

**ESTRUTURA TARIFÁRIA
NO ANO GÁS 2013-2014**

Junho 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	ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL	5
3	TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	11
3.1	Estrutura geral da tarifa	11
3.2	Estrutura dos custos incrementais	14
3.3	Relação entre o preço de referência e o preço do produto anual de Capacidade contratada de regaseificação	15
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	19
4.1	Estrutura geral da Tarifa	19
4.2	Estrutura dos custos incrementais	21
4.3	Relação entre o preço de referência e o preço do produto anual de capacidade de armazenamento contratada	22
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	25
5.1	Estrutura geral da tarifa	25
5.2	Estrutura dos custos incrementais	28
5.3	Tarifa de curta duração	30
5.4	Relação entre o preço de referência e o preço do produto anual de Capacidade contratada	30
5.5	Opção tarifária de acesso flexível em alta pressão	33
6	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	47
7	TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	49
7.1	Limiares de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes em Média Pressão e Alta Pressão	50
7.2	Opção tarifária flexível	50
8	TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO	51
9	TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	53
9.1	Análise da convergência das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	54
9.2	Análise da evolução das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para a tarifa aditiva Transitória	68
10	COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA	71
10.1	Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás... ..	71
10.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	76
10.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte	78

ANEXO – ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO	85
---	-----------

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Medidas necessárias para a integração dos mercados segundo a opinião dos agentes de mercado na consulta pública sobre tarifas de acesso às interligações.....	2
Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	6
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	6
Figura 3-1 - Definição das variáveis de faturação.....	12
Figura 3-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada	16
Figura 3-3 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada.....	17
Figura 4-1 - Definição das variáveis de faturação.....	19
Figura 4-2 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	22
Figura 4-3 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	23
Figura 5-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	25
Figura 5-2 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da capacidade contratada	31
Figura 5-3 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada	32
Figura 5-4 - Exemplo da aplicação da tarifa de acesso às redes em alta pressão flexível	36
Figura 5-5 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 1$ (Verão e Inverno).....	37
Figura 5-6 - Consumidor tipo - quantidades diárias agregadas dos ORD em MP e BP, para o ano gás 2011-12.....	38
Figura 5-7 - Solução que minimiza a fatura anual na variável de capacidade - $k = 1$ (Verão e Inverno).....	38
Figura 5-8 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 2$ (Verão e Inverno).....	39
Figura 5-9 - Solução que minimiza a fatura anual na variável de capacidade - $k = 2$ (Verão e Inverno).....	40
Figura 5-10 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 2$ (Verão) e $k = 4$ (Inverno)	40
Figura 5-11 - Solução que minimiza a fatura anual em capacidade - $k = 4$ (Verão e Inverno).....	41
Figura 5-12 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação, exclusivamente com produtos mensais $k = 2$ (Verão) e $k = 4$ (Inverno).....	42
Figura 5-13 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 2$ (Verão) e $k = 6$ (Inverno)	42
Figura 5-14 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 1$ (Verão) e $k = 2$ (Inverno) com restrições contratuais	43
Figura 9-1 - Calendário previsto para a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais (reguladas) de gás natural.....	54
Figura 9-2 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP $\leq 10\ 000\ m^3$	55

Figura 9-3 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m ³ , por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória.....	56
Figura 9-4 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas no ano gás 2013-2014.....	56
Figura 9-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	58
Figura 9-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	59
Figura 9-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	60
Figura 9-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	61
Figura 9-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboaagás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	62
Figura 9-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	63
Figura 9-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	64
Figura 9-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	65
Figura 9-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	66
Figura 9-14 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	67
Figura 9-15 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m ³	68
Figura 9-16 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	69
Figura 9-17 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	70
Figura 10-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha.....	73
Figura 10-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha.....	74
Figura 10-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual).....	75
Figura 10-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal).....	75
Figura 10-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário).....	75
Figura 10-6 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	77
Figura 10-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual).....	77
Figura 10-8 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha em (produtos anual, trimestral e mensal em Portugal).....	78
Figura 10-9 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 200 dias).....	81

Figura 10-10 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (tarifa longas utilizações / contrato anual).....	82
Figura 10-11 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (tarifa curtas utilizações / contrato mensal).....	82
Figura 10-12 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (tarifa curtas utilizações / contrato diário).....	82

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	11
Quadro 3-2 - Multiplicadores aplicados ao Terminal de GNL.....	13
Quadro 3-3 - Estrutura dos custos incrementais / nivelados da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	14
Quadro 3-4 - Receita anual da capacidade contratada de regaseificação – Minimização da capacidade contratada.....	17
Quadro 3-5 - Receita anual da capacidade contratada de regaseificação – Minimização da fatura anual da capacidade contratada.....	18
Quadro 4-1 - Multiplicadores de curto prazo aplicados ao Armazenamento Subterrâneo.....	20
Quadro 4-2 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	21
Quadro 4-3 - Receita anual da capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada.....	23
Quadro 4-4 - Receita anual da capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual da capacidade contratada.....	24
Quadro 5-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.....	27
Quadro 5-2 - Multiplicadores aplicados ao Transporte de Gás Natural.....	28
Quadro 5-3 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte.....	29
Quadro 5-4 - Receita anual da capacidade contratada, por ponto de entrada na RNT – Minimização da capacidade contratada.....	32
Quadro 5-5 - Receita anual da capacidade contratada, por ponto de entrada na RNT – Minimização da fatura anual da capacidade contratada.....	33
Quadro 5-6 - Transferência de receitas na URT entre clientes $k = 1$ (Verão e Inverno).....	37
Quadro 5-7 - Transferência de receitas na URT entre clientes $k = 2$ (Verão e Inverno).....	39
Quadro 5-8 - Transferência de receitas na URT entre clientes $k = 2$ (Verão) e $k = 4$ (Inverno).....	41
Quadro 5-9 - Transferência de receitas na URT entre clientes $k = 2$ (Verão) e $k = 6$ (Inverno).....	43
Quadro 5-10 - Transferência de receitas na URT entre clientes $k = 1$ (Verão) e $k = 2$ (Inverno) com restrições contratuais.....	44
Quadro 7-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição.....	49
Quadro 8-1 - Estrutura dos custos médios de referência.....	52
Quadro 10-1 - Preços da parcela de Recepção de GNL.....	71
Quadro 10-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL.....	72
Quadro 10-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL.....	73
Quadro 10-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	76
Quadro 10-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário.....	79
Quadro 10-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP.....	79
Quadro 10-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha.....	80

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta a estrutura das tarifas das atividades reguladas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização assim como a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

A estrutura das tarifas das atividades de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso da Rede de Transporte e de Uso do Armazenamento Subterrâneo foram inicialmente determinadas no documento “Determinação da estrutura tarifária – Tarifas de Acesso às infraestruturas da RNTIAT 2007-2008”, de maio de 2007.

A estrutura da tarifa de Uso da Rede de Distribuição foi determinada no documento “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009”, de junho de 2008.

Em junho de 2010¹, e dado o início de um novo período regulatório, procedeu-se à revisão da estrutura tarifária das tarifas de Uso do Terminal de GNL, de Uso da Rede de Transporte, de Comercialização e de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Posteriormente, em abril de 2013, procedeu-se a alterações no modelo de atribuição de capacidade e de tarifação do uso das infraestruturas de alta pressão, implementando-se um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade. Altera-se assim, o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. Nestas circunstâncias a tarifa passa a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade. Como consequência altera-se a estrutura tarifária das infraestruturas de alta pressão.

Esta alteração no modelo de atribuição de capacidade foi motivada por fatores como i) a publicação do Código de Rede Europeu sobre Mecanismos de Atribuição de Capacidade (prevista para 2013)², ii) a vontade dos agentes expressa em sede de consulta pública sobre a harmonização das tarifas de interligação no MIBGAS e iii) a necessidade de harmonização com o modelo de atribuição conjunta de capacidade na interligação Portugal-Espanha (definido em junho de 2012).

Em 2012 foi realizado um estudo conjunto ERSE/CNE sobre as tarifas de acesso às interligações das redes de transporte de gás natural entre Espanha e Portugal³ tendo sido identificadas pelos agentes

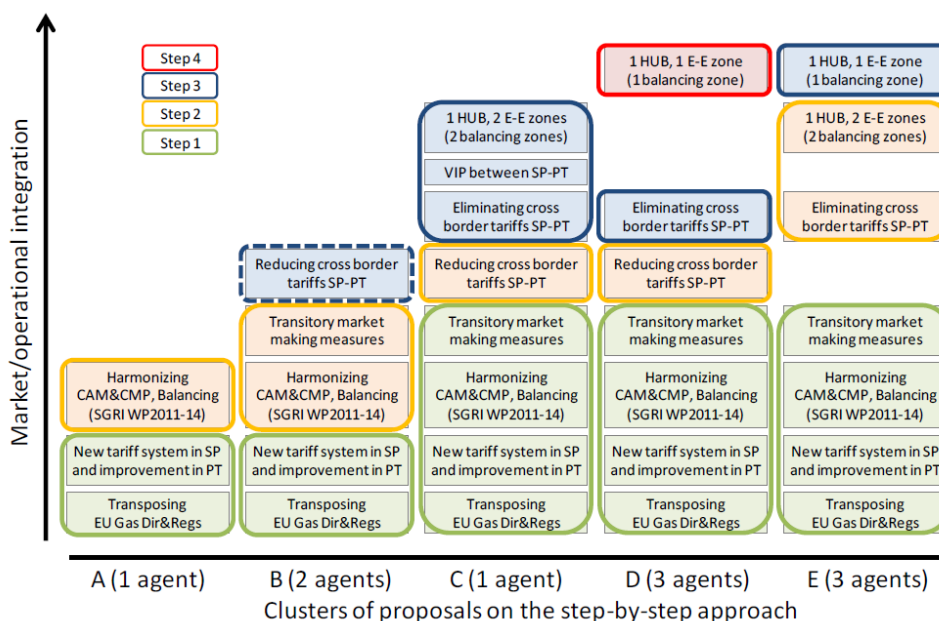
¹ “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho 2010.

² <http://www.entsog.eu/publications/camnetworkcode.html>

³ <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/39.aspx>

medidas que consideram necessárias para a harmonização das tarifas e para a remoção de obstáculos à comercialização de gás na Península Ibérica (Figura 1-1).

Figura 1-1 - Medidas necessárias para a integração dos mercados segundo a opinião dos agentes de mercado na consulta pública sobre tarifas de acesso às interligações



Todos os agentes concordam com a necessidade de harmonização dos mecanismos de atribuição de capacidade e de gestão de congestionamentos. De facto, com esta alteração considera-se que se incentiva a correta programação do uso das infraestruturas e um planeamento adequado da sua utilização pelos agentes de mercado na medida em que a reserva de capacidade acima das necessidades implica um pagamento.

Adicionalmente, desde outubro de 2012 que uma parte da capacidade nas interligações internacionais já é oferecida através de leilões de capacidade, com produtos anuais e mensais, modelo acordado entre os reguladores e os operadores de rede de transporte no espaço ibérico. A capacidade de interligação oferecida neste mecanismo é feita de forma agregada nas duas interligações, num único ponto virtual de interligação. Este ponto virtual corresponde a um ponto de entrada e um ponto de saída da RNTGN, para além dos pontos de entrada e saída já identificados. No entanto, a restante capacidade não é oferecida com as mesmas regras nos mecanismos de atribuição de capacidade, pelo que neste momento coexistem dois sistemas diferentes de atribuição da capacidade, situação que é harmonizada com as tarifas ora aprovadas.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

No capítulo 2 são apresentadas as atividades e tarifas reguladas no setor do gás natural e o racional subjacente ao cálculo dos custos incrementais ou nivelados como metodologia de determinação da estrutura tarifária.

Nos capítulos 3, 4, 5, 6, 7 e 8 são apresentados, respetivamente, os custos incrementais das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, de Uso do Armazenamento Subterrâneo, de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização⁴.

No capítulo 9 é analisada a estrutura das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, analisando-se a sua convergência tarifária. A aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determinou que a partir de janeiro de 2013, todos os consumidores estão em regime de preços transitórios, caso não exerçam o direito de mudança para comercializadores de gás natural em regime de mercado.

No capítulo 10 é apresentada uma comparação das tarifas de Acesso às Infraestruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha, considerando as tarifas atualmente em vigor em Espanha e as tarifas agora aprovadas em Portugal para vigorar a partir de 1 de julho de 2013.

No anexo é apresentada a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo bem como uma caracterização das taxas efetivamente pagas.

⁴ A tarifa de Comercialização aplica-se apenas a fornecimentos do comercializador de último recurso.

2 ATIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

No quadro regulamentar em vigor estão definidas as tarifas para cada uma das atividades reguladas, determinadas de modo a proporcionar os proveitos regulados. As atividades reguladas são as seguintes:

- Receção, armazenamento e regaseificação de GNL.
- Armazenamento subterrâneo.
- Gestão técnica global do sistema.
- Transporte de gás natural.
- Distribuição de gás natural.
- Compra e venda de gás natural.
- Comercialização de gás natural.

As tarifas de Acesso às Redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Quer os preços de gás natural praticados no mercado quer os preços das tarifas de Venda transitórias a Clientes Finais, incluem as tarifas de Acesso às Redes.

De acordo com o calendário previsto para a extinção das tarifas de último recurso (reguladas), definido no Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 março, a partir de 1 de janeiro de 2013 todas as tarifas de Venda a Clientes Finais publicadas pela ERSE passaram a ter um caráter transitório.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais resultam da soma da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização de gás natural. Na atividade de Compra e Venda de Gás Natural dos Comercializadores de Último Recurso incluem-se, para além dos custos de aquisição de gás natural, os custos associados com a receção, armazenamento e regaseificação de GNL, os custos de armazenamento subterrâneo e os custos com a entrada na rede de transporte resultantes do pagamento das tarifas destas infraestruturas.

No regime de mercado, os clientes negociam livremente contratos de fornecimento de gás natural com o comercializador de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o comercializador responsável pelo pagamento das tarifas de Acesso às Redes. Nesta situação o comercializador assumirá também o pagamento das tarifas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e de Entrada na Rede de Transporte, consoante a utilização que venha a fazer destas infraestruturas.

Em alternativa, os clientes podem registar-se diretamente como agentes de mercado, pagando a tarifa de Acesso às Redes pela utilização das redes de transporte e de distribuição, negociando bilateralmente com os fornecedores de gás natural o preço de gás e pagando o acesso das infraestruturas ligadas à

rede de transporte – receção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo e entrada na RNT – consoante a utilização que delas façam.

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e atividades que compõem a tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e a tarifa de Venda a Clientes (não regulada).

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa transitória de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

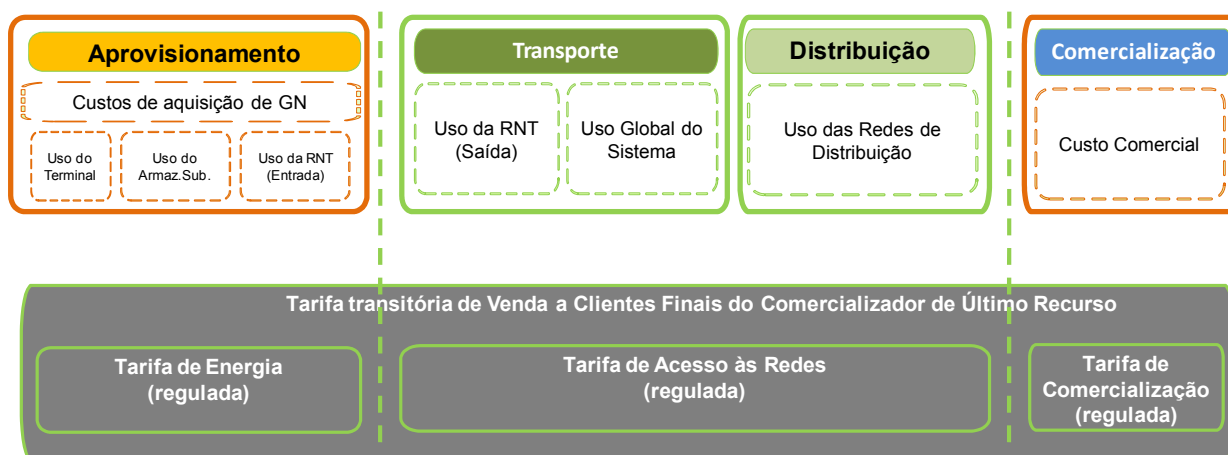
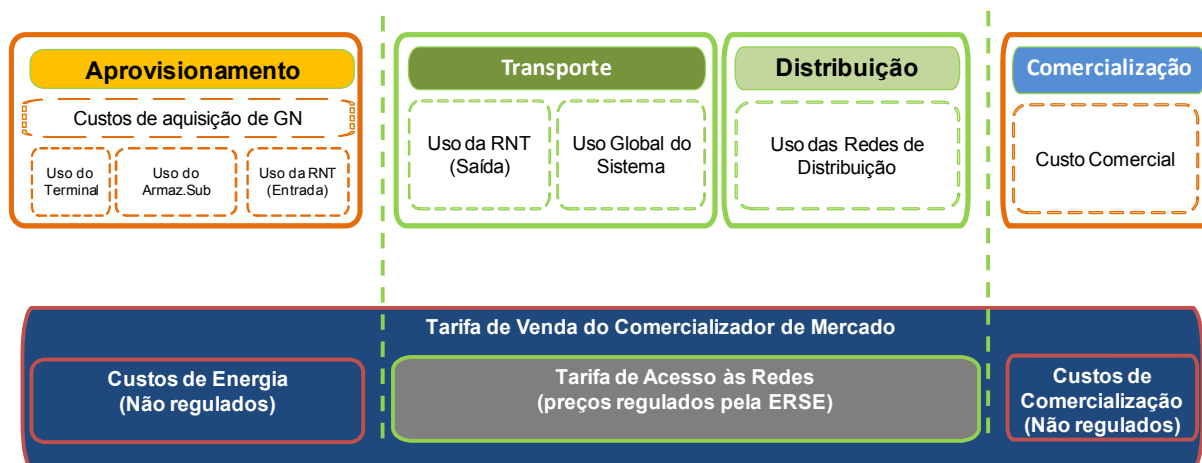


Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



No Decreto-Lei n.º 30/2006, na redação do Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, é consagrado no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “Inexistência de subsidiação cruzada entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade”. O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, já que a cada atividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa.

RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

Para cada uma das atividades reguladas devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada um destes serviços devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Para cada tarifa por atividade procura-se que as variáveis de faturação utilizadas traduzam os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

No Decreto-Lei n.º 77/2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º230/2012, de 26 de outubro, é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN)”, o que é fundamental, não só como medida de incentivo à eficiência das empresas reguladas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de gás natural.

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

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

A eficiência na afetação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional.

Caso não se verifique esta igualdade, com uma alteração da quantidade produzida e, conseqüentemente, do seu valor, é possível um aumento de bem-estar. Este tipo de eficiência na afetação de recursos é denominada por eficiência Pareto, onde nenhum agente económico pode melhorar o seu bem-estar sem provocar uma diminuição do nível de bem-estar de outro agente económico.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um importante princípio de regulação, consagrado na legislação do setor do gás natural, mas não o único. No enquadramento legal do SNGN existem ainda os princípios da “igualdade de tratamento e oportunidades”, da “harmonização dos princípios tarifários” e do “equilíbrio económico e financeiro” das empresas do setor.

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

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

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

DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os custos incrementais são calculados através da metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. O cálculo do custo incremental consiste no quociente entre o valor atualizado dos acréscimos de investimento (CAPEX), incluindo os respetivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor atualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

O cálculo dos custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efetuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não por custos marginais, dado se tratar da relação entre dois acréscimos e não da derivada do custo total em relação à procura total satisfeita. Nos casos em que os investimentos nas

infraestruturas são efetuados numa série curta de anos, existindo uma grande sobrecapacidade inicial, é aplicado o conceito de custos nivelados.

Os custos nivelados são determinados pelo quociente entre a anuidade do valor atualizado dos custos de capital, associados aos investimentos e dos custos de operação e manutenção durante o seu tempo de vida útil, e a procura de projeto que é possível satisfazer. Este custo nivelado de médio e longo prazo está mais associado às quantidades de procura previstas em fase de projeto, do que à procura efetivamente ocorrida, pois é a máxima procura prevista que o justifica.

O CONCEITO DE ESCALAMENTO

Se os custos marginais ou incrementais dos diversos serviços regulados permitirem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos a proporcionar em cada atividade, então o preço associado às variáveis de faturação de cada tarifa deverá ser igual ao respetivo custo marginal.

Se esta igualdade não se verificar, os preços associados às diversas variáveis de faturação de cada tarifa devem ser corrigidos por fatores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados de forma a proporcionar os proveitos permitidos em cada atividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve refletir a estrutura dos custos marginais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de gás natural em cada uma das atividades, assegurando também a recuperação dos proveitos permitidos em cada atividade de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário (RT).

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

3 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

3.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de acordo com o estabelecido no artigo 107.º do Regulamento Tarifário. Esta tarifa é composta por preços de capacidade contratada, de energia e por um termo fixo, sendo os preços aplicados de forma separada para cada serviço prestado, conforme se apresenta no Quadro 3-1. A estrutura tarifária foi alterada conforme Regulamento Tarifário publicado em abril de 2013 na sequência de definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No modelo anterior os utilizadores apenas pagavam pela capacidade que utilizavam, correspondente ao máximo diário dos últimos 12 meses. No novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que reservam mesmo que não a utilizem.

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Serviço	Preço capacidade de armazenamento contratada	Preço energia entregue	Preço energia recebida	Preço capacidade de regaseificação contratada	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Receção	-	-	✓	-	-	-
Armazenamento	P	-	-	-	-	-
Regaseificação	-	✓	-	P	-	Regaseificação de GNL
	-	-	-	-	✓	Carregamento GNL

Nota: P = Preços diferenciados segundo o produto de capacidade

Para o serviço de receção de GNL considera-se um preço de energia recebida, aplicável à energia recebida no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo, definido em euros por kWh.

Para o serviço de armazenamento de GNL consideram-se preços de capacidade de armazenamento contratada, aplicáveis à capacidade de armazenamento contratada em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês e euros por (kWh/dia)/dia.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2013-2014

Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural liquefeito

Para o serviço de regaseificação de GNL consideram-se preços de capacidade de regaseificação contratada, aplicáveis à capacidade de regaseificação contratada das entregas à RNTGN em diferentes horizontes temporais (anual, trimestral, mensal ou diário), definidos em euros por (kWh/dia)/mês e euros por (kWh/dia)/dia. Para o serviço de regaseificação de GNL considera-se ainda o preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado, definido em euros por kWh.

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas de GNL considera-se um preço do termo fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas, definido em euros por camião.

Na Figura 3-1 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Figura 3-1 - Definição das variáveis de faturação

Serviço	Variáveis de faturação	Definição
Receção	Energia recebida (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo.
Armazenamento	Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada pelo agente nos procedimentos de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos de diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente. A capacidade de armazenamento contratada refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia.
Regaseificação	Preço capacidade de regaseificação contratada (euros por (kWh/dia)/mês; euros por (kWh/dia)/dia)	Valor da capacidade reservada, pelo agente de mercado no processo de atribuição de capacidade. A capacidade contratada pode ser estruturada em produtos de diferentes horizontes temporais, correspondendo cada produto ao direito de utilização da capacidade do valor contratado durante todos os dias do período temporal correspondente.
	Energia entregue (euros por kWh)	Volume mensal de gás natural entregue na RNTGN, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.
	N.º camiões	Número de carregamentos de camiões cisterna.

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelo operador da rede de transporte e, por outro

lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado. Os multiplicadores definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal de forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

A *Framework Guidelines* (FG) sobre Estrutura tarifária do Transporte, em elaboração pelo ACER, refere que os multiplicadores devem ser iguais a 1. Todavia, podem ser superiores a 1 desde que não haja congestionamentos (correspondente à realidade portuguesa), sendo limitados ao valor máximo de 1,5. A FG também considera a possibilidade dos multiplicadores serem inferiores a 1 (mas nunca inferiores a 0,5 nos produtos trimestrais e mensais) em redes congestionadas.

No quadro seguinte apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Terminal de GNL, nomeadamente aos produtos trimestral, mensal e diário.

Quadro 3-2 - Multiplicadores aplicados ao Terminal de GNL

Terminal GNL	Produto trimestral	Produto mensal	Produto diário
Capacidade de regaseificação contratada	1,30	1,50	2,00
Capacidade de armazenamento contratada	1,00	1,00	1,00

Dada a ausência de congestionamentos justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de mais curto prazo da variável de capacidade de regaseificação contratada, no entanto, reduzidos para dar flexibilidade aos comercializadores entrantes. A ERSE propôs a adoção de multiplicadores de 1 para o produto trimestral, 1,05 para o produto mensal e 1,1 para o produto diário. Todavia, no seguimento do parecer do CT, a ERSE reduziu, em relação à proposta, o preço da contratação de capacidade anual nas infraestruturas por contrapartida de um agravamento do valor dos multiplicadores a aplicar à contratação trimestral, mensal e diária, facilitando desta forma a transição para o novo sistema de acesso. Incentiva-se, por um lado, a retangularização dos diagramas de carga e, por outro lado, uma transição gradual na adoção de multiplicadores reduzidos.

Assim, ao preço do produto trimestral da variável de capacidade de regaseificação contratada é aplicado um multiplicador de 1,3 ao preço do produto de referência anual. O produto mensal da variável de capacidade de regaseificação contratada é oferecido antes do início do mês, aplicando-se um multiplicador de 1,5 ao preço do produto de referência anual e o produto diário é oferecido uns dias antes, aplicando-se um multiplicador de 2 ao preço do produto de referência anual. Os produtos de curto prazo da capacidade de armazenamento contratada apresentam multiplicadores unitários na medida em que essa capacidade é condicionada pelo descarregamento discreto dos barcos e regaseificação

contínua da energia entregue em 7 dias. O diagrama de utilização deste armazenamento apresenta assim forma triangular, não perfilável por produtos retangulares.

3.2 ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS

A estrutura de preços da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo, de acordo com o estabelecido no Artigo 107.º do RT.

O Quadro 3-3 apresenta os custos incrementais da tarifa de Uso do Terminal de acordo com a metodologia definida no ano gás 2010-2011. Uma descrição mais detalhada desta metodologia é apresentada no documento “Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010.

Para o ano gás 2013-2014, a ERSE opta por manter os custos incrementais definidos no ano gás anterior, em benefício do princípio da estabilidade dos sinais preço. Na função de regaseificação, os anteriores custos marginais de capacidade utilizada são convertidos em custos marginais de capacidade de regaseificação contratada aplicando aos anteriores custos marginais de capacidade utilizada um fator que resulta do rácio entre a máxima capacidade contratada nos últimos 12 meses e a capacidade média regaseificada (energia ragaseificada/365). Na função de armazenamento, a anterior variável de energia armazenada existente corresponde ao novo produto de capacidade diária.

Quadro 3-3 - Estrutura dos custos incrementais / nivelados da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL

Custos incrementais/ custos nivelados		Ano gás 2013/2014
Tarifa de Uso do Terminal		
Energia Receção	€/kWh	0,00007965
Capacidade de armazenamento contratada	€/kWh/dia	0,000029
Capacidade de regaseificação contratada	€/kWh/dia	0,005444
Energia Regaseificação	€/kWh	0,00007366
Termo fixo carga camiões cisterna	€/kWh	127,43

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no RT, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de fatores de escala à estrutura de custos incrementais, de forma a obter os proveitos permitidos da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. O RT em vigor prevê igualmente que estes fatores de escala possam ser diferenciados por variável de faturação.

Para o ano gás 2013-2014, a determinação dos fatores de escalamento diferenciados, seguiu o princípio já aplicado anteriormente. Neste sentido, o preço do termo fixo aplicado ao carregamento de camiões

cisterna de GNL não foi escalado. O preço de capacidade contratada do serviço de armazenamento de GNL foi calculado para que fosse igual ao máximo de dois valores: (i) preço do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extração, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo; (ii) custo incremental de capacidade de armazenamento contratada. Assim, garante-se que o preço de armazenamento de gás no terminal não é inferior ao preço do armazenamento subterrâneo. O máximo dos dois valores é o custo incremental, sendo aplicado um fator de escala igual a 1. Os preços de capacidade e energia do serviço de regaseificação de GNL e o preço de energia do serviço de recepção de GNL foram calculados através da aplicação de um fator de escala de 2,68 aos custos incrementais por forma a obter os proveitos da atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL⁵.

A aplicação de fatores de escalamento iguais a 1 permite desonerar os pagamentos associados ao armazenamento de GNL e ao carregamento de camiões cisterna, tornando-os aderentes aos custos incrementais associados à prestação destes serviços.

Com efeito, a aplicação de escalamentos superiores nos termos de armazenamento de GNL e de carregamento de camiões cisterna prejudicaria a utilização do terminal por comercializadores de menor dimensão, situação que para além de constituir uma barreira de mercado à entrada de novos agentes, contribuiria para uma menor utilização do terminal. Neste sentido, esta opção torna-se vantajosa para os comercializadores entrantes no mercado e, ao contribuir para aumentar as quantidades processadas, beneficiará todos os restantes utilizadores do terminal. No final da cadeia de valor estes benefícios serão transferidos para todos os consumidores, na medida em que propiciam a prática de preços mais competitivos e reduzem os custos unitários de utilização do terminal.

Com a metodologia de cálculo descrita determina-se o preço de referência para os produtos de capacidade. Este definiria o preço dos produtos caso os produtos tivessem todos o mesmo preço. Todavia, a aplicação de multiplicadores aos produtos de curto prazo conduz à obtenção de receitas adicionais que devem ser descontadas na determinação do preço do produto de capacidade anual. Esta análise é realizada no subcapítulo seguinte.

3.3 RELAÇÃO ENTRE O PREÇO DE REFERÊNCIA E O PREÇO DO PRODUTO ANUAL DE CAPACIDADE CONTRATADA DE REGASEIFICAÇÃO

Este capítulo analisa as implicações da existência de produtos de capacidade contratada de regaseificação com diferentes maturidades e com preços que variam inversamente com a diminuição

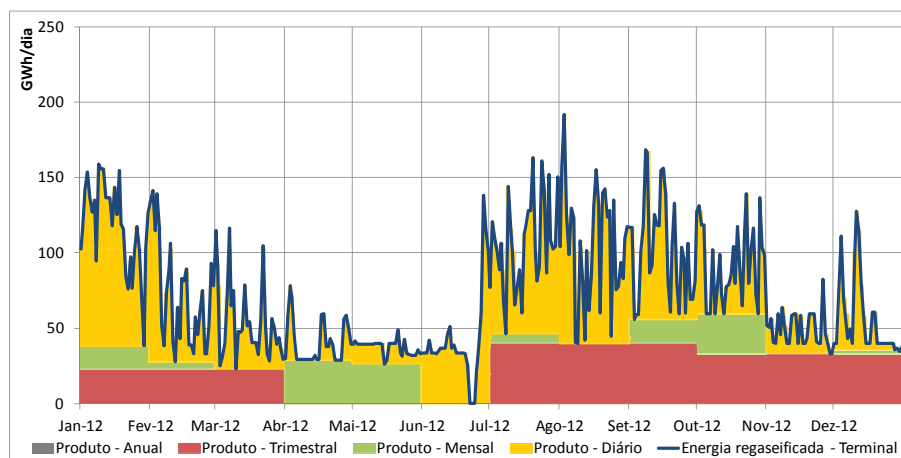
⁵ Este ano a tarifa de uso do terminal de GNL considera pela primeira vez um mecanismo de estabilização tarifária que atua de modo a minimizar os efeitos da volatilidade da procura nas infraestruturas do setor de gás natural.

das maturidades dos produtos, i.e., produtos de curto prazo com preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade).

Com multiplicadores unitários os agentes vão minimizar a contratação da capacidade, existindo um conjunto alargado de contratações possíveis, podendo no limite, no pressuposto de ausência de congestionamento, contratar só produtos diários, minimizando todo o risco da procura associado à sua carteira de clientes. A aplicação de multiplicadores superiores a 1 aos preços dos produtos de menor maturidade, resulta num incentivo para contratar produtos de maior maturidade, mesmo que em alguns períodos não exista necessidade dessa capacidade, pois os agentes irão procurar minimizar a sua fatura anual. Todavia, contratar mais capacidade e com preços superiores nos produtos de menor maturidade originará mais receita. Este excesso de receita, deve ser quantificado e o seu valor percentual descontado ao preço de referência de modo a determinar-se o preço do produto de capacidade anual.

Conhecendo o perfil diário de regaseificação do terminal de GNL em 2012 é possível calcular qual seria a receita total do terminal na variável de capacidade de regaseificação, adotando como estratégia de contratação a minimização da capacidade a contratar. A Figura 3-2 ilustra qual seria a combinação de produtos para esta situação. A curva a azul representa o total de energia diária regaseificada pelo terminal para a RNT e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada.

Figura 3-2 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da capacidade contratada



Observando a figura, constata-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos que, em função do perfil diário de regaseificação do terminal de GNL, não contempla o produto anual uma vez que durante o mês de junho existiu um dia em que não houve regaseificação do terminal de GNL para a RNT. Esta solução privilegia os produtos de mais curto prazo, nomeadamente o diário, em detrimento dos produtos de médio e longo prazo (anual e trimestral).

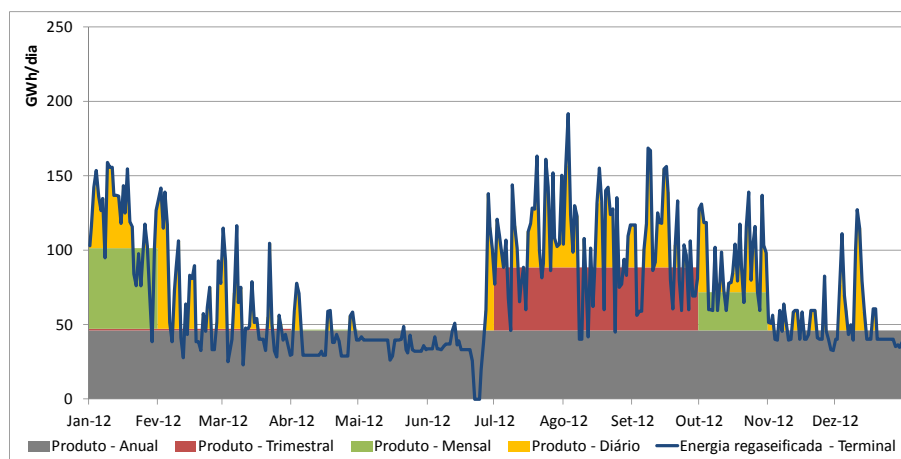
O Quadro 3-4 mostra as receitas da variável de faturação de capacidade contratada de regaseificação caso os multiplicadores fossem iguais a 1 e para o caso em que estes são superiores a 1 (1,3 no produto trimestral, 1,5 no produto mensal e 2 no produto diário), adotando a estratégia de minimização da contratação da capacidade contratada descrita acima verifica-se a existência de uma diferença de 69,6% entre os dois cenários.

Quadro 3-4 - Receita anual da capacidade contratada de regaseificação – Minimização da capacidade contratada

	Capacidade contratada (multiplicadores = 1)	Capacidade contratada (multiplicadores ≠ 1)	Δ	Δ %
	Euros/ano	Euros/ano		
Capacidade contratada de regaseificação	12 805 920	21 718 860	8 912 940	69,6%

Outra estratégia para a contratação de capacidade seria a adoção de uma combinação de produtos de capacidade que minimize a fatura anual, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário seria o adotado pelos agentes caso estes conseguissem prever os seus fornecimentos anuais. A Figura 3-3 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

Figura 3-3 - Produtos de capacidade contratada de regaseificação no terminal de GNL – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 3-3 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) os produtos diários fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da variável de capacidade contratada.

Como se observa esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Neste cenário verifica-se a contratação de um produto anual, ao contrário da solução anterior. Este método conduz a

resultados em que se verifica a contratação de produtos de capacidade de maior prazo mesmo que não exista necessidade de capacidade em determinados períodos, na medida em que o seu preço seja mais reduzido comparativamente com os preços dos produtos de menor prazo.

Qualquer uma das soluções apresentadas origina receitas superiores quando comparadas com um cenário em que os produtos de capacidade contratada não apresentam diferenciação de preço ($k's = 1$), como esperado. O Quadro 3-5 mostra que com multiplicadores diferentes de 1 a estratégia de minimização da fatura é melhor para os agentes do que a estratégia de minimização de capacidade contratada. Neste caso, existe uma diferença de 39,4% nas receitas face ao caso em que os multiplicadores são iguais a 1.

**Quadro 3-5 - Receita anual da capacidade contratada de regaseificação –
Minimização da fatura anual da capacidade contratada**

	Capacidade contratada (multiplicadores = 1) Euros/ano	Capacidade contratada (multiplicadores ≠ 1) Euros/ano	Δ	Δ %
Capacidade contratada de regaseificação	12 805 920	17 853 430	5 047 510	39,4%

Este valor representa o acréscimo de receitas de capacidade contratada gerada pela aplicação de multiplicadores superiores a 1. Assim, este acréscimo percentual de receitas no valor de 39,4% é descontado ao preço de referência da capacidade de regaseificação de modo a determinar-se o preço de capacidade do produto anual. Os preços dos outros produtos de capacidade são obtidos pela aplicação dos multiplicadores ao preço de capacidade do produto anual.

4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

4.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, nos termos definidos no artigo 108.º do RT.

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo é composta pelos seguintes preços:

- Preço de energia injetada, definido em euros por kWh.
- Preço de energia extraída, definido em euros por kWh.
- Preço de capacidade de armazenamento contratada, definido em euros por (kWh/dia)/mês.

Conforme já referido e à semelhança de que acontece em todas as infraestruturas de Alta Pressão, a estrutura tarifária foi alterada conforme determinado no Regulamento Tarifário, publicado em abril de 2013, na sequência da definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No modelo anterior do armazenamento subterrâneo os utilizadores apenas pagavam pela energia que efetivamente armazenavam. No novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que reservam mesmo que não a utilizem.

Na Figura 4-1 apresenta-se a definição das variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Figura 4-1 - Definição das variáveis de faturação

Variáveis de faturação	Definição
Energia injetada (kWh)	Quantidade de energia entregue a uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo, a partir da rede de transporte de gás natural.
Energia extraída (kWh)	Quantidade de energia entregue por uma infraestrutura de armazenamento subterrâneo na rede de transporte de gás natural.
Capacidade de armazenamento contratada (euros por (kWh/dia)/mês)	Valor da capacidade reservada pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade, constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.

Refira-se que a expansão de capacidade de armazenamento permite a sua utilização para fins comerciais e sobretudo como instrumento principal de gestão de balanços dos agentes de mercado. A gestão de balanços e a constituição de reservas estratégicas são as principais vocações do

armazenamento subterrâneo em Portugal. O operador do armazenamento subterrâneo deve assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de armazenamento, o que concorre para sustentar a ideia do estabelecimento de uma mesma tarifa de armazenamento, sem discriminar face ao “tipo” de armazenamento.

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelo operador da rede de transporte e, por outro lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado. Os multiplicadores definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal de forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

As Framework Guidelines sobre Estrutura tarifária do Transporte, em elaboração pelo ACER, referem que os multiplicadores devem ser iguais a 1, podendo ser superiores a 1 desde que não haja congestionamentos (correspondente à realidade portuguesa), sendo limitados ao valor máximo de 1,5.

No quadro seguinte apresentam-se os multiplicadores aplicados nos produtos do Armazenamento Subterrâneo, nomeadamente para os produtos trimestral e mensal.

Quadro 4-1 - Multiplicadores de curto prazo aplicados ao Armazenamento Subterrâneo

Armazenamento Subterrâneo	Produto trimestral	Produto mensal
Capacidade de armazenamento contratada	1,00	1,05

Nas situações de ausência de congestionamento⁶ justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de mais curto prazo, no entanto, reduzidos para dar flexibilidade aos comercializadores entrantes.

Refira-se que o preço do produto trimestral é equivalente ao preço do produto anual, pois são oferecidos ao mercado na mesma janela temporal. O produto mensal da variável de capacidade de armazenamento

⁶ Com a entrada em exploração do novo armazenamento subterrâneo é expectável que as situações de congestionamento sejam minoradas.

contratada é oferecido antes do início do mês, aplicando-se um multiplicador de 1,05 ao preço do produto anual.

4.2 ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS

O Quadro 4-2 sumariza os custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utilizados no cálculo dos preços desta tarifa para o ano gás 2013-2014.

Para o ano gás 2013-2014, a ERSE opta por manter os custos nivelados definidos no ano gás anterior, em benefício do princípio da estabilidade dos sinais preço, mesmo considerando a alteração das variáveis de faturação. A injeção e extração permanecem inalteradas no modelo tarifário aprovado com o RT de abril de 2013 e a nova variável de capacidade de armazenamento contratada corresponde à energia armazenada anterior. A metodologia de cálculo da tarifa para o produto anual mantém-se como vigorava anteriormente.

Quadro 4-2 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo

Custos nivelados		Ano gás
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo		2013/2014
Energia injetada	€/kWh	0,0002062
Energia extraída	€/kWh	0,0002062
Capacidade de armazenamento contratada	€/kWh/dia	0,0000098

Os custos nivelados das variáveis “energia injetada”, “energia extraída” e “capacidade de armazenamento contratada” foram determinados com base nos valores dos ativos associados às cavernas, às instalações de superfície e às unidades de lixiviação, bem como nos custos de operação e manutenção associados e mantiveram-se relativamente ao ano gás anterior (2012-2013), tendo esta metodologia sido inicialmente apresentada em maio de 2007, no documento “Determinação da estrutura tarifária - Tarifas de acesso às infraestruturas da RNTIAT 2007-2008”, de maio de 2007.

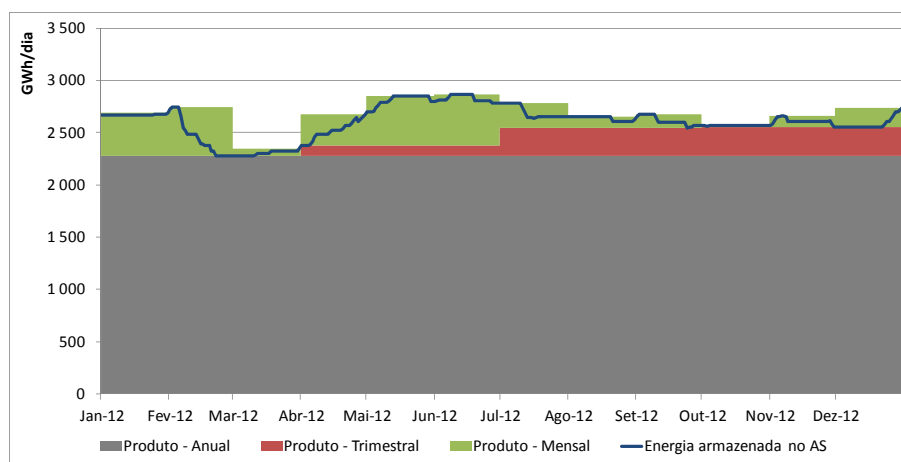
A aplicação de multiplicadores aos produtos de curto prazo da capacidade de armazenamento contratada conduz à obtenção de receitas adicionais que devem ser descontadas ao preço de referência na determinação do preço do produto de capacidade anual. Esta análise é realizada no subcapítulo seguinte.

4.3 RELAÇÃO ENTRE O PREÇO DE REFERÊNCIA E O PREÇO DO PRODUTO ANUAL DE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO CONTRATADA

À semelhança da análise realizada no capítulo 3.3 para o terminal de GNL, este capítulo analisa as implicações da existência de produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo com diferentes maturidades e com preços que variam inversamente com a diminuição das maturidades dos produtos. i.e., produtos de curto prazo com preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade).

Conhecendo o perfil diário de energia armazenada no armazenamento subterrâneo em 2012 é possível calcular qual seria a receita total do armazenamento subterrâneo na variável de capacidade de armazenamento contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade contratada. A Figura 4-2 ilustra qual seria a combinação de produtos com esta estratégia. A curva a azul representa o total de energia diária armazenada no armazenamento subterrâneo e os retângulos coloridos representam os diferentes produtos de capacidade contratada.

Figura 4-2 - Produtos de capacidade de armazenamento contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada



Uma vez mais, esta solução privilegia os produtos de mais curto prazo (mensal) em detrimento dos produtos de médio e longo prazo (anual e trimestral).

O Quadro 4-3 mostra as receitas da variável de faturação de capacidade de armazenamento contratada para o caso de multiplicadores iguais a 1 e para o caso em que estes são superiores a 1, adotando uma estratégia de minimização da contratação da capacidade contratada descrita acima. Verifica-se uma diferença de 3,5% entre os dois cenários.

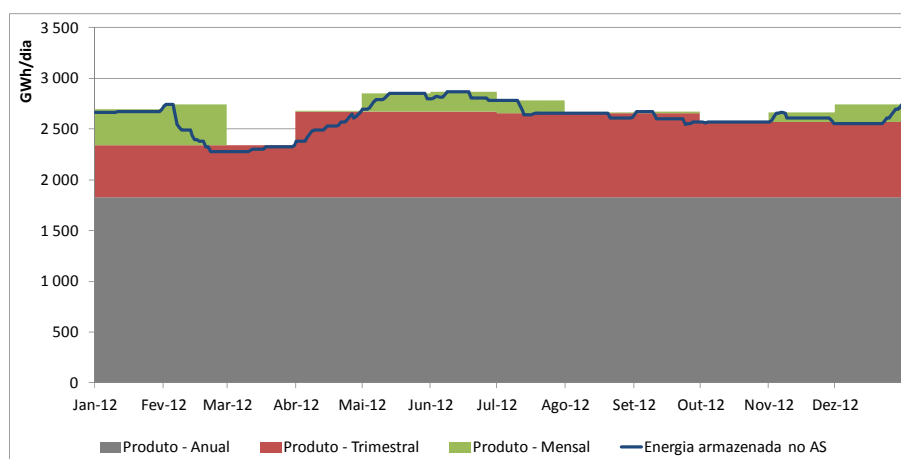
Quadro 4-3 - Receita anual da capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da capacidade contratada

	Capacidade contratada*	Capacidade contratada**	Δ	Δ %
	(multiplicadores = 1)	(multiplicadores ≠ 1)		
	Euros/ano	Euros/ano		
Capacidade armazenamento contratada	18 637 076	19 293 315	656 240	3,5%

* Considera-se a existência de produtos diários
 ** Apenas produtos anuais, trimestrais e mensais

À semelhança da análise realizada no terminal de GNL, outra estratégia para a contratação de capacidade seria a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimizem a fatura anual da capacidade de armazenamento contratada, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário seria o adotado pelos agentes caso estes conseguissem prever os seus fornecimentos anuais. A Figura 4-3 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

Figura 4-3 - Produtos de capacidade contratada no armazenamento subterrâneo – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 4-3 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais e (iv) os produtos mensais fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da variável de capacidade contratada.

Como se observa na figura esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que existe a contratação de produtos de capacidade de maior prazo mesmo que não exista necessidade de capacidade em determinados períodos, na medida em que os seus preços são inferiores ao preço do produto de menor prazo.

Qualquer uma das soluções apresenta receitas superiores quando comparadas com um cenário em que os produtos de capacidade contratada não apresentam diferenciação de preço ($k's = 1$), como esperado. O quadro seguinte mostra que a estratégia de minimização da fatura é melhor para os agentes do que a estratégia de minimização da capacidade contratada. Neste caso, verifica-se uma diferença de 3,3% nas receitas a faturar face ao caso em que os multiplicadores são iguais a 1. Este valor representa o acréscimo de receitas a faturar pela capacidade de armazenamento contratada devido à existência de multiplicadores superiores a 1.

**Quadro 4-4 - Receita anual da capacidade contratada no armazenamento subterrâneo –
Minimização da fatura anual da capacidade contratada**

	Capacidade contratada*	Capacidade contratada**	Δ	$\Delta \%$
	(multiplicadores = 1)	(multiplicadores \neq 1)		
	Euros/ano	Euros/ano		
Capacidade armazenamento contratada	18 637 076	19 249 301	612 226	3,3%

* Considera-se a existência de produtos diários

** Apenas produtos anuais, trimestrais e mensais

Assim, este acréscimo percentual de receitas no valor de 3,3% é descontado ao preço de referência da capacidade de armazenamento, de modo a determinar-se o preço de capacidade do produto anual. Os preços dos outros produtos de capacidade são obtidos pela aplicação dos multiplicadores ao preço de capacidade de produto anual.

5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no artigo 109.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas nos seus pontos de entrada e saída deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados.

Na Figura 5-1 apresentam-se as variáveis de faturação aplicáveis na tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Figura 5-1 - Definição das variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

	Infraestrutura	Variáveis de faturação	Preço
Entrada na RNT	Interligações internacionais	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
	Terminal de GNL	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
	Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada	Euros por kWh/dia, por dia, ou Euros por kWh/dia, por mês
Saída da RNT	Interligações internacionais	0 (contrafluxo)	-
	Terminal de GNL	0 (contrafluxo)	-
	Armazenamento Subterrâneo	n.a.	n.a.
	Clientes em AP	Capacidade utilizada Energia	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh
	Redes de distribuição	Capacidade utilizada Energia	Euros por kWh/dia, por mês Euros por kWh
	Instalações abastecidas por UAG	Energia	Euros por kWh

As tarifas de entrada aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL e ao armazenamento subterrâneo.

As tarifas de saída aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, às entregas a clientes em alta pressão, às entregas às redes de distribuição e às entregas a instalações abastecidas por UAG.

Estas variáveis de faturação foram alteradas conforme se estabelece no Regulamento Tarifário publicado em abril de 2013 na sequência de definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa segundo o qual se alterou o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. No novo modelo de reserva de capacidade os utilizadores pagam pela capacidade que reservam mesmo que não a utilizem.

O modelo de contratação de capacidade com produtos de capacidade de curto prazo oferece vantagens aos agentes de mercado com carteiras de clientes de menor dimensão e maior volatilidade uma vez que estes podem subscrever produtos de capacidade com prazo inferior a um ano, ficando libertos da obrigação de pagamentos anuais da capacidade.

A oferta de vários produtos de capacidade anuais, trimestrais, mensais e diários permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado.

Este modelo de contratação da capacidade não se aplica aos pontos de saída para clientes finais em AP, para as redes de distribuição e para as instalações abastecidas por UAG. Nestes pontos prevalece a metodologia atual de programação não vinculativa onde a capacidade atribuída depende dos consumos dos clientes em AP ou das carteiras de clientes nas redes de distribuição.

No quadro seguinte descrevem-se as variáveis de faturação e apresenta-se o racional para a sua escolha.

Quadro 5-1 - Variáveis de faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Variáveis de faturação	Definição
Capacidade contratada nos pontos de entrada (euros por kWh/dia)	Valor de capacidade reservada, pelo agente de mercado nos processos de atribuição de capacidade constituindo um direito de utilização de capacidade com pagamento de caráter vinculativo independentemente do uso efetivo, para diversos horizontes temporais.
Capacidade utilizada nos pontos de saída (euros por kWh/dia)	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte. Este valor máximo diário é pago durante os doze meses seguintes. O caudal máximo condiciona os investimentos nos troços periféricos dos gasodutos que incluem os ramais e as GRMS, partilhados por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade máxima solicitada pelos clientes. Considera-se também que esta variável condiciona parte dos investimentos em troços centrais dos gasodutos.
Energia nos pontos de saída (euros por kWh)	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte. Esta variável deve refletir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano são relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelo operador da rede de transporte e, por outro lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado. Os multiplicadores definidos condicionam o comportamento dos utilizadores, uma vez que cada agente de mercado vai adotar uma utilização temporal de forma a minimizar a sua fatura.

Os multiplicadores devem aumentar com a diminuição da maturidade do produto, incentivando-se uma programação que confira maior previsibilidade à gestão do sistema.

As Framework Guidelines sobre Estrutura tarifária do Transporte, em elaboração pelo ACER, referem que os multiplicadores devem ser iguais a 1, podendo ser superiores a 1 desde que não haja congestionamentos (correspondente à realidade portuguesa), sendo limitados ao valor máximo de 1,5.

No quadro seguinte apresentam-se os multiplicadores aplicados aos produtos (nomeadamente produtos trimestral, mensal e diário) do Transporte de Gás Natural, por ponto de entrada da rede.

Quadro 5-2 - Multiplicadores aplicados ao Transporte de Gás Natural

CAPACIDADE CONTRATADA - PONTOS DE ENTRADA	Multiplicadores
Interligações internacionais (Campo Maior)	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
Interligações internacionais (Valença)	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
Terminal GNL	
Produto trimestral	1,30
Produto mensal	1,50
Produto diário	2,00
Carriço Armazenagem	
Produto trimestral	-
Produto mensal	-
Produto diário	1,00

Dada a ausência de congestionamentos justifica-se a adoção de multiplicadores superiores a 1 nos produtos de mais curto prazo, no entanto, reduzidos para dar flexibilidade aos comercializadores e facilitar a entrada de novos agentes no mercado. A ERSE propôs a adoção de multiplicadores de 1 para o produto trimestral, 1,05 para o produto mensal e 1,1 para o produto diário. Todavia, no seguimento do parecer do CT, a ERSE reduziu, em relação à proposta, o preço da contratação de capacidade anual nas infraestruturas por contrapartida de um agravamento do valor dos multiplicadores a aplicar à contratação trimestral, mensal e diária, facilitando desta forma a transição para o novo sistema de acesso. Incentivava-se, por um lado, a retangularização dos diagramas de carga e, por outro lado, uma transição gradual na adoção de multiplicadores reduzidos.

Assim, ao preço do produto trimestral da variável de capacidade de regaseificação contratada é aplicado um multiplicador de 1,3 face ao preço do produto anual. O produto mensal da variável de capacidade de regaseificação contratada é oferecido antes do início do mês, aplicando-se um multiplicador de 1,5 face ao preço do produto anual e o produto diário é oferecido uns dias antes, aplicando-se um multiplicador de 2 face ao preço do produto anual. Considerando que o perfil de utilização da injeção e extração de armazenagem não é perfilável com produtos de capacidade retangulares de duração mensal, trimestral ou anual, adota-se apenas o produto de capacidade diário.

5.2 ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS

O artigo 109.º do RT estabelece que a estrutura de preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo. O Quadro 5-3 apresenta os custos incrementais da rede de transporte, utilizados para calcular as tarifas a aplicar no ano gás 2013-2014, de acordo com a metodologia definida no ano gás 2010-2011 apresentada no documento “Determinação da Estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010. A ERSE opta por manter

os custos incrementais definidos para o ano gás anterior, em benefício do princípio da estabilidade dos sinais preço. A anterior variável de faturação relativa às entradas na RNT era a capacidade utilizada, cujo custo incremental é convertido para um custo incremental de capacidade contratada aplicando aos anteriores custos incrementais de capacidade utilizada um fator de 1,9 que permite garantir que as receitas incrementais de capacidade contratada são iguais às receitas incrementais de capacidade utilizada. Quanto às saídas, a variável de energia, que tem um peso reduzido na recuperação de receitas (cerca de 10%), deixou de ter discriminação por período tarifário. O custo incremental desta variável de energia é equiparado ao custo incremental da anterior variável de energia de vazio.

Quadro 5-3 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte

Custos incrementais Tarifa de Uso da Rede de Transporte			Ano gás 2013/2014
Entradas	Capacidade contratada (Carriço)	€/kWh/dia	0,000460
	Capacidade contratada (Terminal e interligações)		0,016389
Saídas	Capacidade Utilizada	€/kWh/dia, mês	0,016332
	Energia	€/kWh	0,00001329

Apesar de a metodologia adotada prever preços diferenciados por ponto de entrada e por ponto de saída, introduz-se esta diferenciação de forma gradual. Adicionalmente, considera-se que nas saídas para entregas a clientes não se deverá praticar diferenciação de preços tendo em conta a necessidade de se assegurar a uniformidade tarifária no acesso às redes pelos clientes, conforme estabelecido legalmente. O resultado da aplicação destes preços será acompanhado de forma atenta pela ERSE por forma a evoluir para a diferenciação de preços caso tal venha a considerar-se adequado.

O Regulamento Tarifário prevê a aplicação de dois fatores de escalamento distintos, um para as variáveis de faturação associadas aos pontos de entrada e outro comum a todas as variáveis de faturação associadas aos pontos de saída.

Aos custos incrementais da variável de faturação da capacidade utilizada nos pontos de entrada é aplicado um fator de escalamento de 1 sendo aplicado um fator de escalamento único para todas as variáveis de faturação das saídas, no valor de 1,35, de modo a atingir os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Gás Natural, a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

A aplicação de multiplicadores aos produtos de curto prazo conduz à obtenção de receitas adicionais que devem ser descontadas na determinação do preço do produto de capacidade anual. Esta análise é realizada no capítulo 5.4.

5.3 TARIFA DE CURTA DURAÇÃO

A definição dos produtos de capacidade de curto prazo exige que sejam compatibilizadas as opções tarifárias existentes, nomeadamente as tarifas de curta duração. Assim, no RT publicado em abril de 2013, deixou de se considerar a existência das tarifas de curta duração aplicáveis a agentes de mercado utilizadores das infraestruturas como as interligações e o terminal de GNL, por se considerar que estas opções são totalmente substituíveis pelos novos produtos de capacidade diários.

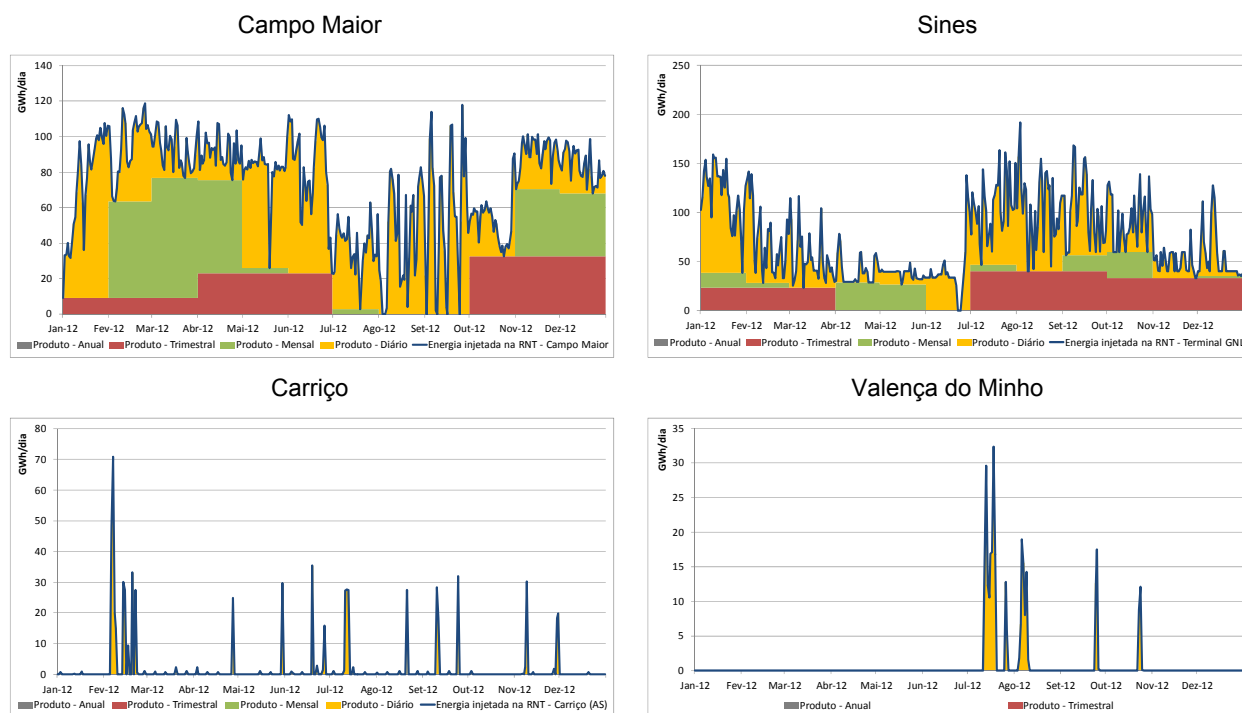
De facto, deixa de haver necessidade da atual tarifa de curta duração, pois os agentes que pretendem utilizações pontuais podem, no novo modelo, reservar capacidade para os períodos pretendidos através dos produtos de capacidade diários.

5.4 RELAÇÃO ENTRE O PREÇO DE REFERÊNCIA E O PREÇO DO PRODUTO ANUAL DE CAPACIDADE CONTRATADA

De acordo com a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário, em 2013, a variável de capacidade contratada, nos diferentes pontos de entrada na RNT (Campo Maior, Valença do Minho e Sines), é composta por produtos de capacidade anual, trimestral, mensal e diário. No ponto de entrada do armazenamento subterrâneo na RNT (Cariço), apenas é oferecido o produto de capacidade diário. Os preços destes produtos são obtidos pelo produto de multiplicadores diferenciados por maturidade de produto ao preço do produto anual de capacidade contratada. Estes multiplicadores estão definidos no capítulo 5.2 e pretendem incentivar utilizações de longo/médio prazo de forma a dar visibilidade ao mercado das necessidades futuras dos agentes de mercado, conferindo maior transparência ao seu funcionamento.

À semelhança da análise realizada no capítulo 3.3 para o terminal de GNL e no capítulo 4.3 para o armazenamento subterrâneo, este capítulo analisa as implicações da existência de produtos de capacidade contratada nos diferentes pontos de entrada na RNT com diferentes maturidades e com preços que variam inversamente com a diminuição das maturidades dos produtos. i.e., produtos de curto prazo com preços mais elevados em relação ao produto anual (produto de maior maturidade).

**Figura 5-2 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT
– Minimização da capacidade contratada**



Conhecendo o perfil diário de energia que entrou na RNT, por ponto de entrada em 2012 é possível calcular qual seria a receita total de entrada na RNT, no que respeita à variável de capacidade contratada, adotando uma estratégia de minimização da capacidade a contratar. A Figura 5-2 ilustra qual seria a combinação de produtos, por ponto de entrada na RNT por aplicação desta estratégia.

Uma vez mais, constata-se que a minimização da capacidade contratada leva a uma combinação de produtos que, em função do perfil diário de energia por ponto de entrada, não contempla o produto anual uma vez que em alguns períodos não houve entrada de energia na RNT. Esta solução privilegia os produtos de mais curto prazo, nomeadamente o diário, em detrimento dos produtos de médio e longo prazo (anual e trimestral), independentemente do ponto de entrada que se considere.

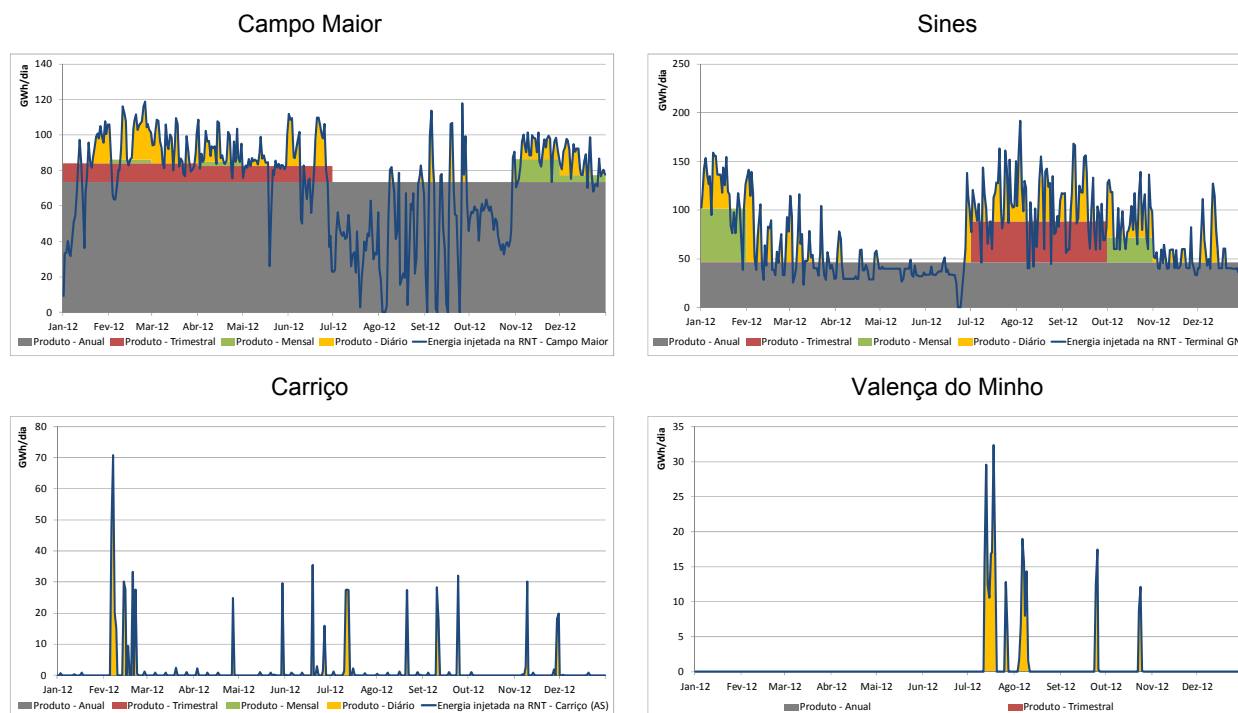
O Quadro 5-4 mostra as receitas da variável de faturação de capacidade contratada para o caso de multiplicadores iguais a 1 e para o caso em que estes são superiores a 1, adotando a estratégia de minimização da contratação da capacidade contratada descrita acima. No ponto de entrada do Carriço na RNT, o multiplicador é igual a 1 porque apenas é oferecido o produto de capacidade diário. Verifica-se a existência de uma diferença de 70% entre os dois cenários.

Quadro 5-4 - Receita anual da capacidade contratada, por ponto de entrada na RNT – Minimização da capacidade contratada

Entradas	Capacidade contratada (multiplicadores = 1)	Capacidade contratada (multiplicadores ≠ 1)	Δ	Δ %
	Euros/ano	Euros/ano		
Campo Maior	14 417 705	24 531 292	10 113 587	70%
Valença	155 131	310 263	155 131	100%
Sines	14 345 676	24 330 288	9 984 612	70%
Carriço	10 318	10 318	0	0%
Total	28 928 831	49 182 161	20 253 331	70,0%

À semelhança da análise realizada no terminal de GNL e para o armazenamento subterrâneo, outra estratégia para a contratação de capacidade seria a utilização de uma combinação de produtos de capacidade que minimizem a fatura anual da capacidade contratada de entrada na RNT, privilegiando os produtos de longo e médio prazo, mais baratos. Este cenário seria o adotado pelos agentes caso estes conseguissem prever os seus fornecimentos anuais. A Figura 5-3 ilustra qual seria o resultado se os agentes adotassem uma estratégia deste tipo.

Figura 5-3 - Produtos de capacidade contratada nas entradas da RNT – Minimização da fatura anual de capacidade contratada



A combinação de produtos apresentada na Figura 5-3 resulta de um processo de minimização, considerando (i) os preços diferenciados por produtos de capacidade, (ii) a existência de 1 produto anual, (iii) a existência de 4 produtos trimestrais, (iv) a existência de 12 produtos mensais e (v) os

produtos diários fazem o fecho de quantidades em relação à capacidade total diária requerida. Como foi referido, o objetivo deste método é minimizar a fatura anual da variável de capacidade contratada.

Como se observa na figura esta solução apresenta diferenças em relação à estratégia anterior. Este método conduz a resultados em que existe a contratação de produtos de capacidade de maior prazo, em alguns pontos de entrada, mesmo que não exista necessidade de capacidade em determinados períodos.

Qualquer uma das soluções apresenta receitas superiores quando comparadas com um cenário em que os produtos de capacidade contratada não apresentam diferenciação de preço ($k's = 1$), como esperado. O Quadro 5-5 mostra que a receita da estratégia de minimização da fatura é melhor para os agentes que a estratégia de minimização da capacidade contratada.

Neste caso, verifica-se uma diferença de 34,5% nas receitas a faturar face ao caso em que os multiplicadores são iguais a 1.

Quadro 5-5 - Receita anual da capacidade contratada, por ponto de entrada na RNT – Minimização da fatura anual da capacidade contratada

Entradas	Capacidade contratada	Capacidade contratada	Δ	$\Delta \%$
	(multiplicadores = 1)	(multiplicadores \neq 1)		
	Euros/ano	Euros/ano		
Campo Maior	14 417 705	18 586 910	4 169 205	28,9%
Valença do Minho	155 131	310 263	155 131	100,0%
Sines	14 345 676	20 000 096	5 654 420	39,4%
Carriço	10 318	10 318	0	0,0%
Total	28 928 831	38 907 588	9 978 757	34,5%

Este valor representa o acréscimo de receitas a faturar pela variável de capacidade de entrada na RNT devido à existência de multiplicadores superiores a 1. Assim, este acréscimo percentual de receitas no valor de 34,5% é descontado ao preço de referência da capacidade contratada na entrada, de modo a determinar-se o preço de capacidade do produto anual. Os preços dos outros produtos de capacidade são obtidos pela aplicação dos multiplicadores ao preço de capacidade do produto anual.

5.5 OPÇÃO TARIFÁRIA DE ACESSO FLEXÍVEL EM ALTA PRESSÃO

Com o objetivo de introduzir flexibilidade tarifária no acesso às redes, a ERSE propôs na revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás natural, publicado em 2013, a introdução de uma nova opção tarifária de acesso designada por opção tarifária flexível, adicional às existentes, a ser disponibilizada para os clientes finais em alta pressão, média pressão e baixa pressão com leitura diária. Esta decisão teve em consideração os comentários do Conselho Tarifário, designadamente os apresentados no seu parecer relativo às tarifas de gás natural para o ano gás 2012-2013, sobre a

necessidade de adoção de soluções de contratação de períodos de acesso inferiores a 1 ano, com a justificação de aproximar as opções tarifárias de acesso aos perfis de consumo dos consumidores, nomeadamente, consumidores com atividades económicas que se caracterizam por consumos irregulares no tempo.

Com o objetivo de propor soluções para os problemas identificados com a faturação das tarifas de acesso às redes a clientes finais com utilizações de rede intermitentes ou pontuais, analisaram-se as práticas em alguns países da União Europeia, nomeadamente, Espanha, França, Reino Unido, Alemanha e Holanda, no que respeita aos produtos de capacidade disponibilizados na contratação das tarifas de acesso às redes e dos conceitos de capacidade existentes. Desta análise, destacam-se dois factos: (i) na maioria dos países são disponibilizados produtos de capacidade no acesso às redes de prazo inferior ao produto anual, (ii) verifica-se a coexistência de tarifas com um conceito de capacidade “base anual” que depende de uma previsão (contratação) de capacidade, realizada pelo consumidor (ex-ante), juntamente com um conceito de capacidade máxima mensal medida (ex-post).

Designadamente, as opções tarifárias de acesso em Espanha podem ser classificadas como (i) uma tarifa base anual, (ii) uma tarifa mensal e (iii) uma tarifa com o *mix* de produto anual e mensal, i.e.:

- Tarifa base anual:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
- Tarifa mensal:
 - A capacidade utilizada é contratada em base exclusivamente mensal.
 - Aos preços dos produtos de capacidade mensal são aplicados multiplicadores com uma diferenciação sazonal, em que $k = 1$ no Verão e $k = 2$ no Inverno.
- Tarifa com *mix* de produto anual e mensal – possibilidade de contratar uma capacidade base anual e mensalmente complementar com um produto mensal:
 - A possibilidade de agregar os produtos mensais/diários ao produto base é disponibilizada apenas nos meses de Verão.
 - A capacidade do cliente no Inverno tem de ser suportada exclusivamente pelo produto de longo prazo (anual) quando o cliente para o mesmo ponto de entrega, mantém contratos anuais e mensais.

À semelhança da situação apresentada para Espanha, em Portugal, as tarifas de acesso podem ser classificadas como (i) uma tarifa de longas utilizações, (ii) uma tarifa de curtas utilizações e (iii) uma tarifa flexível, i.e.:

- Tarifa de longas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.

- Tarifa de curtas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
 - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
 - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a 100 dias.
- Tarifa flexível – possibilidade de contratar uma capacidade base anual e mensalmente complementar com um produto mensal:
 - O preço da capacidade base anual é igual ao da opção tarifária de longas utilizações.
 - Aos preços da capacidade mensal adicional são aplicados fatores multiplicativos em relação ao preço de capacidade da opção tarifária de longas utilizações.

De acordo com o artigo 109.º do Regulamento Tarifário de abril de 2013 a faturação da tarifa flexível é definida como:

$$F_{\text{Acesso}_m} = TC_{\text{Anual}} \times C_{\text{Base}_{\text{anual}}} + TC_{\text{mensal}_m} \times \max(C_{\text{máx}_m} - C_{\text{Base}_{\text{anual}}}; 0) + TF + TW \times W$$

$$TC_{\text{mensal}_m} = k_m \times TC_{\text{Anual}}$$

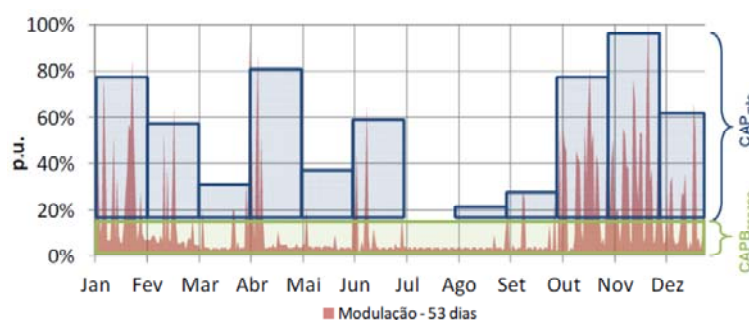
Em que:

F_{Acesso_m}	– Faturação mensal da tarifa de acesso às redes - Euros
TC_{Anual}	– Preço de capacidade base anual (igual à tarifa de longas) – Euros/(kWh/dia)
$C_{\text{Base}_{\text{anual}}}$	– Capacidade base anual – kWh/dia
TC_{mensal_m}	– Preço de capacidade mensal no mês m – Euro/(kWh/dia)
$C_{\text{máx}_m}$	– Capacidade máxima mensal no mês m, correspondente ao máximo consumo diário no mês da fatura – kWh/dia
TF	– Termo fixo mensal Euros/dia
TW	– Termo de energia (igual à tarifas de longas) – Euros/kWh
W	– Energia total medida - kWh

A equação anterior define que a opção tarifária de acesso às redes flexível tem um valor de capacidade base anual definido anualmente pelo consumidor (que pode ser definido como zero). Nos meses em que a capacidade mensal seja inferior ao valor anual contratado, o cliente paga o valor da capacidade contratada anual. Nos meses em que a capacidade mensal seja superior ao valor anual contratado, o excedente de capacidade nesse mês é faturado por um preço mensal agravado. A definição desse preço mensal agravado depende do valor fixado para o coeficiente multiplicativo (k), definido no processo anual de tarifas. A definição desta nova opção tarifária de acesso às redes determina que esta seja também prevista nas tarifas por atividade de uso da rede de transporte. Esta nova opção tarifária não terá expressão nos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, aos quais se aplicam as tarifas transitórias existentes.

Importa sublinhar que ao contrário das opções de acesso cumulativas existentes em Espanha, na proposta de tarifas apresentada ao CT, a tarifa flexível não preveo qualquer restrição contratual relativamente ao período em que se podia complementar o produto base com produtos de curto prazo. Este facto implicava que os multiplicadores a definir para a capacidade mensal da tarifa flexível não eram comparáveis com os existentes em Espanha devido à ausência da restrição contratual. A restrição contratual em Espanha é equivalente à aplicação de multiplicadores aos preços mensais, nos meses de inverno, muito elevados.

Figura 5-4 - Exemplo da aplicação da tarifa de acesso às redes em alta pressão flexível



Tendo como base um perfil diário de consumo de um cliente, a figura seguinte ilustra os termos de capacidade que seriam faturados na opção tarifária flexível, considerando que não existia qualquer restrição contratual.

DEFINIÇÃO DO PREÇO DE CAPACIDADE MENSAL ADICIONAL - ANÁLISE DOS MULTIPLICADORES A APLICAR AO PREÇO DE CAPACIDADE BASE ANUAL

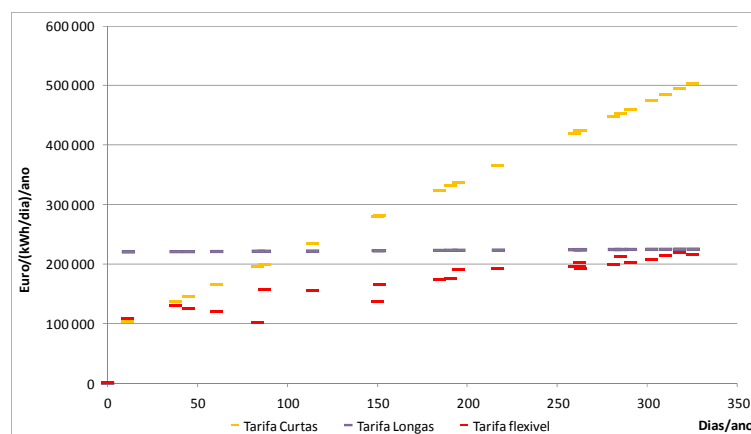
Neste ponto analisam-se os vários cenários de aplicação de diferentes multiplicadores ao preço da capacidade mensal da tarifa flexível, apresentados ao CT na proposta de tarifas. Para cada multiplicador comparam-se os resultados em termos de faturação com os obtidos mediante a aplicação das tarifas de longas e curtas utilizações existentes. Nas simulações adotam-se os dados de consumo diários (perfis diários) de todos os clientes ligados em alta pressão, incluindo as saídas agregadas dos operadores de rede de distribuição, apesar da tarifa de acesso às redes flexível não lhes ser aplicável.

A análise dos multiplicadores a aplicar ao preço base de capacidade base anual consiste num processo em que, em função do k em análise, minimiza-se (através de um algoritmo de otimização) a fatura agregada de todos os consumidores, i.e., minimiza-se a receita da tarifa de uso da rede de transporte. O objetivo é simular qual seria (um vez que são dados relativos ao ano gás 2011-12) o comportamento dos clientes na contratação dos produtos de capacidade anual e mensal da tarifa de acesso flexível, por forma a minimizar a sua fatura anual.

Esta análise apresenta a limitação de se basear em diagramas de carga passados, não se considerando o efeito de incerteza do futuro e ignorar-se a elasticidade da procura aos preços e estrutura da nova tarifa flexível.

Na primeira simulação adota-se o fator multiplicativo $k = 1$ no Verão e no Inverno e calcula-se a fatura anual por unidade de capacidade para todos os consumidores em alta pressão em função da modulação comparando-se as respetivas faturas das opções tarifárias de acesso, i.e., tarifa de longas utilizações, curtas utilizações e flexível. A figura seguinte apresenta os pagamentos anuais de capacidade em função da modulação.

Figura 5-5 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação
 $k = 1$ (Verão e Inverno)



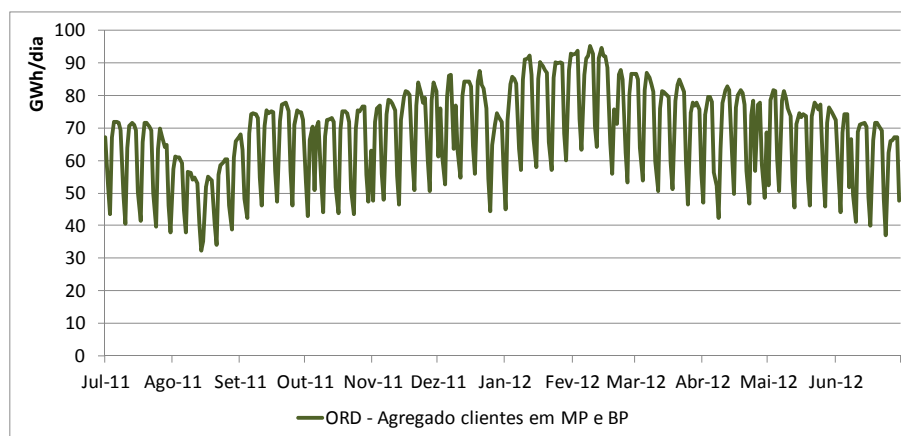
A adoção do multiplicador unitário origina uma perda de receita de 12,1%. Adicionalmente, resulta numa subsídio cruzada entre os clientes em AP e os clientes nas redes de distribuição em MP e BP de 12,1%, a ser suportada por estes últimos (Quadro 5-6). Estes valores multiplicativos tornam a tarifa flexível favorável para a totalidade dos consumidores em AP.

Quadro 5-6 - Transferência de receitas na URT entre clientes
 $k = 1$ (Verão e Inverno)

Δ Receitas	€	%
AP (CEP)	-2 430 997	-9,8%
AP (Clientes industriais)	-146 250	-1,5%
ORD - Clientes MP e BP	2 577 247	12,1%
Necessidade de escalamento	6 003 172	12,1%

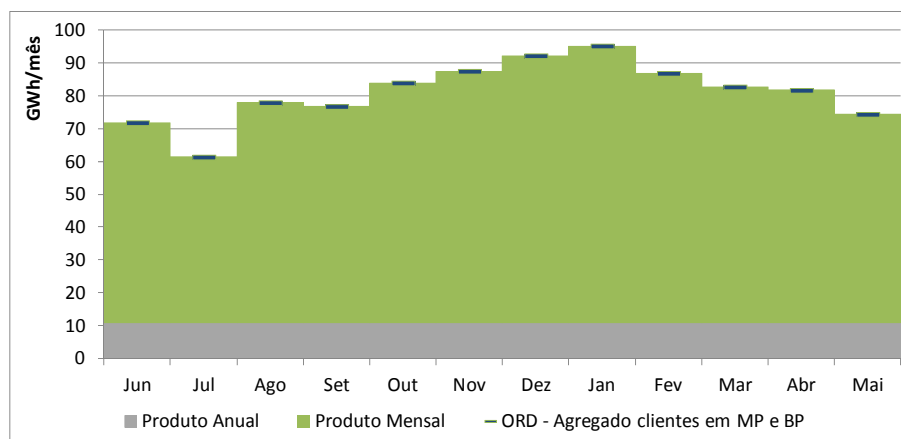
Concretamente, se o consumidor tivesse um perfil de consumo semelhante ao consumo agregado dos ORD, apresentado na figura seguinte, importa analisar qual seria a sua estratégia de contratação de capacidade para estes valores multiplicativos.

Figura 5-6 - Consumidor tipo - quantidades diárias agregadas dos ORD em MP e BP, para o ano gás 2011-12



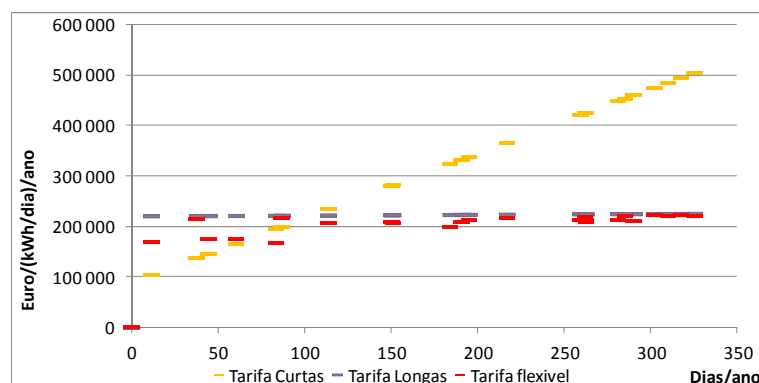
Uma solução possível de contratação de capacidade seria a contratação exclusivamente mensal na medida em que o fator multiplicativo é unitário. Outra opção, e apresentando a mesma fatura anual, seria a ilustrada na Figura 5-7, onde se verifica uma contratação da capacidade mínima anual por 12 meses e a capacidade adicional nos restantes meses é obtida com contratos mensais.

Figura 5-7 - Solução que minimiza a fatura anual na variável de capacidade - $k = 1$ (Verão e Inverno)



Na segunda simulação adota-se o fator multiplicativo $k = 2$ no Verão e no Inverno. A figura seguinte ilustra os pagamentos anuais de capacidade em função da modulação nas três opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores com alta pressão.

Figura 5-8 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 2$ (Verão e Inverno)



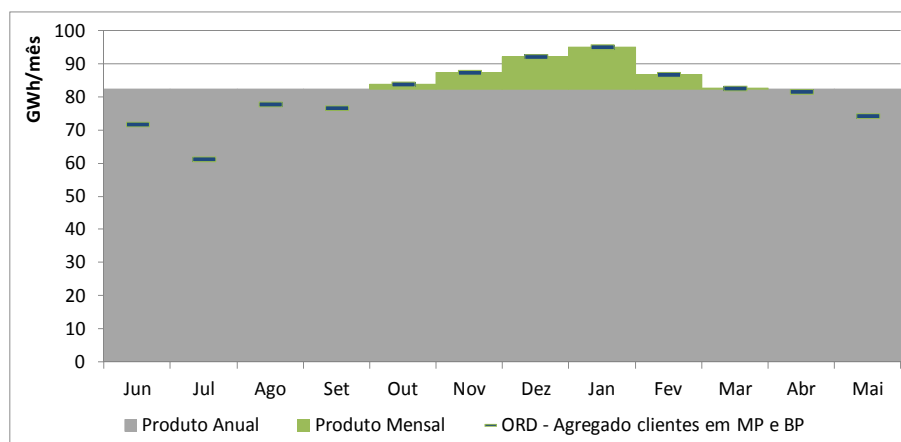
A adoção do multiplicador $k = 2$ origina uma perda de receita de 2%. Verifica-se uma subsídio cruzada entre os clientes em AP e os clientes nas redes de distribuição em MP e BP de 2,0%, a ser suportada por estes últimos (Quadro 5-7). Estes valores multiplicativos tornam a tarifa flexível menos favorável para os clientes que estão na opção de curtas utilizações, mas continua a ser favorável para a maioria dos consumidores em AP.

Quadro 5-7 - Transferência de receitas na URT entre clientes $k = 2$ (Verão e Inverno)

Δ Receitas	€	%
AP (CEP)	-152 918	-0,6%
AP (Clientes industriais)	-278 697	-2,9%
ORD - Clientes MP e BP	431 614	2,0%
Necessidade de escalamento	1 104 243	2,0%

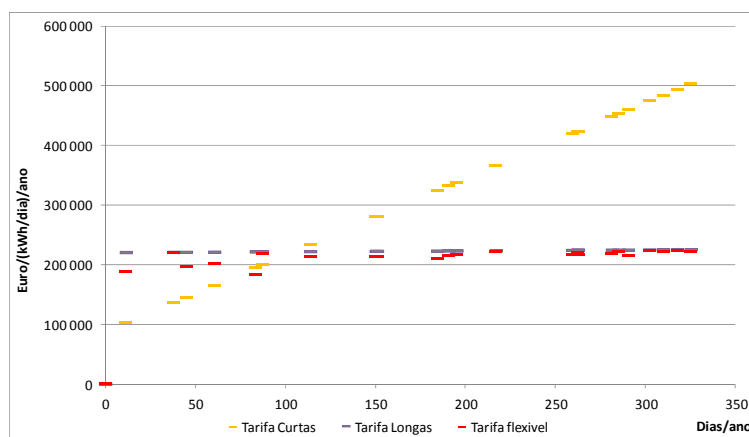
Uma vez mais, utilizando o perfil de consumo ilustrado na Figura 5-6, a solução que minimizaria a fatura anual da variável de capacidade seria a ilustrada na Figura 5-10, onde se verifica uma contratação da capacidade base anual por 12 meses muito elevada e a capacidade adicional dos restantes meses é obtida com contratos mensais. Note-se que a capacidade mensal adicional é muito reduzida em comparação com a capacidade base anual.

Figura 5-9 - Solução que minimiza a fatura anual na variável de capacidade - $k = 2$ (Verão e Inverno)



Na terceira simulação adotam-se os fatores multiplicadores de $k = 2$ no Verão e $k = 4$ no Inverno. A figura seguinte ilustra os pagamentos anuais de capacidade em função da modulação nas três opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores em alta pressão.

Figura 5-10 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação $k = 2$ (Verão) e $k = 4$ (Inverno)



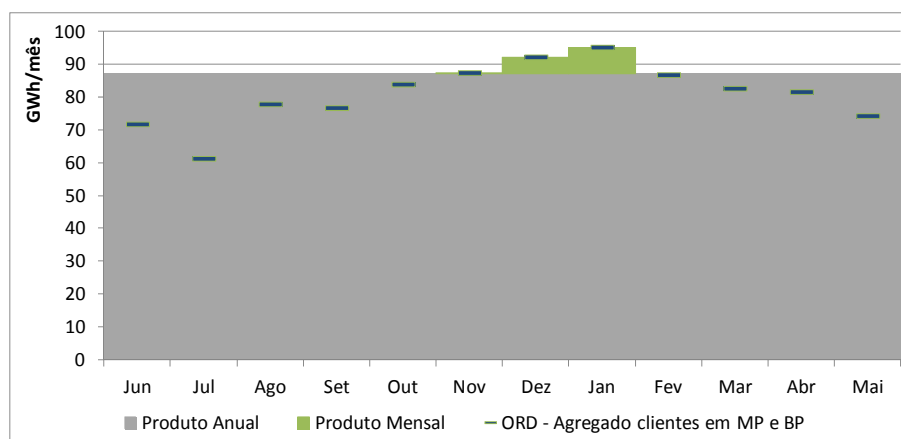
A adoção dos multiplicadores $k = 2$ no Verão e $k = 4$ no Inverno origina uma perda de receita de 1,2%. Adicionalmente, resulta numa subsidiação cruzada entre os clientes em AP e os clientes nas redes de distribuição em MP e BP de 1,2%, a ser suportada por estes últimos (Quadro 5-8). Estes valores multiplicativos tornam a tarifa flexível menos favorável para os clientes que estão na opção de curtas utilizações reduz o seu interesse para a maioria dos consumidores em AP.

**Quadro 5-8 - Transferência de receitas na URT entre clientes
k = 2 (Verão) e k = 4 (Inverno)**

Δ Receitas	€	%
AP (CEP)	-129 486	-0,5%
AP (Clientes industriais)	-133 091	-1,4%
ORD - Clientes MP e BP	262 578	1,2%
Necessidade de escalamento	677 025	1,2%

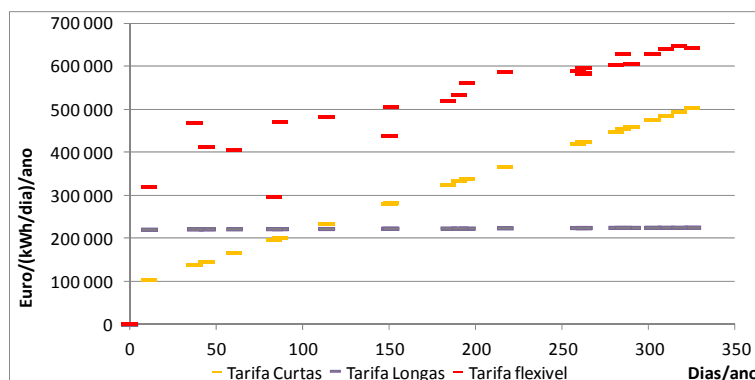
Uma vez mais, utilizando o perfil de consumo ilustrado na Figura 5-6, a solução que minimizaria a fatura anual da variável de capacidade seria a ilustrada na Figura 5-11. Uma vez mais, verifica-se uma contratação de capacidade base anual por 12 meses muito elevada e a capacidade adicional dos restantes meses obtida com contratos mensais é muito reduzida.

**Figura 5-11 - Solução que minimiza a fatura anual em capacidade -
k = 4 (Verão e Inverno)**



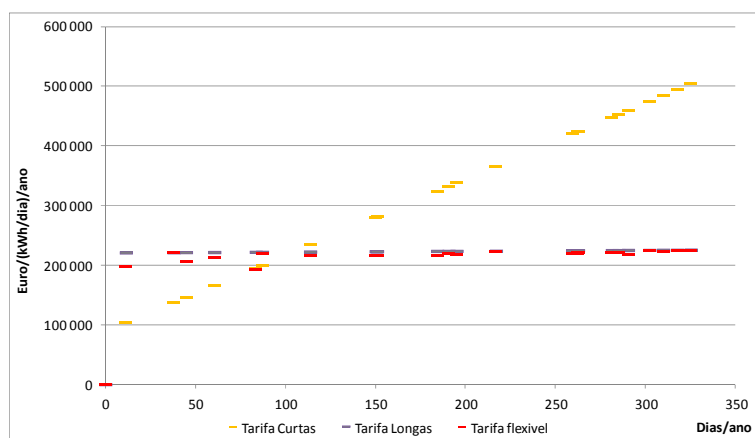
Se considerarmos que os consumidores contratariam toda a sua capacidade exclusivamente com produtos mensais e considerando os mesmos fatores multiplicativos, verifica-se na Figura 5-12, que a opção flexível deixa de ser uma opção viável para a generalidade dos consumidores em AP. Assim, para contratação exclusivamente mensal estes fatores multiplicativos são muito elevados.

Figura 5-12 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação, exclusivamente com produtos mensais
 $k = 2$ (Verão) e $k = 4$ (Inverno)



Por último, na quarta simulação adotam-se os fatores multiplicativos de $k = 2$ no Verão e $k = 6$ no Inverno. A figura seguinte ilustra os pagamentos anuais de capacidade em função da modulação nas três opções tarifárias disponíveis para todos os consumos em alta pressão.

Figura 5-13 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação
 $k = 2$ (Verão) e $k = 6$ (Inverno)



A adoção de multiplicadores $k = 2$ no Verão e $k = 6$ no Inverno origina uma perda de receita de 0,9%. Verifica-se uma subsídio cruzada entre os clientes em AP e os clientes nas redes de distribuição em MP e BP de 0,9%, a ser suportada por estes últimos (Quadro 5-9). Estes valores multiplicativos tornam a tarifa flexível menos favorável para a generalidade dos consumidores em AP.

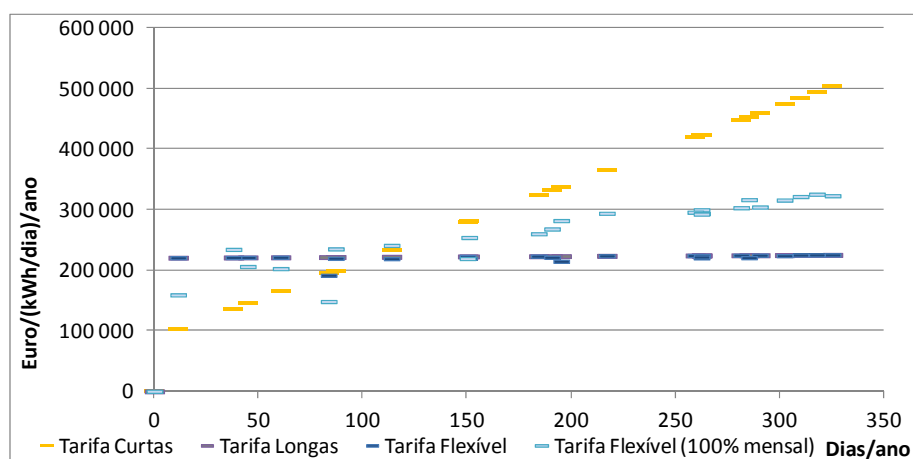
**Quadro 5-9 - Transferência de receitas na URT entre clientes
k = 2 (Verão) e k = 6 (Inverno)**

Δ Receitas	€	%
AP (CEP)	-139 824	-0,6%
AP (Clientes industriais)	-54 035	-0,6%
ORD - Clientes MP e BP	193 859	0,9%
Necessidade de escalamento	501 434	0,9%

Em alternativa à fixação de multiplicadores elevados, é possível obter o mesmo resultado adicionando restrições contratuais na agregação de contratos anuais e mensais, à semelhança das regras definidas para a tarifa com *mix* de produto anual e mensal, em Espanha.

Na Figura 5-14 apresentam-se os resultados da quinta simulação onde se limita a oferta agregada do produto anual com os produtos mensais exclusivamente nos meses de Verão e os valores dos multiplicadores adotados são $K = 1$ no Verão e $K = 2$ no Inverno, à semelhança do praticado em Espanha. Para a tarifa flexível apresentam-se os resultados obtidos com a combinação dos produtos anual e mensais, bem como exclusivamente com os contratos mensais. Verifica-se que a contratação mensal poderá ser vantajosa para alguns clientes de curtas utilizações, designadamente tomando-se em consideração a eventual modificação dos seus perfis de consumo.

**Figura 5-14 - Pagamentos anuais de capacidade em função da modulação
k = 1 (Verão) e k = 2 (Inverno) com restrições contratuais**



Nesta situação com multiplicadores $k = 1$ no Verão e $k = 2$ no Inverno e com a restrição à combinação do produto anual com os produtos mensais, existente em Espanha, verifica-se uma perda de receita de 1%. Regista-se uma subsidiação cruzada entre os clientes em AP e os clientes nas redes de distribuição em MP e BP de 1,0 %, a ser suportada por estes últimos (Quadro 5-10).

**Quadro 5-10 - Transferência de receitas na URT entre clientes
k = 1 (Verão) e k = 2 (Inverno) com restrições contratuais**

Δ Receitas	€	%
AP (CEP)	-143 923	-0,6%
AP (Clientes industriais)	-72 445	-0,8%
ORD - Clientes MP e BP	216 368	1,0%
Necessidade de escalamento	559 073	1,0%

DECISÃO

Na decisão dos valores dos multiplicadores é necessário ponderar as seguintes dimensões:

- Oferta de flexibilidade aos consumidores
 - A oferta de flexibilidade reduz as restrições no consumo e utilização das infraestruturas de gás natural e por essa via permite aportar mais gás natural para o sistema.
 - O aumento de gás natural no sistema reduz os custos unitários e por consequência beneficia todos os consumidores.
- Minimização das subsidiações cruzadas
 - A adoção de multiplicadores reduzidos origina subsidiações cruzadas acentuadas entre clientes, onerando designadamente os clientes de MP e BP.

Em resultado do parecer do Conselho Tarifário, onde se valoriza o alinhamento de soluções entre Portugal e Espanha, opta-se por aprovar uma tarifa flexível com características semelhantes ao praticado em Espanha. Nestas circunstâncias os multiplicadores que relacionam o preço da capacidade mensal com o preço da capacidade anual são respetivamente k=1 nos meses de verão (Abril a Setembro) e k=2 nos meses de inverno (Outubro a Março). Adicionalmente só é permitida a agregação no mesmo ponto de entrega da contratação de capacidade anual com a contratação de capacidade mensal nos meses de verão.

A opção pelos multiplicadores apresentados onde, por um lado, o preço de capacidade mensal nos meses de verão face aos meses de inverno é mais reduzida e, por outro lado, a agregação de contratos mensais e anuais só é permitida nos meses de verão é justificada pela maior concentração de consumos nos meses de inverno. Conforme referido esta opção é idêntica ao praticado em Espanha assegurando-se a harmonização de regras no espaço Ibérico.

Com a presente decisão os consumidores poderão optar pelas seguintes opções tarifárias de acesso às redes:

- Tarifa de longas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.

- Tarifa de curtas utilizações:
 - A capacidade utilizada é contratada de forma retangular por um período de 12 meses.
 - O preço da capacidade utilizada nesta opção é inferior ao preço na opção de longas utilizações, por transferência para o preço de energia que apresenta valores mais elevados.
 - Esta opção tarifária é vantajosa para os consumidores com modulações anuais inferiores a cerca de metade da utilização média dos clientes ligados à rede do nível de pressão correspondente.

- Tarifa flexível:
 - Contratação exclusivamente mensal
 - A capacidade base anual contratada é nula.
 - A capacidade mensal corresponde ao máximo consumo diário registado no mês da fatura.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de verão (Abril a Setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de inverno (Outubro a Março) é o dobro do preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
 - Contratação combinada de capacidade anual e mensal exclusivamente nos meses de verão
 - A capacidade base anual contratada tem que ser maior ou igual ao máximo consumo diário registado nos meses de inverno (de Outubro a Março) dos últimos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.
 - A capacidade mensal adicional dos meses de verão corresponde à diferença entre a capacidade máxima mensal determinada no mês da faturação e a capacidade base anual contratada.
 - O preço da capacidade base anual é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.
 - O preço da capacidade mensal nos meses de verão (Abril a Setembro) é igual ao preço mensal de capacidade da Tarifa de longas utilizações.

Esclarece-se também e conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, que a contratação mensal, no âmbito da nova tarifa flexível e das tarifas de curtas utilizações sendo de carácter suplementar, está dependente da disponibilidade de capacidade das infraestruturas.

A nova opção tarifária flexível assegura a oferta de flexibilidade aos consumidores reduzindo as restrições no consumo e potenciando a utilização das infraestruturas de gás natural, permitindo dessa forma aportar mais gás natural para o sistema. O aumento de gás natural no sistema reduz os custos unitários e por consequência beneficia todos os consumidores.

6 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento Tarifário não prevê a determinação de custos incrementais associados à variável de faturação da tarifa de Uso Global do Sistema, na medida em que o preço desta tarifa é diretamente determinado pela divisão dos proveitos permitidos desta atividade pela energia entregue.

Com a revisão do Regulamento Tarifário ocorrida em fevereiro de 2010, foi necessário criar uma nova parcela da tarifa de UGS, designada por parcela II, que visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS, no âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, e que não se aplica aos fornecimentos às centrais de produção de energia elétrica em regime ordinário.

A parcela II apresenta 2 preços distintos, que refletem a repercussão tarifária de 2 conjuntos diferentes dos desvios referidos: desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ e os desvios associados à atividade de compra e venda de gás natural a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

7 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nos termos definidos no artigo 113.º do Regulamento Tarifário a determinação da estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em média pressão (MP) e de Uso da Rede de Distribuição em baixa pressão (BP) implica a determinação de custos incrementais diferenciados para a rede de MP e para a rede de BP, sendo que para esta última os valores são ainda diferenciados para entregas superiores e inferiores a 10 000 m³ (BP> e BP<). Estes custos incrementais são ainda diferenciados por: (i) custo incremental de capacidade utilizada; (ii) custo incremental de energia em períodos de fora de vazio; (iii) custo incremental de energia de vazio; (iv) custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico, não incorporado no preço da ligação; e (v) custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados.

O cálculo dos custos incrementais referidos baseia-se num conjunto de pressupostos que se apresentaram no documento de “Determinação da estrutura tarifária no ano gás 2008-2009”, de junho de 2008.

Sintetizam-se no Quadro 7-1 os custos incrementais das redes de distribuição, que irão condicionar a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 7-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição

	CI _{CU} (€/MWh/dia)	CI _{WV} (€/MWh)	CI _{WVv} (€/MWh)	CI _{TF} troço periférico (€/mês)	CI _{TF} leitura diária (€/mês)	CI _{TF} leitura mensal (€/mês)	CI _{TF} leitura > mensal (€/mês)
URD MP	21,21	0,0068	0,2864	155,83	2,80	2,80	n.a.
URD BP>	22,48	0,0390	2,0942	51,94	0,45	0,45	n.a.
URD BP<	22,48	0,0390	3,4984	0,00	n.a.	n.a.	0,22

CI_{CU}: Custo incremental de capacidade utilizada

CI_{WV}: Custo incremental de energia de vazio

CI_{WVv}: Custo incremental de energia fora de vazio

CI_{TF} troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CI_{TF} leitura diária/mensal/> mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

Para o ano gás 2013-2014 preserva-se a estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição do ano gás 2012-2013.

7.1 LIMIARES DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO E ALTA PRESSÃO

LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (N.º 9 DO ART. 23.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)

O Regulamento Tarifário dispõe que as entregas de gás natural em Média Pressão acima de um determinado limiar de consumo anual podem ser faturadas por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão. Esse limiar deve ser determinado e publicado pela ERSE, anualmente, através da diretiva das tarifas.

No ano gás 2012-2013 este limiar de aplicação da tarifa de acesso em alta pressão foi fixado em 595 GWh (50 milhões de metros cúbicos anuais), que se mantém no ano gás 2013-2014. Assim, as instalações com consumo anual superior a 50 milhões de metros cúbicos anuais, independentemente do ponto de ligação, podem optar pela tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão.

LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (N.º 10 DO ART. 23.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, mantém-se a opção pelas tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão para consumos anuais superiores a 11,9 GWh (1 milhão de metros cúbicos), à semelhança do valor publicado para o ano gás anterior.

7.2 OPÇÃO TARIFÁRIA FLEXÍVEL

Com o objetivo de introduzir flexibilidade tarifária no acesso às redes a ERSE propôs na revisão regulamentar do Regulamento Tarifário do gás natural, publicado em 2013, a introdução de uma nova opção tarifária de acesso designada por opção tarifária flexível, adicional às existentes, a ser disponibilizada para os clientes finais em alta pressão, média pressão e baixa pressão com leitura diária.

A metodologia que concretiza a definição dos valores dos multiplicadores a aplicar ao preço de capacidade base anual está definida no capítulo 5.5. Os valores de multiplicadores e as regras definidas para a tarifa flexível em AP são igualmente aplicáveis às tarifas flexíveis de URD em MP e BP com leitura diária.

8 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, a tarifa de Comercialização assumiu um caráter transitório a partir de 1 de janeiro de 2013 para todos os fornecimentos.

A tarifa de Comercialização da atividade regulada de Comercialização de gás natural, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR), reflete os custos da estrutura comercial afeta ao fornecimento de gás natural aos seus clientes, nomeadamente os custos de contratação, de tratamento e disponibilização de dados, de cobrança e gestão da cobrança e de atendimento presencial e telefónico.

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

Conforme decorre do Artigo 62.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta por dois termos tarifários: i) o termo tarifário fixo, definido em euros por mês e, ii) o preço de energia ativa, 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.

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 dos Comercializadores 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 do gás natural, com a extinção das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³, aprovada pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho. O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece o calendário de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³: (i) 1 de julho de 2012 para clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e superiores a 500 m³, e (ii) 1 de janeiro de 2013 para clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

No documento “Determinação de estrutura tarifária no ano gás 2010-2011”, de junho de 2010, foram determinados os custos médios de referência, que se mantêm para o ano gás 2013-2014, e constam do quadro seguinte.

Quadro 8-1 - Estrutura dos custos médios de referência

Tarifa de Comercialização	Termo de Energia	Termo Fixo
≤ 10 000 m ³	0,000246	1
> 10 000 m ³	0,000246	1

Nos termos do Regulamento Tarifário, os referidos custos médios de referência são escalados de forma multiplicativa por forma a obterem-se os proveitos permitidos. O escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

9 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

O Regulamento Tarifário consagra o princípio da aditividade tarifária, que 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 pressão e opção tarifária aos clientes dos comercializadores 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.

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). No presente capítulo descreve-se como atua o mecanismo de convergência no cálculo das tarifas para o ano gás 2013-2014.

A diretiva Europeia do mercado interno de energia⁷ define um papel para a comercialização de último recurso de gás natural exclusivamente no âmbito dos clientes vulneráveis, representando um papel residual na globalidade do mercado. Assim, o enquadramento legislativo nacional tem vindo a definir um calendário para a extinção das tarifas reguladas do comercializador de último recurso. A Figura 9-1 apresenta o referido calendário para a extinção das tarifas dos comercializadores de último recurso de gás natural, atualmente em curso em Portugal Continental.

Desde junho de 2010 são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores ou iguais a 10 000 m³.

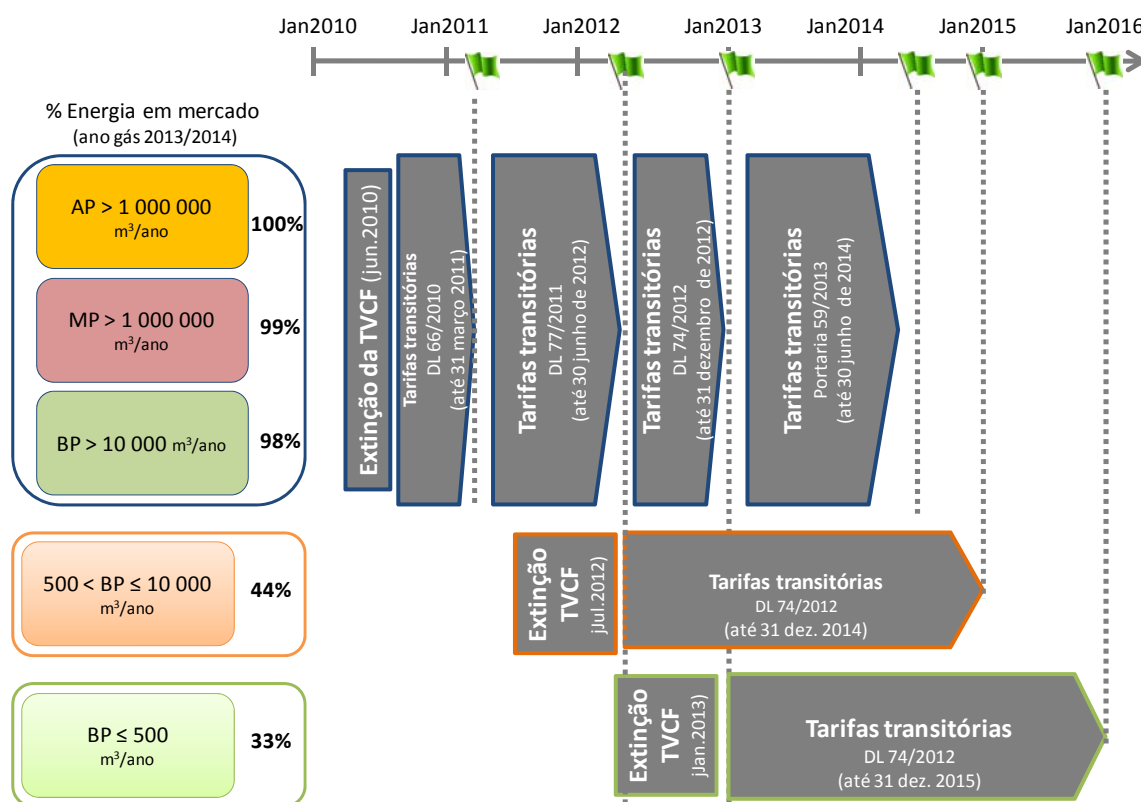
O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estendeu o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. Nos termos do referido Decreto-Lei, estas tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais foram extintas: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

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: (i) a 30 de junho de 2014, para os clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³; (ii) a 31 de dezembro de 2014, para os clientes com consumos anuais superiores a 500 m³ e inferiores ou iguais a 10 000 m³ e (iii) a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 500 m³.

⁷ Diretiva n.º 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho

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

Figura 9-1 - Calendário previsto para a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais (reguladas) de gás natural



Fonte: Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março e Portaria 59/2013 de 11 de fevereiro.

9.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 m³

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BP para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ são calculadas tendo em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para a tarifa aditiva. Na presente secção descreve-se o referido processo de convergência para tarifas aditivas no ano gás 2013-2014.

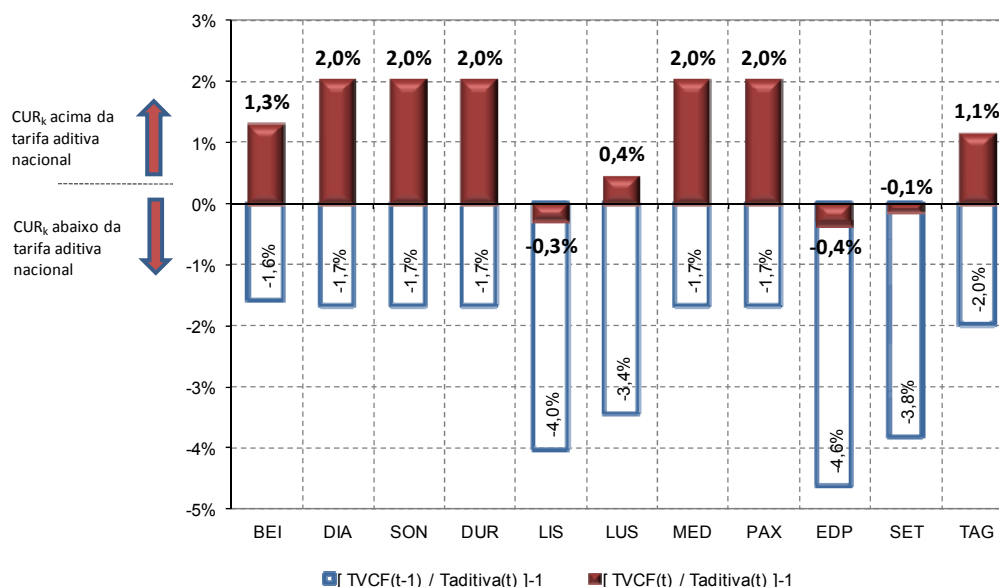
Devido à diferenciação regional das tarifas de Venda a Clientes Finais, os clientes abrangidos pela fixação de tarifas transitórias observarão variações tarifárias diferenciadas, em função do ponto de partida no ano gás 2012-2013. Ainda assim, a transição para tarifas aditivas transitórias é implementada gradualmente, para atender aos impactes tarifários nos clientes dos comercializadores de último recurso.

A variação tarifária média nos clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é de 3,9%. Os preços para este grupo de clientes incluem um fator de agravamento nulo.

A convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual através da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, tendo sido definido um limite à variação máxima de preços de 6,9%. No entanto, nos preços onde a diferença entre a tarifa de venda a clientes finais em 2012-2013 e a tarifa aditiva calculada para o ano gás 2013-2014 seja superior a 15%, foi definido um limite de variação máxima de preços de 8,9%.

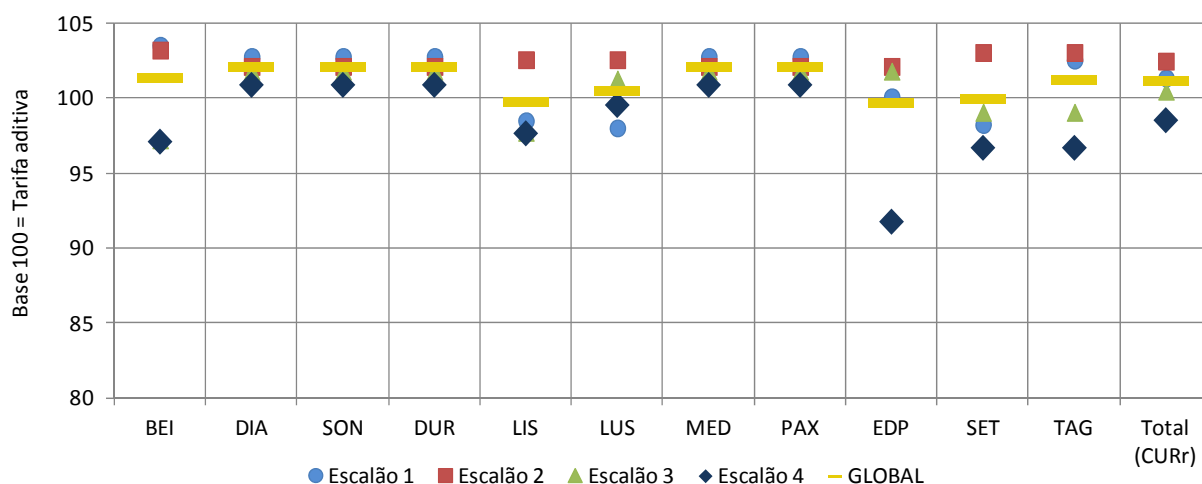
Na Figura 9-2 apresenta-se, por um lado, o rácio entre as tarifas de cada CUR retalhista a aplicar no ano gás 2013-2014 e a tarifa aditiva, de base nacional, para o mesmo ano gás, e por outro lado, o rácio entre as tarifas aplicadas no ano gás 2012-2013 e a tarifa aditiva, de base nacional.

Figura 9-2 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP ≤ 10 000 m³



Na figura seguinte apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, agora aprovadas, e a tarifa aditiva para BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo. Os preços médios foram obtidos com uma estrutura de quantidades nacionais.

Figura 9-3 - Preço médio em BP ≤ 10 000 m³, por escalão de consumo, em percentagem da tarifa aditiva transitória



Legenda:

BEI – Beiragás; DIA – Dianagás; SON – Sonorgás; DUR – Duriensegás; LIS – Lisboagás; LUS – Lusitaniagás; MED – Medigás; PAX – Paxgás; EDP – EDPgás SU; SET – Setgás; TAG – Tagusgás

Na Figura 9-4 é apresentado o diferencial das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais no ano gás 2013-2014 em relação às tarifas aditivas. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF no ano gás 2013-2014 para a aditividade tarifária, em termos médios nacionais, por escalão de consumo.

Figura 9-4 - Distância das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas no ano gás 2013-2014



Da Figura 9-5 à Figura 9-15 comparam-se, para cada CUR retalhista, os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em vigor no ano gás 2012-2013 com os preços das tarifas aditivas transitórias para o ano gás 2013-2014. Na parte superior da figura um valor de 0% significa que o preço coincide com o preço aditivo transitório. Qualquer valor diferente de 0% representa a variação necessária para se atingir o preço aditivo transitório. Na parte inferior da figura apresenta-se a variação real observada por preço entre o ano gás 2012-2013 e o ano gás 2013-2014.

Nas figuras seguintes são utilizados diversos acrónimos, sendo o seu significado o seguinte:

Tw1: Preço de energia do escalão de consumo 1 (0 a 220 m³/ano)

Tw2: Preço de energia do escalão de consumo 2 (221 a 500 m³/ano)

Tw3: Preço de energia do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m³/ano)

Tw4: Preço de energia do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m³/ano)

TF1: Preço do termo fixo do escalão de consumo 1 (0 a 220 m³/ano)

TF2: Preço do termo fixo do escalão de consumo 2 (221 a 500 m³/ano)

TF3: Preço do termo fixo do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m³/ano)

TF4: Preço do termo fixo do escalão de consumo 4 (1 001 a 10 000 m³/ano)

Figura 9-5 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

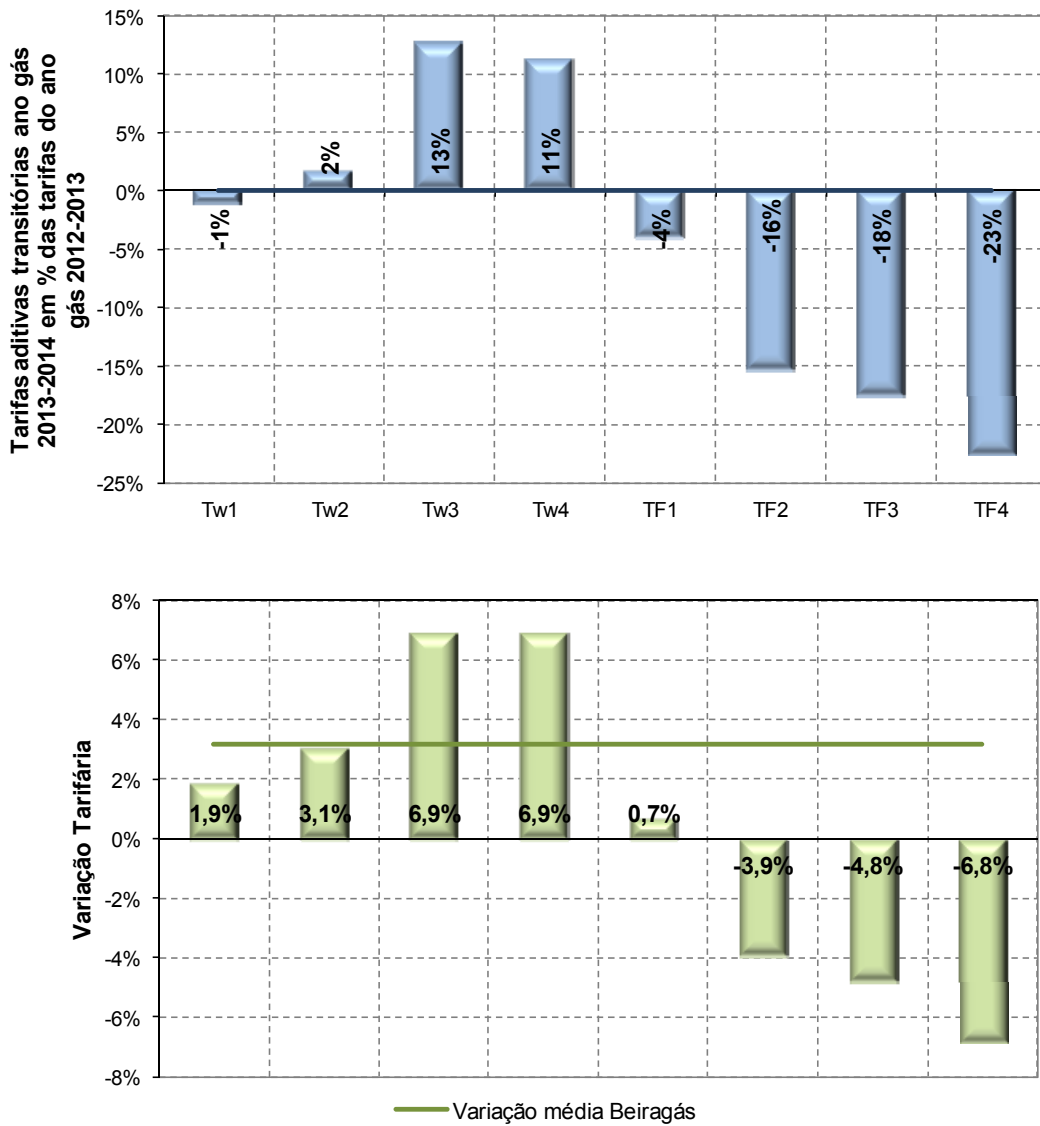


Figura 9-6 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

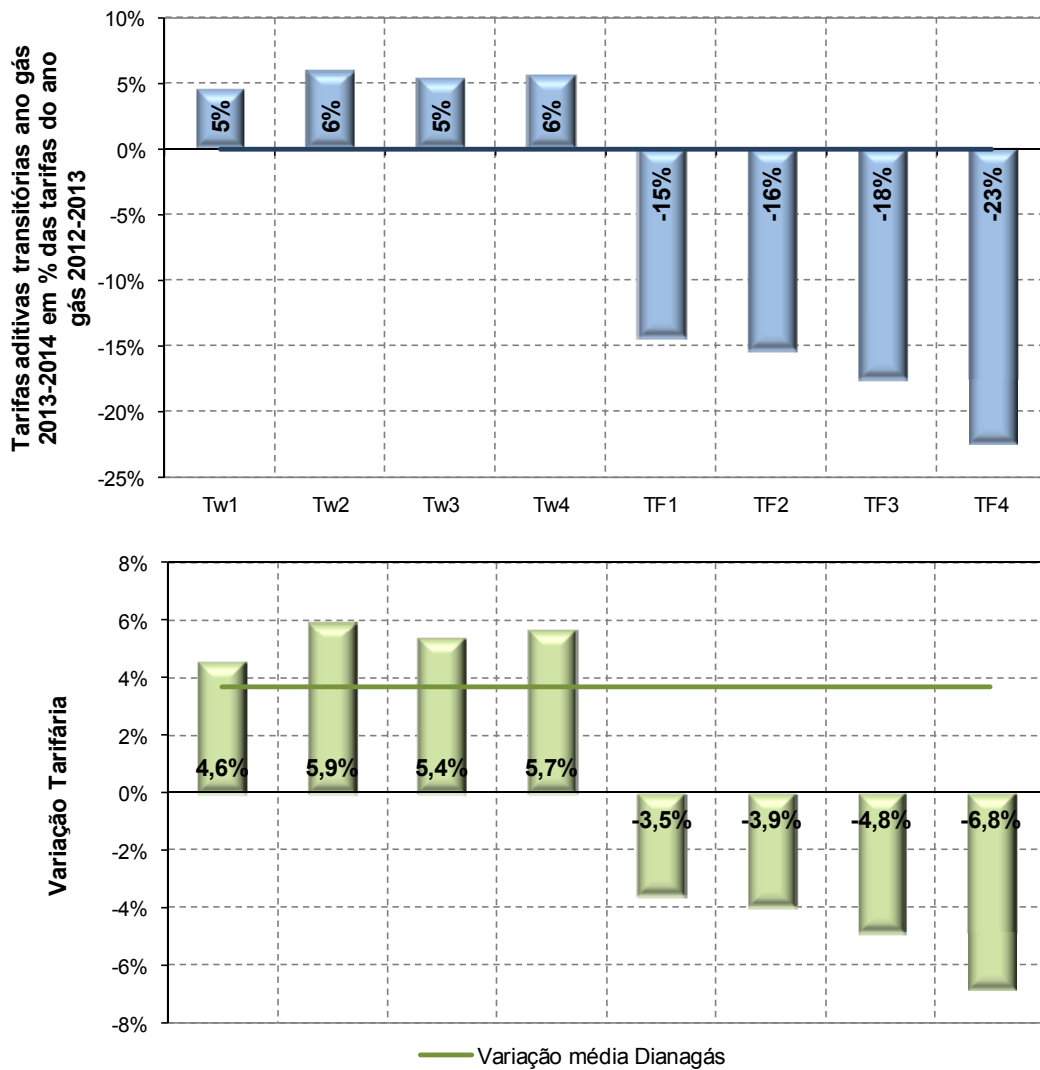


Figura 9-7 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

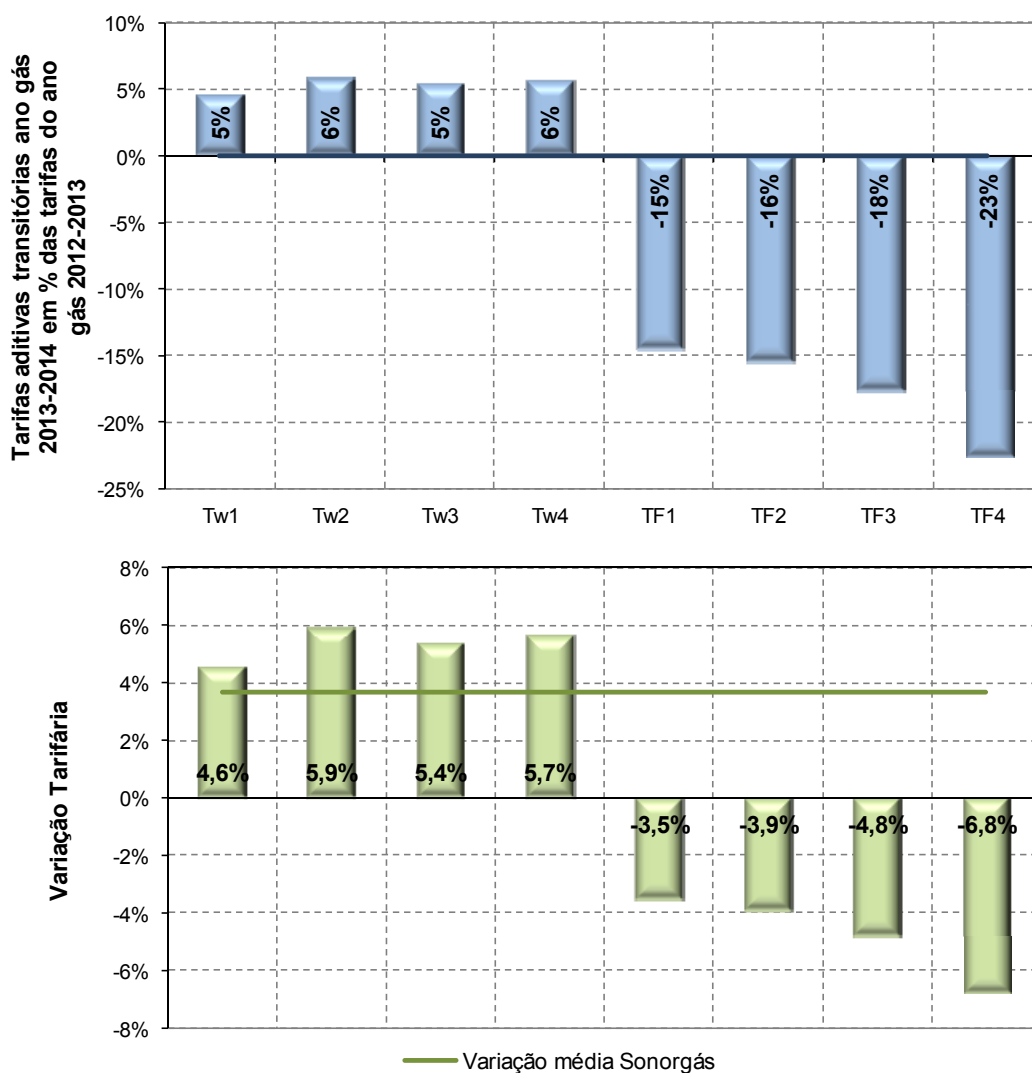
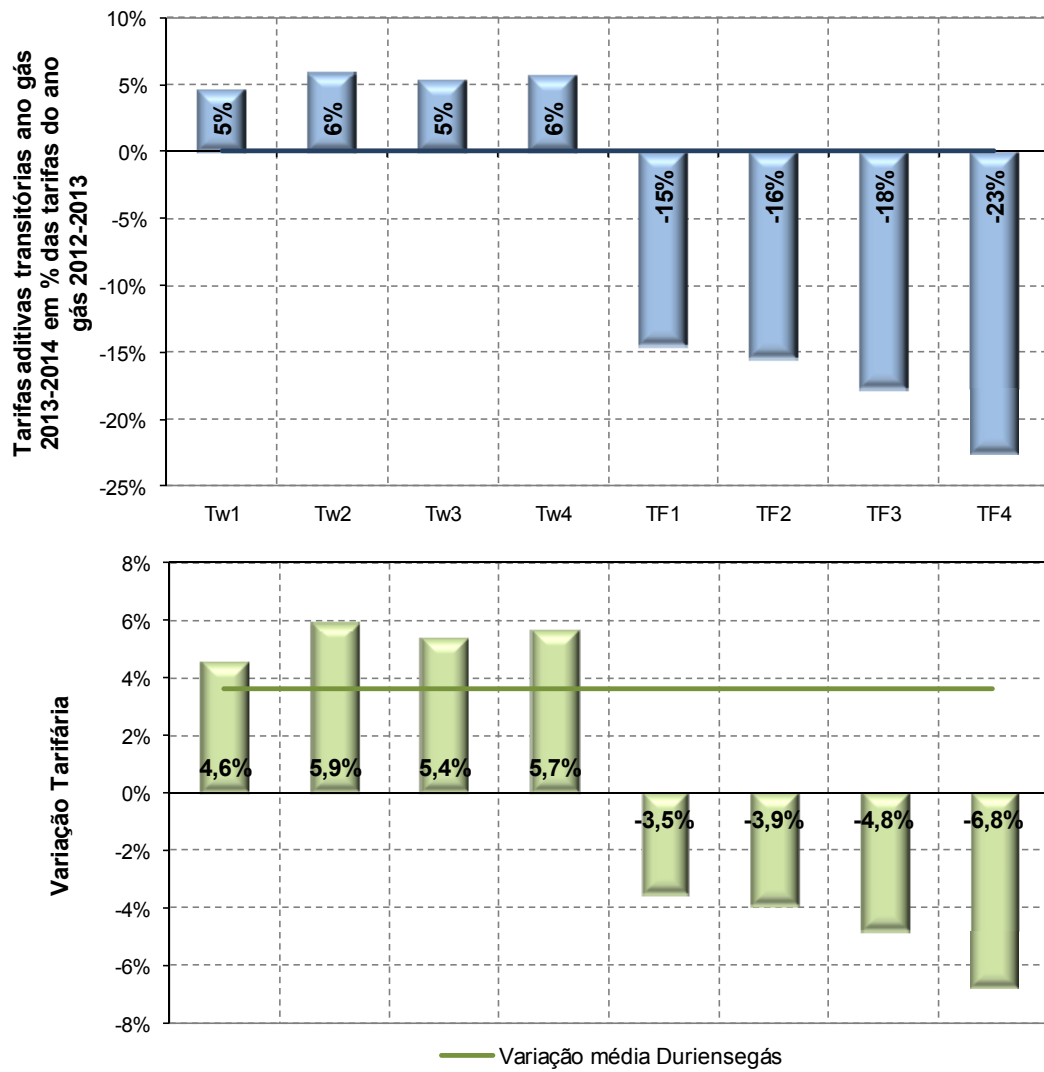


Figura 9-8 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



**Figura 9-9 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
Lisboagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³**

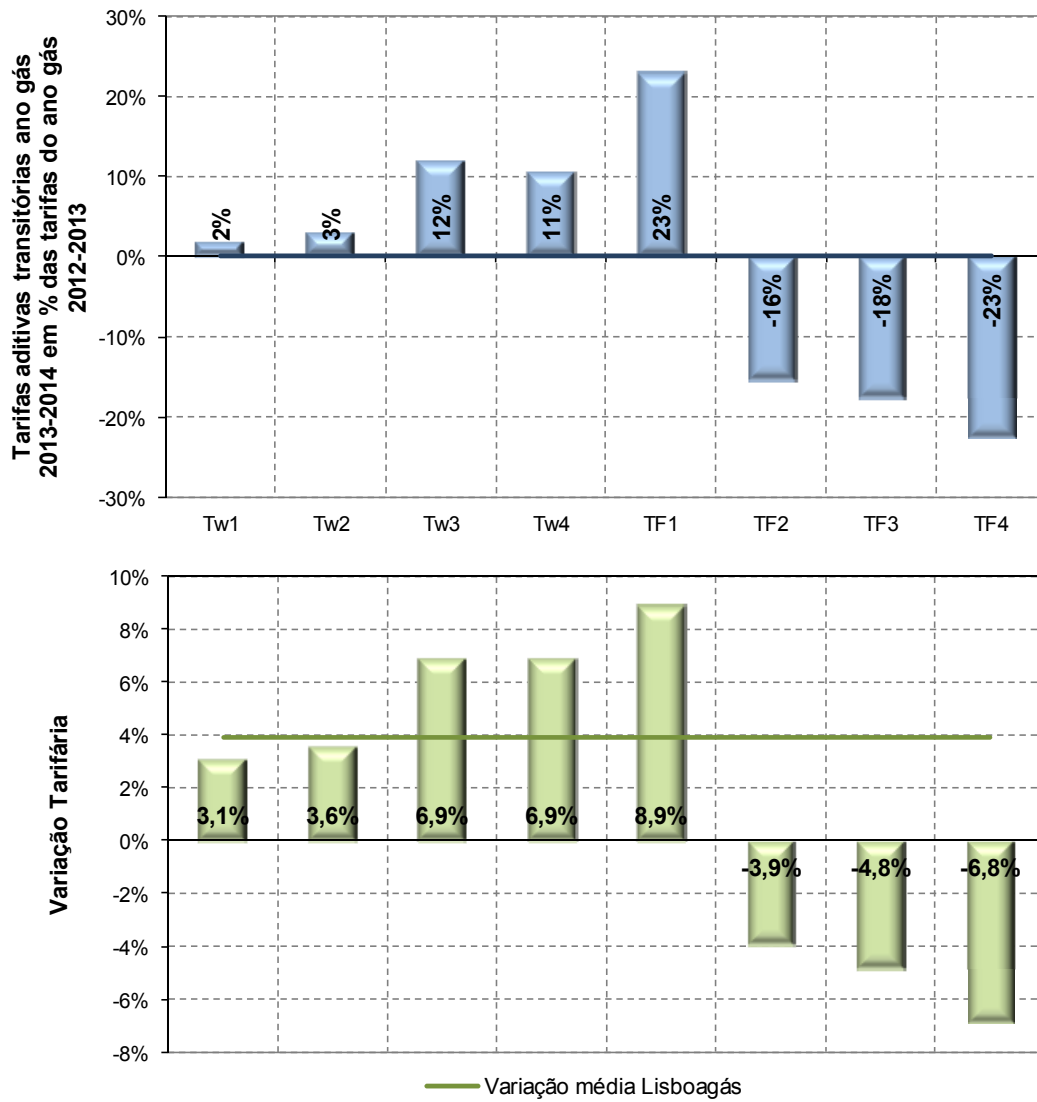


Figura 9-10 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

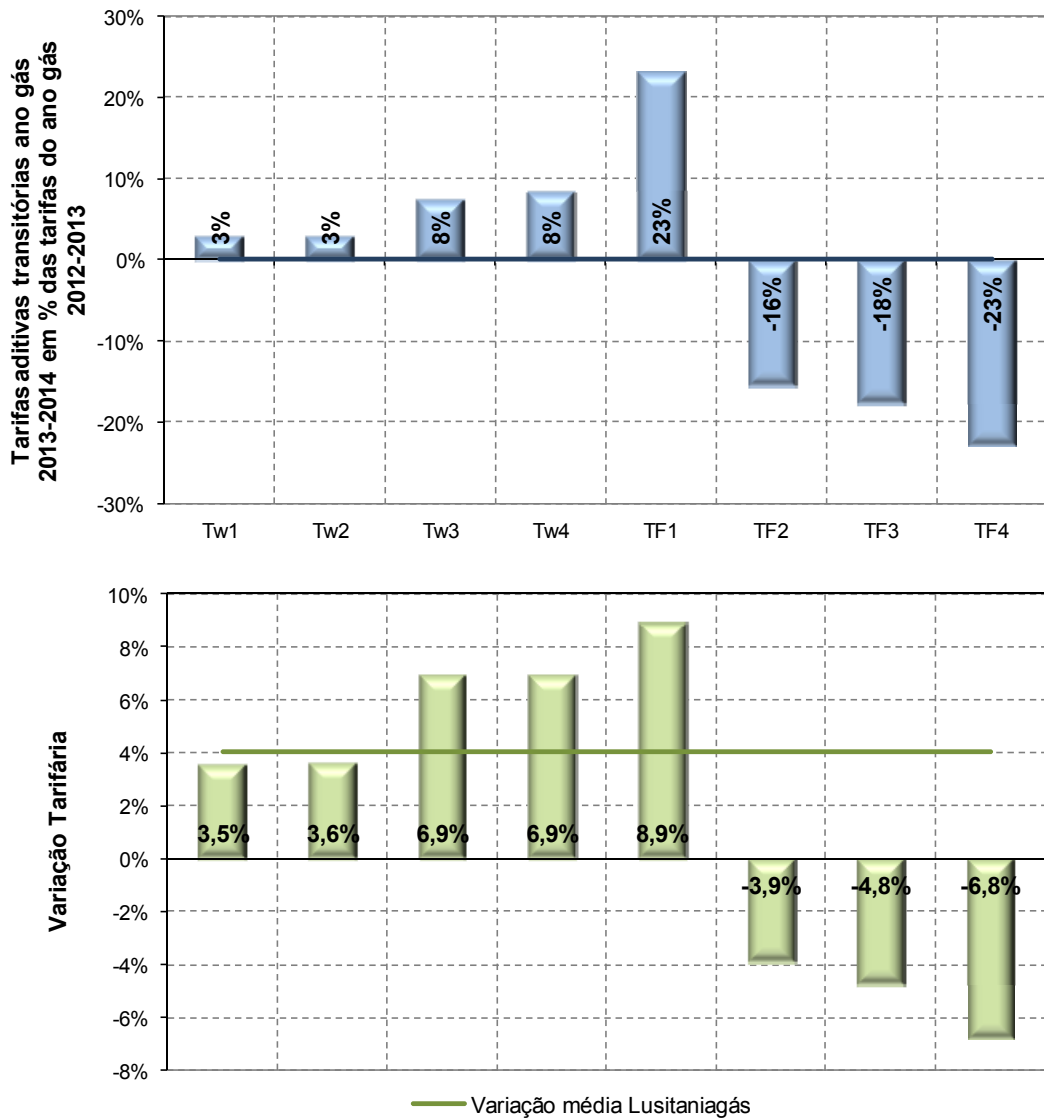


Figura 9-11 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

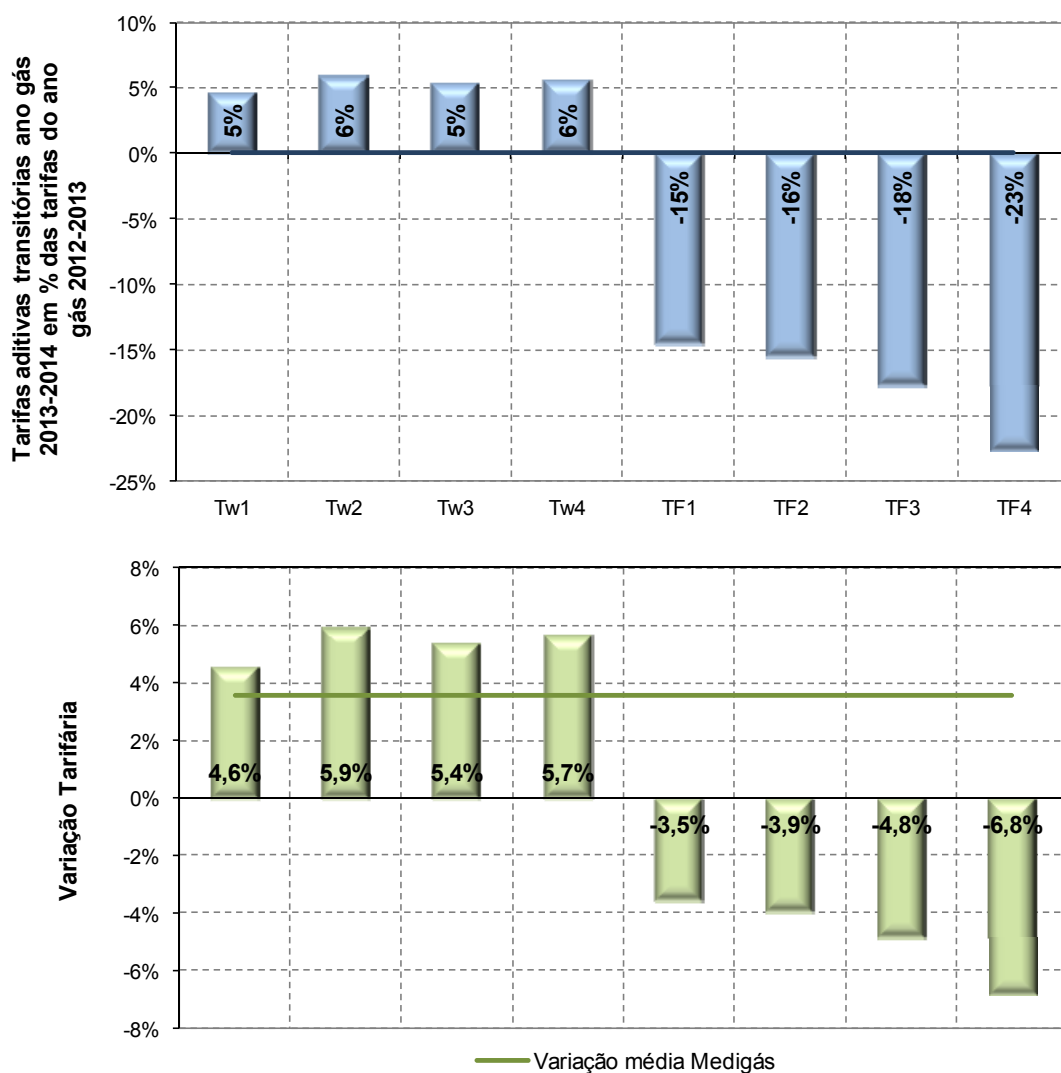


Figura 9-12 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

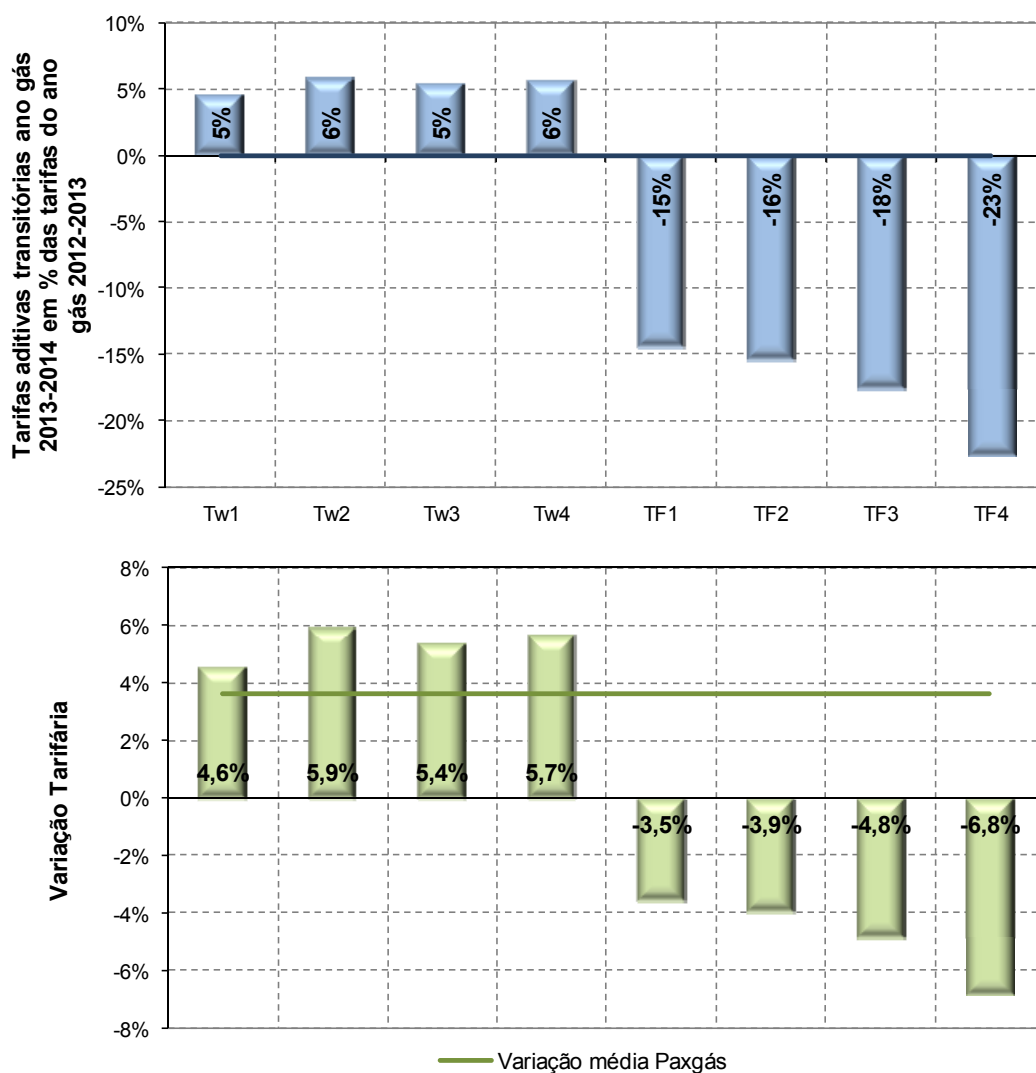


Figura 9-13 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR EDPgásSU para clientes em BP ≤ 10 000 m³

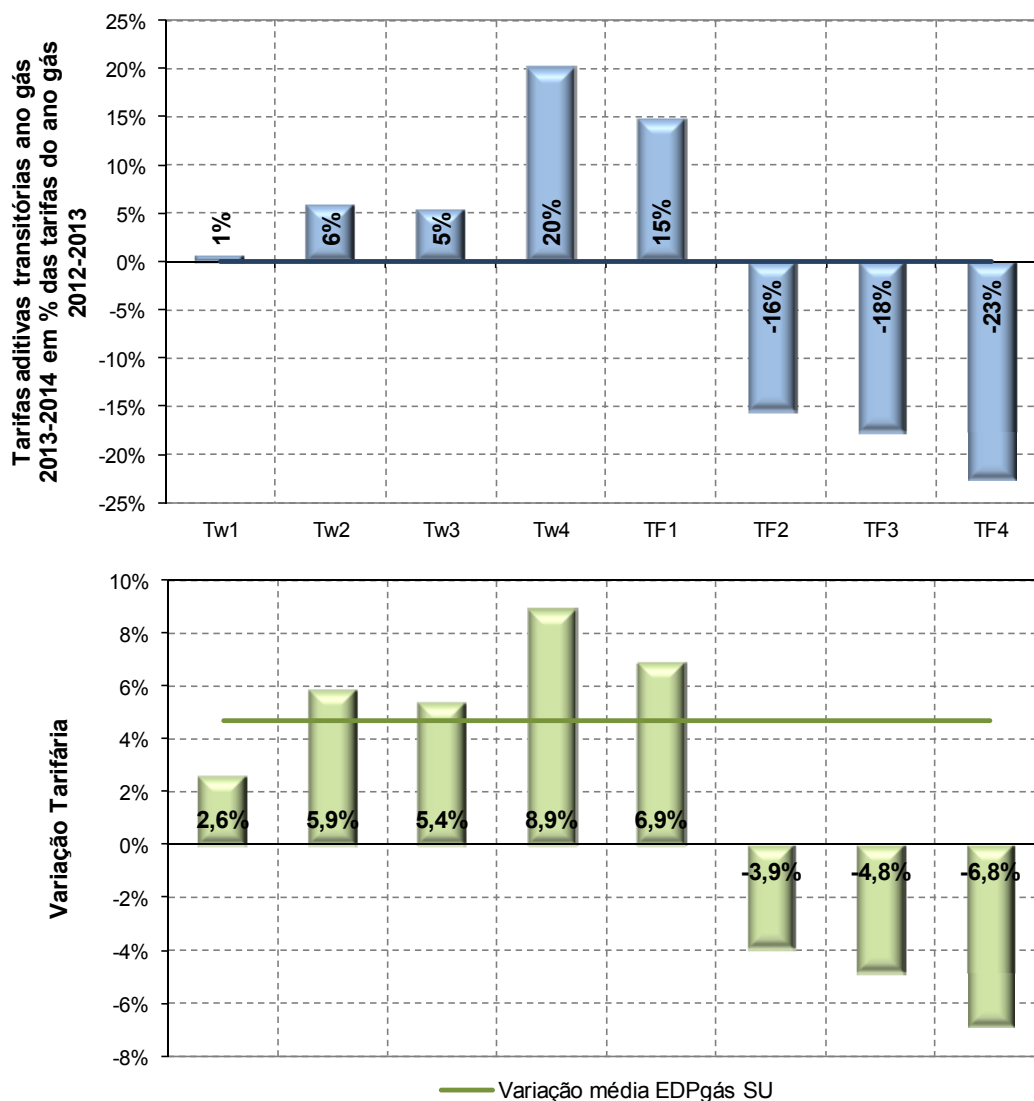


Figura 9-14 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³

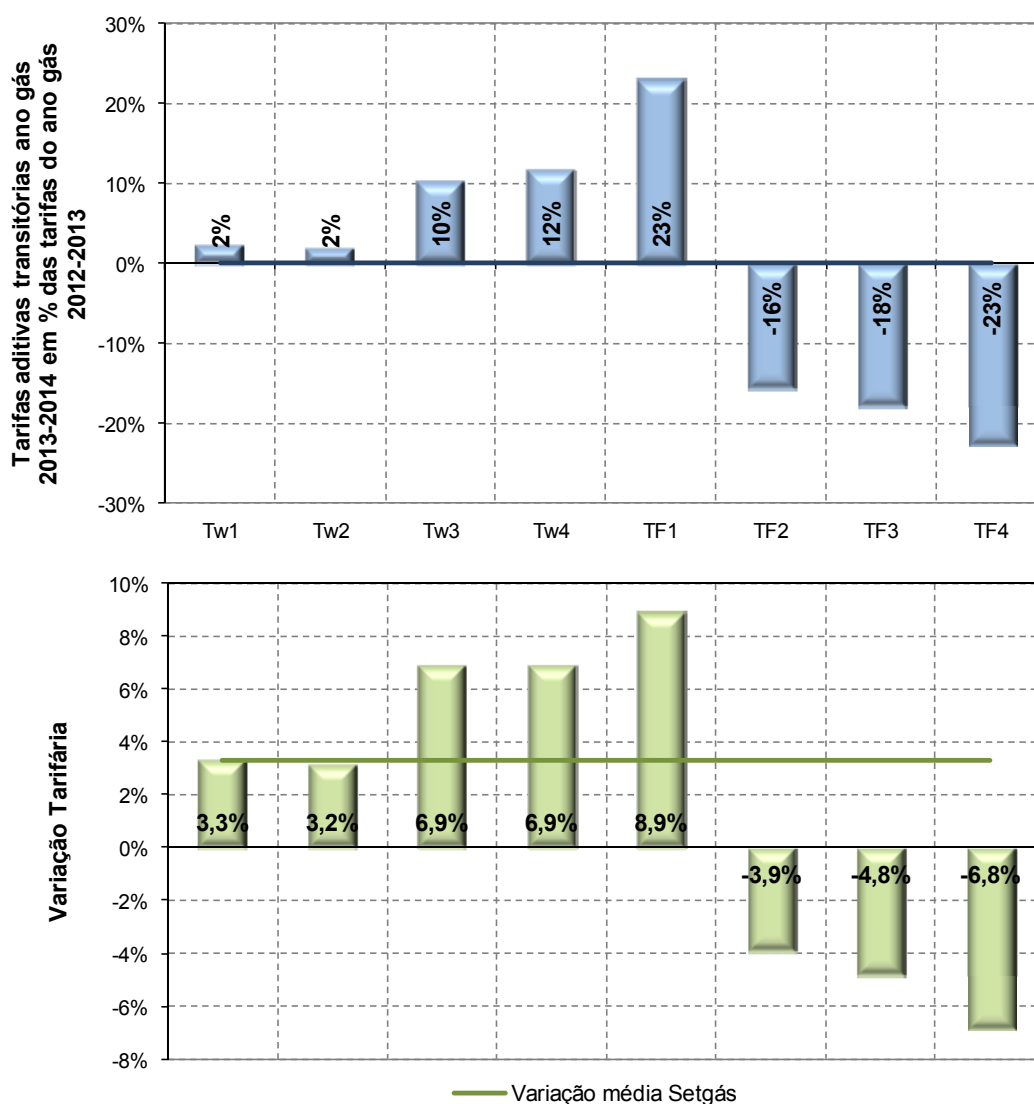
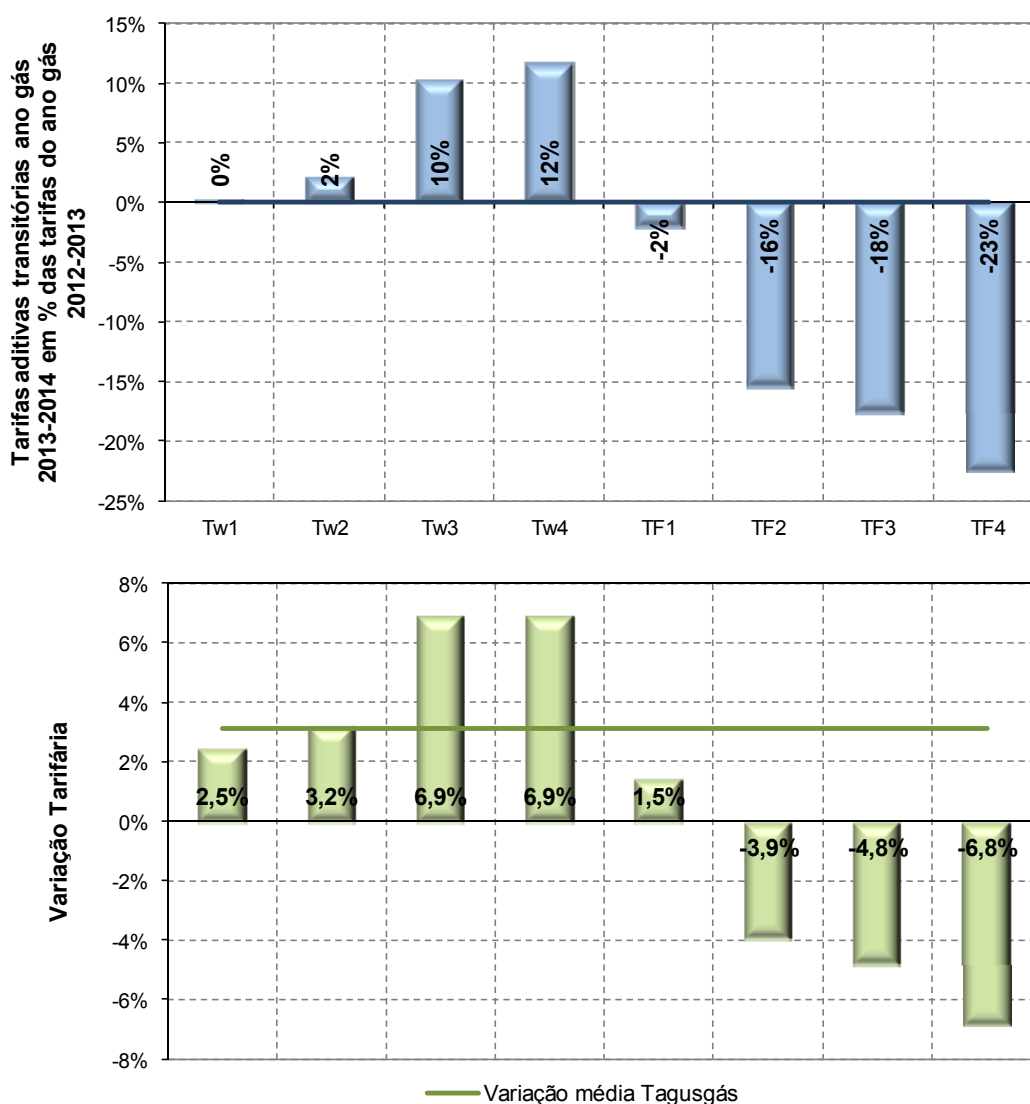


Figura 9-15 - Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m³



9.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A TARIFA ADITIVA TRANSITÓRIA

Na Figura 9-16 e na Figura 9-17 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva desde o ano gás 2008/09 (t-5). Esta evolução é apresentada por escalão de consumo e discriminada entre preço de energia e preço do termo fixo mensal.

Nestas figuras, além de se ilustrar a convergência dos preços da TVCF, nos diferentes anos, para os preços aditivos, pretende-se observar o segundo objetivo do mecanismo de convergência tarifária, que é o da uniformidade tarifária no território nacional, através de um preço final aditivo.

A partir do ano gás 2010/2011, o mecanismo de convergência das TVCF, para as tarifas aditivas sofreu uma alteração em relação aos anos gás 2008/09 e 2009/10, de acordo com o artigo 116.º do Regulamento Tarifário. A sua aplicação passou a ser tratada numa base nacional em substituição da anterior base regional.

Figura 9-16 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo

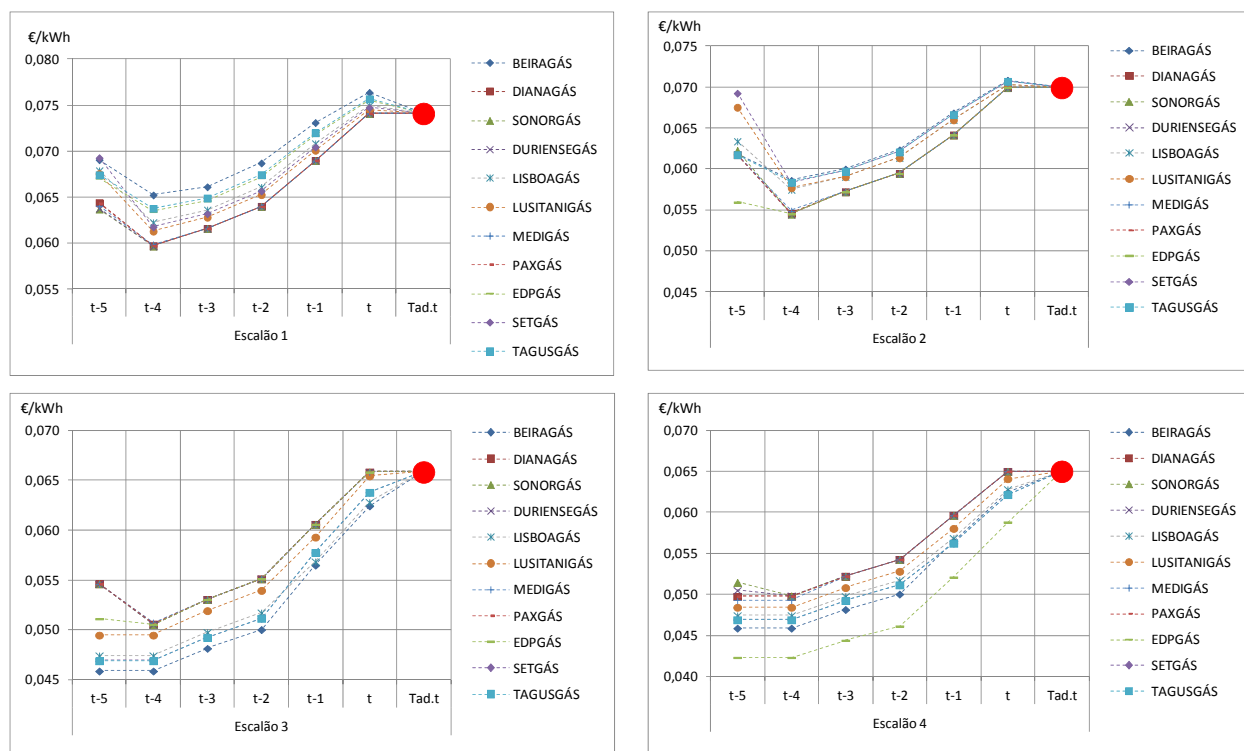
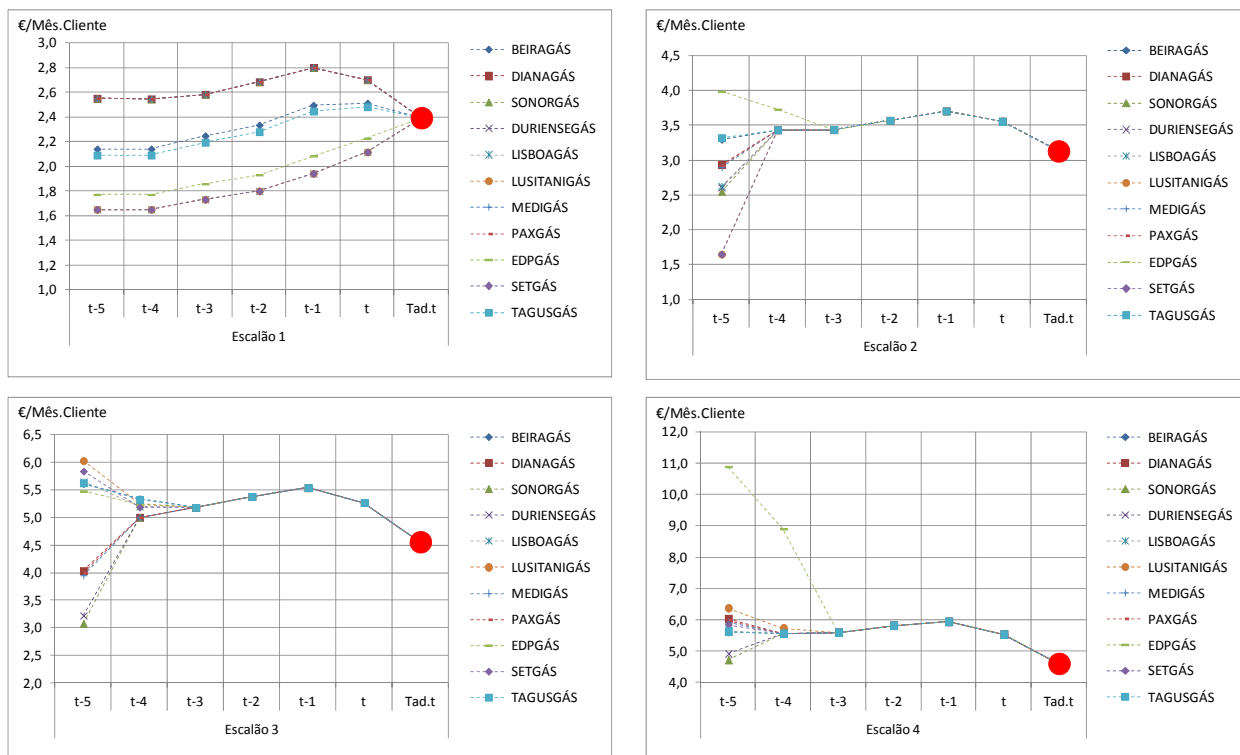


Figura 9-17 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo



Da análise das figuras verifica-se que a diferença entre os diversos preços tem-se reduzido ao longo do tempo. Relativamente ao termo fixo verifica-se que nos escalões 2, 3 e 4 esses preços já são iguais.

10 COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA

Neste capítulo é efetuada a comparação das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural entre Portugal e Espanha. Na comparação de preços das tarifas de acesso em ambos os países são consideradas as tarifas de acesso ao sistema de gás natural atualmente em vigor, em Espanha, e as tarifas de gás natural para o ano gás 2013-2014, em Portugal.

Em Espanha, o Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que regula o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural e que estabelece o sistema económico integrado do setor de gás natural, define no capítulo IV a estrutura das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural. As tarifas de acesso ao sistema de gás natural em Espanha são fixadas anualmente, com possibilidade de atualização trimestral, sendo que as tarifas em vigor desde 1 de janeiro de 2013 e consideradas nesta análise foram estabelecidas pela Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro.

10.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

Em Portugal a tarifa de receção de GNL é uma tarifa monómia, com um termo variável, definido em €/kWh. Em Espanha, a tarifa de descarga de navios é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em €/navio, e por um termo variável, definido em €/kWh.

No Quadro 10-1 apresentam-se os preços considerados para a parcela de receção de GNL, em ambos os países.

Quadro 10-1 - Preços da parcela de Receção de GNL⁸

PARCELA DE RECEÇÃO	PREÇOS PT opção base	PREÇOS ES
Termo Fixo (EUR/navio)	-	33 214
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000214	0,000067

Em ambos os países a tarifa de Armazenamento de GNL é uma tarifa monómia, aplicável à totalidade de GNL armazenado, composta por um termo variável, definido em €/kWh/dia.

⁸ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro, tendo como referência o terminal de Huelva.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2013-2014

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

Em Portugal a tarifa de Armazenamento de GNL tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal e produto diário (nas tarifas para o ano gás 2013-2014 os preços dos vários produtos são iguais).

No Quadro 10-2 apresentam-se os preços considerados para a parcela de armazenamento de GNL, em ambos os países.

Quadro 10-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL⁹

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Variável (EUR/kWh/dia)	0,00002883	0,00002883	0,00002883	0,00002883	0,000031672

A tarifa de Regaseificação inclui a atividade de vaporização ou carga de cisternas de GNL, sendo que para efeitos de comparação de preços apenas se considera a atividade de regaseificação. Em ambos os países a tarifa de Regaseificação é uma tarifa binómia composta por um termo fixo, definido em €/kWh/dia/mês, e por um termo variável, definido em €/kWh.

Em Portugal a tarifa de Regaseificação de GNL tem preços diferenciados para o termo fixo, de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral, produto mensal e produto diário (nas tarifas para o ano gás 2013-2014 os preços são diferentes para cada um dos produtos).

Em Espanha, através da Ordem Ministerial ITC/4100/2005, de 27 de dezembro, foram definidas tarifas a aplicar a contratos com duração inferior a 1 ano. Nestes contratos são consideradas as tarifas acrescidas de coeficientes que se aplicam unicamente ao termo fixo da tarifa de Regaseificação, ao termo de reserva de capacidade da tarifa de Transporte e Distribuição e ao termo fixo de condução da tarifa de Transporte e Distribuição, de acordo com o período de duração do contrato em causa. No anexo da Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro foram publicados os coeficientes a aplicar aos contratos de curta duração mensais e diários.

No quadro seguinte apresentam-se os preços considerados para a parcela de regaseificação de GNL, em Portugal e Espanha.

⁹ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro.

ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2013-2014

Comparação de Preços das Tarifas de Acesso às Infraestruturas de Gás Natural em Portugal e Espanha

Quadro 10-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL¹⁰

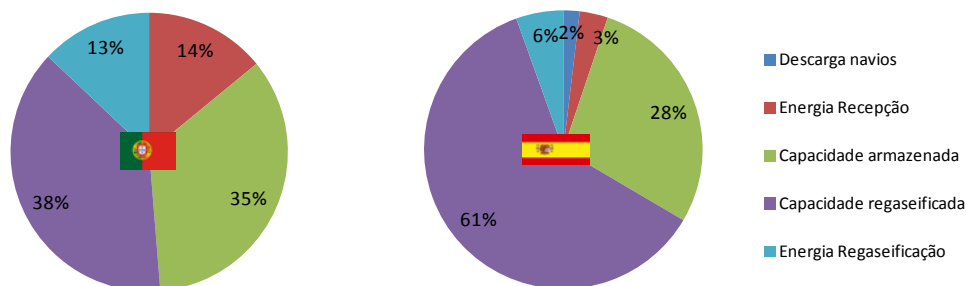
PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS PT produto diário	PREÇOS ES
Termo Fixo (*)	0,00034498	0,00044847	0,00051747	0,00068996	0,019171
Termo Variável (EUR/kWh)	0,00019793	0,00019793	0,00019793	0,00019793	0,000113

(*) (EUR/(kWh/dia)/dia) em PT e (EUR/(kWh/dia)/mês) em ES

Nas figuras seguintes comparam-se as estruturas de pagamentos das tarifas de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em Portugal e Espanha. Considerou-se um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines, previsto para o ano gás 2013-2014. Visto em Espanha não existir o produto trimestral as quantidades associadas a estes contratos foram adicionadas ao produto mensal.

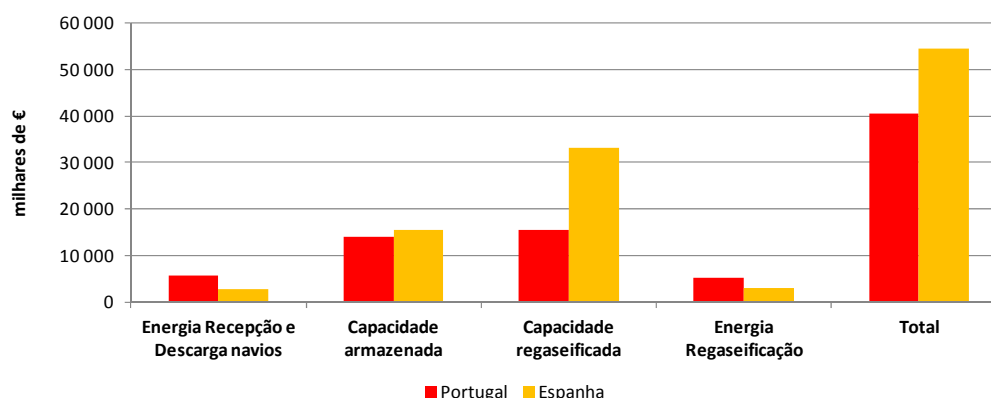
Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos fixos mais pesada do que em Portugal, com um valor da capacidade contratada de regaseificação de GNL de cerca de 2,14 acima dos valores da capacidade contratada de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. Por outro lado a componente variável da energia de receção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é em Espanha cerca de 0,53 em relação ao valor equivalente no Terminal de Sines.

Figura 10-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



¹⁰ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro.

Figura 10-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha



Na Figura 10-3, Figura 10-4 e Figura 10-5 apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Portugal e de Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 870 GWh (125 000 m³ GNL) e com um tempo médio de regaseificação de 7 dias. Assume-se ainda que cada utilizador do terminal regaseifica a totalidade do GNL logo de imediato à sua descarga, operando durante os 7 dias semanais, sem haver lugar à aplicação de penalidades. No caso da descarga de navios em Espanha é considerado o terminal de Huelva como referência.

Em Portugal são considerados três cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração superior a 1 ano (produto anual), a utilização do terminal através de um contrato com duração mensal (produto mensal) e a utilização do terminal através de um contrato com duração diária (produto diário).

Em Espanha para além do contrato base, com duração superior a 1 ano, são também considerados contratos mensais e contratos diários, com a aplicação dos fatores de penalização ao termo fixo da tarifa de Regaseificação de GNL. Para cada um destes contratos mensais e diários, em Espanha, são considerados dois cenários distintos: o Cenário Pessimista, onde os fatores são aplicados por ordem decrescente, e o Cenário Otimista, com uma aplicação dos fatores na ordem inversa à descrita anteriormente.

Figura 10-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

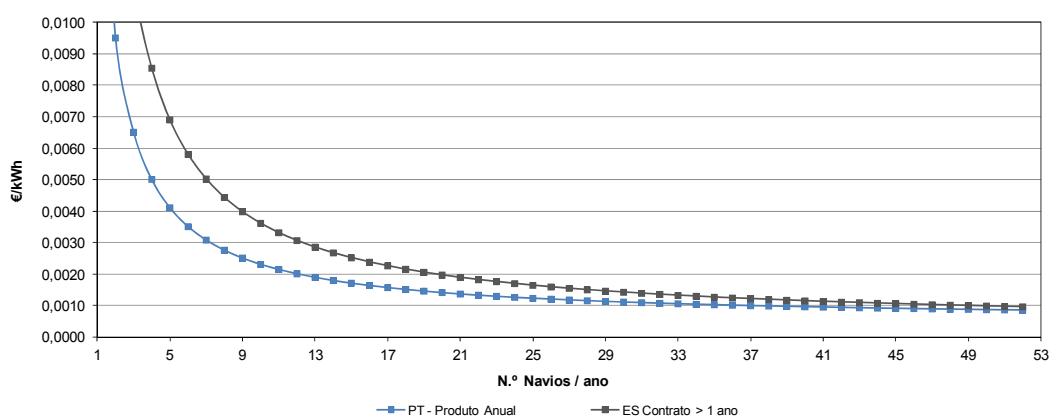


Figura 10-4 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto mensal)

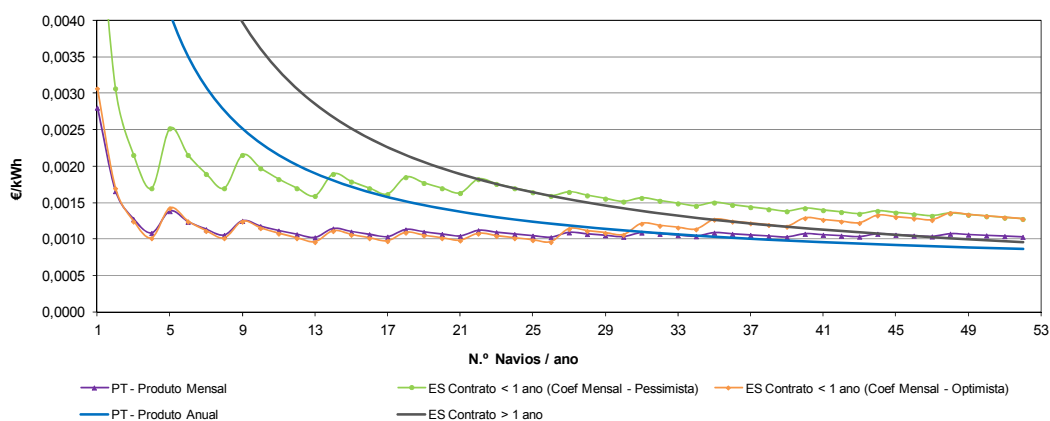
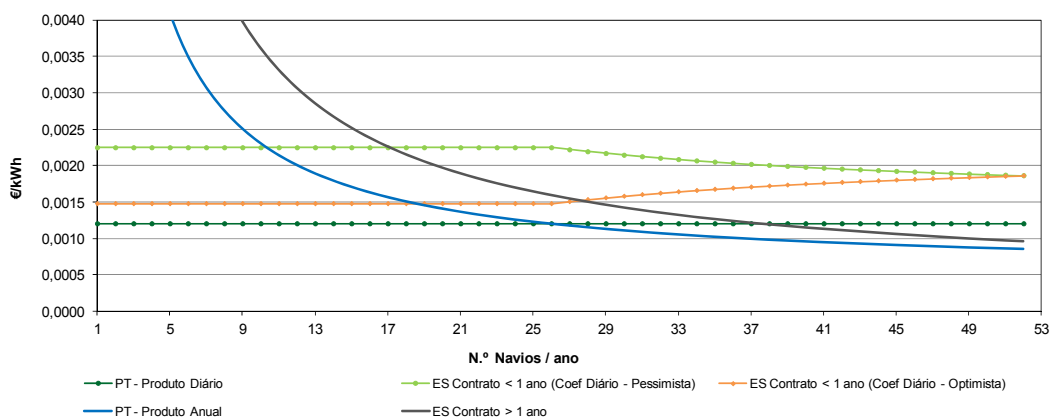


Figura 10-5 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto diário)



Comparando os preços médios de utilização do terminal verifica-se que:

- Na comparação do produto anual em ambos os países verifica-se que o preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é sempre mais baixo em Portugal, sendo o diferencial maior para menor número de descargas por ano.
- No caso da utilização de contratos mensais verifica-se alguma aderência nos preços do contrato mensal em Portugal e do contrato mensal em Espanha (cenário otimista), até cerca de 30 descargas de navios metaneiros/ano. A partir das 30 descargas de navios metaneiros/ano o produto anual em Portugal passa a ser o mais vantajoso.
- Para a utilização de contratos diários verifica-se que o contrato diário em Portugal é mais vantajoso do que os contratos diários em Espanha. Até cerca de 27 descargas de navios metaneiros/ano o produto diário em Portugal é o mais vantajoso e a partir desse valor o produto anual em Portugal passa a ser o mais vantajoso.

10.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Em Portugal e em Espanha a tarifa de Armazenamento Subterrâneo é uma tarifa trinómia composta por um termo fixo aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em euros/(kWh/dia)/mês, e por dois termos variáveis aplicáveis ao volume de gás injetado ou extraído, definidos em euros/kWh,

Em Portugal o termo fixo da tarifa de Armazenamento de GNL tem preços diferenciados de acordo com o prazo do produto de capacidade: produto anual, produto trimestral e produto mensal (nas tarifas para o ano gás 2013-2014 os preços do produto anual e trimestral são iguais).

No quadro seguinte apresentam-se os preços considerados para a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, em Portugal e Espanha.

Quadro 10-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo¹¹

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS PT produto anual	PREÇOS PT produto trimestral	PREÇOS PT produto mensal	PREÇOS ES
Termo de Injecção (EUR/kWh)	0,00020619	0,00020619	0,00020619	0,000244
Termo de Extracção (EUR/kWh)	0,00020619	0,00020619	0,00020619	0,000131
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,000575	0,000575	0,000604	0,000411

Na Figura 10-6 e Figura 10-7 é feita a comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização do

¹¹ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro.

armazenamento subterrâneo de 365 dias (12 meses de armazenamento), correspondente ao produto anual.

Assume-se que a energia injetada é igual à energia extraída e que o valor da capacidade contratada de armazenamento é igual à capacidade de injeção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia).

Na comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização do armazenamento subterrâneo de 365 dias, verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é mais vantajoso do que em Portugal, resultado de uma estrutura de custos fixos mais vantajosa em Espanha.

Figura 10-6 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual)

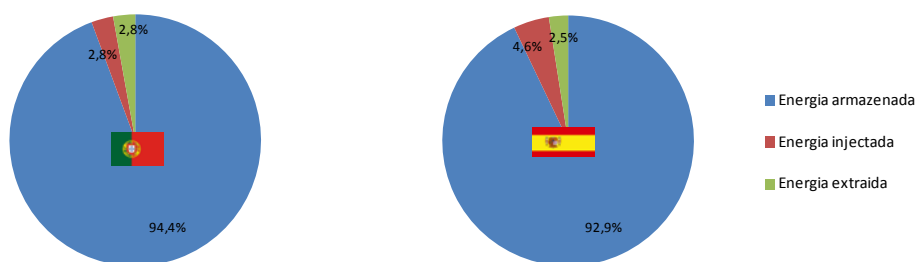
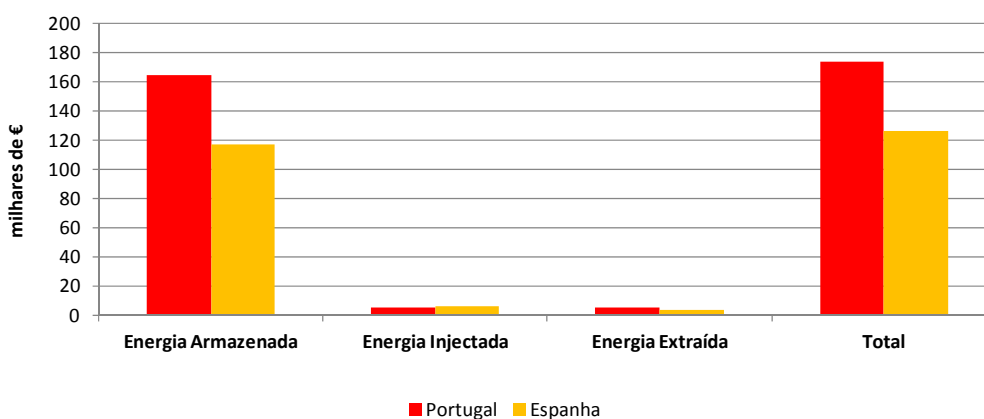
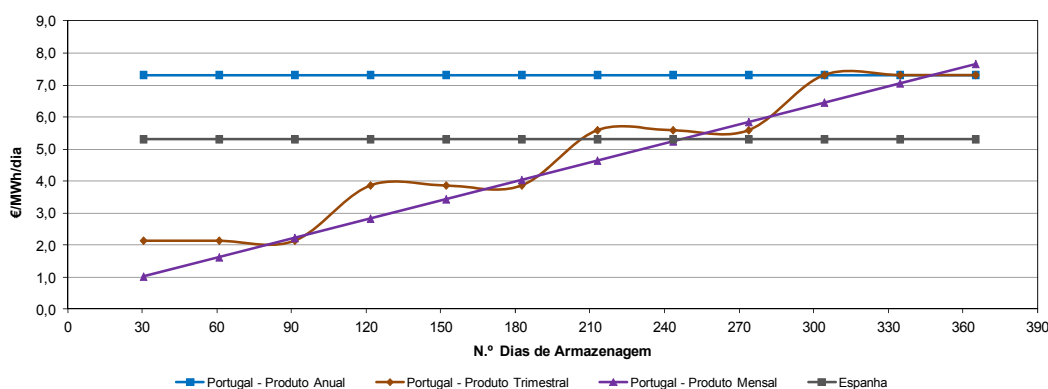


Figura 10-7 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha (produto anual)



Na Figura 10-8 comparam-se os preços médios de acesso ao armazenamento subterrâneo em Portugal e Espanha, em função do número de dias de armazenamento, assumindo os pressupostos descritos anteriormente, em relação à energia injetada, energia extraída e capacidade contratada de armazenamento. Em Portugal para além do produto anual são também considerados os produtos trimestral e mensal.

Figura 10-8 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha em (produtos anual, trimestral e mensal em Portugal)



Verifica-se que para períodos de armazenamento inferiores a 250 dias o contrato mensal em Portugal é o mais vantajoso sendo que a partir desse valor o armazenamento subterrâneo em Espanha passa a ser mais vantajoso.

10.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

Em Portugal as tarifas de acesso à rede de transporte aplicam-se às redes de alta pressão (AP) para entregas a clientes em AP e para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário, com três opções tarifárias distintas: Longas Utilizações, Curtas Utilizações e Opção Flexível, não sendo esta última considerada nesta análise comparativa de preços.

Para as opções de Longas e Curtas Utilizações a tarifa de acesso à rede de transporte em Portugal tem duas componentes: um termo de capacidade utilizada, em $\text{€}/(\text{kWh}/\text{dia})/\text{mês}$ e um termo de energia definido em $\text{€}/\text{kWh}$.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas de acesso à rede de transporte de alta pressão, em Portugal, propostas para o ano gás 2013-2014.

Quadro 10-5 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a produtores de eletricidade em regime ordinário

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA ENTREGAS A PRODUTORES DE ELECTRICIDADE EM REGIME ORDINÁRIO			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000960	0,022245	0,00073136
Curtas Utilizações	0,002829	0,006674	0,00021941

Quadro 10-6 - Preços das tarifas de Acesso às Redes em Alta Pressão para entregas a outros clientes finais em AP

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO PARA AS ENTREGAS A CLIENTES EM AP			
Opção tarifária	Energia	Capacidade Utilizada	Capacidade Utilizada
	(€/kWh)	(€/kWh/dia)/mês)	(€/kWh/dia)/dia)
Longas Utilizações	0,000817	0,022245	0,00073136
Curtas utilizações	0,002686	0,006674	0,00021941

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes¹²: (i) um termo fixo de reserva de capacidade, definido em euros/(kWh/dia)/mês; (ii) um termo de transporte (*conducción*), função da pressão de desenho a que a instalação do consumidor esteja ligada, e composto por um termo fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês (grupos de clientes 1 e 2)¹³ ou €/mês (grupo de clientes 3)¹⁴, e por um termo variável, definido em euros/kWh. Os valores dos termos fixo e variável variam em função da pressão de abastecimento e do consumo anual.

O termo de reserva de capacidade de transporte e distribuição é aplicável ao caudal diário a faturar a cada utilizador com contrato de acesso e é faturado pela empresa de transporte detentora das instalações onde está situado o ponto de entrada de gás natural ao sistema de transporte e distribuição.

O termo de transporte é faturado pela empresa de distribuição detentora das instalações onde está situado o ponto de entrega de gás natural ao consumidor.

Considerando que o sistema tarifário espanhol agrega a rede de transporte e a rede de distribuição, a comparação dos preços médios, associados ao uso da rede de transporte, entre Portugal e Espanha, é efetuada para os três maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol, dado que em Portugal apenas existem consumidores em alta pressão com consumos desta ordem de grandeza. O grupo 1 não foi incluído dado não existir nenhum consumidor em Portugal com este perfil.

¹² Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

¹³ Grupo 1: Consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 60 bar.

Grupo 2: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja superior a 4 bar e inferior ou igual a 60 bar.

¹⁴ Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

No Quadro 10-7 são apresentados os valores do termo de reserva de capacidade e da componente fixa e variável do termo de transporte da tarifa de Transporte e Distribuição a vigorar em Espanha, para os três maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol.

Quadro 10-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição, em Espanha¹⁵

USO DA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	PREÇOS ES
Termo Fixo de Reserva de Capacidade (€/kWh/dia)/mês	0,010604
Termos de Transporte	
Tarifa 2.4: 100≥...>30 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,040283
Termo variável (€/kWh)	0,0010960
Tarifa 2.5: 500≥...>100 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,037035
Termo variável (€/kWh)	0,0009610
Tarifa 2.6: >500 GWh/ano	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,034065
Termo variável (€/kWh)	0,0008330

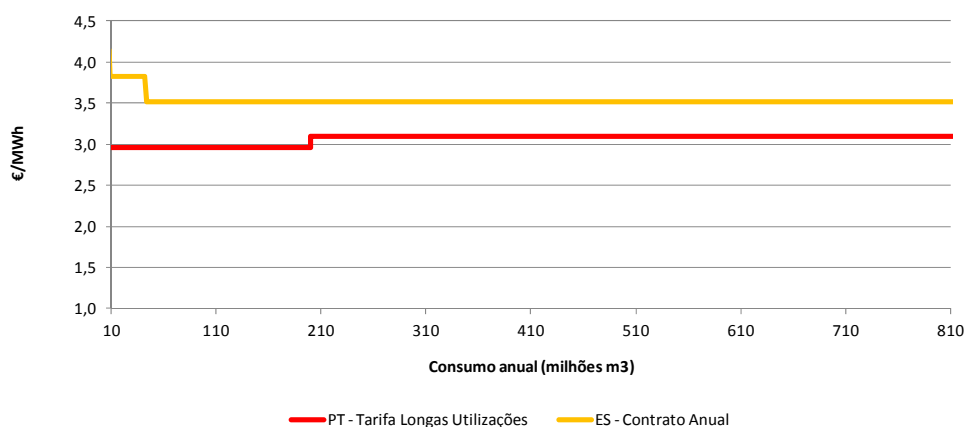
Na análise comparativa da tarifa de acesso à rede de transporte, em Portugal e Espanha, consideram-se os seguintes pressupostos:

- Em Portugal são utilizadas as tarifas de acesso propostas para o ano gás 2013-2014, abrangendo a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte. Considera-se que clientes com consumos anuais de gás superiores a 200 milhões de m³ são centros electroprodutores, aplicando-se para estes clientes apenas a Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Para além das tarifas de acesso associadas ao ponto de saída, no cálculo do uso da rede de transporte em Portugal, é também aplicado ao ponto de entrada (utilizado como referência o Terminal de Sines) um termo de capacidade contratada. Utiliza-se um produto diário visto ser o que minimiza o valor do custo do acesso associado ao ponto de entrada.
- Na aplicação das tarifas em Espanha não foi considerado nenhum agravamento dos termos de capacidade de utilização associados quer ao termo de reserva de capacidade, quer ao termo de transporte.
- É utilizada uma modulação de 200 dias, quer no ponto de entrada, quer no ponto de saída da rede.

Na Figura 10-9 apresenta-se a relação entre os preços das tarifas de Acesso à Rede de Transporte, em Portugal e Espanha, verificando-se que para qualquer nível de consumo anual de gás natural um cliente ligado à rede de AP em Portugal paga em média um valor mais baixo do que o custo de acesso à rede de transporte em Espanha.

¹⁵ Valores em Espanha definidos no anexo da Orden IET/2812/2012, de 27 de dezembro.

Figura 10-9 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação de 200 dias)



Na Figura 10-10, Figura 10-11 e Figura 10-12 considera-se um cliente com uma capacidade instalada de 7,3 GWh/dia (correspondente a uma central de ciclo combinado, com uma potência instalada de 400 MW, rendimento de 55% e 10 horas de funcionamento diário), funcionando 5 dias úteis por semana e com uma modulação variável.

Em Portugal consideram-se dois cenários distintos, com a aplicação da tarifa de longas utilizações e a tarifa de curtas utilizações. No cálculo da tarifa de acesso para além das tarifas associadas ao ponto de saída considera-se também um produto diário de capacidade contratada no ponto de entrada (Terminal de Sines).

Em Espanha para além da tarifa base, associada a um contrato com duração superior a um ano, consideram-se contratos mensais e contratos diários.

Em Espanha de acordo com o descrito no artigo 10 da Ordem Ministerial ITC/4100/2005, de 27 de dezembro, as capacidades contratadas com prazos inferiores a 1 ano podem ser adicionadas a capacidades contratadas com prazos superiores a 1 ano, para o mesmo ponto de fornecimento, somente entre os meses de abril e setembro. Na análise comparativa considera-se a aplicação dos contratos de curtas utilizações em Espanha para pontos de fornecimento com uma contratação exclusiva de produtos mensais ou diários, não sendo aplicada a restrição mencionada anteriormente.

A utilização da opção de curta utilização em Portugal e da opção de curtas durações em Espanha (contratos mensais e diário) implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção base.

Figura 10-10 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (tarifa longas utilizações / contrato anual)

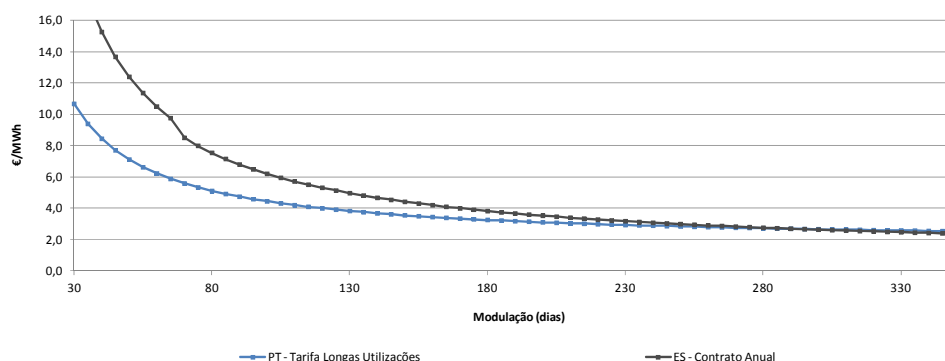


Figura 10-11 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (tarifa curtas utilizações / contrato mensal)

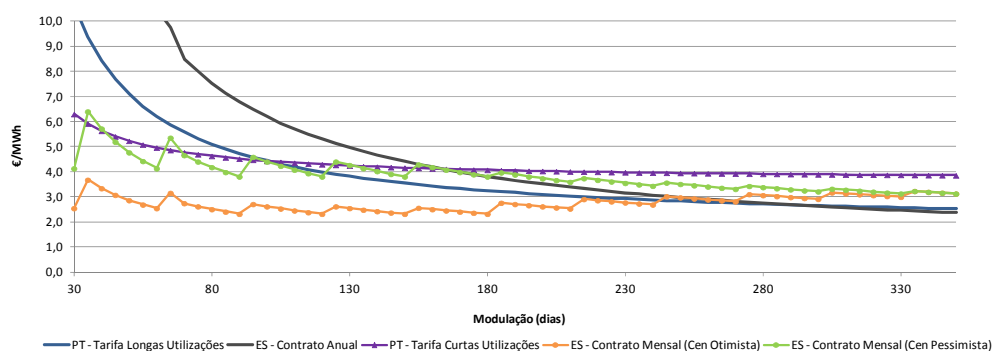
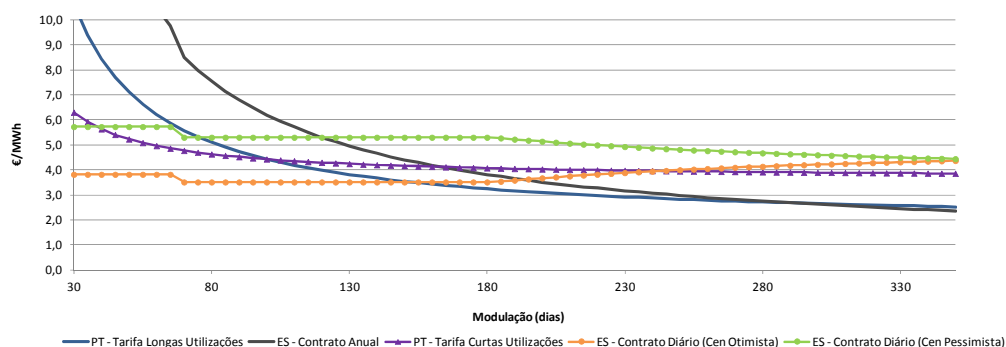


Figura 10-12 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (tarifa curtas utilizações / contrato diário)



Para a opção base verifica-se que a tarifa de Acesso à Rede de Transporte em alta pressão é globalmente mais favorável em Portugal do que Espanha até uma modulação de cerca de 280 dias. A partir desse valor os preços são praticamente iguais em ambos os países.

Nos contratos mensais e para modulações até cerca de 280 dias o contrato mensal de Espanha (cenário otimista) é o mais favorável sendo que a partir desse valor a tarifa de longas utilizações em Portugal e o contrato anual em Espanha passam a ser as opções mais favoráveis, com preços praticamente iguais.

Nos contratos diários e para modulações inferiores a 150 dias o contrato diário de Espanha (cenário otimista) é o mais vantajoso. Entre 150 dias e 280 dias de modulação a tarifa de longas utilizações em Portugal é a mais vantajosa e a partir desse valor a tarifa de longas utilizações em Portugal e o contrato anual em Espanha passam a ser as opções mais favoráveis, com preços praticamente iguais.

ANEXO – ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO E SUA APLICAÇÃO

Os contratos de concessão, assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural em abril de 2008, determinam na cláusula 7.^a que será a ERSE a definir a metodologia de repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo (TOS) pagas pelos operadores da rede de distribuição a cada Município, sobre as entidades comercializadoras e sobre os consumidores finais respetivos. Esta metodologia está definida no artigo 154.º do RT.

A metodologia aprovada para a repercussão do valor das TOS estabelece a estrutura de dois preços: um preço fixo e um preço de energia, para dois tipos de fornecimentos: (i) fornecimentos anuais superiores a 10 000 m³ e (ii) fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³.

Esta estrutura de preços das TOS a ser utilizada por todos os operadores de redes, apresentada no Quadro I - 1, é determinada por forma a que os pagamentos das TOS apresentem uma estrutura aderente à da faturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, atividade sobre a qual recai a obrigação de pagamento das taxas.

Quadro I - 1 - Estrutura das taxas de ocupação do subsolo

Taxas de Ocupação do Subsolo			
Nível de pressão	TW	TF	
	(EUR/kWh)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
MP e BP>	0,000006169	1,000	0,032876712
BP<	0,000049968	0,001769245	0,000058167

TW - Preço de energia

TF - Preço do termo tarifário fixo

MP e BP> - Fornecimentos superiores a 10 000 m³

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m³

De acordo com o artigo 154.º do RT, as TOS, definidas pelos operadores da rede de distribuição, são função dos montantes pagos a cada Município e proporcionais aos preços publicados no Quadro I - 1. Os valores cobrados por cada Município ao respetivo operador de rede são repercutidos nos consumidores daquele Município.

De seguida, apresentam-se no Quadro I - 2 para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, os valores das TOS que estão presentemente a ser aplicadas pelos operadores de redes em cada Município¹⁶.

¹⁶ Os restantes Municípios estão a aplicar TOS nulas.

Quadro I - 2 - Taxas de ocupação do subsolo, por Município

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh	Termo Fixo €/dia	Termo Variável €/kWh
Setgás	Almada	0,002909	0,002499	1,644179	0,000309
Setgás	Barreiro	0,007272	0,006247	4,110303	0,000771
Portgás	Braga	0,000789	0,000678	0,446134	0,000084
Duriensegás	Chaves	0,004889	0,004200	2,763371	0,000519
Lusitaniagás	Condeixa	0,011473	0,009855	6,484420	0,001217
Beiragás	Covilhã	0,018616	0,015992	10,521999	0,001974
Portgás	Esposende	0,000172	0,000148	0,097417	0,000018
Lusitaniagás	Estarreja	0,002917	0,002483	1,634161	0,000307
Dianagás	Évora	0,018246	0,015674	10,312875	0,001935
Portgás	Fafe	0,001029	0,000884	0,581839	0,000109
Beiragás	Fundão	0,003129	0,002688	1,768830	0,000332
Portgás	Gondomar	0,000038	0,000033	0,021479	0,000004
Portgás	Guimarães	0,000076	0,000065	0,042810	0,000008
Lisboagás	Lisboa	0,004572	0,003892	2,561413	0,000481
Portgás	Maia	0,002875	0,002470	1,625224	0,000305
Portgás	Matosinhos	0,001854	0,001592	1,047663	0,000197
Lusitaniagás	Mealhada	0,005308	0,004560	3,000378	0,000563
Dourogás	Mirandela	0,003903	0,003353	2,210000	0,000414
Lusitaniagás	Ovar	0,000955	0,000813	0,534895	0,000100
Dourogás	Peso da Régua	0,002406	0,002067	1,360000	0,000255
Portgás	Porto	0,001862	0,001600	1,052514	0,000197
Portgás	Póvoa Varzim	0,003398	0,002919	1,920648	0,000360
Portgás	Santo Tirso	0,000141	0,000121	0,079523	0,000015
Setgás	Seixal	0,003817	0,003279	2,157656	0,000405
Dianagás	Sines	0,009208	0,007910	5,204225	0,000977
Lisboagás	Sintra	0,010287	0,008756	5,763015	0,001081
Portgás	Valongo	0,000217	0,000187	0,122856	0,000023
Portgás	Vila Conde	0,000007	0,000006	0,003869	0,000001
Lisboagás	Vila Franca de Xira	0,004266	0,003631	2,389763	0,000448
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,000272	0,000234	0,153826	0,000029
Portgás	Vila Nova Gaia	0,002244	0,001927	1,268083	0,000238
Portgás	Vizela	0,002381	0,002045	1,345831	0,000253

Fonte: Área de concessão da Portgás¹⁷, áreas de concessão do Grupo GALP¹⁸, área de concessão da Tagusgás¹⁹, e área de concessão da Sonorgás²⁰.

¹⁷ <http://www.edpgasdistribuicao.pt/index.php?id=420>

¹⁸ <http://www.galpennergia.com/PT/ProdutosServicos/GasNatural/Distribuicao/Centro-de-informacao/Paginas/Taxa-municipal-ocupacao-de-subsolo.aspx>

¹⁹ http://www.tagusgas.pt/index.php?_comp=destaque&id=10

²⁰ <http://www.sonorgas.pt/pt/servicos/clientes/taxa-ocupacao-subsolo/>

No Quadro I - 3 apresentam-se para os clientes com fornecimentos em BP< e para os clientes com fornecimentos em MP e BP>, as TOS convertidas para um preço de energia e o peso do seu pagamento na fatura mensal destes clientes²¹.

Quadro I - 3 - Preço de energia das taxas de ocupação do subsolo, por Município, e seu impacte na fatura mensal dos clientes

Entidade	Município	BP<		BP> e MP	
		Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Mensal	Preço das TOS €/MWh	Peso das TOS na Factura Mensal
Setgás	Almada	2,9	3,4%	2,2	3,4%
Setgás	Barreiro	7,1	8,4%	5,5	8,4%
Portgás	Braga	0,8	0,9%	0,6	0,9%
Duriensegás	Chaves	4,8	5,7%	3,7	5,7%
Lusitaniagás	Condeixa	11,3	13,3%	8,6	13,3%
Beiragás	Covilhã	18,3	21,6%	14,0	21,6%
Portgás	Esposende	0,2	0,2%	0,1	0,2%
Lusitaniagás	Estarreja	2,8	3,4%	2,2	3,4%
Dianagás	Évora	17,9	21,2%	13,7	21,2%
Portgás	Fafe	1,0	1,2%	0,8	1,2%
Beiragás	Fundão	3,1	3,6%	2,4	3,6%
Portgás	Gondomar	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Portgás	Guimarães	0,1	0,1%	0,1	0,1%
Lisboagás	Lisboa	4,5	5,3%	3,4	5,3%
Portgás	Maia	2,8	3,3%	2,2	3,3%
Portgás	Matosinhos	1,8	2,1%	1,4	2,1%
Lusitaniagás	Mealhada	5,2	6,2%	4,0	6,2%
Dourogás	Mirandela	3,8	4,5%	2,9	4,5%
Lusitaniagás	Ovar	0,9	1,1%	0,7	1,1%
Dourogás	Peso da Régua	2,4	2,8%	1,8	2,8%
Portgás	Porto	1,8	2,2%	1,4	2,2%
Portgás	Póvoa Varzim	3,3	3,9%	2,6	3,9%
Portgás	Santo Tirso	0,1	0,2%	0,1	0,2%
Setgás	Seixal	3,8	4,4%	2,9	4,4%
Dianagás	Sines	9,0	10,7%	6,9	10,7%
Lisboagás	Sintra	10,0	11,8%	7,7	11,8%
Portgás	Valongo	0,2	0,3%	0,2	0,3%
Portgás	Vila Conde	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Lisboagás	Vila Franca de Xira	4,2	4,9%	3,2	4,9%
Portgás	Vila Nova Famalicão	0,3	0,3%	0,2	0,3%
Portgás	Vila Nova Gaia	2,2	2,6%	1,7	2,6%
Portgás	Vizela	2,3	2,8%	1,8	2,8%

²¹ Para este exercício assumiu-se dois clientes tipo: (a) cliente em BP< com consumo anual de 250 m³ (aproximadamente) e (b) cliente em MP e BP> com consumo anual de 32 000 m³ (aproximadamente).