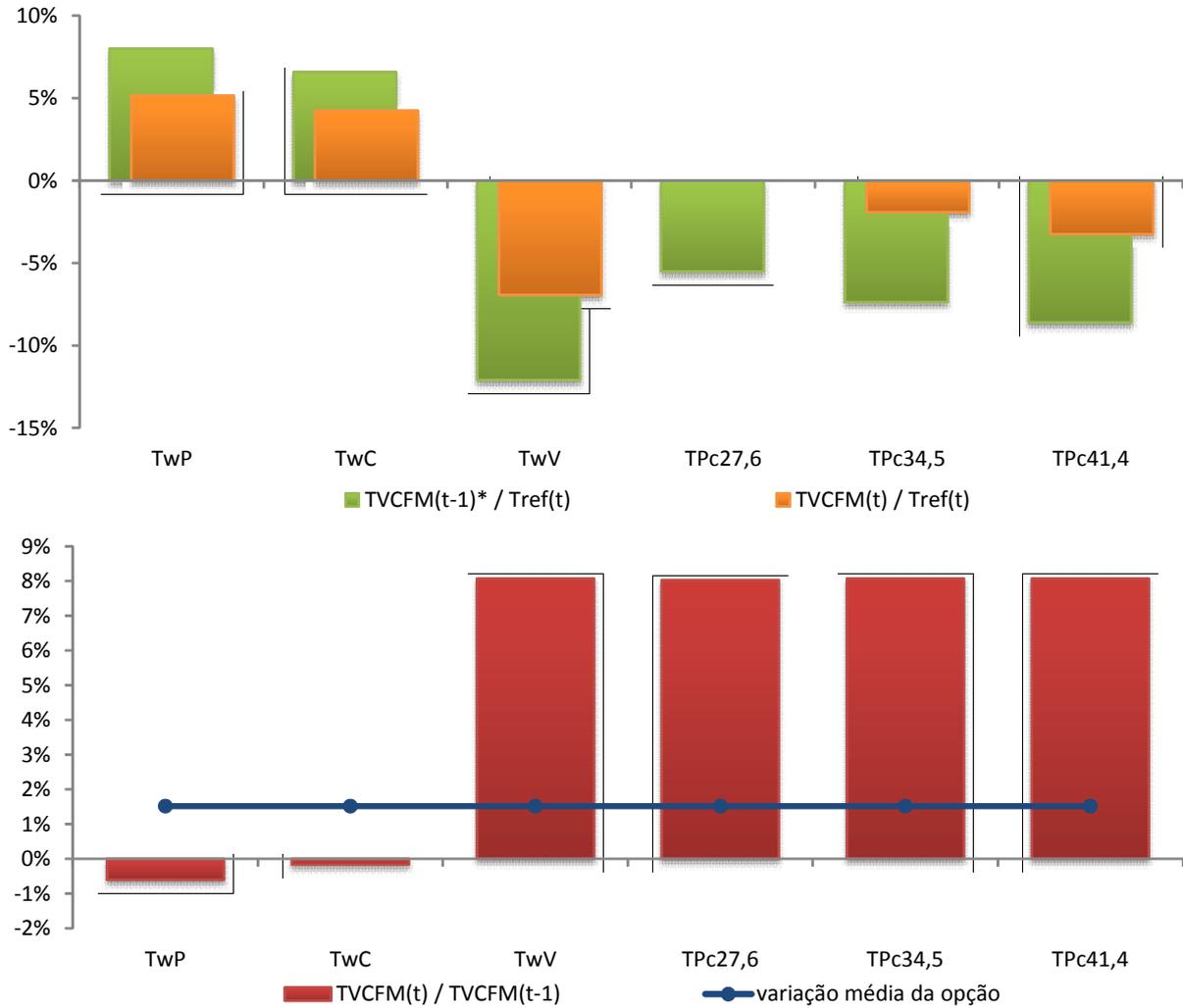
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



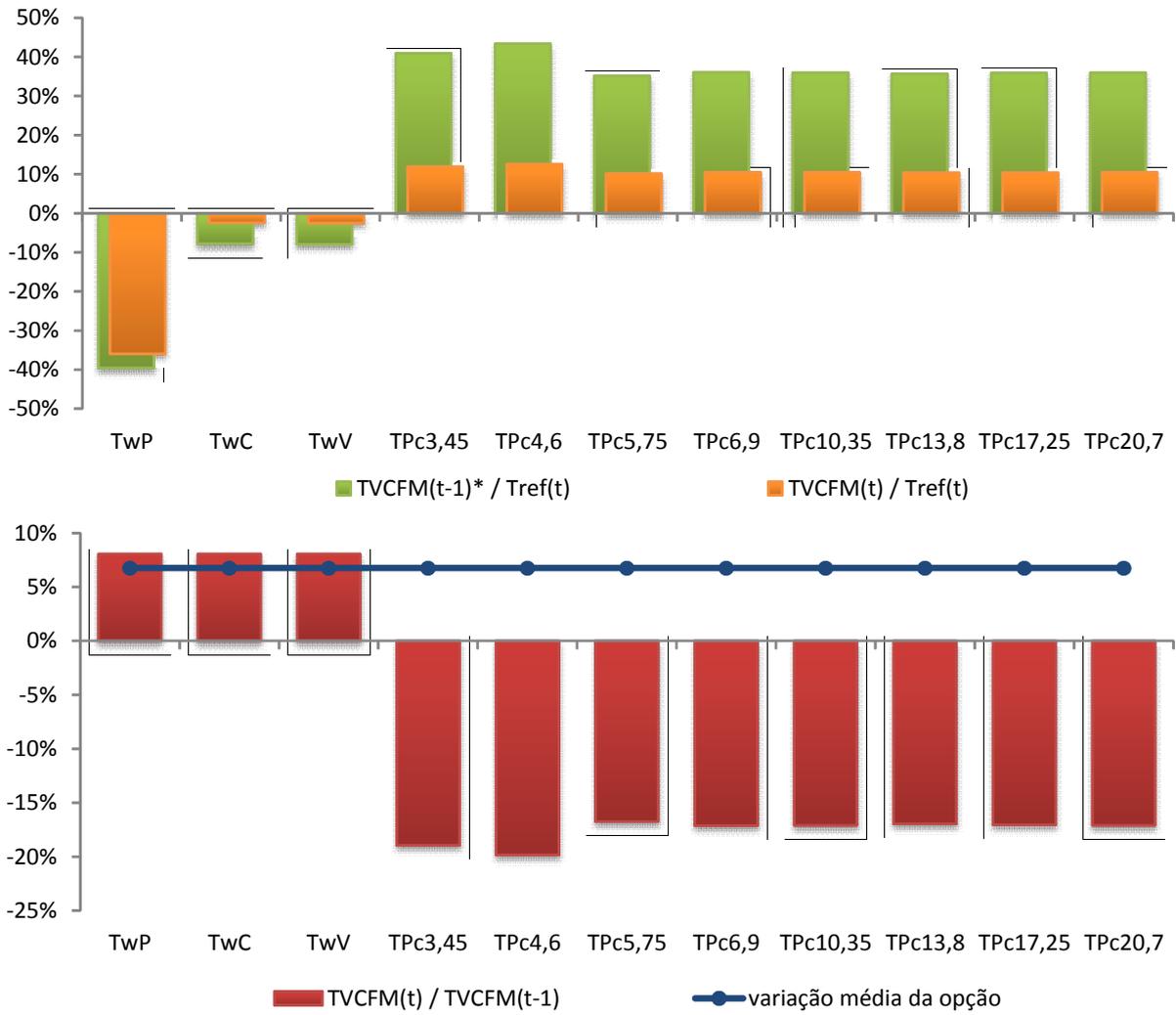
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



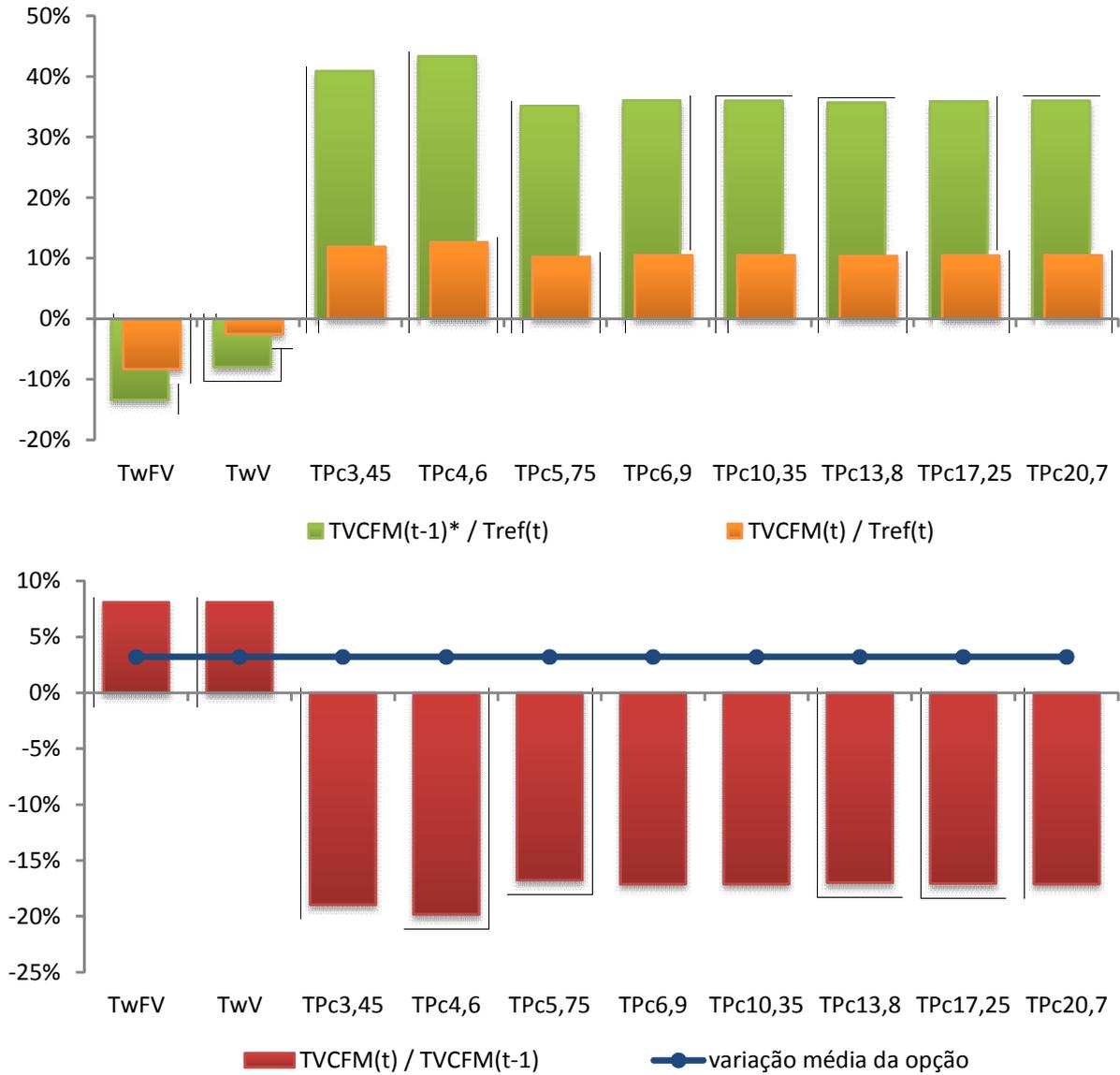
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



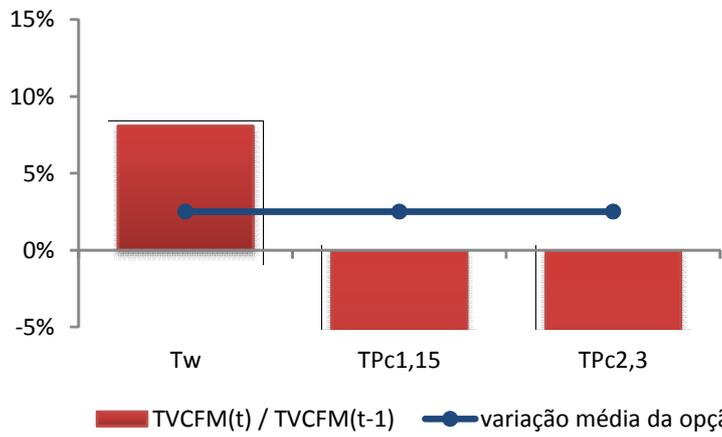
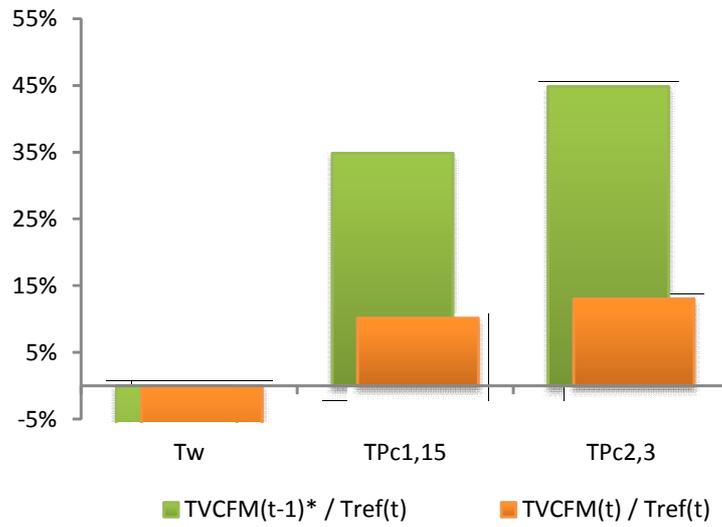
(*) Tarifa de 2013 (t-1) ajustada pela variação global do grupo tarifário.

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



(*) Tarifa de 2013 (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 2013 (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 2013 para 2014.

Quadro 6-10 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2014

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	MT			
	0,2			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	BTE		BTN >	
	3,6		1,5	
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2014/2013 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária
	2,5	1,5	3,2	6,8

Quadro 6-11 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de MT em 2014 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 em %	Energia ativa								Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio					
MT	-1,5	0,3	6,2	-0,7	-3,5	0,2	6,2	6,2	-7,0	1,0	-39,6	6,2	6,2

Quadro 6-12 - Variações por termo tarifário na opção tarifária de BTE em 2014 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 em %	Energia ativa				Potência		Termo Fixo	Energia reativa	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Indutiva	Capacitiva
BTE	0,6	6,3	9,6	5,3	0,0	1,7	-50,5	9,6	9,6

Quadro 6-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2014 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 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	-0,6	-0,2	8,1	8,0	8,1	8,1

Quadro 6-14 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2014 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2014/2013 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	8,1			-16,6	-20,3								
BTN < 20,7 kVA Simples	8,1					-17,1	-17,8	-16,5	-16,6	-16,8	-16,5	-16,2	-16,1
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	8,1		8,1			-19,0	-19,8	-16,8	-17,1	-17,1	-17,0	-17,0	-17,1
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	8,1	8,1	8,1			-19,0	-19,8	-16,8	-17,1	-17,1	-17,0	-17,0	-17,1

7 ANÁLISE PRELIMINAR PARA A ADOÇÃO DE PERÍODOS HORÁRIOS EM CICLO SEMANAL NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Regulamento Tarifário prevê a existência de dois ciclos de contagem em Portugal Continental, o (i) ciclo diário e o (ii) ciclo semanal.

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, i.e., não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. Neste ciclo, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno). O Regulamento Tarifário define o referido ciclo do seguinte modo (artigo 27.º):

Quadro 7-1 - Ciclo diário em Portugal Continental

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: (i) os dias úteis, (ii) os sábados e os (iii) domingos. Inclui ainda a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno). No ciclo semanal os feriados nacionais são considerados como períodos de vazio nas opções tetra-horárias de MAT, AT e MT (ciclo semanal com feriados). O Regulamento Tarifário define o referido ciclo do seguinte modo (artigo 27.º):

Quadro 7-2 - Ciclo Semanal em Portugal Continental

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Segunda a Sexta-feira	Segunda a Sexta-feira
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 3 h / dia
Cheias: 12 h / dia	Cheias: 14 h / dia
Vazio normal: 3 h / dia	Vazio normal: 3 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
Sábados	Sábados
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio normal: 13 h / dia	Vazio normal: 13 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
Domingos	Domingos
Vazio normal: 20 h / dia	Vazio normal: 20 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Relativamente às regiões autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), o Regulamento Tarifário prevê a existência de um único ciclo de contagem, ciclo diário, caracterizado de forma análoga ao seu equivalente de Portugal Continental e definido do seguinte modo no artigo 34.º:

Quadro 7-3 - Ciclo Diário na RAA e na RAM

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Tomando em consideração as durações de cada período horário, para cada um dos ciclos de contagem, definidas no Regulamento Tarifário, os períodos horários aplicáveis são definidos na Diretiva que aprova as tarifas e preços a vigorarem em cada ano. Na Diretiva n. 16/2012 da ERSE, no ponto IV.6 – Períodos horários, foram aprovados os períodos horários a vigorarem no presente ano de 2013 em Portugal continental e nas regiões autónomas. Estes períodos horários impactam na parametrização dos equipamentos de contagem pelo que a sua alteração deve ser efetuada com prudência. Os períodos horários em vigor para as regiões autónomas foram aprovados em Dezembro de 2002 com incidência nas tarifas de 2003. Estes períodos horários são devidamente justificados no documento “Localização dos períodos horários das tarifas de energia elétrica na região autónoma dos Açores e na região autónoma da Madeira” anexo ao documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003”. Desde essa data os períodos horários têm-se mantido inalterados nas regiões autónomas.

A inexistência do ciclo de contagem semanal nas regiões autónomas conduziu a que o Conselho Tarifário salientasse, no seu Parecer sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013” no ponto 7 de II/E2, a necessidade da ERSE vir a prever a existência do ciclo semanal nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Procurando ir de encontro ao recomendado pelo Conselho Tarifário a ERSE tem vindo a desenvolver trabalho sobre esta matéria. Os resultados obtidos são seguidamente apresentados devendo ser encarados com carácter preliminar. Estudos adicionais serão desenvolvidos de modo a perspetivar-se a introdução deste tema na consulta pública de revisão regulamentar do setor elétrico para o próximo período de regulação.

A análise desta matéria exige um conjunto muito vasto de informação, designadamente de diagramas de carga por tipo de tecnologia de produção, de custos marginais de produção e de custos incrementais de redes, durante um período de tempo alargado. Importa ressaltar a qualidade da informação prestada pelas empresas das regiões autónomas que habilitou a ERSE a partilhar desde já os resultados preliminares obtidos. Informação adicional será necessária, designadamente no que respeita aos diagramas de carga de consumo dos clientes de MT e dos diagramas de carga dos Postos de

Transformação MT/BT. Com base nesta informação a ser enviada pelas empresas será possível colocar a discussão pública esta matéria com incidência nas tarifas de 2015.

7.1 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

7.1.1 ANÁLISE DE DIAGRAMAS DE CARGA

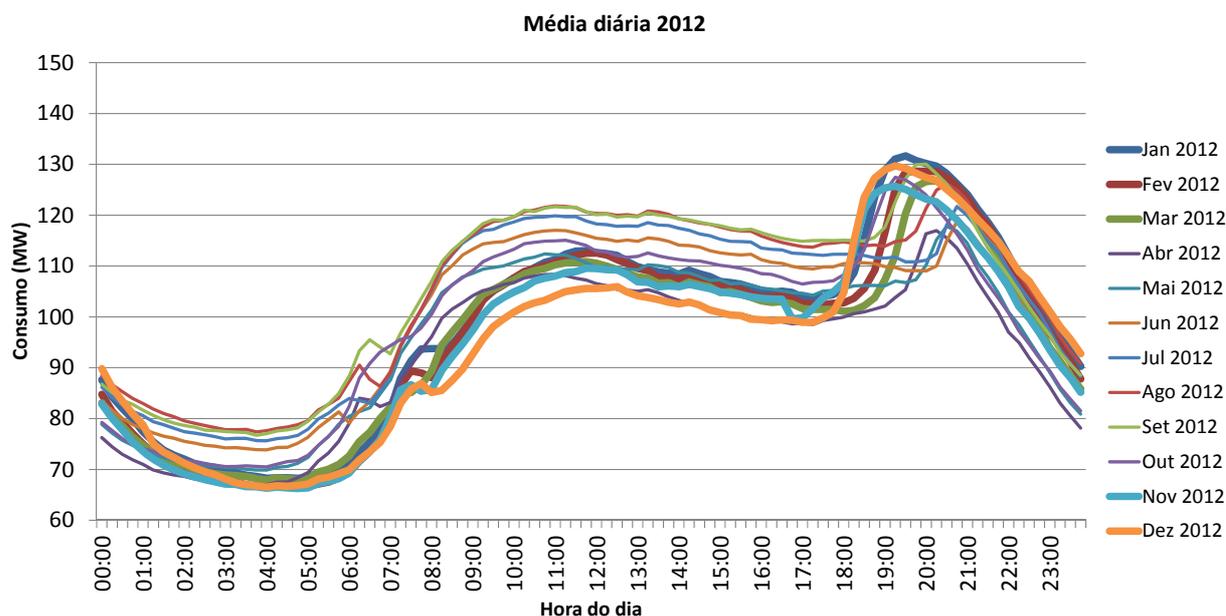
A Empresa de Eletricidade da Madeira forneceu à ERSE informação referente à evolução da potência nas diversas centrais do parque electroprodutor da Região Autónoma da Madeira ao longo dos anos de 2010, 2011 e 2012.

Esta informação foi utilizada na análise que se apresenta em seguida.

7.1.2 EVOLUÇÃO MENSAL DOS DIAGRAMAS DE CARGA EM 2012

A Figura 7-1 apresenta a média diária da carga para cada um dos meses do ano de 2012 da ilha da Madeira. É possível verificar que os diagramas de carga nos meses de verão e inverno são substancialmente distintos. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se assumindo valores elevados, os períodos intermédios de horas cheias apresentam valores de potência inferiores aos registados no verão e os períodos de vazio são também menos preenchidos. Identifica-se no início da manhã o desligar dos circuitos de iluminação pública e o início da atividade económica. No período da noite verifica-se o crescimento da ponta noturna ao final do dia dos meses de verão para o inverno, típico de diagramas de carga dominados por consumos em baixa tensão. É interessante notar que os diagramas de carga nos meses de verão são mais preenchidos apresentando utilizações da potência mais elevadas justificadas por uma atividade económica sazonal ligada ao turismo e por condições no início do período noturno mais favoráveis para a vida humana em termos de iluminação natural e temperatura.

Figura 7-1 - Média mensal da carga na RAM durante o ano de 2012



7.1.2.1 EVOLUÇÃO ANUAL DOS DIAGRAMAS DE CARGA POR TIPO DE DIA

Nas figuras seguintes (Figura 7-2, Figura 7-3 e Figura 7-4) apresenta-se a média diária da carga na ilha da Madeira para cada um dos seis tipos de dia dos anos de 2010, 2011 e 2012, a saber: dias úteis de inverno e verão respetivamente, sábados de inverno e de verão e domingos e feriados de inverno e de verão. Da análise das figuras é possível verificar a redução que tem vindo a ser observada nos consumos de energia elétrica de 2010 a 2012. É possível também verificar as diferenças mais acentuadas entre as pontas noturnas (fim do dia) dos diferentes tipos de dias úteis, sábados e domingos e feriados observada nos meses de inverno. Nos meses de verão estas diferenças entre as pontas noturnas esbatem-se.

Figura 7-2 - Média diária da carga nos dias úteis da RAM durante os anos de 2010, 2011 e 2012

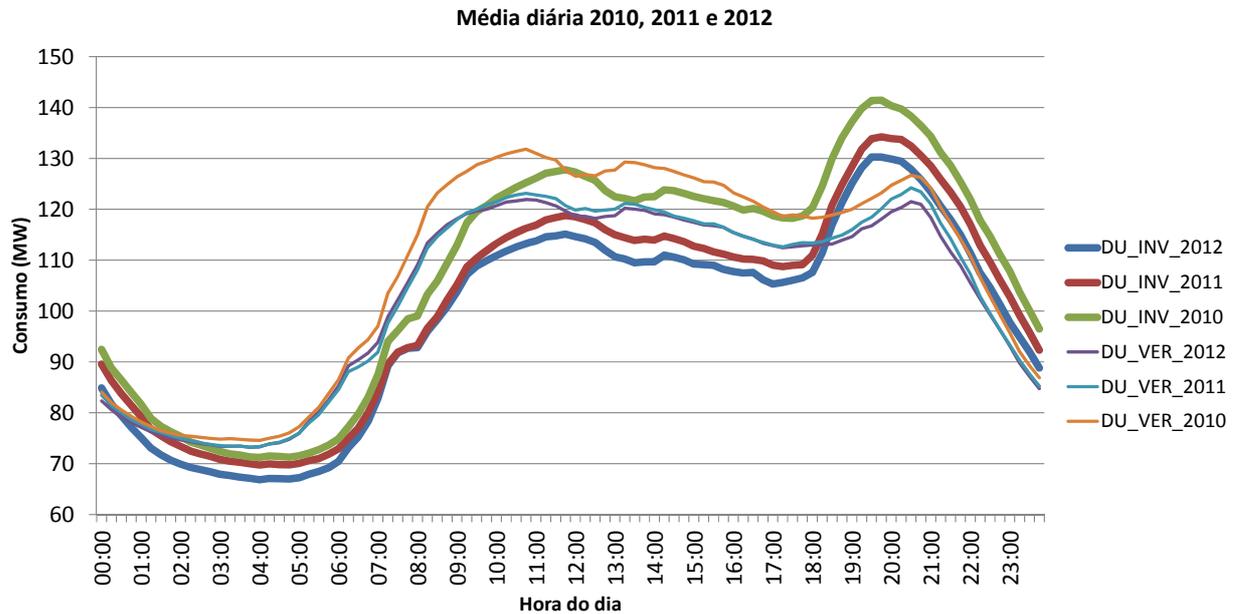


Figura 7-3 - Média diária da carga nos sábados da RAM durante os anos de 2010, 2011 e 2012

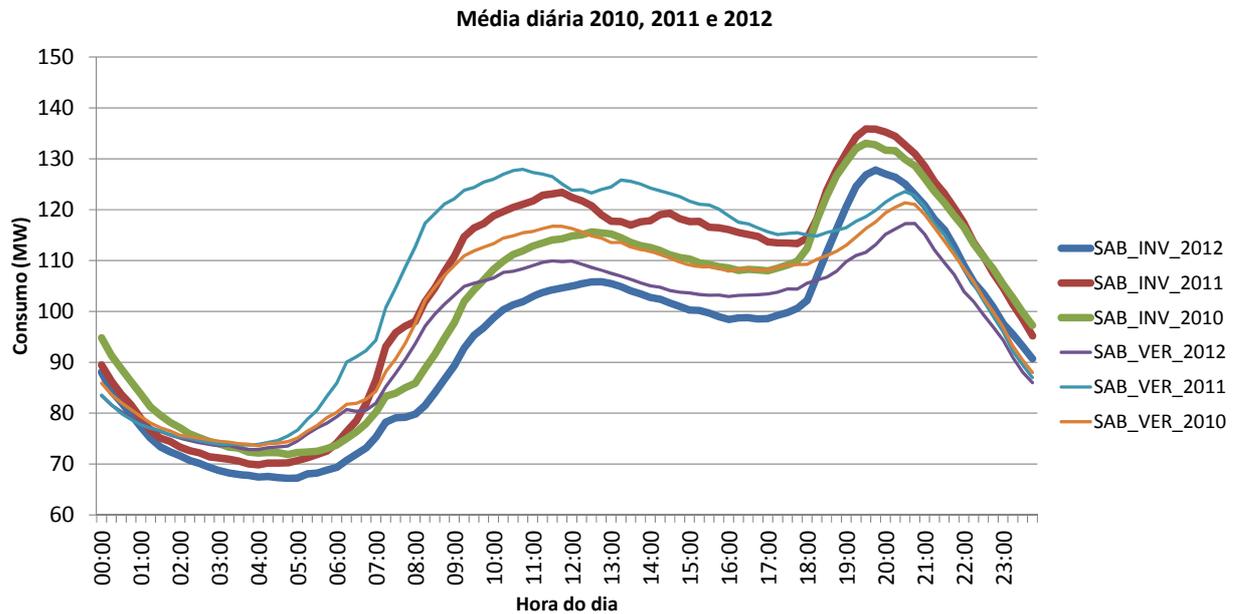
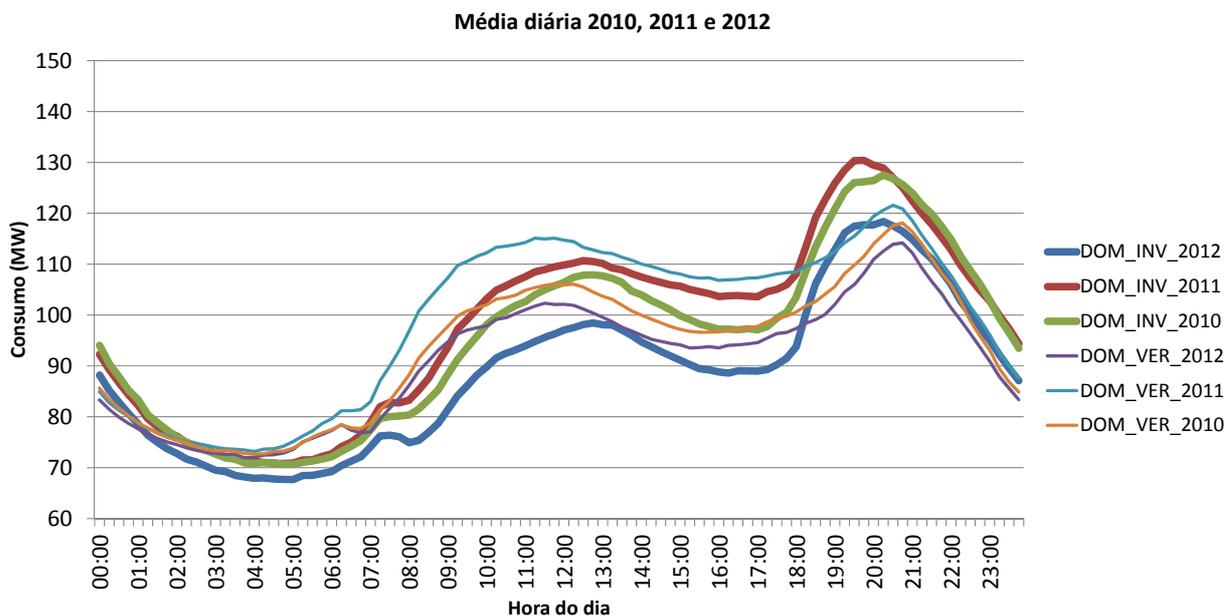


Figura 7-4 - Média diária da carga nos domingos da RAM durante os anos de 2010, 2011 e 2012



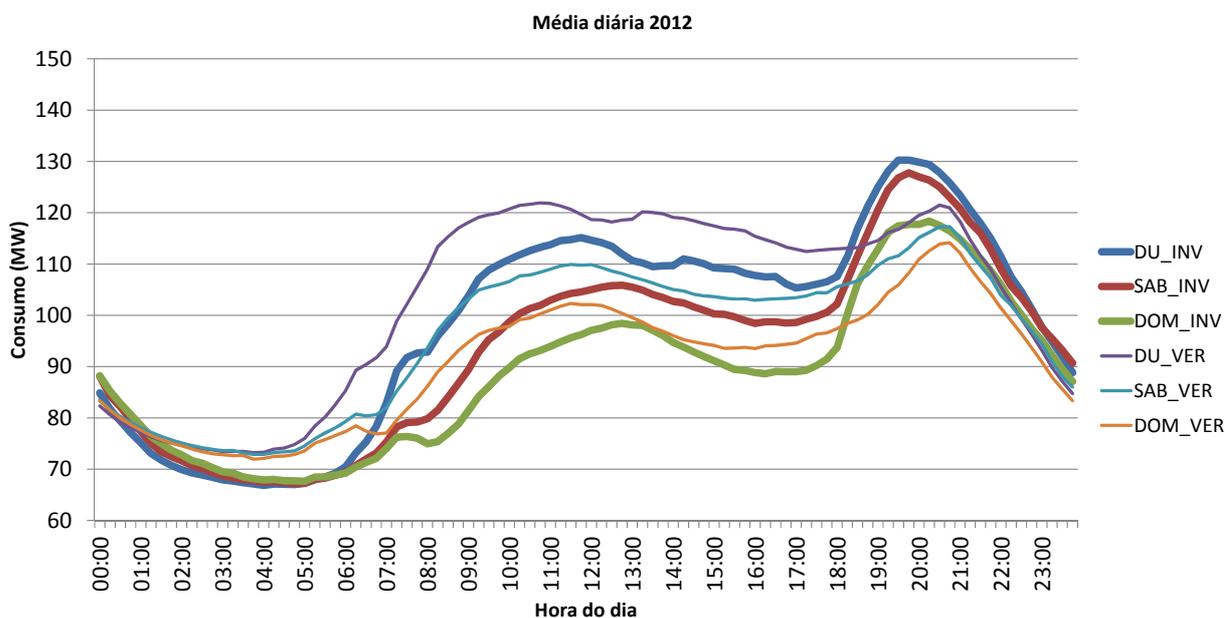
7.1.3 CARACTERIZAÇÃO DOS DIAGRAMAS DE CARGA POR TIPO DE DIA EM 2012

Por forma a facilitar-se a comparação dos diagramas de carga por tipo de dia estes são apresentados na Figura 7-5 para o ano de 2012. Verifica-se que os diagramas de carga são mais preenchidos em todos os tipos de dias nos meses de verão comparativamente com os meses de inverno.

Nos meses de inverno, as pontas noturnas são substancialmente diferentes entre os dias úteis e sábados e os domingos e feriados, os vazios são semelhantes e os períodos intermédios de cheias apresentam também uma grande diferenciação.

Nos meses de verão as diferenças entre as pontas noturnas esbatem-se, os períodos de vazio são semelhantes, mais preenchidos que no inverno, e os períodos intermédios apresentam diferenças relevantes.

Figura 7-5 - Média diária da carga na RAM durante o ano de 2012



7.2 ANÁLISE DOS PREÇOS INCREMENTAIS DE ACESSO ÀS REDES EM MT

Neste ponto pretende-se determinar os preços incrementais de acesso às redes de distribuição em MT. Para efetuar esta análise partiu-se da análise de uma curva classificada do diagrama de cargas da RAM para cada um dos anos em questão. A comparação do número de horas de cada um dos períodos horários do respetivo ano com cada uma das referidas curvas classificadas de carga permitiu atribuir uma classificação de pertença a um dado período horário a cada um dos valores do diagrama de cargas. Utilizando os preços incrementais de acesso resultantes das tarifas e preços a vigorar durante o ano de 2013 consegue-se assim determinar o preço incremental de acesso a aplicar a cada período de quinze minutos de cada ano. Nesta análise estão a considerar-se para o ano de 2012: 965 horas de ponta, 3686 horas cheias, 2669 horas de vazio normal e 1464 horas de supervazio. Os preços das tarifas de acesso às redes em MT são os preços em vigor nas tarifas de 2013 para as variáveis de faturação de energia em cada período horário e o correspondente preço de potência em horas de ponta devidamente convertido para um preço de energia em horas de ponta. O preço de potência contratada não é considerado nesta análise, situação a avaliar em trabalho futuro a partir de informação detalhada dos diagramas de carga dos clientes em MT e dos PTs de ligação à rede de distribuição em BT.

7.2.1.1 ANÁLISE DOS PREÇOS INCREMENTAIS DE ACESSO ÀS REDES EM MT POR ANO

Nas figuras seguintes (Figura 7-6, Figura 7-7 e Figura 7-8) apresenta-se a média diária dos preços incrementais de acesso às redes em MT para cada um dos anos de 2010, 2011 e 2012.

É possível verificar a relevância dos preços incrementais de acesso às redes na ponta noturna (final do dia) dos dias úteis de inverno, assim como dos sábados. Os dias úteis de verão apresentam também relevância destacando-se valores elevados nas horas intermédias do dia e no final do dia. Verifica-se também uma alteração considerável ao longo dos vários anos do perfil dos preços incrementais de acesso às redes em apreço, em resultado das alterações acentuadas que se observam nos diagramas de carga designadamente no que respeita ao último ano de 2012.

Figura 7-6 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2010

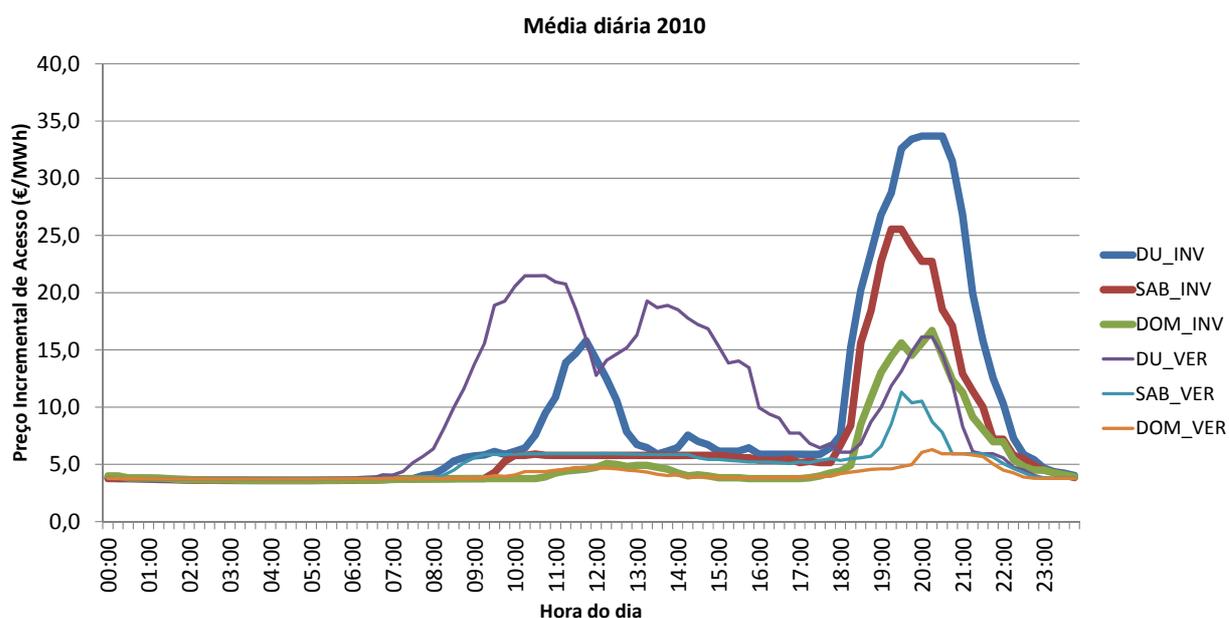


Figura 7-7 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2011

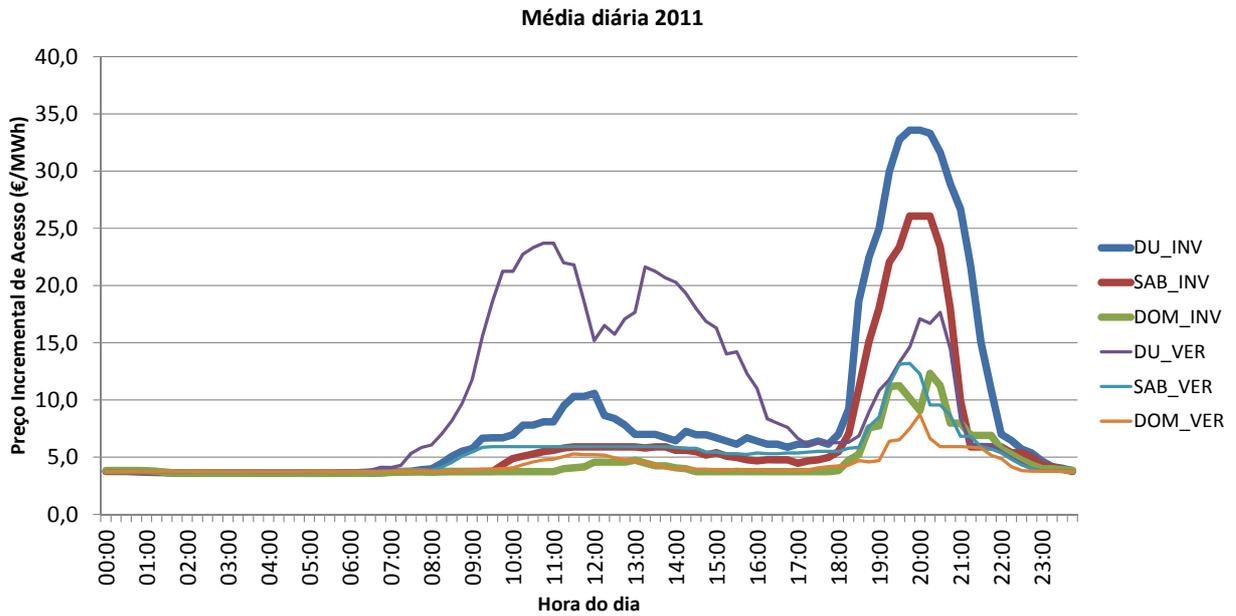
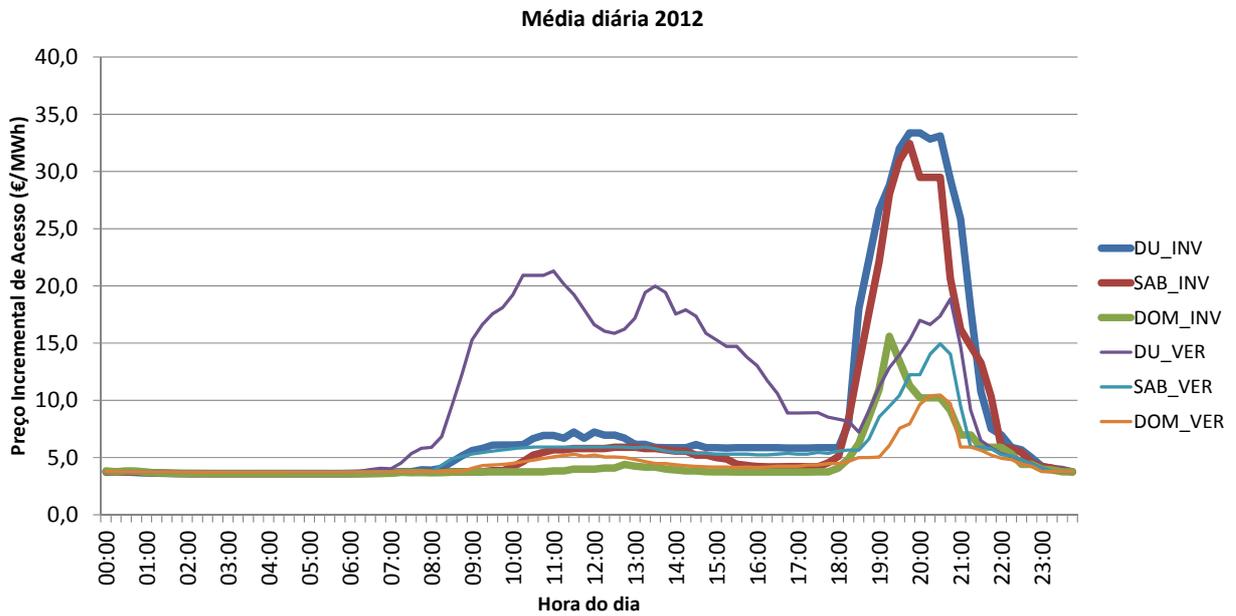


Figura 7-8 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2012



7.3 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA

O sistema electroprodutor da ilha da Madeira é caracterizado pela existência de diversos grupos térmicos a fuelóleo (Térmica), 1 central térmica de processamento de resíduos (RSU), diversas centrais hidráulicas (Hídrica), parques eólicos (PRE Eol) e alguma geração fotovoltaica (PRE FV). Nas figuras seguintes apresentam-se os diagramas de carga de produção por tipo de tecnologia para cada um dos 6 dias típicos (dias úteis, sábados e domingos de inverno e dias úteis, sábados e domingos de verão) para o ano de 2012. Verifica-se naturalmente uma maior penetração da produção hídrica nos meses de inverno, alguma estabilidade em termos energéticos da produção eólica, uma estabilidade mais acentuada na produção térmica a partir de resíduos, geração fotovoltaica concentrada nas horas intermédias do dia e uma grande penetração da tecnologia térmica à base de fuelóleo designadamente nos meses de verão.

Figura 7-9 - Diagrama de produção na RAM nos dias úteis de inverno em 2012

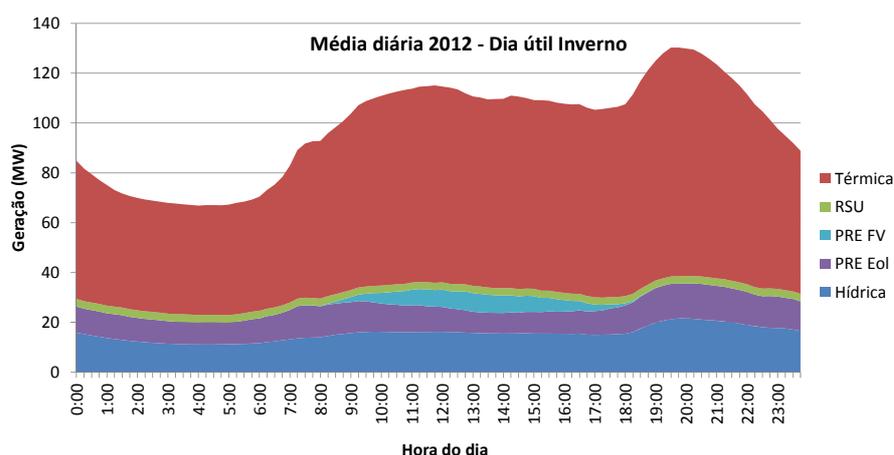


Figura 7-10 - Diagrama de produção na RAM nos sábados de inverno em 2012

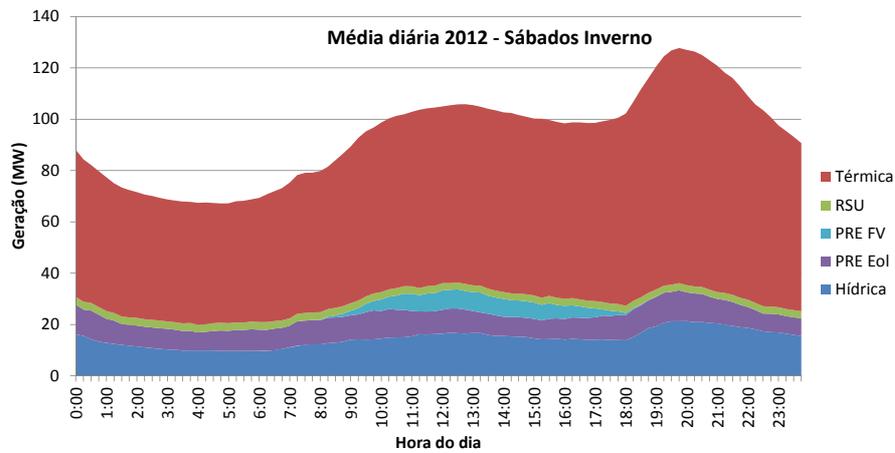


Figura 7-11 - Diagrama de produção na RAM nos domingos e feriados de inverno em 2012

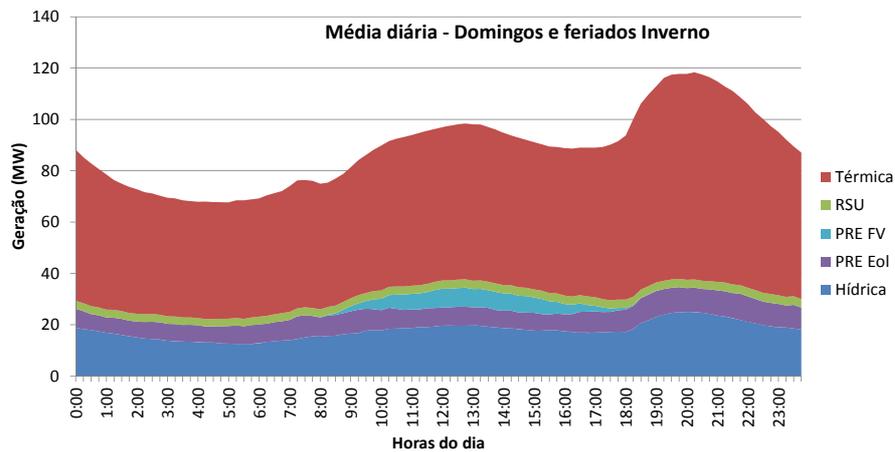


Figura 7-12 - Diagrama de produção na RAM nos dias úteis de verão de 2012

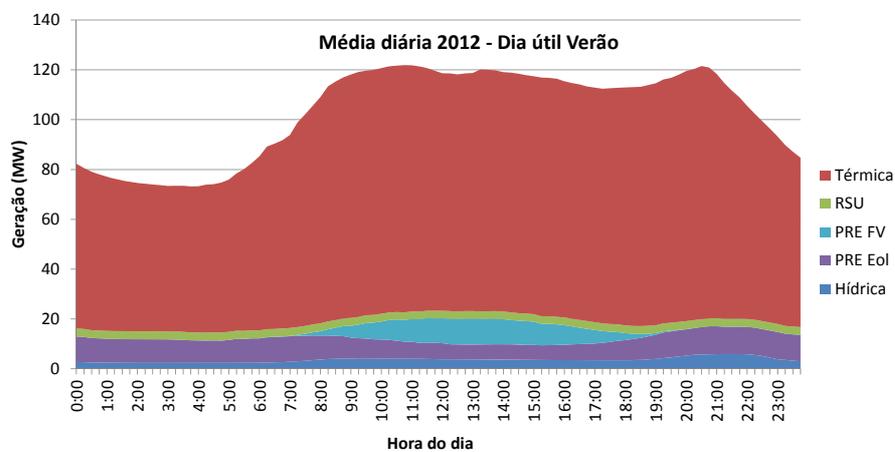


Figura 7-13 - Diagrama de produção na RAM nos sábados de verão em 2012

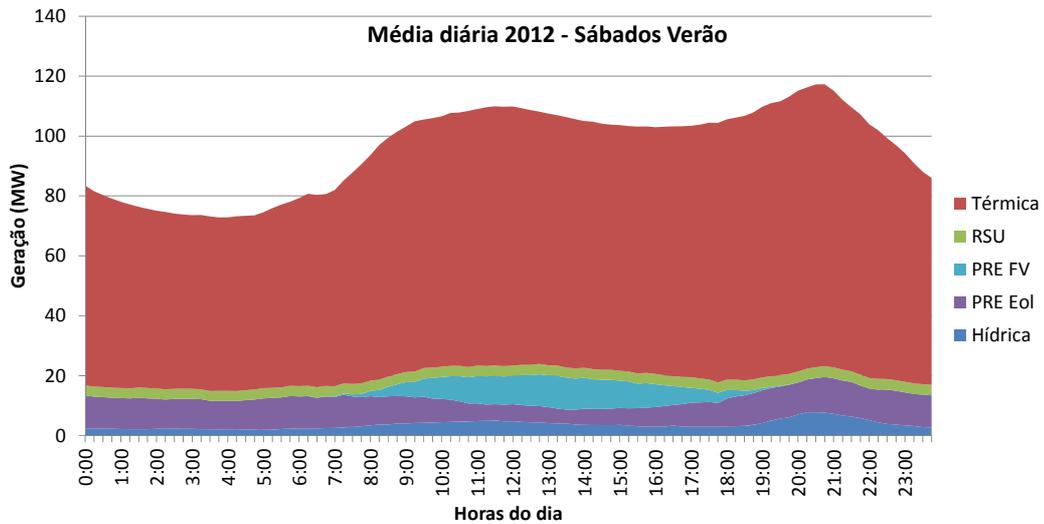
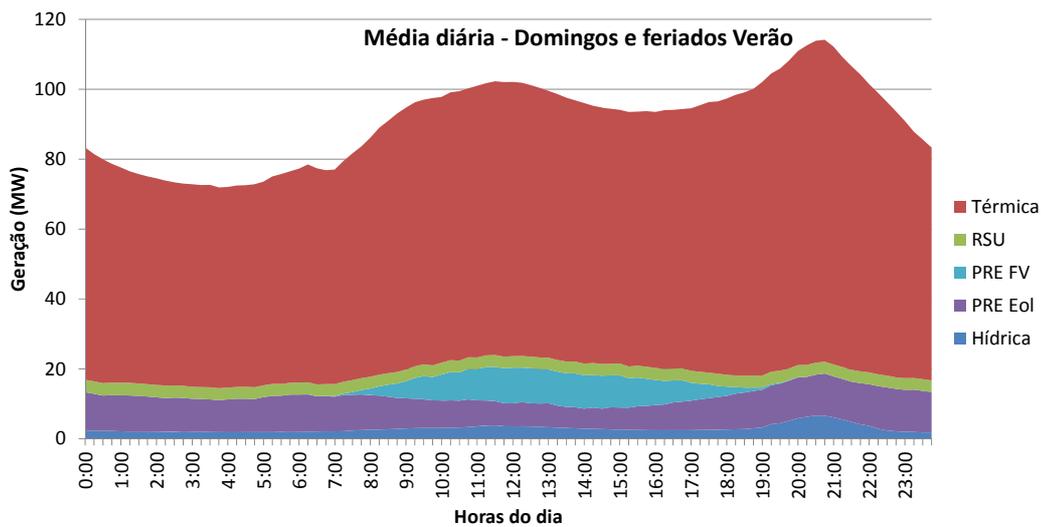
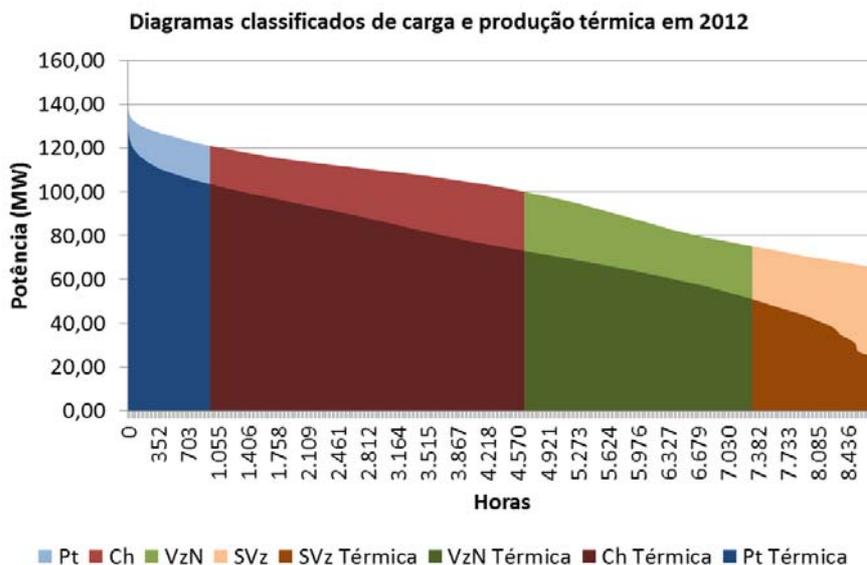


Figura 7-14 - Diagrama de produção na RAM nos domingos e feriados de verão em 2012



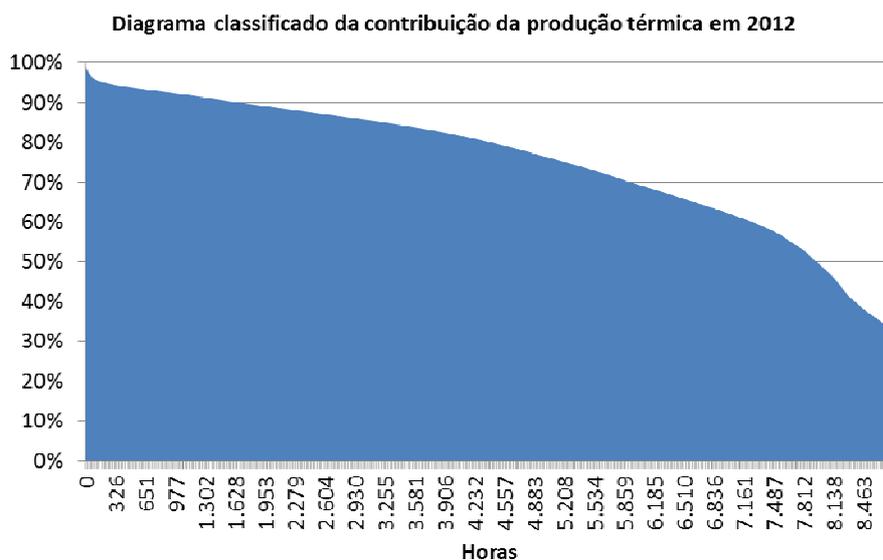
Na Figura 7-15 apresenta-se a curva classificada da carga e da produção térmica na região autónoma da Madeira para o ano de 2012. Identificam-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e supervazio. É possível verificar que a utilização da potência da tecnologia térmica é menor do que a do diagrama de carga agregado.

Figura 7-15 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAM durante 2012



Por fim na figura seguinte apresenta-se o diagrama classificado da penetração da produção térmica à base de fuelóleo na satisfação do diagrama de carga. Verifica-se que num número reduzido de horas a geração térmica assume penetrações inferiores a 40%, ou seja neste período a procura é satisfeita de forma dominante por tecnologia com custos variáveis muito reduzidos a partir de fontes renováveis ou de resíduos (trata-se de um desperdício).

Figura 7-16 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAM durante 2012



A análise da figura anterior mostra que o custo marginal é predominantemente marcado pelo custo variável mais elevado dos grupos a fuelóleo. Considerando que os grupos existentes apresentam rendimentos semelhantes é espetável que para um número muito elevado de horas do ano o custo marginal seja igual ao custo variável dos grupos térmicos queimando fuelóleo. Num número reduzido de horas em que a produção de origem renovável é dominante a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Neste número de horas curto o custo marginal do sistema será próximo de zero.

No ponto seguinte apresentam-se os preços marginais de energia na Região Autónoma da Madeira para os anos de 2010 a 2012. Estes preços marginais foram determinados a partir do diagrama de produção térmica em cada um dos anos em análise considerando-se que esta tecnologia se constituía como central marginal sempre que percentualmente a sua produção ultrapassasse um limiar pré-determinado no total da produção. Foram analisadas duas situações de menor e maior relevância da tecnologia térmica que se apresentam nos pontos seguintes.

7.3.1.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA CONSIDERANDO UMA MENOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

O despacho económico dos grupos geradores é efetuado de modo a assegurar que o diagrama de cargas seja satisfeito ao menor custo. Os grupos geradores de custos variáveis mais elevados são os últimos a ser chamados para satisfazer a procura. O preço marginal de energia corresponde ao custo variável em cada período de 15 minutos do grupo gerador de custos variáveis mais elevados que é chamado a satisfazer a procura. A procura incremental é satisfeita por geração de energia a partir desse grupo gerador marginal sendo o preço marginal da energia determinado pelo seu custo variável.

Nas figuras seguintes (Figura 7-17, Figura 7-18 e Figura 7-19) apresenta-se a média diária dos preços marginais de energia para cada um dos anos de 2010, 2011 e 2012, considerando-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 40%. Considera-se que para valores de penetração inferiores a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Este pressuposto de considerar que abaixo do limiar de 40% o custo marginal não é marcado pela tecnologia térmica, traduz também uma perspetiva de médio e longo prazo na medida em que com a penetração espetável de geração eólica e fotovoltaica esta situação tende a acentuar-se.

Da análise das figuras verifica-se que nos meses de verão não existe qualquer diferenciação ao nível da curva de preços marginais. A tecnologia térmica a fuelóleo marca sempre o preço da energia. Nos meses de inverno e em resultado da hidraulicidade observam-se algumas horas de custos marginais próximos de zero nos períodos de menor procura, resultando valores médios para os preços marginais inferiores ao custo variável da produção térmica. Com a redução da procura observada em 2012 é

possível verificar a existência de uma maior diferenciação ao nível dos preços marginais de energia entre os dias úteis e os sábados e domingos.

Figura 7-17 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010

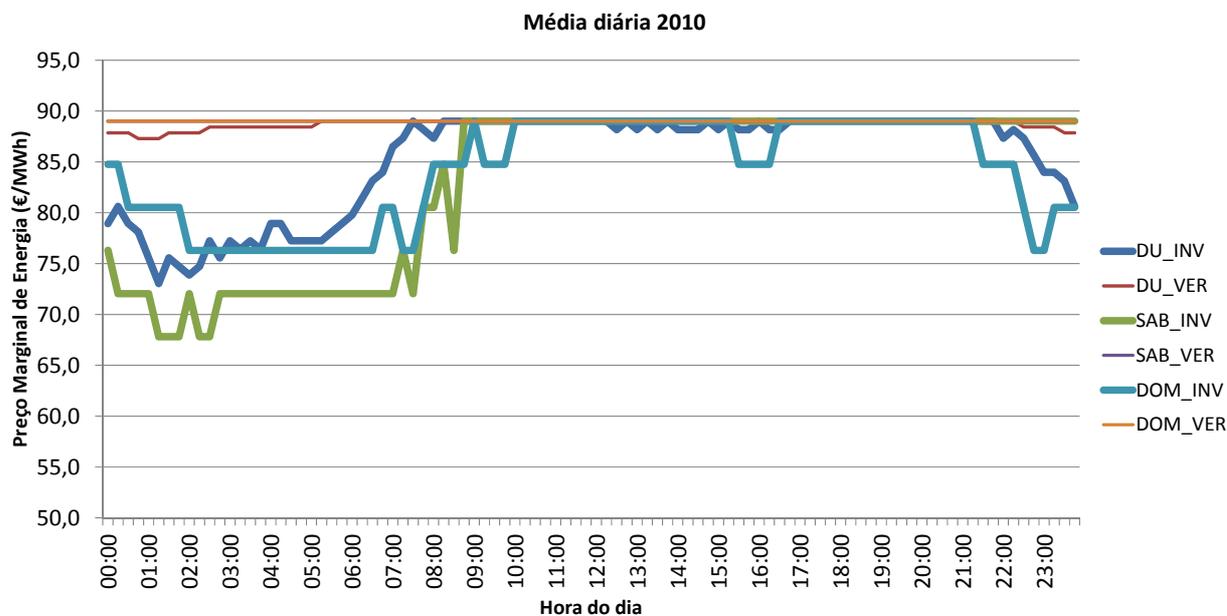


Figura 7-18 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011

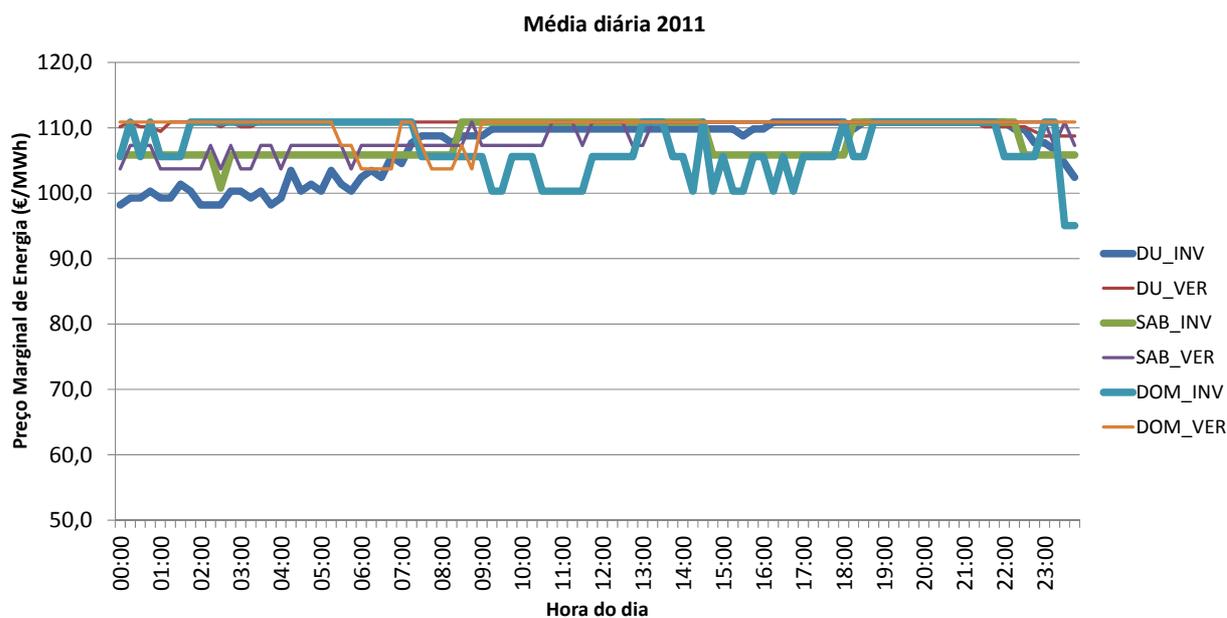
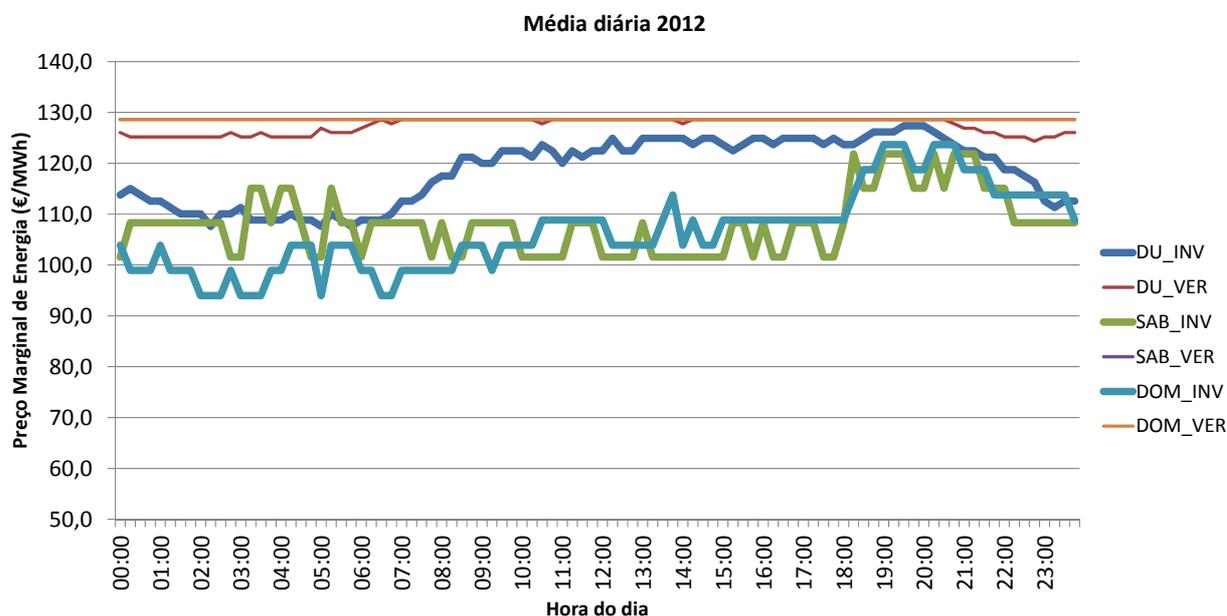


Figura 7-19 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012



7.3.1.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA CONSIDERANDO UMA MAIOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

Nas figuras seguintes (Figura 7-20, Figura 7-21 e Figura 7-22) apresenta-se a média diária dos preços marginais de energia para cada um dos anos de 2010, 2011 e 2012, considerando-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 30%. Considera-se que para valores de penetração inferiores a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico.

Da análise das figuras verifica-se que a tecnologia térmica a fuelóleo marca predominantemente o preço da energia, não se observando significativas variações de preço. No ano de 2012 em resultado da redução da procura observam-se pequenas diferenças nos sábados e domingos.

Figura 7-20 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2010

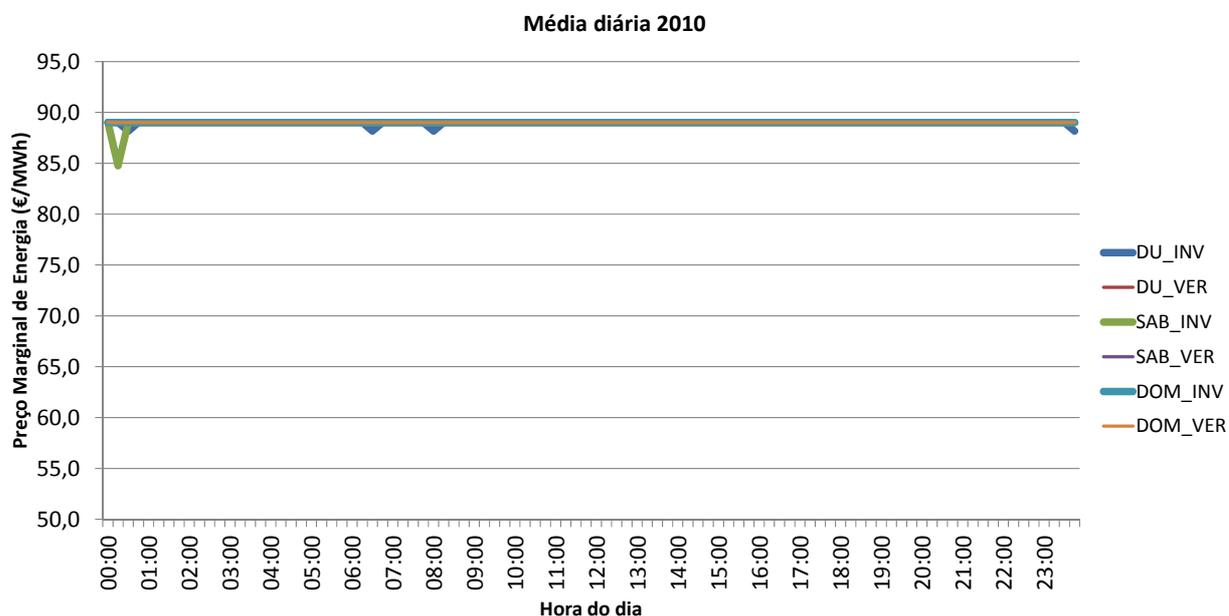


Figura 7-21 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011

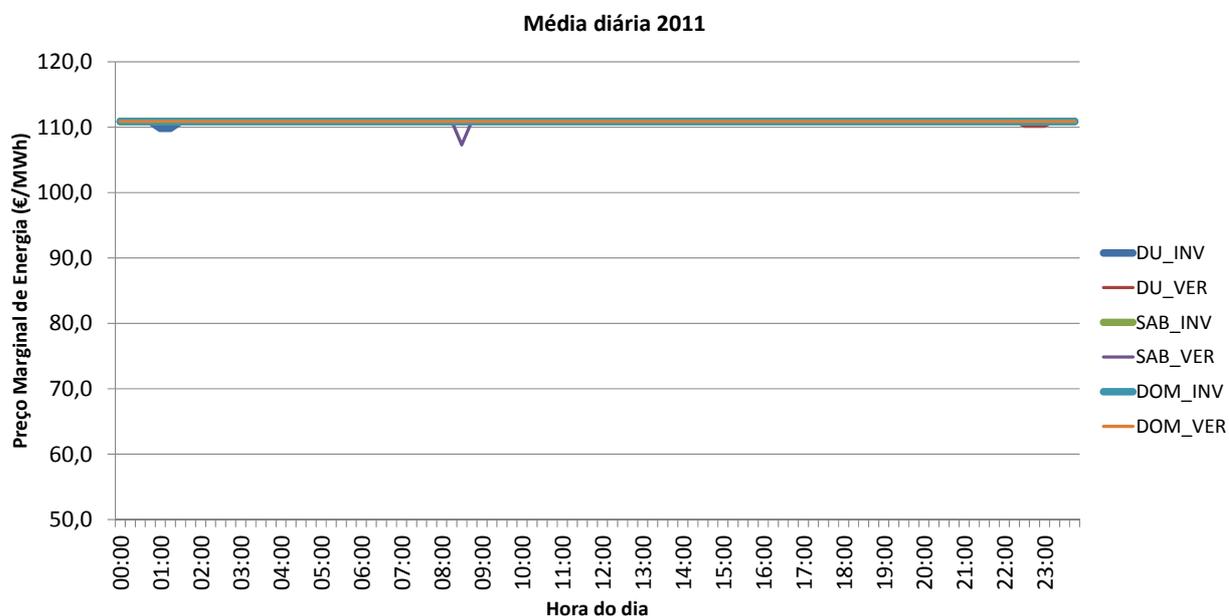
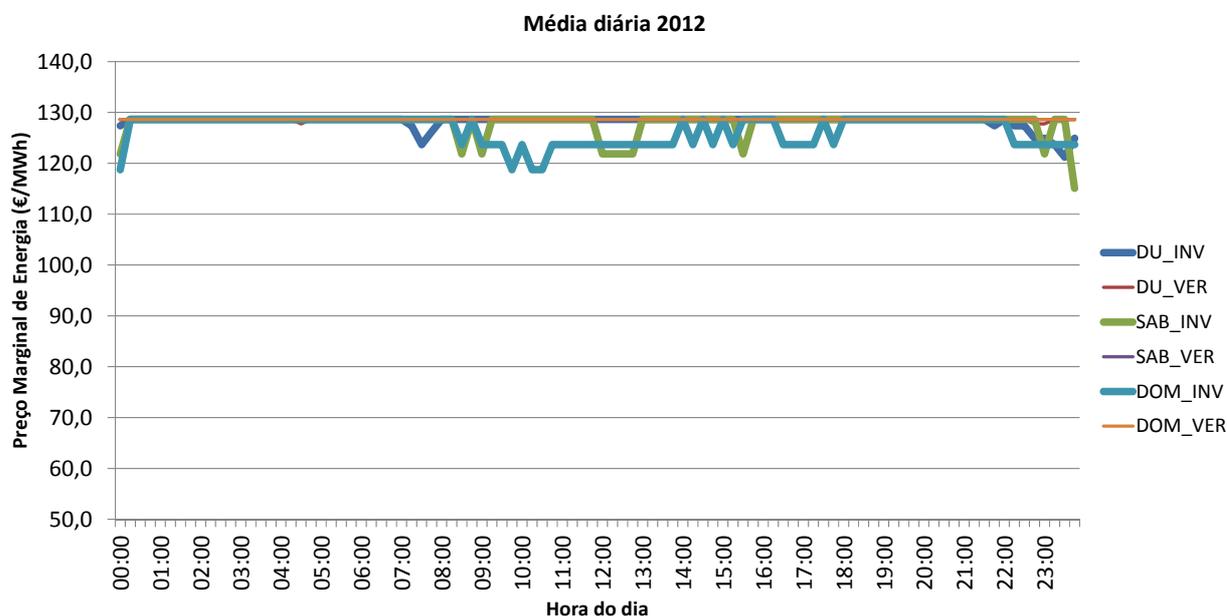


Figura 7-22 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012



7.4 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO EM MT (PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA E PREÇOS INCREMENTAIS DE ACESSO ÀS REDES)

Os preços marginais de fornecimento de energia ou preços marginais totais são obtidos pela soma dos preços marginais de energia e dos preços incrementais de acesso às redes. Nos pontos seguintes apresentam-se estes preços marginais totais para as duas situações de menor e maior relevância da tecnologia térmica apresentadas anteriormente.

7.4.1.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO CONSIDERANDO UMA MENOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

Nas figuras seguintes (Figura 7-23, Figura 7-24 e Figura 7-25) apresenta-se a média diária dos preços marginais de fornecimento para os anos de 2010, 2011 e 2012, considerando uma menor relevância da tecnologia térmica na marcação do preço marginal de energia. Para o efeito considera-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 40%.

Da análise das figuras é possível verificar a existência de sazonalidade na evolução dos preços marginais totais entre os meses de verão e de inverno. A diferenciação de preços acentua-se nos meses de inverno em resultado, por um lado, de uma maior hidraulicidade e por outro lado, de uma maior

procura no início da noite. É possível verificar a existência de alguma diferenciação entre o perfil de preços totais dos dias úteis e dos sábados e domingos.

Figura 7-23 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010

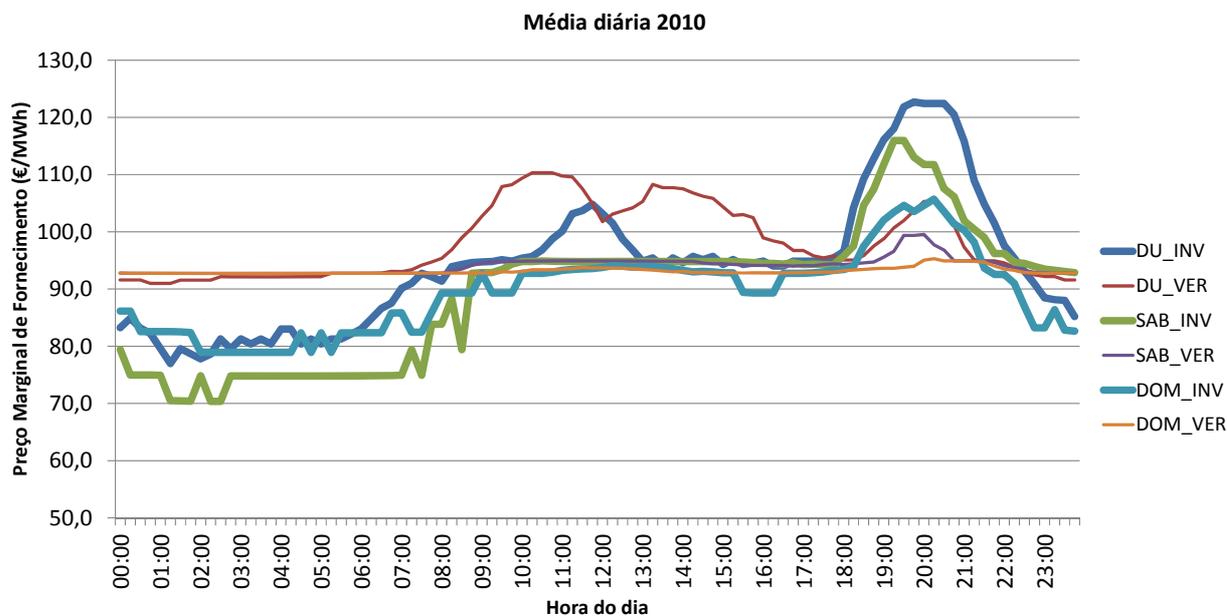


Figura 7-24 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011

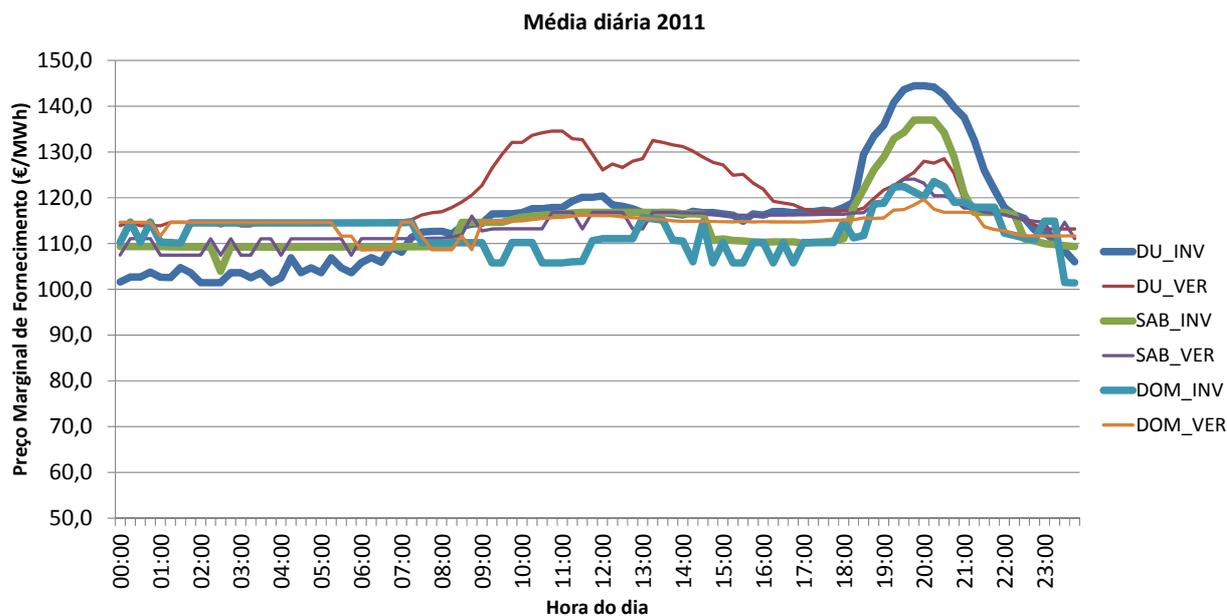
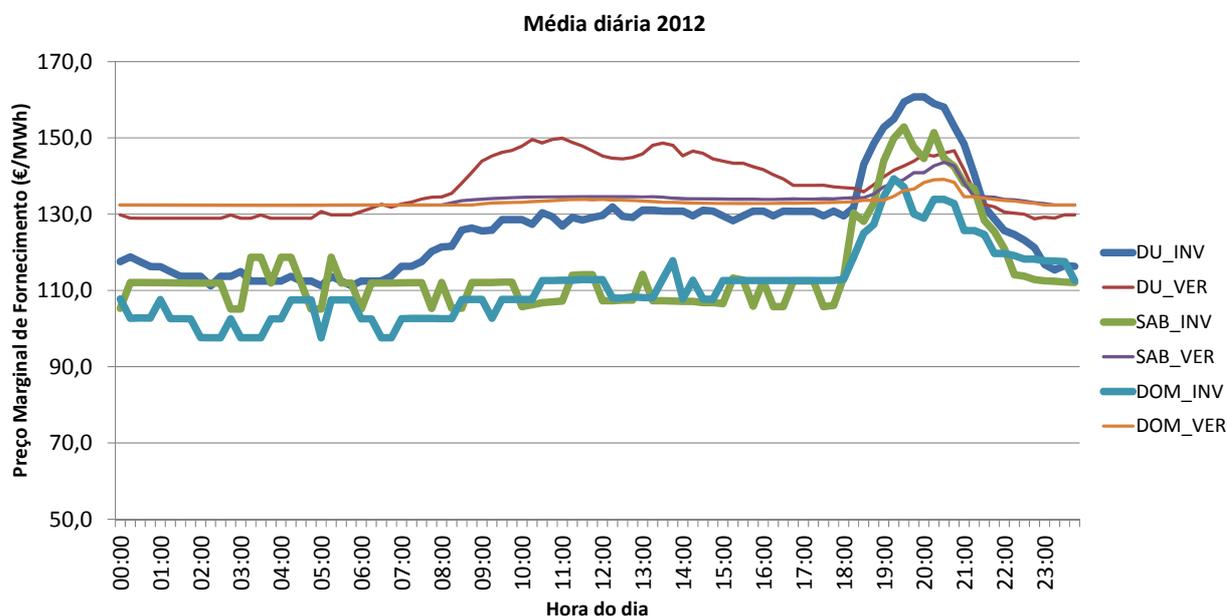


Figura 7-25 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012



Nos dias úteis de inverno identificam-se três patamares de preços bem diferenciados. Nos sábados e domingos de inverno os períodos intermédios de preços (cheias) a meio do dia desaparecem, registando-se uma ponta ao fim do dia nos sábados e um período de cheias no final do domingo. No verão registam-se dois patamares de preços quer nos dias úteis, quer nos sábados e domingos.

7.4.1.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO CONSIDERANDO UMA MAIOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

Nas figuras seguintes (Figura 7-26, Figura 7-27 e Figura 7-28) apresenta-se a média diária dos preços marginais de fornecimento para os anos de 2010, 2011 e 2012, considerando uma maior relevância da tecnologia térmica na marcação do preço marginal de energia. Para o efeito considera-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 30%.

Da análise das figuras é possível verificar a existência de sazonalidade na evolução dos preços marginais totais entre os meses de verão e de inverno. A diferenciação de preços acentua-se nos meses de inverno em resultado, por um lado, de uma maior hidraulicidade e por outro lado, de uma maior procura no início da noite. É possível verificar a existência de alguma diferenciação entre o perfil de preços totais dos dias úteis e dos sábados e domingos. As diferenças observadas neste cenário são mais reduzidas.

Figura 7-26 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 30% (energia) durante o ano de 2010

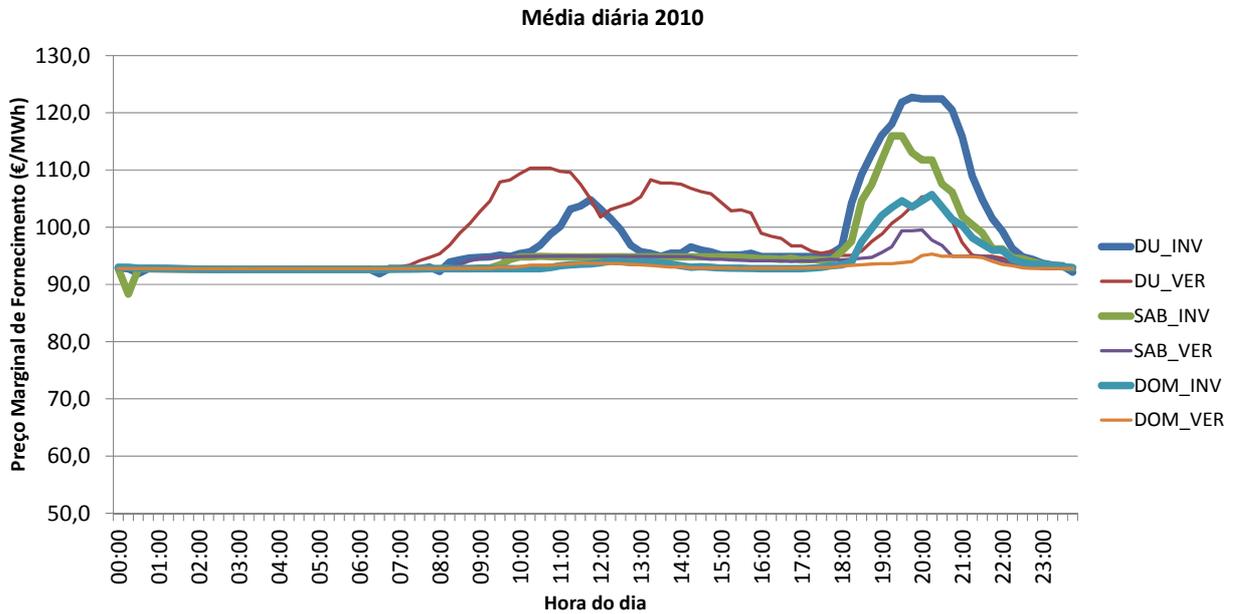


Figura 7-27 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011

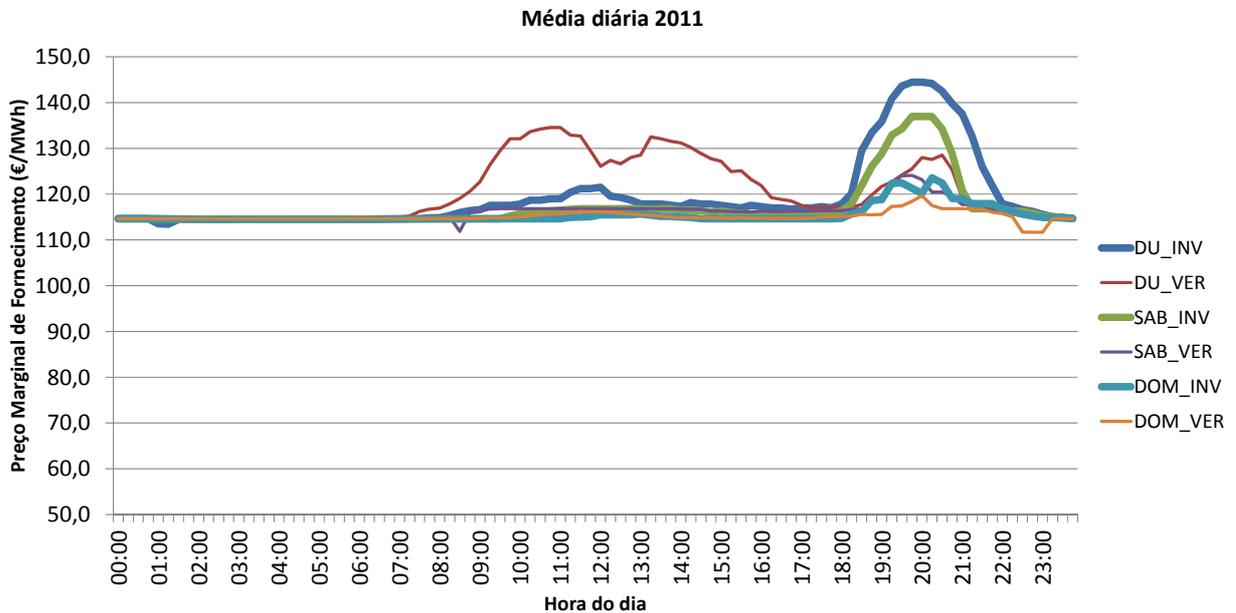
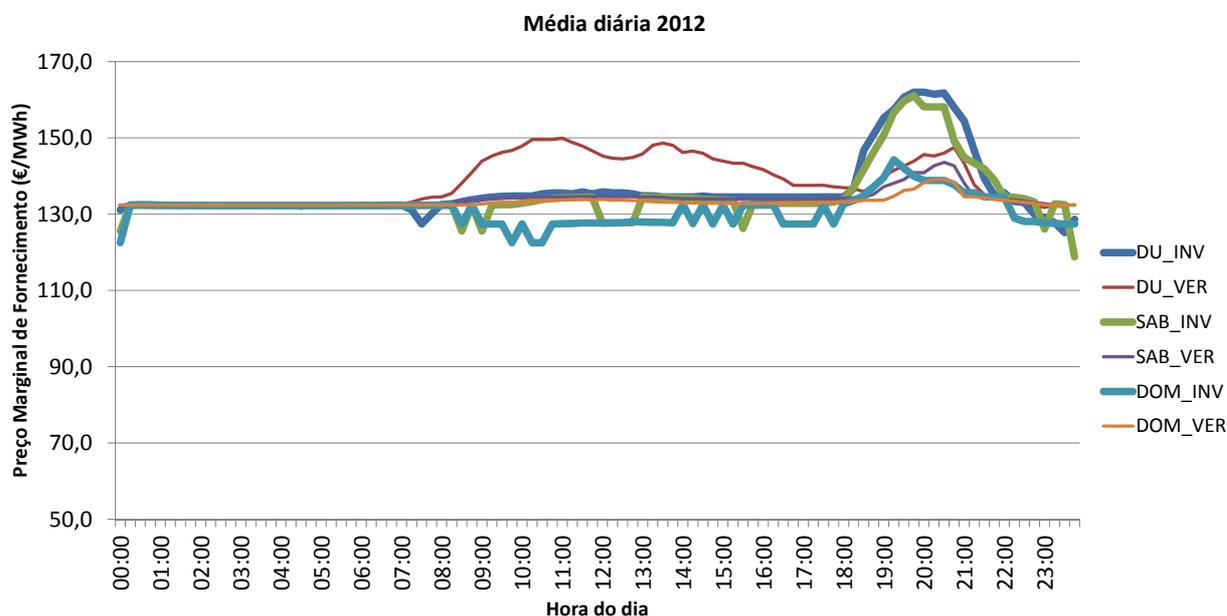


Figura 7-28 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAM considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012



7.5 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

7.5.1 ANÁLISE DE DIAGRAMAS DE CARGA

A Eletricidade dos Açores forneceu à ERSE informação referente à evolução da potência nas diversas centrais do parque electroprodutor da Região Autónoma dos Açores ao longo dos anos de 2010, 2011 e 2012.

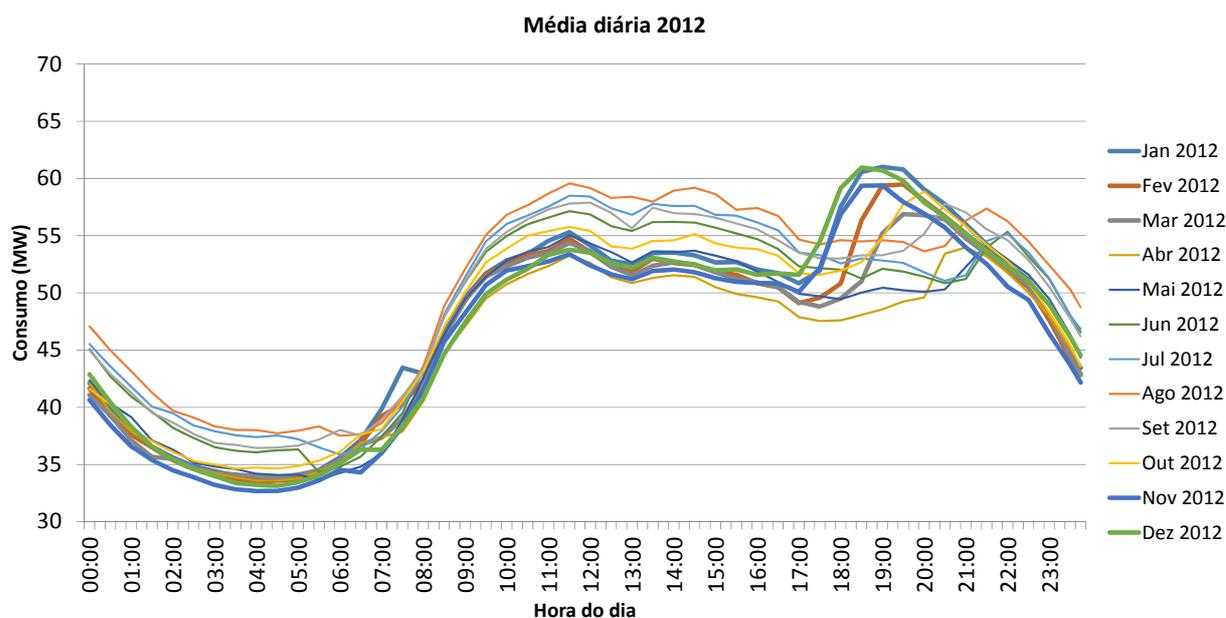
A análise que se apresenta neste ponto centra-se na ilha da região com maior procura, ou seja São Miguel.

7.5.2 EVOLUÇÃO MENSAL DOS DIAGRAMAS DE CARGA EM 2012

A Figura 7-29 apresenta a média diária da carga para cada um dos meses do ano de 2012 da ilha da Madeira. É possível verificar que os diagramas de carga nos meses de verão e inverno são substancialmente distintos. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se assumindo valores elevados, os períodos intermédios de horas cheias apresentam valores de potência inferiores aos registados no verão e os períodos de vazio são também menos preenchidos. Identifica-se no início da manhã o desligar dos circuitos de iluminação pública e o iniciar da atividade económica. No período da noite verifica-se o crescimento da ponta noturna ao final do dia dos meses de verão para o inverno, típico de diagramas de carga dominados por consumos em baixa tensão. É interessante notar que os

diagramas de carga nos meses de verão são mais preenchidos apresentando utilizações da potência mais elevadas justificadas por uma atividade económica sazonal ligada ao turismo e por condições no início do período noturno mais favoráveis para a vida humana em termos de iluminação natural e temperatura.

Figura 7-29 - Média mensal da carga na RAA durante o ano de 2012



7.5.2.1 EVOLUÇÃO ANUAL DOS DIAGRAMAS DE CARGA POR TIPO DE DIA

Nas figuras seguintes (Figura 7-30, Figura 7-31 e Figura 7-32) apresenta-se a média diária da carga na ilha de São Miguel para cada um dos seis tipos de dia dos anos de 2010, 2011 e 2012, a saber: dias úteis de inverno e verão respetivamente, sábados de inverno e de verão e domingos e feriados de inverno e de verão. Da análise das figuras é possível verificar a redução que tem vindo a ser observada nos consumos de energia elétrica de 2010 a 2012.

Figura 7-30 - Média diária da carga nos dias úteis da RAA durante os anos de 2010, 2011 e 2012

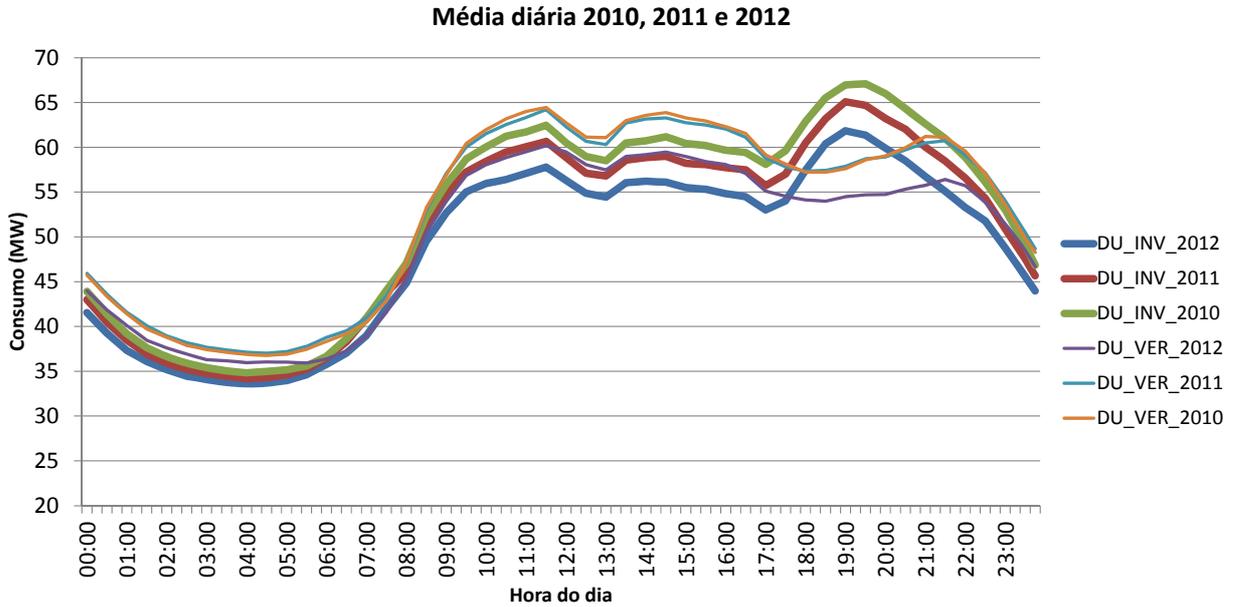


Figura 7-31 - Média diária da carga nos sábados da RAA durante os anos de 2010, 2011 e 2012

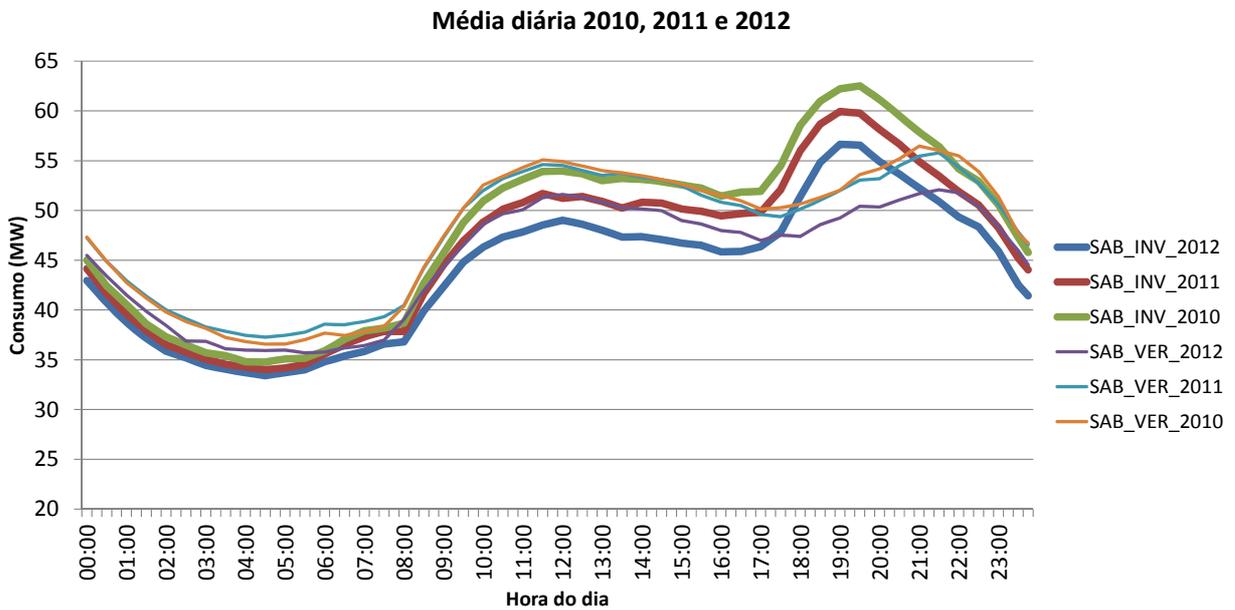
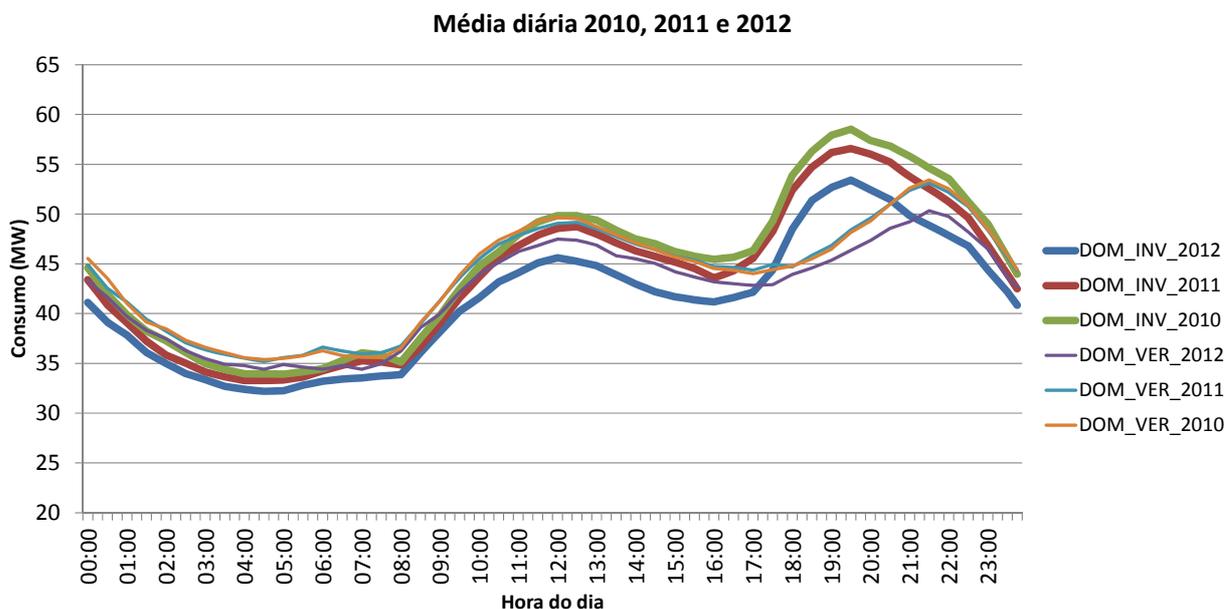


Figura 7-32 - Média diária da carga nos domingos da RAA durante os anos de 2010, 2011 e 2012



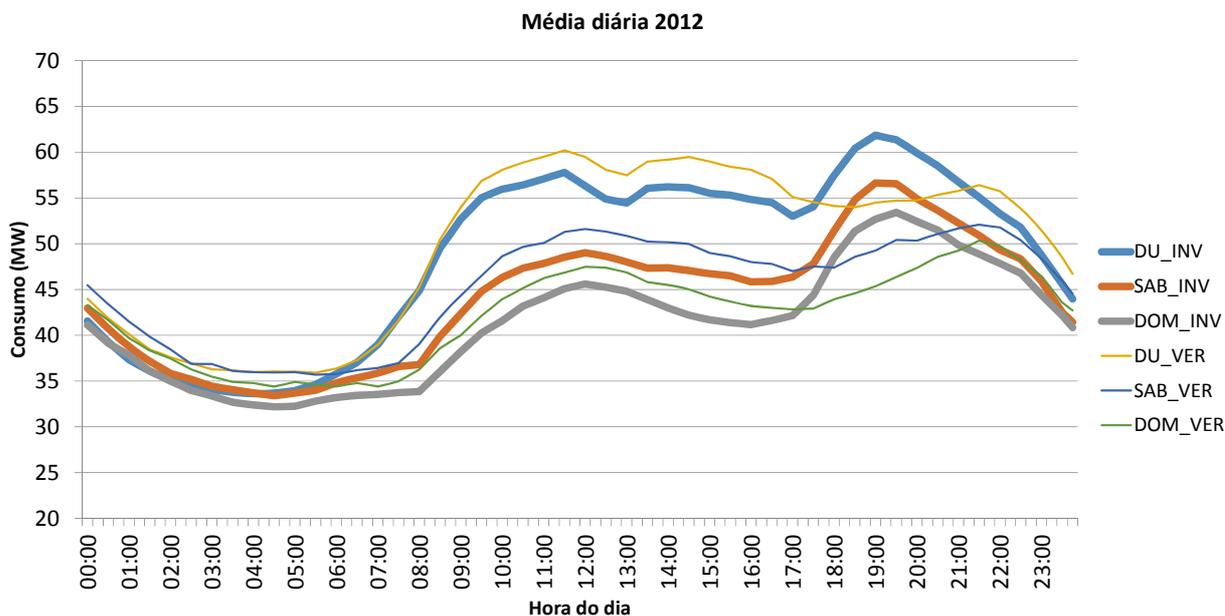
7.5.3 CARACTERIZAÇÃO DOS DIAGRAMAS DE CARGA POR TIPO DE DIA EM 2012

Por forma a facilitar-se a comparação dos diagramas de carga por tipo de dia estes são apresentados na Figura 7-33 para o ano de 2012. Verifica-se que os diagramas de carga são mais preenchidos em todos os tipos de dias nos meses de verão comparativamente com os meses de inverno.

Nos meses de inverno, as pontas noturnas são substancialmente diferentes entre os dias úteis e sábados e os domingos e feriados, os períodos intermédios de cheias apresentam também uma grande diferenciação, os vazios dos domingos são menos preenchidos e o início do vazio de sábado é mais intenso.

Nos meses de verão registam-se diferenças acentuadas entre as pontas noturnas, os períodos intermédios de cheias apresentam diferenças relevantes mais preenchidos que nos meses de inverno, os vazios são superiores aos do inverno, os vazios dos domingos são menos preenchidos e o início do vazio de sábado é mais intenso.

Figura 7-33 - Média diária da carga na RAA durante o ano de 2012



7.6 ANÁLISE DOS PREÇOS INCREMENTAIS DE ACESSO ÀS REDES EM MT

Neste ponto pretende-se determinar os preços incrementais de acesso às redes de distribuição em MT. Para efetuar esta análise partiu-se da análise de uma curva classificada do diagrama de cargas da ilha de São Miguel da RAA para cada um dos anos em questão. A comparação do número de horas de cada um dos períodos horários do respetivo ano com cada uma das referidas curvas classificadas de carga permitiu atribuir uma classificação de pertença a um dado período horário a cada um dos valores do diagrama de cargas. Utilizando os preços incrementais de acesso resultantes das tarifas e preços a vigorar durante o ano de 2013 consegue-se assim determinar o preço incremental de acesso a aplicar a cada período de quinze minutos de cada ano. Nesta análise estão a considerar-se para o ano de 2012: 965 horas de ponta, 3686 horas cheias, 2669 horas de vazio normal e 1464 horas de supervazio. Os preços das tarifas de acesso às redes em MT são os preços em vigor nas tarifas de 2013 para as variáveis de faturação de energia em cada período horário e o correspondente preço de potência em horas de ponta devidamente convertido para um preço de energia em horas de ponta. O preço de potência contratada não é considerado nesta análise, situação a avaliar em trabalho futuro a partir de informação detalhada dos diagramas de carga dos clientes em MT e dos PTs de ligação à rede de distribuição em BT.

7.6.1.1 ANÁLISE DOS PREÇOS INCREMENTAIS DE ACESSO EM MT POR ANO

Nas figuras seguintes (Figura 7-34, Figura 7-7 e Figura 7-36) apresenta-se a média diária dos preços incrementais de acesso às redes em MT para cada um dos anos de 2010, 2011 e 2012.

É possível verificar a relevância dos preços incrementais de acesso às redes na ponta noturna (final do dia) dos dias úteis de inverno. Os dias úteis de verão apresentam também relevância destacando-se valores elevados nas horas intermédias do dia. Verifica-se também uma alteração considerável ao longo dos vários anos do perfil dos preços incrementais de acesso às redes em apreço, em resultado das alterações acentuadas que se observam nos diagramas de carga designadamente no que respeita ao último ano de 2012.

Figura 7-34 - Média diária do Acesso na RAA durante o ano de 2010

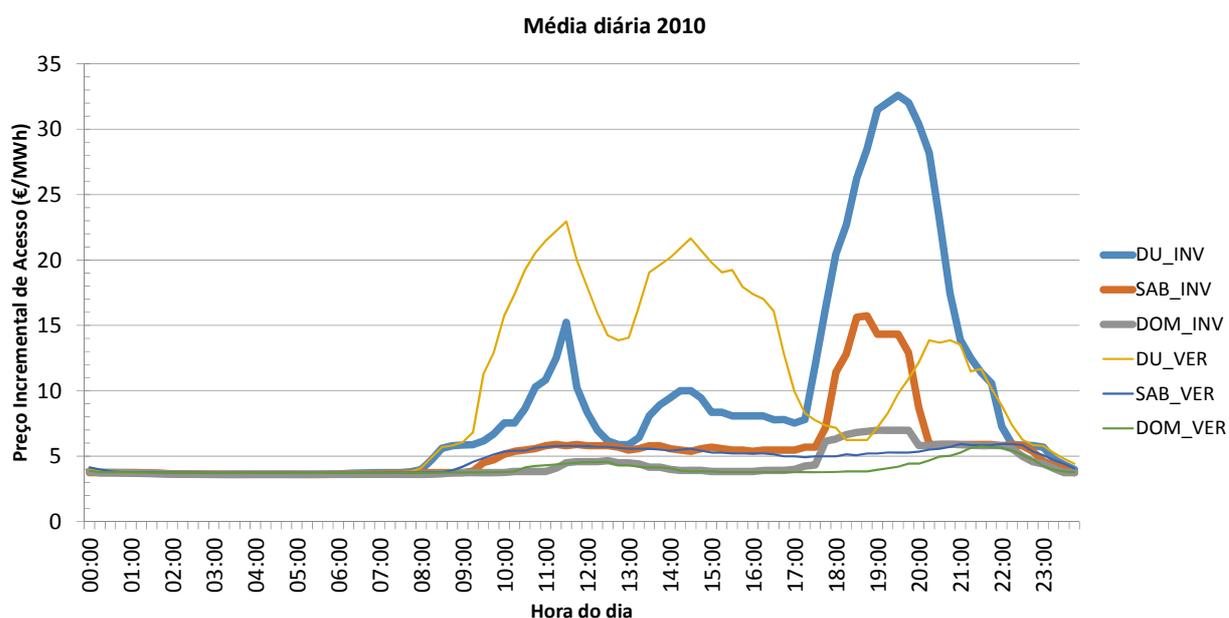


Figura 7-35 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2011

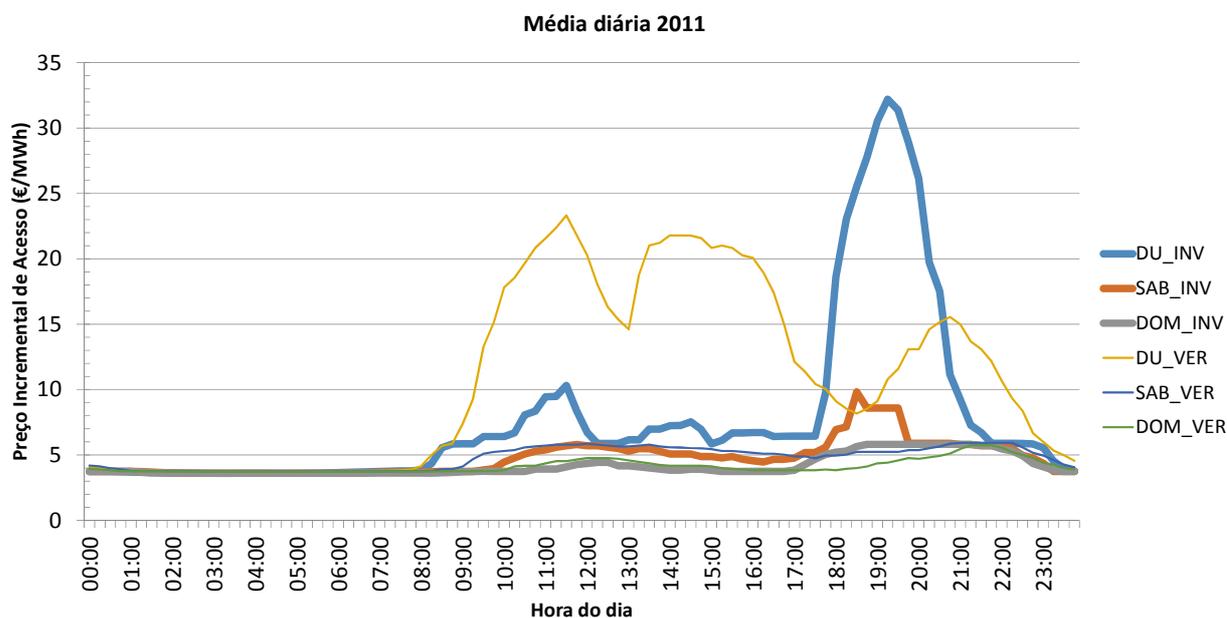
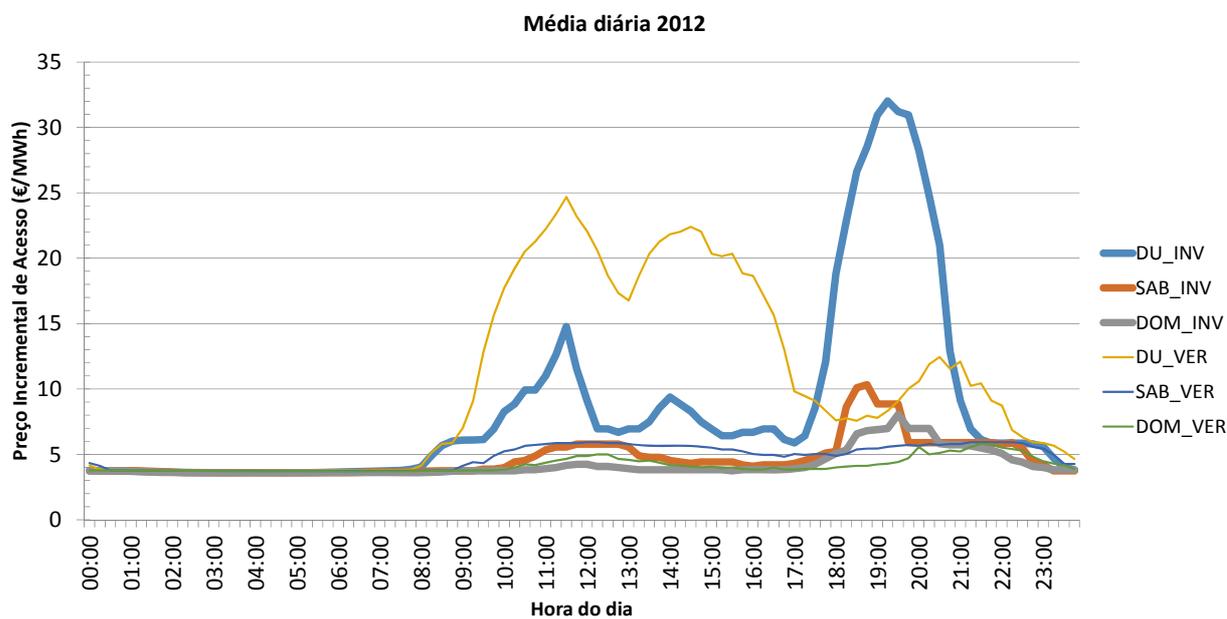


Figura 7-36 - Média diária do Acesso na RAM durante o ano de 2012



7.7 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA

O sistema electroprodutor da ilha de São Miguel é caracterizado pela existência de diversos grupos térmicos a fuelóleo (Térmica), 1 central térmica a biogás (Biogás), 2 centrais geotérmicas (Geotérmica), diversas centrais hidráulicas (Hídrica) e parques eólicos (Eólica). Nas figuras seguintes apresentam-se

os diagramas de carga de produção por tipo de tecnologia para cada um dos 6 dias típicos (dias úteis, sábados e domingos de inverno e dias úteis, sábados e domingos de verão) todos para o ano de 2012. Verifica-se alguma estabilidade em termos energéticos da produção eólica e hidráulica, uma estabilidade acentuada da geotermia e uma grande penetração da tecnologia térmica à base de fuelóleo designadamente nos meses de verão.

Figura 7-37 - Diagrama de produção na RAA nos dias úteis de inverno em 2012

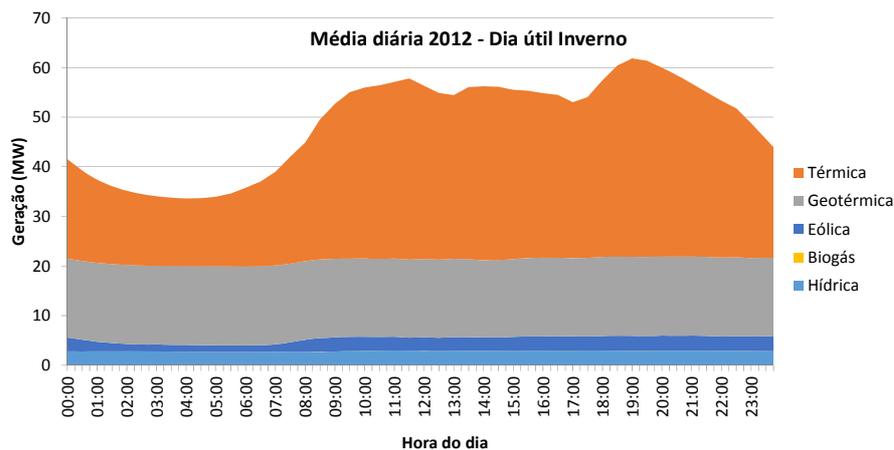


Figura 7-38 - Diagrama de produção na RAA nos sábados de inverno em 2012

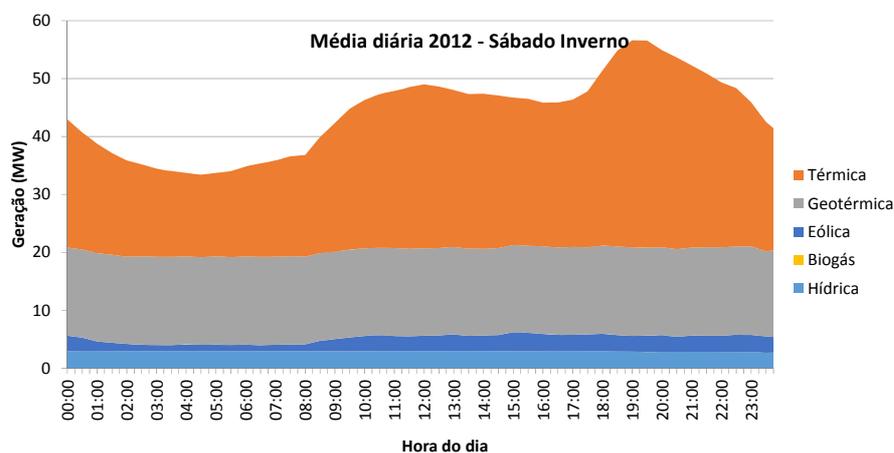


Figura 7-39 - Diagrama de produção na RAA nos domingos e feriados de inverno em 2012

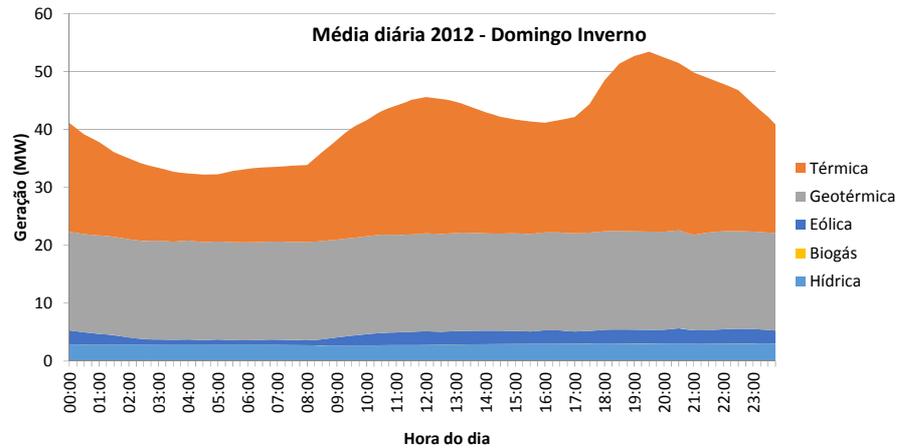


Figura 7-40 - Diagrama de produção na RAA nos dias úteis de verão de 2012

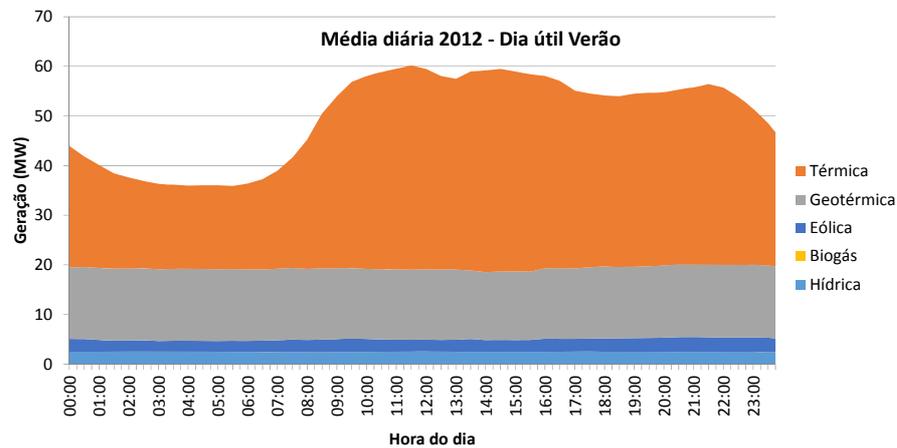


Figura 7-41 - Diagrama de produção na RAA nos sábados de verão em 2012

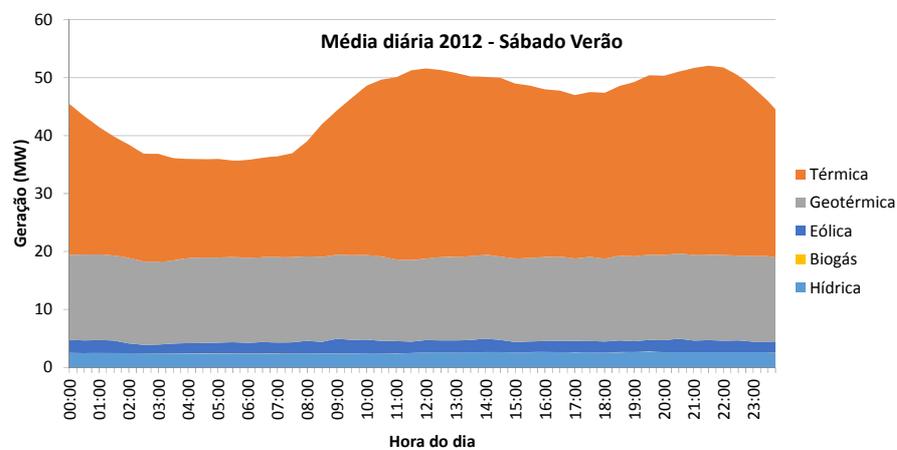
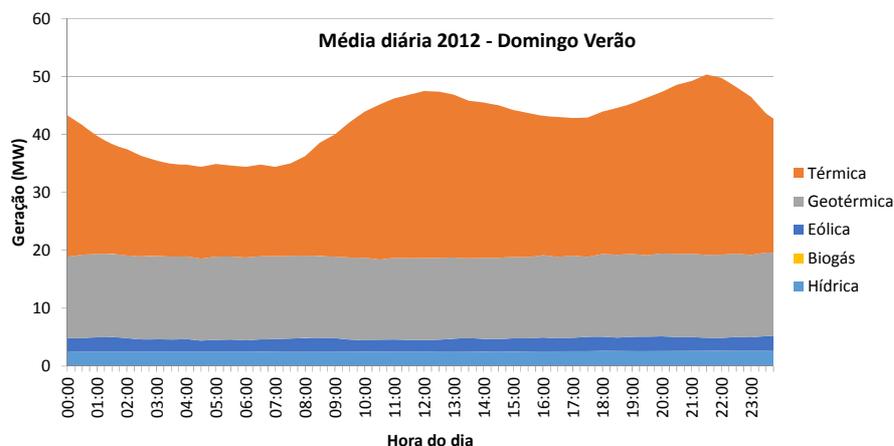
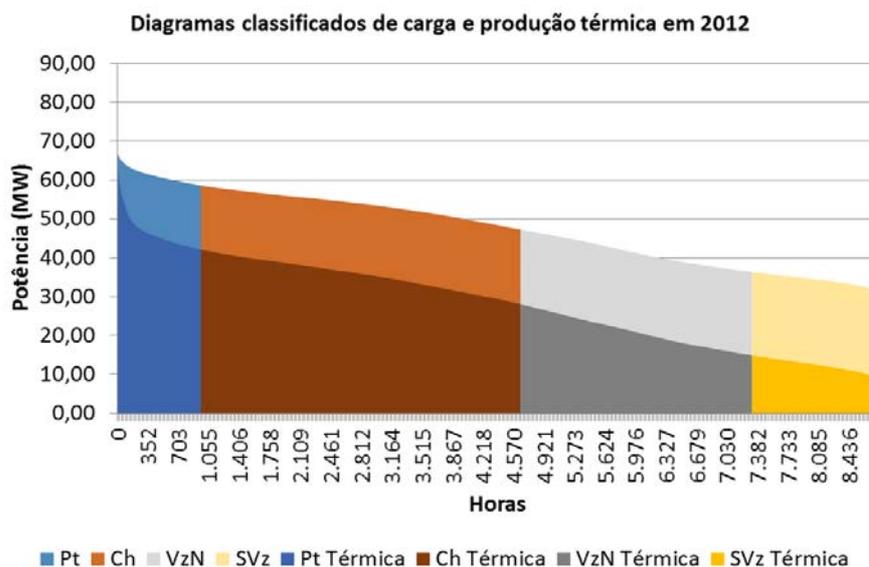


Figura 7-42 - Diagrama de produção na RAA nos domingos e feriados de verão em 2012



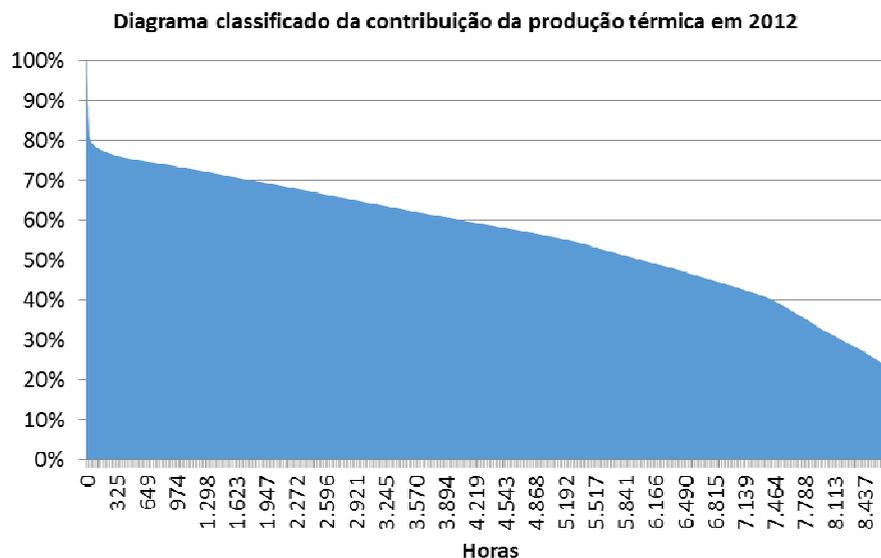
Na Figura 7-43 apresenta-se a curva classificada da carga e da produção térmica na ilha de São Miguel da região autónoma dos Açores para o ano de 2012. Identificam-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e supervazio. É possível verificar que a utilização da potência da tecnologia térmica é menor do que a do diagrama de carga agregado.

Figura 7-43 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAA durante 2012



Por fim na figura seguinte apresenta-se o diagrama classificado da penetração da produção térmica à base de fuelóleo na satisfação do diagrama de carga. Verifica-se que num número reduzido de horas a geração térmica assume penetrações inferiores a 40%, ou seja, períodos em que a procura é satisfeita de forma dominante por tecnologia com custos variáveis muito reduzidos a partir de fontes renováveis, biogás (trata-se de um desperdício) ou geotermia.

Figura 7-44 - Diagramas classificados da carga e da produção térmica na RAA durante 2012



A análise da figura anterior mostra que o custo marginal é predominantemente marcado pelo custo variável mais elevado dos grupos a fuelóleo. Considerando que os grupos existentes apresentam rendimentos semelhantes é espectável que para um número muito elevado de horas do ano o custo marginal seja igual ao custo variável dos grupos térmicos queimando fuelóleo. Num número reduzido de horas em que a produção de origem renovável é dominante a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Neste número de horas curto o custo marginal do sistema será próximo de zero.

No ponto seguinte apresentam-se os preços marginais de energia na ilha de São Miguel na Região Autónoma dos Açores para os anos de 2010 a 2012. Estes preços marginais foram determinados a partir do diagrama de produção térmica em cada um dos anos em análise considerando-se que esta tecnologia se constituía como central marginal sempre que percentualmente a sua produção ultrapassasse um limiar pré-determinado no total da produção. Foram analisadas duas situações de menor e maior relevância da tecnologia térmica que se apresentam nos pontos seguintes.

7.7.1.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA EM CADA ANO CONSIDERANDO UMA MENOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

O despacho económico dos grupos geradores é efetuado de modo a assegurar que o diagrama de cargas seja satisfeito ao menor custo. Os grupos geradores de custos variáveis mais elevados são os últimos a ser chamadas para satisfazer a procura. O preço marginal de energia corresponde ao custo variável em cada período de 15 minutos do grupo gerador de custos variáveis mais elevados que é

chamado a satisfazer a procura. A procura incremental é satisfeita por geração de energia a partir desse grupo gerador marginal sendo o preço marginal da energia determinado pelo seu custo variável.

Nas figuras seguintes (Figura 7-45, Figura 7-46 e Figura 7-47) apresenta-se a média diária dos preços marginais de energia para cada um dos anos de 2010, 2011 e 2012, considerando-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 40%. Considera-se que para valores de penetração inferiores a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Este pressuposto de considerar que abaixo do limiar de 40% o custo marginal não é marcado pela tecnologia térmica, traduz também uma perspetiva de médio e longo prazo na medida em que com a penetração espectável de geração eólica e geotérmica esta situação tende a acentuar-se.

Da análise das figuras verifica-se que nos períodos de menor procura, períodos de vazio, observam-se preços marginais de energia substancialmente inferiores ao custo variável dos grupos térmicos, quer nos meses de inverno, quer nos meses de verão, devido à penetração da geração geotérmica. Esta diferenciação é mais acentuada nos meses de inverno. Com a redução da procura observada em 2012 verifica-se uma alteração significativa da evolução dos preços marginais de energia. Continua a observar-se uma redução acentuada dos preços marginais de energia do vazio, acompanhada por uma diferenciação semanal entre os dias úteis, sábados e domingos dos meses de inverno.

Figura 7-45 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010

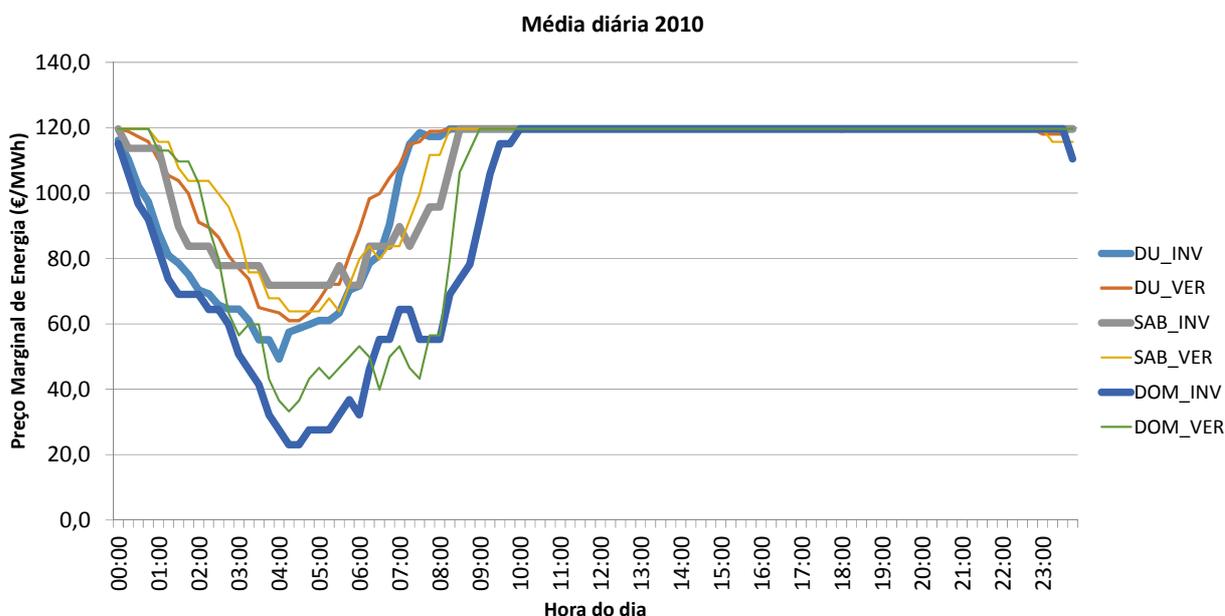


Figura 7-46 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011

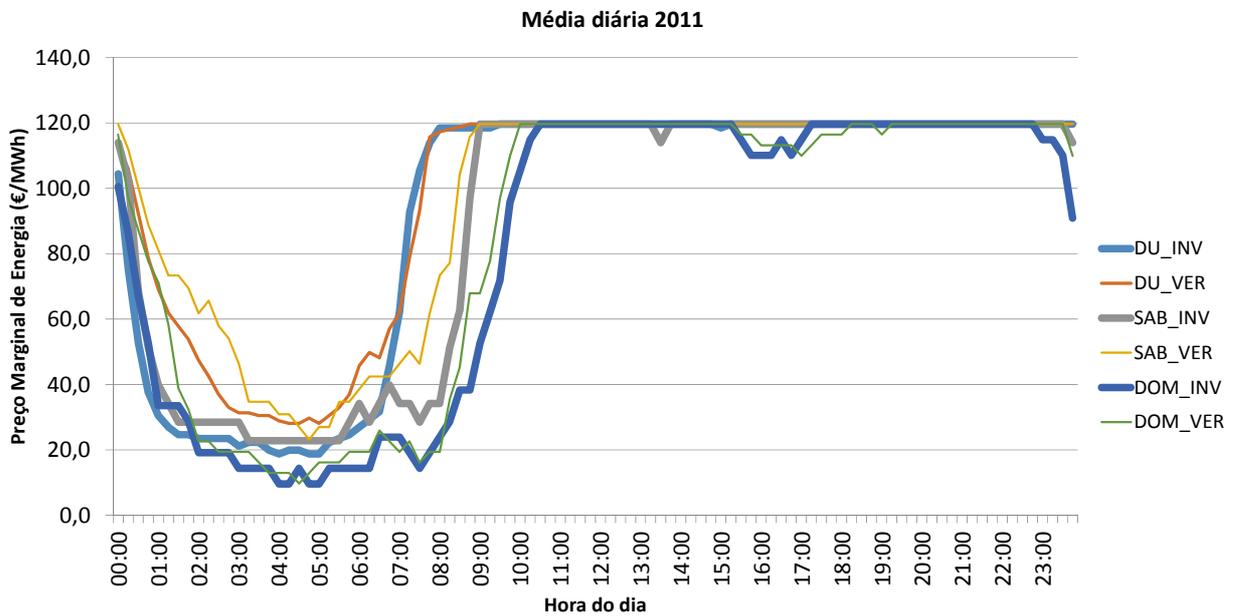
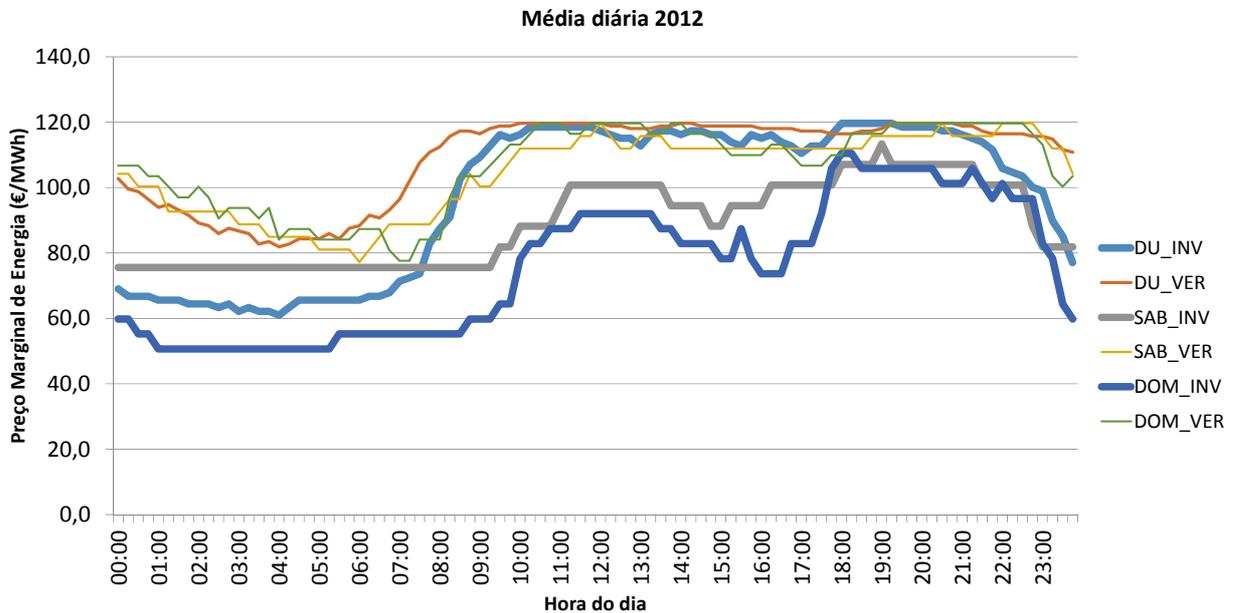


Figura 7-47 - Média diária do preço marginal de energia na RAM considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012



7.7.1.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA POR ANO CONSIDERANDO UMA MAIOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

Nas figuras seguintes (Figura 7-48, Figura 7-49 e Figura 7-50) apresenta-se a média diária dos preços marginais de energia para cada um dos anos de 2010, 2011 e 2012, considerando-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 30%. Considera-se que para valores de penetração inferiores a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico.

Da análise das figuras verifica-se que nos períodos de menor procura, períodos de vazio, observam-se preços marginais de energia inferiores ao custo variável dos grupos térmicos, quer nos meses de inverno, quer nos meses de verão, devido à penetração da geração geotérmica. Esta diferenciação é mais acentuada nos meses de inverno devida a uma maior hidraulicidade. Com a redução da procura observada em 2012 verifica-se uma alteração significativa da evolução dos preços marginais de energia. Continua a observar-se uma redução acentuada dos preços marginais de energia do vazio, acompanhada por alguma diferenciação semanal entre os dias úteis, sábados e domingos dos meses de inverno.

Figura 7-48 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2010

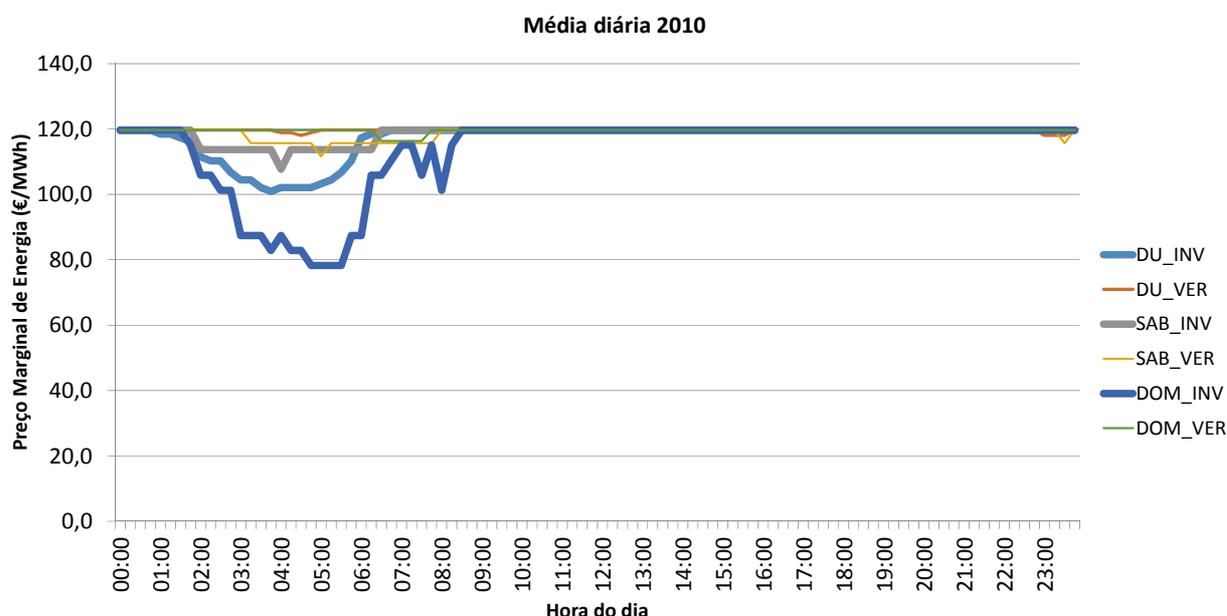


Figura 7-49 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011

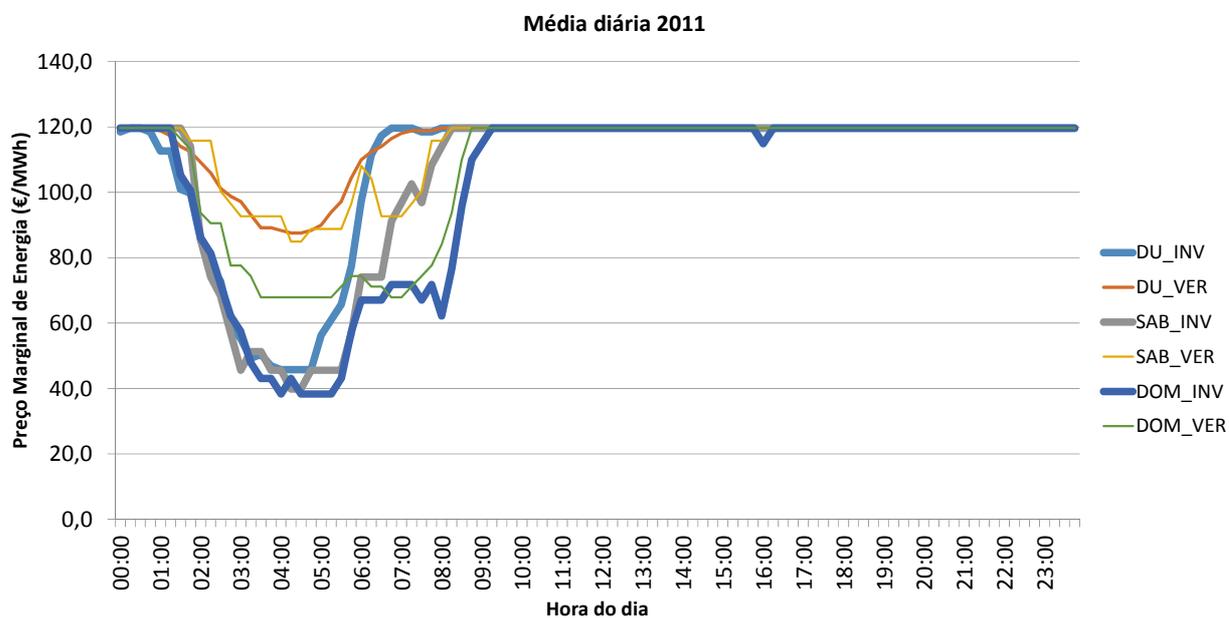
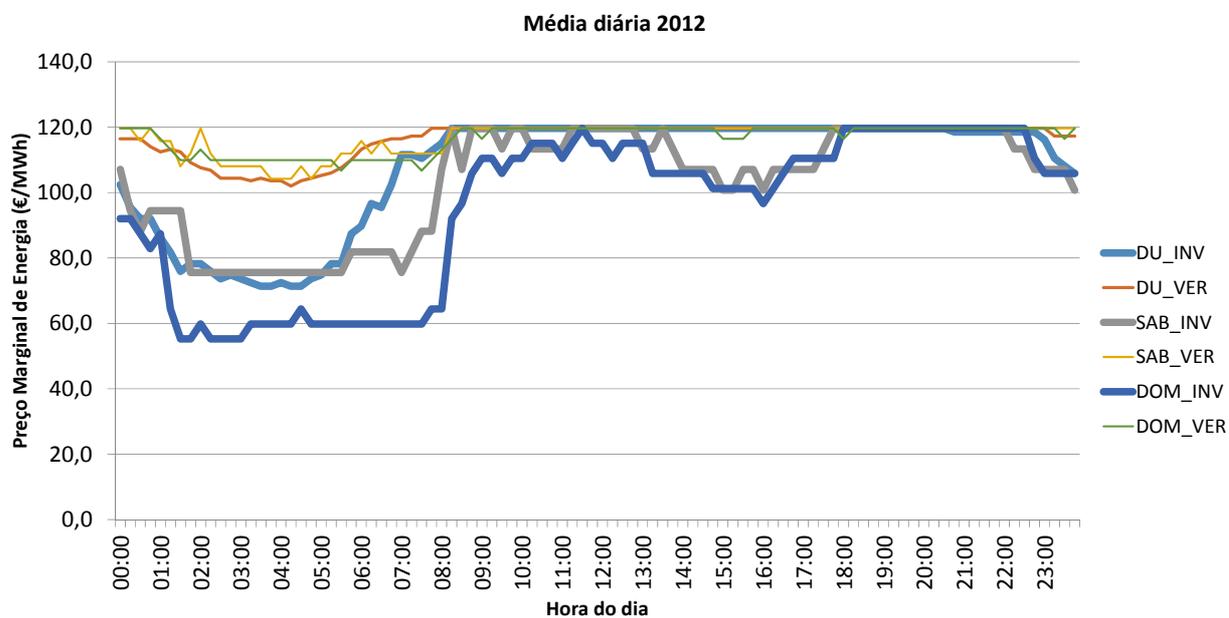


Figura 7-50 - Média diária do preço marginal de energia na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012



7.8 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO EM MT (PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA E PREÇOS INCREMENTAIS DE ACESSO ÀS REDES)

Os preços marginais de fornecimento de energia ou preços marginais totais são obtidos pela soma dos preços marginais de energia e dos preços incrementais de acesso às redes. Nos pontos seguintes apresentam-se estes preços marginais totais para as duas situações de menor e maior relevância da tecnologia térmica apresentadas anteriormente.

7.8.1.1 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO CONSIDERANDO UMA MENOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

Nas figuras seguintes (Figura 7-51, Figura 7-52 e Figura 7-53) apresenta-se a média diária dos preços marginais de fornecimento para os anos de 2010, 2011 e 2012, considerando uma menor relevância da tecnologia térmica na marcação do preço marginal de energia. Para o efeito considera-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 40%.

Da análise das figuras é possível verificar a existência de sazonalidade na evolução dos preços marginais totais entre os meses de verão e de inverno. A diferenciação de preços acentua-se nos meses de inverno em resultado, por um lado, de uma menor procura no período de vazio e por outro lado, de uma maior procura no início da noite. É possível verificar a existência de alguma diferenciação entre o perfil de preços totais dos dias úteis e dos sábados e domingos.

Figura 7-51 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2010

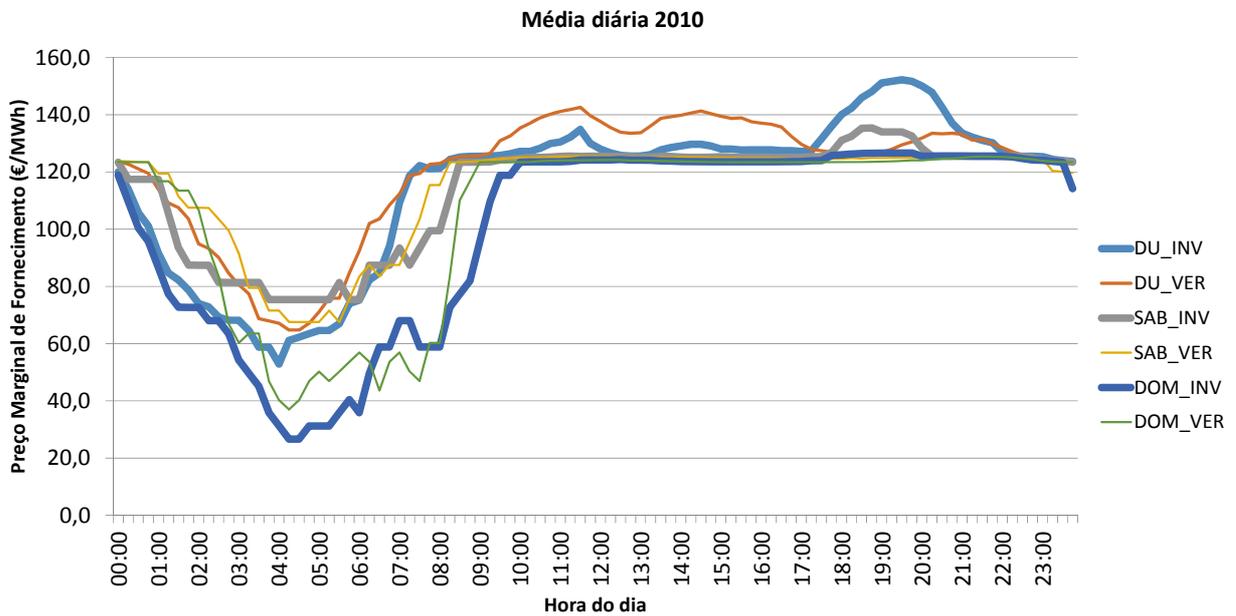


Figura 7-52 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2011

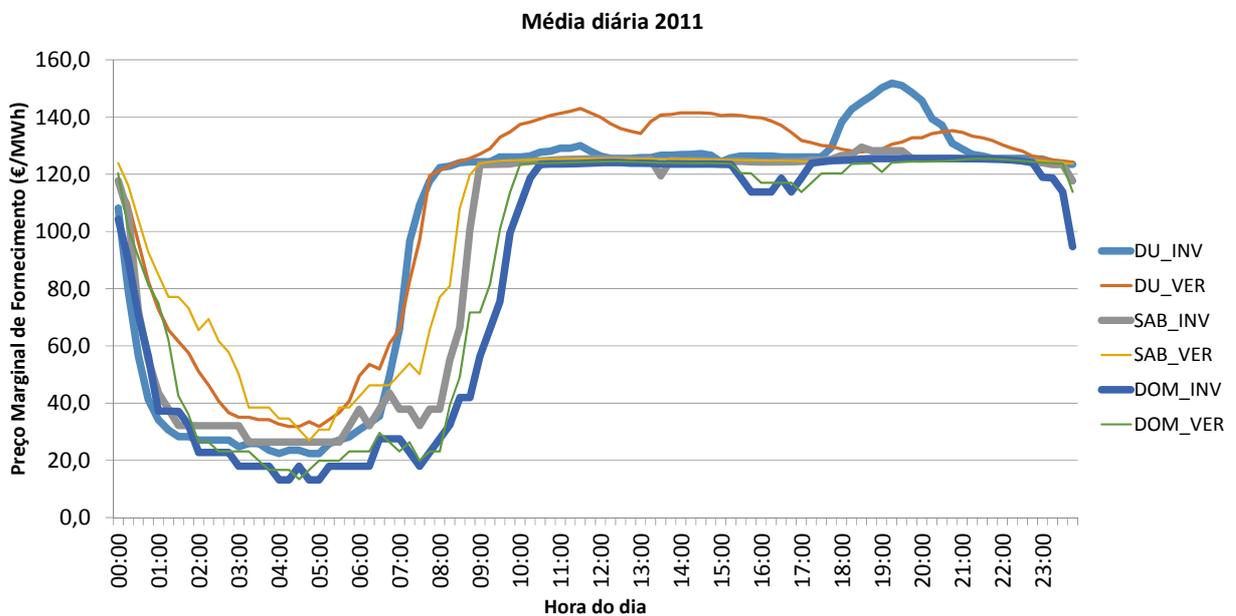
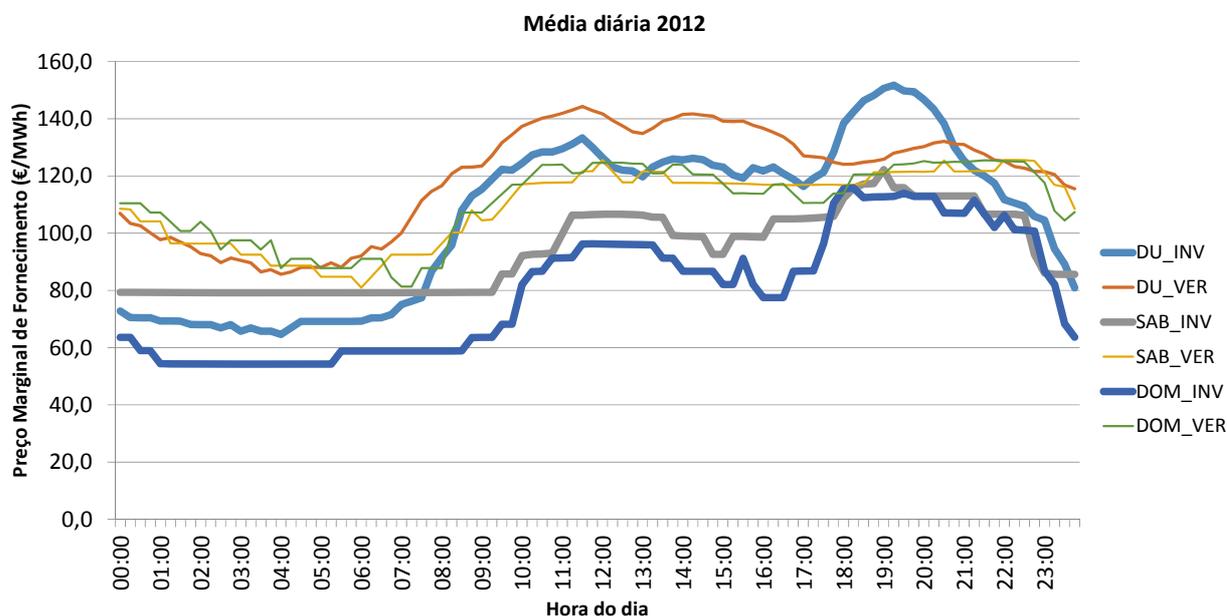


Figura 7-53 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 40% durante o ano de 2012



Da análise da figura é possível identificar três patamares de preços nos dias úteis, sendo que a ponta de inverno registra-se no final do dia e as pontas de verão registam-se durante a manhã e ao início da tarde. Nos sábados e domingos identificam-se dois patamares de preços, vazios e cheias.

7.8.1.2 ANÁLISE DOS PREÇOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO EM CADA ANO COM MAIOR RELEVÂNCIA DA TECNOLOGIA TÉRMICA

Nas figuras seguintes (Figura 7-54, Figura 7-55 e Figura 7-56) apresenta-se a média diária dos preços marginais de fornecimento para os anos de 2010, 2011 e 2012, considerando uma maior relevância da tecnologia térmica na marcação do preço marginal de energia. Para o efeito considera-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 30%.

Da análise das figuras é possível verificar a existência de sazonalidade na evolução dos preços marginais totais entre os meses de verão e de inverno. A diferenciação de preços acentua-se nos meses de inverno em resultado, por um lado, de uma menor procura no período de vazio e por outro lado, de uma maior procura no início da noite. É possível verificar a existência de alguma diferenciação entre o perfil de preços totais dos dias úteis e dos sábados e domingos.

Figura 7-54 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2010

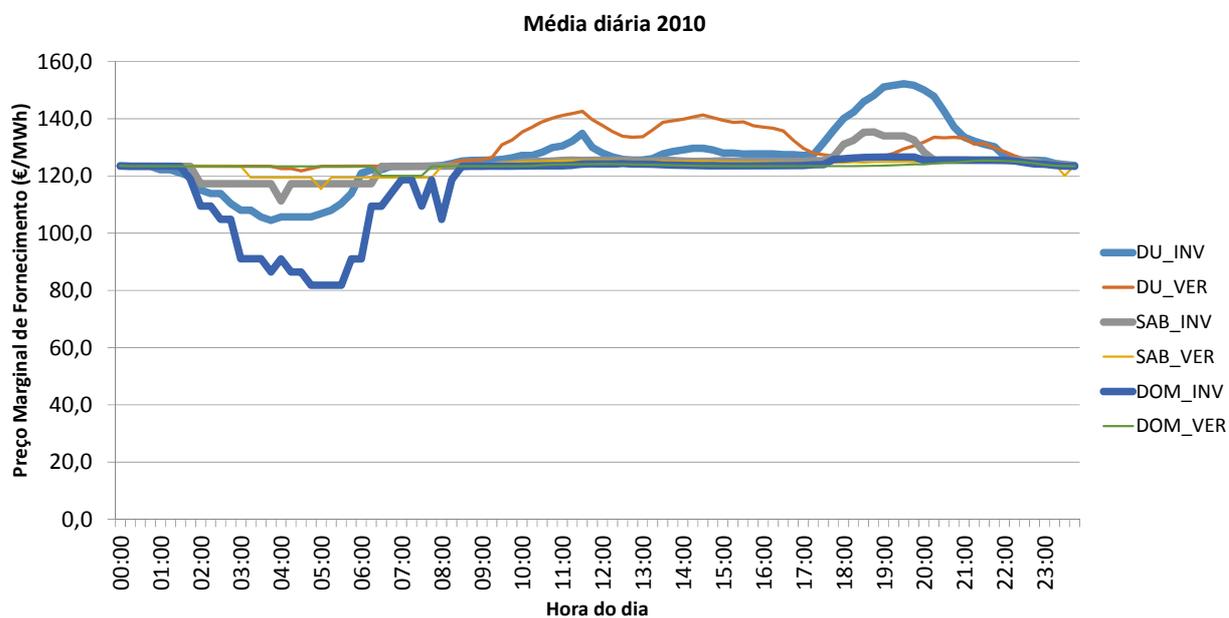


Figura 7-55 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2011

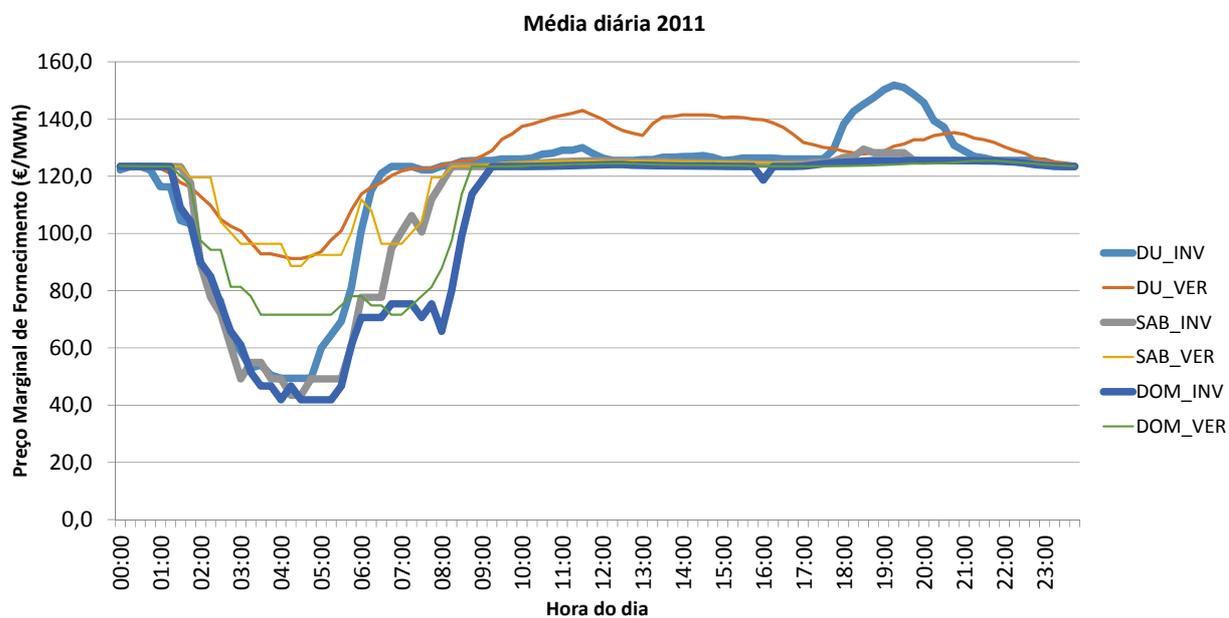
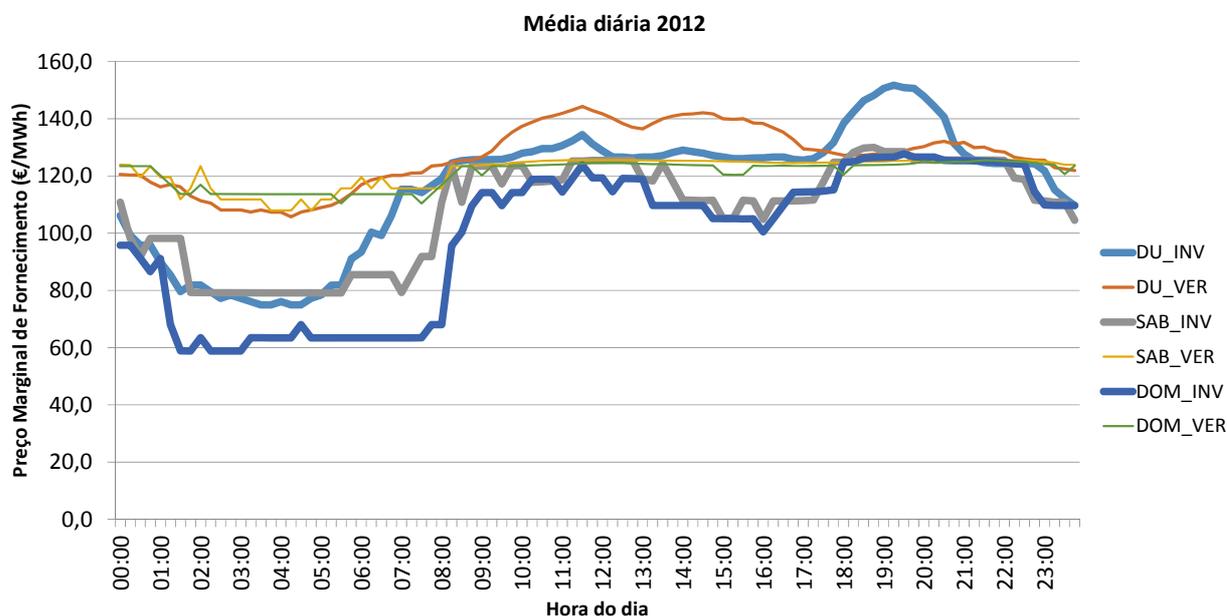


Figura 7-56 - Média diária do preço marginal de fornecimento na RAA considerando o limiar de 30% durante o ano de 2012



7.9 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A inexistência do ciclo de contagem semanal nas regiões autónomas conduziu a que o Conselho Tarifário salientasse, no seu Parecer sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013” no ponto 7 de II/E2, a necessidade da ERSE vir a prever a existência do ciclo semanal nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Procurando ir de encontro ao recomendado pelo Conselho Tarifário a ERSE tem vindo a desenvolver trabalho sobre esta matéria. Os resultados obtidos e apresentados neste ponto devem ser encarados com carácter preliminar. Esta análise preliminar incide ao nível da rede de distribuição em MT incidindo sobre as opções tarifárias em MT e consequentemente sobre os períodos horários aplicáveis à MT.

Esta análise preliminar mostra alguma alteração na procura e nos diagramas de carga entre os anos de 2010 e 2012, o que dificulta o estabelecimento de novos períodos horários para as regiões autónomas, dada a incerteza associada.

Este trabalho deve ser encarado como um primeiro passo para a aprovação de novos períodos horários em ciclo semanal nas regiões autónomas a partir do próximo período de regulação, caso tal se venha a revelar adequado.

Importa, ainda, integrar a caracterização dos diagramas de carga ao nível da rede de distribuição em Baixa Tensão, sendo estes fornecimentos dominantes no contexto das regiões autónomas.

Estudos adicionais serão desenvolvidos de modo perspetivar-se a introdução deste tema na consulta pública de revisão regulamentar do setor elétrico para o próximo período de regulação.

Os períodos horários e o tipo de ciclo de contagem aplicado deverão ser orientados pela evolução dos preços marginais totais apresentados. Considera-se que numa perspetiva de longo prazo com mais penetração de tecnologia renovável ou geotérmica é expectável que nas situações de menor procura o preço marginal de energia do sistema seja cada vez menos determinado pelos grupos térmicos a fuelóleo. Nestas circunstâncias será de privilegiar os cenários de evolução dos preços marginais totais considerando uma menor relevância da tecnologia térmica.

A análise desta matéria exige um conjunto muito vasto de informação, designadamente de diagramas de carga por tipo de tecnologia de produção, de custos marginais de produção e de custos incrementais de redes, durante um período de tempo alargado. Importa ressaltar a qualidade da informação prestada pelas empresas das regiões autónomas que habilitou a ERSE a partilhar desde já os resultados preliminares obtidos. Informação adicional será necessária, designadamente no que respeita aos diagramas de carga de consumo dos clientes de MT e dos diagramas de carga dos Postos de Transformação MT/BT. Com base nesta informação a ser enviada pelas empresas será possível colocar a discussão pública esta matéria com incidência nas tarifas de 2015.

**ANEXO
SIGLAS**

SIGLAS**TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL:**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TPc - Preço do termo de potência contratada.

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

TwP - Preço de energia ativa em horas de ponta.

TwC - Preço de energia ativa em horas cheias.

TF - Preço do termo fixo.

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

TwV - Preço de energia ativa em horas de vazio.

Tw - Preço de energia ativa.

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

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

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

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

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

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

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

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

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

MT - Média Tensão

BTE - Baixa Tensão Especial

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

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

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

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

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