

**DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA  
TARIFÁRIA  
NO ANO GÁS 2010-2011**

Junho 2010

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>3</b>
2.1	Relação entre tarifas e custos.....	5
2.2	Determinação dos custos incrementais .....	7
2.3	O conceito de escalamento.....	8
<b>3</b>	<b>TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO</b> .....	<b>9</b>
3.1	Estrutura geral da tarifa .....	9
3.2	Determinação dos custos incrementais .....	11
3.2.1	Custo incremental de capacidade na regaseificação de GNL.....	12
3.2.2	Custo incremental de energia na regaseificação de GNL .....	14
3.2.3	Custo incremental do carregamento de camiões cisterna.....	14
3.2.4	Custo incremental de energia da recepção de GNL.....	17
3.2.5	Custo incremental de energia do armazenamento de GNL.....	19
3.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais.....	21
<b>4</b>	<b>TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO</b> .....	<b>25</b>
<b>5</b>	<b>TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE</b> .....	<b>27</b>
5.1	Estrutura geral da tarifa .....	27
5.2	Determinação dos custos incrementais .....	29
5.2.1	Custo incremental de capacidade utilizada nos pontos de entrada .....	29
5.2.2	Custo incremental de capacidade utilizada nos pontos de saída.....	39
5.2.3	Custo incremental de energia em períodos de vazio aplicável aos pontos de saída.....	42
5.2.4	Custo incremental de energia em períodos de fora de vazio aplicável aos pontos de saída.....	44
5.3	Síntese da estrutura de custos incrementais 2010/2011 .....	46
<b>6</b>	<b>TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA</b> .....	<b>49</b>
<b>7</b>	<b>TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>51</b>
7.1	Custos incrementais da rede de distribuição .....	51
7.2	Limiares de consumo para aplicação das tarifas de acesso às redes em Média Pressão e Alta Pressão (art. 20.º do Regulamento Tarifário).....	52
7.2.1	Determinação do limiar de consumo para aplicação da tarifa de acesso às redes em Alta Pressão (n.º 5 do art. 20.º do Regulamento Tarifário).....	52
7.2.2	Limiar de consumo para aplicação da tarifa de acesso às redes em Média Pressão (n.º 6 do art. 20.º do Regulamento Tarifário) .....	55
<b>8</b>	<b>TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO</b> .....	<b>57</b>
8.1	Estrutura geral da tarifa .....	57
8.2	Determinação dos custos médios.....	58
8.2.1	Discussão metodológica .....	58

---

8.2.2	Pressupostos e dados utilizados no cálculo dos custos médios .....	59
<b>9</b>	<b>TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS.....</b>	<b>61</b>
9.1	Análise da convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais, para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> , para a tarifa aditiva nacional .....	62
9.2	Análise da evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais para a uniformidade tarifária nacional.....	74
<b>10</b>	<b>COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA .....</b>	<b>79</b>
10.1	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás .....	79
10.2	Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	82
10.3	Tarifa de Acesso à Rede de Transporte .....	85
	<b>ANEXO ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO .....</b>	<b>89</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	4
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	5
Figura 3-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais/nivelados 2007-2008 com a de custos incrementais 2010-2011.....	22
Figura 3-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais 2010-2011.....	23
Figura 3-3 - Estrutura das receitas por variável de facturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	24
Figura 5-1 - Modelo simplificado da rede de transporte de Gás Natural .....	30
Figura 7-1 - Valor actual do diferencial tarifário entre o acesso às redes em AP e em MP em função do consumo anual do cliente .....	54
Figura 9-1 - Preço médio por escalão de consumo em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> , por CUR retalhista, em % da tarifa nacional .....	62
Figura 9-2 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP ≤ 10 000m <sup>3</sup> .....	63
Figura 9-3 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	64
Figura 9-4 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	65
Figura 9-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	66
Figura 9-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	67
Figura 9-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Lisboaagás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	68
Figura 9-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	69
Figura 9-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	70
Figura 9-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	71
Figura 9-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGás SU para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	72
Figura 9-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	73
Figura 9-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> .....	74
Figura 9-14 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	75
Figura 9-15 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo.....	76
Figura 9-16 - Preço médio por escalão de consumo em BP ≤ 10 000 m <sup>3</sup> , por CUR retalhista, em % da moda nacional .....	77
Figura 9-17 - Uniformidade tarifária nos preços do escalão 2 (220 a 500 m <sup>3</sup> /ano) por 4 zonas de preço.....	77

---

Figura 10-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011 (valores relativos) .....	81
Figura 10-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011 (valores absolutos) .....	81
Figura 10-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha.....	82
Figura 10-4 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011.....	84
Figura 10-5 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011.....	84
Figura 10-6 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha.....	85
Figura 10-7 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação constante de 230 dias) .....	87
Figura 10-8 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (capacidade instalada constante de 11,43 GWh/dia).....	88

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.....	10
Quadro 3-2 - Definição das variáveis de facturação.....	11
Quadro 3-3 - Custo incremental de capacidade utilizada na regaseificação de GNL.....	13
Quadro 3-4 - Custo incremental de energia na regaseificação de GNL.....	14
Quadro 3-5 - Custo incremental do carregamento de camiões cisterna.....	16
Quadro 3-6 - Custo incremental de energia de recepção de GNL.....	18
Quadro 3-7 - Custo incremental de energia de armazenamento de GNL.....	20
Quadro 4-1 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.....	25
Quadro 5-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte e sua justificação.....	28
Quadro 5-2 - Capacidade máxima no médio prazo.....	31
Quadro 5-3 - Capacidade máxima, por troço de rede.....	32
Quadro 5-4 - Investimentos em Linhas e Ramais.....	33
Quadro 5-5 - Anuidade do investimento em 2011.....	33
Quadro 5-6 - Cálculo dos custos unitários associados a cada troço de rede, €/kWh/dia.....	34
Quadro 5-7 - Custos unitários da rede de transporte associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/kWh/dia.....	35
Quadro 5-8 - Custos unitários da rede de transporte associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/kWh/dia (valores não ajustados).....	36
Quadro 5-9 - Custos unitários da rede de Transporte associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/kWh/dia (valores ajustados).....	37
Quadro 5-10 - Custos unitários finais dos troços do gasoduto, por pontos de entrada e zona de saída, €/kWh/dia.....	38
Quadro 5-11 - Custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de entrada da rede de transporte.....	38
Quadro 5-12 - Custo incremental de capacidade utilizada associado aos troços periféricos e aplicável aos pontos de saída para entregas a clientes e redes de distribuição.....	40
Quadro 5-13 - Custo incremental de capacidade utilizada associada aos troços comuns e aplicável aos pontos de saída.....	41
Quadro 5-14 - Custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de saída da rede de transporte.....	42
Quadro 5-15 - Custo incremental de energia em períodos de vazio associado aos troços comuns de AP e aplicável aos pontos de saída.....	43
Quadro 5-16 - Custo incremental de energia em períodos de fora de vazio associado aos troços comuns de AP e aplicável aos pontos de saída.....	45
Quadro 5-17 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte.....	46
Quadro 5-18 - Custos incrementais da rede de transporte e receitas.....	46
Quadro 5-19 - Diferenciação entre preços de entrada e de saída ao nível europeu.....	47
Quadro 7-1 - Custos incrementais das redes de Distribuição.....	52
Quadro 8-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> .....	58

---

Quadro 8-2 - Estrutura dos custos médios de referência .....	60
Quadro 10-1 - Preços da parcela de Recepção de GNL .....	79
Quadro 10-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL.....	79
Quadro 10-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL.....	80
Quadro 10-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo .....	83
Quadro 10-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição .....	86



## 1 INTRODUÇÃO

Este documento determina e justifica a estrutura das tarifas das actividades reguladas de Uso do Terminal de Recepção, 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 de Venda a Clientes Finais.

A estrutura das tarifas das actividades de Uso do Terminal de Recepção, 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 infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008”, de Maio de 2007.

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

Considerando que se inicia um novo período de regulação e tendo em conta a recente revisão regulamentar, considera-se oportuno proceder 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 m<sup>3</sup>. Relativamente às tarifas de Uso de Armazenamento Subterrâneo e de Uso da Rede de Distribuição preserva-se a actual estrutura tarifária.

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

Do capítulo 3 ao 8 apresentam-se os custos incrementais das tarifas que compõem, respectivamente, as actividades de Uso do Terminal de Recepção, 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 Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

No capítulo 9 é analisada a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>/ano, analisando-se a convergência tarifária nacional.

O capítulo 10 apresenta uma comparação das tarifas de Acesso às Infra-estruturas do Terminal de GNL, ao Armazenamento Subterrâneo e às Redes de Transporte, em Portugal e em Espanha.

Em anexo apresenta-se a estrutura definida para as taxas de ocupação do subsolo.



## 2 ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

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

- Recepção, 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.

Para fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> o regime de preços é livre sendo os preços negociados entre os clientes e os comercializadores no mercado. Para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> os clientes podem optar por escolher um fornecedor no mercado livre, negociando livremente os preços de gás natural, ou o fornecedor de último recurso da sua área geográfica, pagando as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais. Quer os preços de gás natural praticados no mercado livre quer os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado, este último apenas para os fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, incluem as tarifas de Acesso às Redes.

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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos clientes dos comercializadores de último recurso para os fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, resultam da soma da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização de gás natural. Na actividade 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 recepção, 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 mercado livre, os clientes negociam livremente contratos de fornecimento de gás natural com o fornecedor de mercado que inclui todos os serviços prestados ao longo da cadeia de valor, sendo o fornecedor responsável pelo pagamento das tarifas de Acesso às Redes. Nesta situação o fornecedor

assumirá também o pagamento das tarifas de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e Armazenamento Subterrâneo consoante a utilização que venha a fazer destas infra-estruturas.

Em alternativa, os clientes podem registar-se directamente 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 infra-estruturas ligadas à rede de transporte – recepção, armazenamento e regaseificação de GNL e armazenamento subterrâneo – consoante a utilização que delas façam.

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e actividades que compõem a tarifa 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 de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

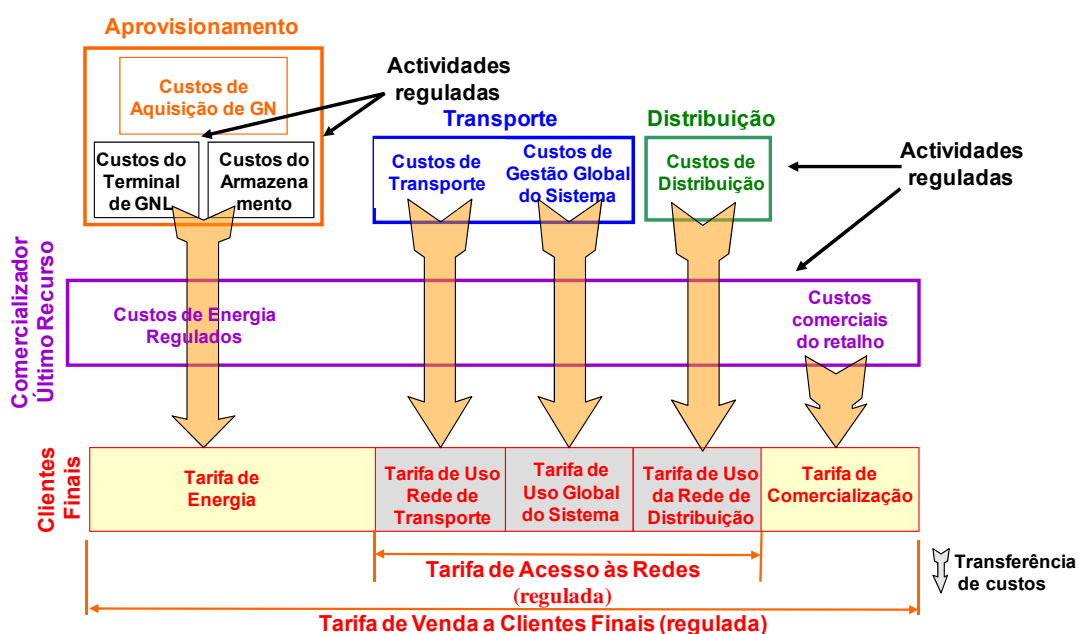
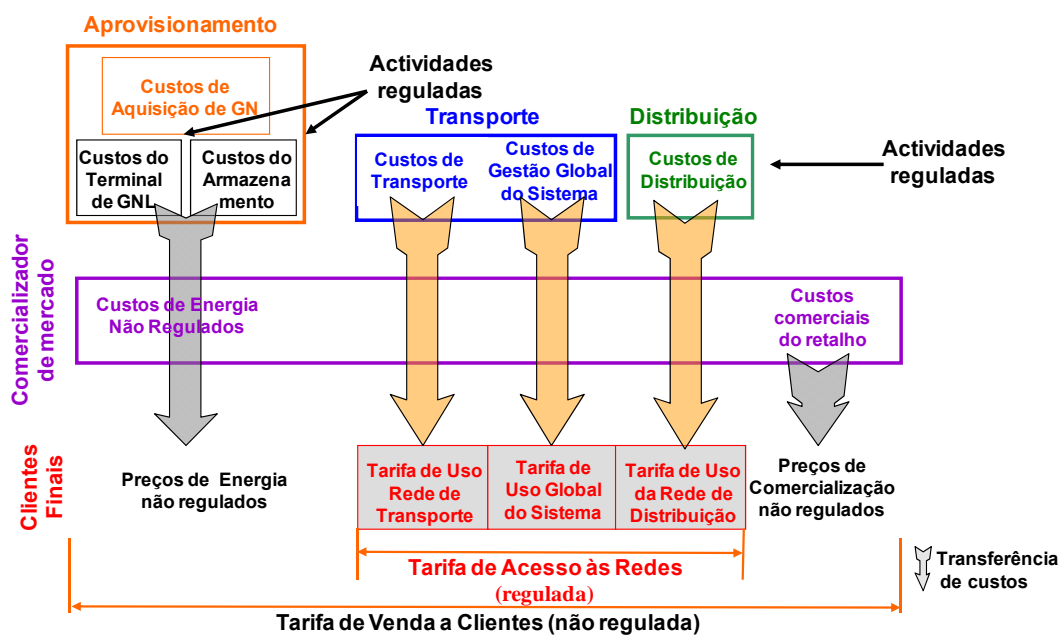


Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



No Decreto-Lei n.º 30/2006 é consagrado no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “Inexistência de subsidiações cruzadas entre actividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adopção do princípio da aditividade”. O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das actividades, já que a cada actividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

## 2.1 RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

Para cada uma das actividades 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 efectivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a facturar de cada uma das tarifas.

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

No Decreto-Lei n.º 30/2006 é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais infra-estruturas 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 efectivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afectação óptima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema gasista.

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 óptimo social coincide com o óptimo 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 óptimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflecta todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

A eficiência na afectação 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 afectação de recursos é denominada de 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 sector gasista, 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 sector.

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 cruzado entre grupos de clientes, o que implica a análise desagregada dos proveitos de cada actividade 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 respectivas regras de medição para a facturação 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 adoptadas diversas metodologias.

As regras de determinação das variáveis físicas de cada tarifa por actividade 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, constitui a estrutura tarifária.

## **2.2 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 do valor actualizado dos acréscimos de investimento (CAPEX), incluindo os respectivos custos de operação e manutenção (OPEX), e o valor actualizado 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 efectuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. Designam-se por custos incrementais e não 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 infra-estruturas são efectuados 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 actualizado dos custos de capital associados aos investimentos e dos custos de operação e manutenção durante o seu tempo de vida útil, pela procura de projecto que é possível satisfazer. Este custo nivelado de médio e longo prazo está mais associado às quantidades de procura previstas em fase de projecto, do que à procura efectivamente ocorrida, pois é a máxima procura prevista que o justifica.

## 2.3 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 actividade, então o preço associado às variáveis de facturação de cada tarifa deverá ser igual ao respectivo custo marginal.

Se esta igualdade não se verificar, os preços associados às diversas variáveis de facturação de cada tarifa devem ser corrigidos por factores multiplicativos ou aditivos, ou seja, escalados de forma a proporcionar os proveitos permitidos em cada actividade. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve reflectir a estrutura dos custos marginais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente do sistema de gás natural em cada uma das actividades, assegurando também a recuperação dos proveitos permitidos em cada actividade 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 factor, 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 RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO**

O terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL entrou em operação em 2004, desempenhando as seguintes actividades:

- Recepção de GNL através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros, com possibilidade de acostagem de navios metaneiros com capacidade de armazenamento de 40 000 m<sup>3</sup> a 165 000 m<sup>3</sup>. O tempo de descarga é de 15 horas para 140 000 m<sup>3</sup>.
- Armazenagem de GNL em 2 tanques com 240 000 m<sup>3</sup> de capacidade total e 230 000 m<sup>3</sup> de capacidade útil.
- Regaseificação e emissão de gás natural com uma capacidade (nominal) de emissão garantida de 600 000 m<sup>3</sup>/hora e uma capacidade de ponta de 900 000 m<sup>3</sup>/hora.
- Carregamento de camiões cisterna permitindo o carregamento simultâneo de dois camiões com um fluxo máximo de 50 m<sup>3</sup>/hora, com capacidade anual para o carregamento de 3 mil camiões cisterna de GNL.

Para responder ao crescimento da procura de gás natural estão previstos avultados investimentos de expansão do terminal para o próximo período regulatório. Estes investimentos consistem na construção de um 3.º tanque de armazenagem, na construção de uma nova baía de enchimento de camiões cisterna e no reforço da capacidade de regaseificação. Estima-se que estes investimentos entrem em exploração no final do 1.º semestre de 2012, não sendo previstos investimentos adicionais nos próximos anos.

#### **3.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA**

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de acordo com o estabelecido no artigo 105.º do RT. Esta tarifa é composta por preços de capacidade utilizada, de energia e por um termo fixo, conforme se apresenta no Quadro 3-1.

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

Parcelas	Preço capacidade utilizada	Preço energia armazenada	Preço energia recebida	Preço energia entregue	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Recepção	-	-	✓	-	-	-
Armazenamento	-	✓	-	-	-	-
Regaseificação	✓	-	-	✓	-	Regaseificação GNL
	-	-	-	-	✓	Carregamento GNL
Tarifa UTRAR	✓	✓	✓	✓	-	Entregas RNTGN
	-	✓	✓	-	✓	Entregas a camiões

Os preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL podem ser aplicados de forma separada para cada serviço prestado.

Para o serviço de recepção 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 considera-se um preço diário de energia armazenada, aplicável à energia diária armazenada no terminal de GNL, definido em euros/kWh.

Para o serviço de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN considera-se um preço de capacidade de regaseificação utilizada, aplicável à capacidade utilizada das entregas na RNTGN, e um preço de energia entregue, aplicável ao volume regaseificado. Ambos os preços são definidos 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.

No Quadro 3-2 apresenta-se a definição das variáveis de facturação aplicáveis na tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

**Quadro 3-2 - Definição das variáveis de facturação**

Serviço	Variáveis de facturação	Definição
<b>Recepção</b>	Energia recebida (kWh)	Volume mensal de gás natural recebido no terminal sob a forma liquefeita, a partir do transporte marítimo, referido à emissão.
<b>Armazenamento</b>	Energia diária armazenada (kWh)	Volume diário de GNL armazenado nos tanques, medido às 24h de cada dia.
<b>Regaseificação</b>	Capacidade utilizada (kWh)	Maior valor da quantidade diária de GN medido no ponto de entrega à rede de transporte, durante um intervalo de doze meses.
	Energia entregue (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.

Todos os preços são de aplicação mensal à excepção do preço do armazenamento que é diário. Este preço é aplicado diariamente à energia que um dado utilizador tem nos tanques de GNL, determinada às 24 horas em cada dia.

### 3.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Os preços da tarifa de Uso do Terminal devem ser determinados de forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando o uso eficiente da infra-estrutura do terminal. Para tal, a estrutura de preços da tarifa de Uso do Terminal deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo.

Neste capítulo determinam-se os custos incrementais para cada uma das variáveis de facturação da tarifa de Uso do Terminal: capacidade, energia e carregamento de camiões cisterna do serviço de regaseificação de GNL, energia do serviço de recepção de GNL e energia do serviço de armazenamento de GNL.

O custo incremental, como foi referido no capítulo anterior, calcula-se através do rácio do valor actualizado dos custos de capital associados ao investimento, acrescido dos respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado dos acréscimos de procura que estão na origem desse investimento.

Para o cálculo dos custos incrementais do terminal admitiram-se algumas hipóteses. Nomeadamente os investimentos apresentados estarem valorizados a valores de aquisição e reportados ao ano em que entram em exploração. Adicionalmente, não se consideraram os investimentos comuns a toda a infra-estrutura do terminal.

Com base nos investimentos e na vida útil dos mesmos<sup>1</sup>, calculam-se as suas anuidades. Para o cálculo das anuidades totais adicionam-se às anuidades do investimento, os encargos de exploração, tendo-se considerado que estes encargos representam cerca de 2,9%<sup>2</sup> da anuidade de investimento. Como factor de actualização das anuidades utiliza-se uma taxa de 8,0%.

### 3.2.1 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental médio de longo prazo da capacidade utilizada na regaseificação de GNL é determinado através do rácio entre o valor actualizado dos encargos resultantes dos investimentos a que a capacidade utilizada obriga, incluindo os custos de exploração que esses investimentos adicionais causam, para determinado período, e o valor actualizado dos acréscimos de capacidade utilizada, para esse mesmo período.

Considerando que os investimentos em sistemas de regaseificação, incluindo os serviços de bombagem, recuperação das evaporações, regaseificação, medição e emissão para a RNTGN, são condicionados essencialmente pela capacidade instalada, o custo incremental de capacidade deve ser calculado com base nos investimentos nestas infra-estruturas.

No que concerne a capacidade utilizada, definida como o maior valor diário de gás natural num período de 12 meses, foi considerado logo em 2004 a capacidade de emissão de ponta para que foi projectado o activo de regaseificação, cerca de 900 000 m<sup>3</sup> (n)/h, equivalente a uma capacidade diária máxima de 21,6 milhões de m<sup>3</sup> (n). Em 2012, com o reforço da capacidade de regaseificação considera-se um acréscimo de 10,8 milhões de m<sup>3</sup> (n) na capacidade diária máxima de emissão. Sendo o investimento no terminal caracterizado por grandes indivisibilidades, deve considerar-se a capacidade de emissão de ponta do activo e não a procura de cada ano.

No Quadro 3-3 apresentam-se os investimentos e a procura considerada, assim como o custo incremental médio de longo prazo. O valor obtido para o custo incremental é de 0,036992 €/m<sup>3</sup> (n) por mês, equivalente a 0,003109 €/kWh por mês, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m<sup>3</sup> (n).

---

<sup>1</sup> Na generalidade os activos associados à regaseificação têm um período de vida útil de 10 anos (excepto os associados ao carregamento de camiões cisterna que apresentam uma vida útil de 20 anos), os associados à recepção de 25 anos e os associados ao armazenamento de 20 anos.

<sup>2</sup> Esta percentagem corresponde ao rácio entre os custos de operação e manutenção previstos para 2010 e o valor do activo bruto relativo a toda a infra-estrutura do terminal, reportado ao final de 2009.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

**Quadro 3-3 - Custo incremental de capacidade utilizada na regaseificação de GNL**

Tx. Actualização			8,00%										
			Mil Euros										
Investimentos Específicos - Transferências para exploração			Anuidade investimentos										
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
2004	25	26 942,5	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	2 523,9	
2004	10	38 716,1	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	5 769,8	
2005	5	4,2	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2006	4	0,7	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
2007	10	80,1	0,0	0,0	0,0	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	
2008	10	233,2	0,0	0,0	0,0	0,0	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	
2009	10	446,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	
2010	10	370,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,2	55,2	55,2	55,2	
2011	10	73,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,9	10,9	10,9	
2012	10	75 543,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11 258,2	11 258,2	
2013	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CAPEX			8 293,8	8 294,8	8 295,0	8 307,0	8 341,7	8 408,2	8 462,2	8 473,1	19 731,3	19 731,3	
OPEX	2,9%		244,4	244,5	244,5	244,8	245,9	247,8	249,4	249,7	581,5	581,5	
Total anuidade			8 538,2	8 539,3	8 539,5	8 551,8	8 587,6	8 656,1	8 711,6	8 722,8	20 312,8	20 312,8	
Factor de actualização			0,63	0,68	0,74	0,79	0,86	0,93	1,00	1,08	1,17	1,26	
Total anuidade (valor actualizado)			13 549,1	12 547,0	11 617,9	10 772,8	10 016,5	9 348,6	8 711,6	8 076,7	17 415,0	16 125,0	

Capacidade diária de ponta projectada		m <sup>3</sup> (n) / dia										
Ano	Capacidade	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
2004	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	
2012	10 800 000	0	0	0	0	0	0	0	0	10 800 000	10 800 000	
Capacidade diária de ponta		21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	21 600 000	32 400 000	32 400 000	
Capacidade diária de ponta (valor actualizado)		34 276 485	31 737 486	29 386 562	27 209 779	25 194 240	23 328 000	21 600 000	20 000 000	27 777 778	25 720 165	

<b>Custo Incremental</b>	0,036992 €(m <sup>3</sup> /dia)/mês
(2004-2013)	0,003109 €(kWh/dia)/mês

### 3.2.2 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental de energia é determinado através do rácio entre os custos de operação, que dependem dos volumes processados, e os volumes processados<sup>3</sup>, sendo equivalente a um custo médio do ano. O volume de energia condiciona essencialmente os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação ou, em alternativa, respeitantes a consumos de energia eléctrica associados à bombagem da fonte quente (água do mar).

O terminal de Sines não utiliza gás natural nos serviços auxiliares na medida em que não utiliza vaporizadores de combustão submersa. No entanto, o custo variável de regaseificação inclui energia eléctrica utilizada na bombagem de água do mar para utilização nos evaporadores. Assim, na ausência do conhecimento exacto do custo variável de regaseificação utilizam-se os custos de electricidade afectos à actividade de regaseificação.

No Quadro 3-4 apresentam-se os pressupostos considerados no cálculo do custo incremental de energia, assim como o valor obtido de 0,000877 €/m<sup>3</sup> (n), equivalente a 0,000074 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m<sup>3</sup> (n).

**Quadro 3-4 - Custo incremental de energia na regaseificação de GNL<sup>4</sup>**

Custos variáveis (Mil €)	2 733
Volume regaseificado (m <sup>3</sup> (n))	3 117 454 903
Volume regaseificado (kWh)	37 097 713 340
CIIncremental (€/m <sup>3</sup> (n))	0,000877
CIIncremental (€/kWh)	0,000074

### 3.2.3 CUSTO INCREMENTAL DO CARREGAMENTO DE CAMIÕES CISTERNA

O custo incremental do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna é calculado através do rácio entre o valor actualizado dos investimentos nas infra-estruturas de carga de camiões cisterna, acrescido dos encargos de exploração, e o valor actualizado do número máximo anual de camiões para que foi dimensionada a infra-estrutura.

<sup>3</sup> Energia das entregas na RNTGN.

<sup>4</sup> Calculado tendo por base o valor projectado pela REN Atlântico para 2010 para os custos variáveis de electricidade.

## *DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011*

Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

---

Para a variável número máximo de camiões cisterna foi considerado, a partir de 2004, um valor de 3 000 camiões. Em 2012 prevê-se um acréscimo de 1 500 provocado pela entrada em funcionamento da nova baía de enchimento.

Com base nos investimentos afectos às ilhas de carga de camiões cisterna e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos apresentadas no Quadro 3-5. De acordo com os pressupostos apresentados, o valor obtido para o custo incremental é de 127,43 €/camião.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Quadro 3-5 - Custo incremental do carregamento de camiões cisterna

Tx. Actualização			8,00%									
			Mil Euros									
Investimentos Específicos - Transferências para exploração			Anuidade investimentos									
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2004	25	885,4	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9
2004	20	2 917,2	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1	297,1
2004	4	1,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	14	0,9	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2005	10	3,6	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2005	5	0,4	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2005	4	1,5	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2006	4	2,8	0,0	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
2006	20	104,3	0,0	0,0	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
2007	20	6,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
2008	20	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
2009	20	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2010	20	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	2,1	2,1
2011	20	315,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,2	32,2	32,2
2012	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2013	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAPEX			380,5	381,6	393,1	393,7	394,0	394,0	395,2	427,4	427,4	427,4
OPEX	2,9%		11,2	11,2	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	12,6	12,6	12,6
Total anuidade			391,7	392,9	404,7	405,3	405,6	405,6	406,9	440,0	440,0	440,0
Factor de actualização			0,63	0,68	0,74	0,79	0,86	0,93	1,00	1,08	1,17	1,26
Total anuidade (valor actualizado)			621,5	577,3	550,6	510,6	473,1	438,1	406,9	407,4	377,2	349,3
<b>Termo fixo</b>												
Ano			2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2004	3 000		3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
2012	1 500		0	0	0	0	0	0	0	0	1 500	1 500
N.º de camiões			3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	4 500	4 500
N.º de camiões (valor actualizado)			4 761	4 408	4 081	3 779	3 499	3 240	3 000	2 778	3 858	3 572

Custo Incremental

(2004-2013)

127,43 €/camião



### 3.2.4 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DA RECEPÇÃO DE GNL

O preço de energia da recepção de GNL deve reflectir os custos associados às manobras de trasfega e os custos de investimento associados às infra-estruturas portuárias. O custo associado à trasfega inclui a utilização de meios mecânicos e humanos. A utilização destes meios depende essencialmente do tempo necessário à trasfega, o qual, por sua vez, depende do volume de GNL a retirar do navio metaneiro. Os custos de investimento associados às infra-estruturas portuárias, nomeadamente o cais de acostagem e os braços de descarga, dependerão das dimensões físicas do navio, as quais têm uma relação directa com o volume transportado.

A restrição de capacidade no terminal de GNL, ou estrangulamento, está essencialmente na infra-estrutura de regaseificação, pelo que a capacidade disponível para a trasfega acaba por não condicionar a operação do terminal. Neste sentido, as quantidades consideradas para o cálculo do custo incremental de energia de recepção dizem respeito ao volume de energia que é possível regaseificar. Esse volume é, entre 2004 e 2011, de 5,33 bcm/ano. Com os investimentos no reforço da capacidade de regaseificação projecta-se que o volume passe para 8,61 bcm/ano em 2012.

Com base nos investimentos e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 3-6. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,000948 €/m<sup>3</sup>, o que equivale a 0,00008 €/kWh, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m<sup>3</sup> (n).

## DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

### Quadro 3-6 - Custo incremental de energia de recepção de GNL

Tx. Actualização		8,00%											
Mil Euros													
Investimentos Específicos - Transferências para exploração			Anuidade investimentos										
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
2004	25	56 021,3	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	5 248,0	
2005	12	55,2	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
2005	10	10,0	0,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
2005	8	71,3	0,0	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	0,0	
2005	7	0,5	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	
2005	5	32,5	0,0	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
2005	4	3,8	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2006	14	1,5	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
2006	8	12,4	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
2006	5	1,7	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	
2006	25	0,9	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
2007	25	1,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
2008	25	204,9	0,0	0,0	0,0	0,0	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	
2009	25	376,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,3	35,3	35,3	35,3	35,3	
2010	25	1 336,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125,2	125,2	125,2	125,2	
2011	25	383,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,9	35,9	35,9	
2012	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2013	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CAPEX			5 248,0	5 278,6	5 281,5	5 281,6	5 300,8	5 334,9	5 452,0	5 487,4	5 487,3	5 474,9	
OPEX	2,9%		154,7	155,6	155,7	155,7	156,2	157,2	160,7	161,7	161,7	161,4	
Total anuidade			5 402,7	5 434,2	5 437,1	5 437,2	5 457,0	5 492,1	5 612,6	5 649,2	5 649,1	5 636,3	
Factor de actualização			0,63	0,68	0,74	0,79	0,86	0,93	1,00	1,08	1,17	1,26	
Total anuidade (valor actualizado)			8 573,4	7 984,6	7 397,1	6 849,3	6 365,0	5 931,5	5 612,6	5 230,7	4 843,2	4 474,3	

Volume de energia		m <sup>3</sup> (n)										
Ano		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
2004	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000
2012	3 279 810 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 279 810 000	3 279 810 000
Volume de energia emitida para a rede de transporte		5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	5 333 220 000	8 613 030 000	8 613 030 000
Volume de energia emitida para a rede de transporte (valor actualizado)		8 463 149 877	7 836 249 886	7 255 786 931	6 718 321 233	6 220 667 808	5 759 877 600	5 333 220 000	4 938 166 667	7 384 284 979	6 837 300 907	

<b>Custo Incremental</b>	0,000948 €/m <sup>3</sup> (n)
(2004-2013)	0,000080 €/kWh

### 3.2.5 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA DO ARMAZENAMENTO DE GNL

Os custos das infra-estruturas de armazenamento de GNL dependem da capacidade máxima dos tanques de GNL, e portanto, do volume máximo armazenado (ou nível máximo de utilização do armazenamento). Importa referir que a disponibilidade do terminal depende da capacidade de armazenamento em cada instante e, portanto, o tempo de permanência do GNL nos tanques de armazenamento pode condicionar a sua utilização.

Quanto ao volume de armazenamento considerou-se, a partir de 2004, um valor médio diário de 133 540 m<sup>3</sup> GNL, tendo por base um volume útil máximo de 248 550 m<sup>3</sup> GNL e um volume útil mínimo de 18 530 m<sup>3</sup> GNL, volumes associados ao normal funcionamento dos tanques até ao accionamento do primeiro nível de alarme. A partir de 2012 considerou-se um valor médio de 213 173 m<sup>3</sup> GNL, considerando que o novo reservatório terá um volume útil máximo de 150 000 m<sup>3</sup> GNL e um volume útil mínimo de 9 265 m<sup>3</sup> GNL.

Com base nos investimentos afectos ao armazenamento de GNL e no período de vida útil dos mesmos, calculam-se as anuidades dos investimentos que se apresentam no Quadro 3-7. De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,1946021 €/m<sup>3</sup> GNL, o que equivale a 0,0000288 €/kWh.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito

Quadro 3-7 - Custo incremental de energia de armazenamento de GNL

Tx. Actualização			8,00%										Mil Euros
Investimentos Específicos - Transferências para exploração			Anuidade investimentos										
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
2004	25	556,2	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	
2004	20	79 373,2	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	8 084,3	
2005	12	9,2	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
2005	10	24,8	0,0	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
2005	5	1,2	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	
2006	12	3,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
2006	10	4,4	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
2007	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2008	20	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
2009	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2010	20	364,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,1	37,1	37,1	37,1	
2011	20	101,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,4	10,4	10,4	
2012	20	126 295,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12 863,5	12 863,5	
2013	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CAPEX			8 136,4	8 141,7	8 142,7	8 142,7	8 143,1	8 143,1	8 179,9	8 190,3	21 053,7	21 053,7	
OPEX	2,9%		239,8	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	241,1	241,4	620,5	620,5	
Total anuidade			8 376,3	8 381,6	8 382,7	8 382,7	8 383,1	8 383,1	8 421,0	8 431,7	21 674,2	21 674,2	
Factor de actualização			0,63	0,68	0,74	0,79	0,86	0,93	1,00	1,08	1,17	1,26	
Total anuidade (valor actualizado)			13 292,1	12 315,4	11 404,6	10 559,8	9 778,1	9 053,8	8 421,0	7 807,1	18 582,2	17 205,7	

Volume diário de armazenamento GNL			m <sup>3</sup> GNL									
Ano			2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2004	133 540		133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540
2012	79 633		0	0	0	0	0	0	0	0	79 633	79 633
Volume diário de armazenamento GNL			133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	133 540	213 173	213 173
Volume diário de armazenamento GNL (valor actualizado)			211 911	196 214	181 680	168 222	155 761	144 223	133 540	123 648	182 761	169 223

**Custo Incremental** 0,1946021 €/m<sup>3</sup> GNL  
(2004-2013) 0,0000288 €/kWh

### 3.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM A ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS

De acordo com as regras em vigor no anterior RT, os custos incrementais/nivelados foram escalados por forma a garantirem os proveitos permitidos, em separado, para cada uma das funções do terminal: recepção, armazenamento e regaseificação. Nestas circunstâncias, os preços aplicados em cada serviço/função correspondem aos custos médios globais de cada função.

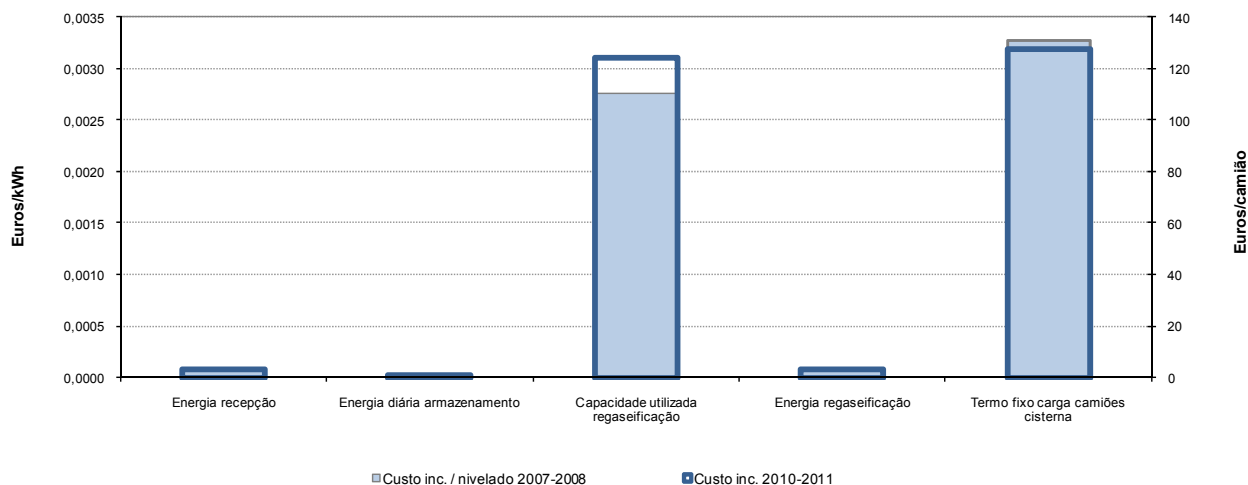
A experiência dos últimos anos evidencia que a metodologia de cálculo da tarifa de Uso do Terminal, anteriormente descrita, propicia elevadas oscilações nos preços por variável de facturação, não fomentando de forma adequada a utilização dos vários serviços disponibilizados pelo terminal. Assim, aquando da última revisão regulamentar, alterou-se a metodologia de cálculo da tarifa de Uso do Terminal estabelecendo-se que os preços sejam calculados escalando os custos incrementais para os proveitos permitidos da actividade (agregado das três funções do terminal) e não por função.

Considerou-se igualmente importante introduzir uma maior flexibilidade na determinação de cada um dos preços da tarifa de Uso do Terminal, tendo em conta o custo de oportunidade de alguns dos serviços, nomeadamente o de armazenamento de GNL. Assim, alterou-se a metodologia de cálculo da tarifa de Uso do Terminal, prevendo-se a aplicação de factores de escala diferenciados a cada um dos custos incrementais.

Estas novas opções metodológicas estão contempladas no RT em vigor.

Na Figura 3-1 apresentam-se os custos incrementais/nivelados para as variáveis de facturação da tarifa de Uso do Terminal, comparando-se os valores de 2007-2008, com os agora calculados para o ano gás 2010-2011.

**Figura 3-1 - Comparação da estrutura de custos incrementais/nivelados 2007-2008 com a de custos incrementais 2010-2011**



	Custo inc. / nivelado 2007-2008	Custo inc. 2010-2011	
Energia Recepção	0,000086	0,000080	€/kWh
Energia diária Armazenamento	0,000026	0,000029	€/kWh
Capacidade utilizada Regaseificação	0,002760	0,003109	€/kWh/dia, por mês
Energia Regaseificação	0,000078	0,000074	€/kWh
Termo fixo carga camiões cisterna	130,88	127,43	€/carregamento

Da análise da Figura 3-1 verifica-se que os custos incrementais de 2010-2011 são superiores aos custos incrementais/nivelados de 2007-2008 nos termos de energia diária de armazenamento, capacidade utilizada na regaseificação e inferiores nas restantes componentes da tarifa de Uso do Terminal.

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no artigo 105.º do RT em vigor, os preços da tarifa de Uso do Terminal resultam da aplicação de factores de escala diferenciados à estrutura de custos incrementais, de forma a obter os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

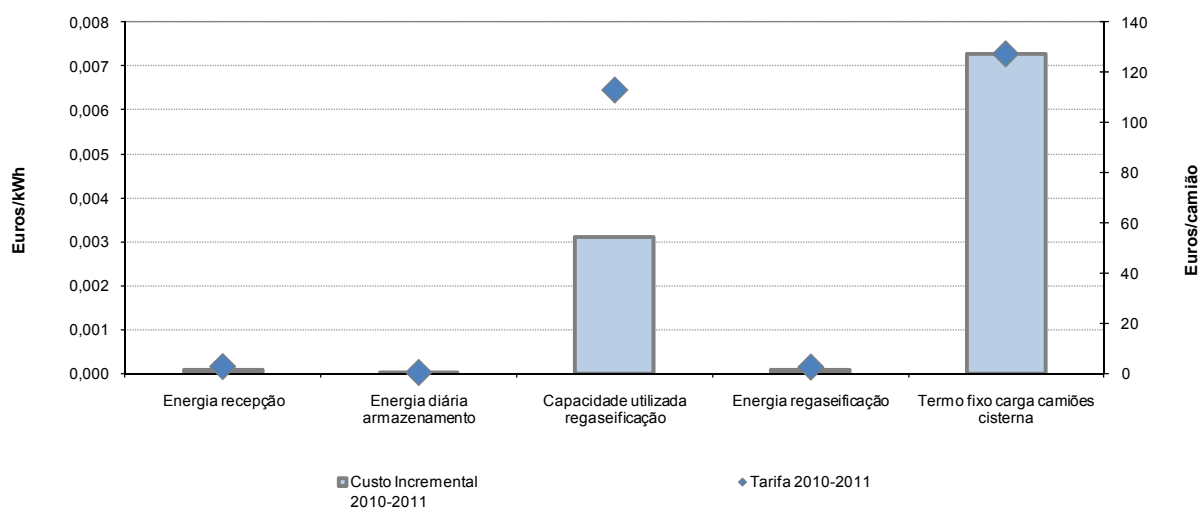
Na Figura 3-2 apresentam-se os custos incrementais e os preços associados a cada uma das variáveis de facturação da tarifa de Uso do Terminal, para o ano gás 2010-2011.

O preço do termo fixo aplicado ao carregamento de camiões cisterna de GNL não foi escalado. O preço de energia do serviço de armazenamento de GNL foi calculado de forma a que o mesmo fosse igual ao preço do armazenamento subterrâneo, incluindo injeção e extracção, adicionado do custo das perdas totais de energia no armazenamento subterrâneo, o que implicou a aplicação de um factor de escala de 1,1 ao custo incremental. 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 factor de

escala de 2,1 aos custos incrementais, por forma a se obterem os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Esta opção é justificada por razão de promoção da eficiência na utilização do terminal. 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, prejudicando a existência de ganhos de escala relacionados com a diluição dos custos de terminal por maiores volumes de procura.

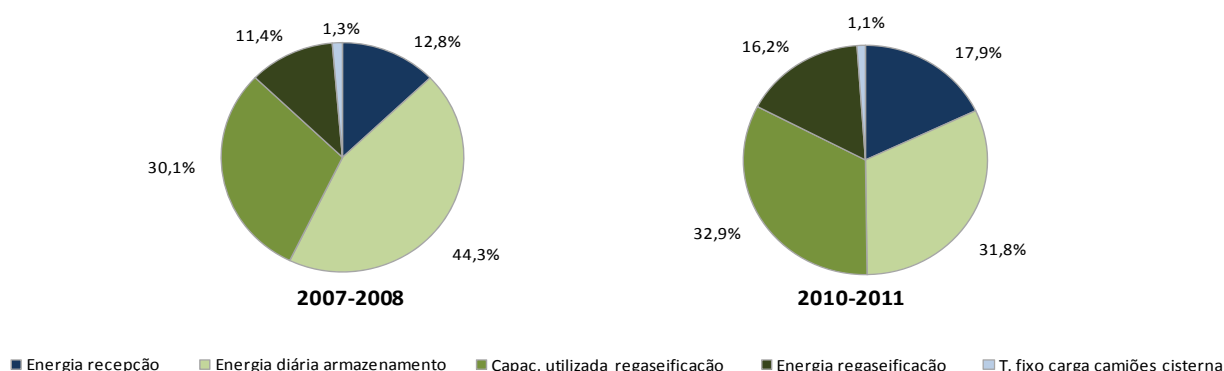
**Figura 3-2 - Comparação da estrutura tarifária com a de custos incrementais 2010-2011**



	Custo Incremental 2010-2011	Tarifa 2010-2011	
Energia Recepção	0,000080	0,000165	€/kWh
Energia diária Armazenamento	0,000029	0,000031	€/kWh
Capacidade utilizada Regaseificação	0,003109	0,006453	€/kWh/dia, por mês
Energia Regaseificação	0,000074	0,000153	€/kWh
Termo fixo carga camiões cisterna	127,43	127,43	€/carregamento

Na Figura 3-3 ilustra-se a estrutura das receitas incrementais escaladas 2007-2008, por termo tarifário, que resultaram de preços calculados em função de custos incrementais escalados separadamente para cada uma das funções do terminal, assim como, a estrutura das receitas incrementais escaladas 2010-2011, por termo tarifário, função de preços calculados de acordo com o estabelecido no artigo 105.º do RT em vigor.

**Figura 3-3 - Estrutura das receitas por variável de facturação da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL**



A actual metodologia de cálculo da tarifa de Uso do Terminal permite desonerar os pagamentos associados quer ao armazenamento de GNL, quer ao carregamento de camiões cisterna, tornando-os aderentes aos custos incrementais associados à prestação destes serviços. Esta situação será, por um lado, vantajosa para os comercializadores entrantes no mercado e por outro lado, 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.



#### 4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, nos termos definidos no artigo 106.º do RT.

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

- Preço de energia injectada, definido em euros por kWh.
- Preço de energia extraída, definido em euros por kWh.
- Preço diário de energia armazenada, definido em euros por kWh.

Para o próximo ano gás preserva-se a estrutura da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

O Quadro 4-1 sumariza os custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo utilizados no cálculo dos preços desta tarifa no primeiro ano gás (2007-2008), assim como a sua evolução até aos valores adoptados para o ano gás 2010-2011.

**Quadro 4-1 - Custos nivelados da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo**

		Ano gás 2007/2008	Ano gás 2008/2009	Ano gás 2009/2010	Ano gás 2010/2011	var. % 2010/2011 - 2010/2009
Energia injectada	€/kWh	0,0001934	0,0001985	0,0002033	0,0002062	1,4%
Energia extraída	€/kWh	0,0001934	0,0001985	0,0002033	0,0002062	1,4%
Energia armazenada	€/kWh/dia	0,000009197	0,000009440	0,000009672	0,0000098	1,4%

A variação incorpora a média do deflactor do PIB para 2010, de 0,8%, e para 2011, de 2,0%<sup>5</sup>.

Os custos nivelados das variáveis energia injectada, energia extraída e energia armazenada foram determinados com base nos valores dos activos associados às cavernas, às instalações de superfície e às unidades de lixiviação, bem como nos custos de operação e manutenção associados.

Uma descrição mais detalhada da metodologia e do cálculo destes custos nivelados é apresentada no documento “Determinação da estrutura tarifária - Tarifas de acesso às infra-estruturas da RNTIAT 2007-2008” de Maio de 2007.

<sup>5</sup> Programa de Estabilidade e Crescimento 2010-2013 – 15 de Março de 2010, do Ministério das Finanças e da Administração Pública.



## 5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

### 5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário em vigor<sup>6</sup>, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas aos pontos de entrada e saída deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes que lhe estão associados.

A revisão regulamentar ocorrida recentemente definiu a implementação de uma tarifa de Uso da Rede de Transporte com preços diferenciados de entrada e de saída, por oposição ao modelo em vigor até então do tipo “selo postal”, aplicável exclusivamente às saídas.

A aplicação de um modelo de tarifas do tipo entrada/saída assegura uma alocação mais eficiente dos custos pelos diferentes utilizadores do sistema. Este modelo incentiva uma utilização racional da capacidade que nos pontos de entrada, quer nos pontos de saída, contribuindo para a resolução antecipada de eventuais congestionamentos comerciais.

A adopção deste modelo permite que o sistema português fique desde já alinhado com as disposições da Directiva n.º 73/2009 e do Regulamento n.º 715/2009 da Comissão Europeia, promovendo, por um lado, uma alocação eficiente dos custos da rede de transporte e, por outro lado, contribuindo para o aprofundamento do mercado de gás natural na medida em que se facilitam as trocas de gás natural entre comercializadores dentro do sistema.

Apesar de a metodologia adoptada prever preços diferenciados por ponto de entrada e por ponto de saída, considera-se ser de introduzir 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. 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.

Conforme decorre do Artigo 107.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte é composta pelos seguintes termos tarifários:

- Capacidade utilizada a facturar por ponto de entrada, aplicável à máxima energia diária nomeada para cada ponto de entrada na rede de transporte nos 12 meses anteriores, definida em euros por kWh/dia, por mês.

---

<sup>6</sup> Despacho n.º 4878/2010. D.R. n.º 54, Série II, de 18 de Março.

- Capacidade utilizada a facturar por ponto de saída, aplicável à máxima energia diária nomeada para cada ponto de saída na rede de transporte nos 12 meses anteriores, definida em euros por kWh/dia, por mês.
- Energia em período de vazio por ponto de saída, definida em euros por kWh.
- Energia em período de fora de vazio por ponto de saída, definida em euros por kWh.

As tarifas de entrada aplicam-se às interligações internacionais, ao terminal de recepção, 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 propriedade de clientes.

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

**Quadro 5-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte e sua justificação**

Variáveis de facturação	Descrição	Racional e custos a reflectir
Capacidade utilizada nos pontos de entrada	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, nomeado no ponto de entrada da rede de transporte, em kWh/dia. Este valor máximo diário é pago durante os doze meses seguintes.	O caudal máximo contratado à entrada da rede condiciona os investimentos nos troços centrais e de montante dos gasodutos, cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade injectada pelos utilizadores/comercializadores.
Capacidade utilizada nos pontos de saída	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh/dia. 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 em períodos de fora de vazio nos pontos de saída	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh, em períodos de fora de vazio. Os períodos de fora de vazio correspondem às alturas de maior procura.	O caudal em períodos de fora de vazio condiciona parcialmente os investimentos nos troços centrais dos gasodutos, partilhadas por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indirectamente influenciado pela capacidade média solicitada em períodos de fora de vazio das redes. A expansão da capacidade da rede de transporte é parcialmente justificada pela energia a transportar em períodos de fora de vazio, evitando-se congestionamentos nesses períodos.
Energia em períodos de vazio, nos pontos de saída	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh, em períodos de vazio. O período de vazio corresponde aos períodos de menor procura.	Esta variável deve reflectir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

## 5.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Conforme decorre do Artigo 107.º do Regulamento Tarifário, para aferir a estrutura tarifária da tarifa de Uso da Rede de Transporte é necessário proceder ao cálculo dos custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de entrada e nos pontos de saída e dos custos incrementais de energia nos períodos de vazio e fora de vazio nos pontos de saída. Ao custo incremental de capacidade nos pontos de entrada é aplicado um factor de escalamento que é distinto do factor de escalamento comum aplicável a todas as variáveis tarifárias relacionadas com os pontos de saída de modo a obter os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Gás Natural.

### 5.2.1 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE UTILIZADA NOS PONTOS DE ENTRADA

Para o cálculo dos custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de entrada foi aplicada uma metodologia de alocação otimizada de custos<sup>7</sup> que passa primeiramente por conceber um modelo de rede simplificado, pela caracterização das capacidades máximas das infra-estruturas, pela aferição detalhada dos investimentos, culminando no cálculo dos custos unitários. As várias etapas referidas são descritas seguidamente.

#### MODELO SIMPLIFICADO DA REDE DE TRANSPORTE

Conforme ilustrado na Figura 5-1 foi realizada uma esquematização simplificada da rede de transporte, onde se evidenciam os pontos de entrada e de saída da rede, os vários segmentos de rede e respectivos comprimentos à data de Janeiro de 2010.

São considerados quatro pontos de entrada – Valença do Minho (O), Armazenamento Subterrâneo (L), Campo Maior (G) e Terminal de Sines (A) correspondendo os segmentos [OP], [LM], [GH] e [AB] às entradas primárias do sistema.

São consideradas oito zonas de saída correspondentes às entregas em:

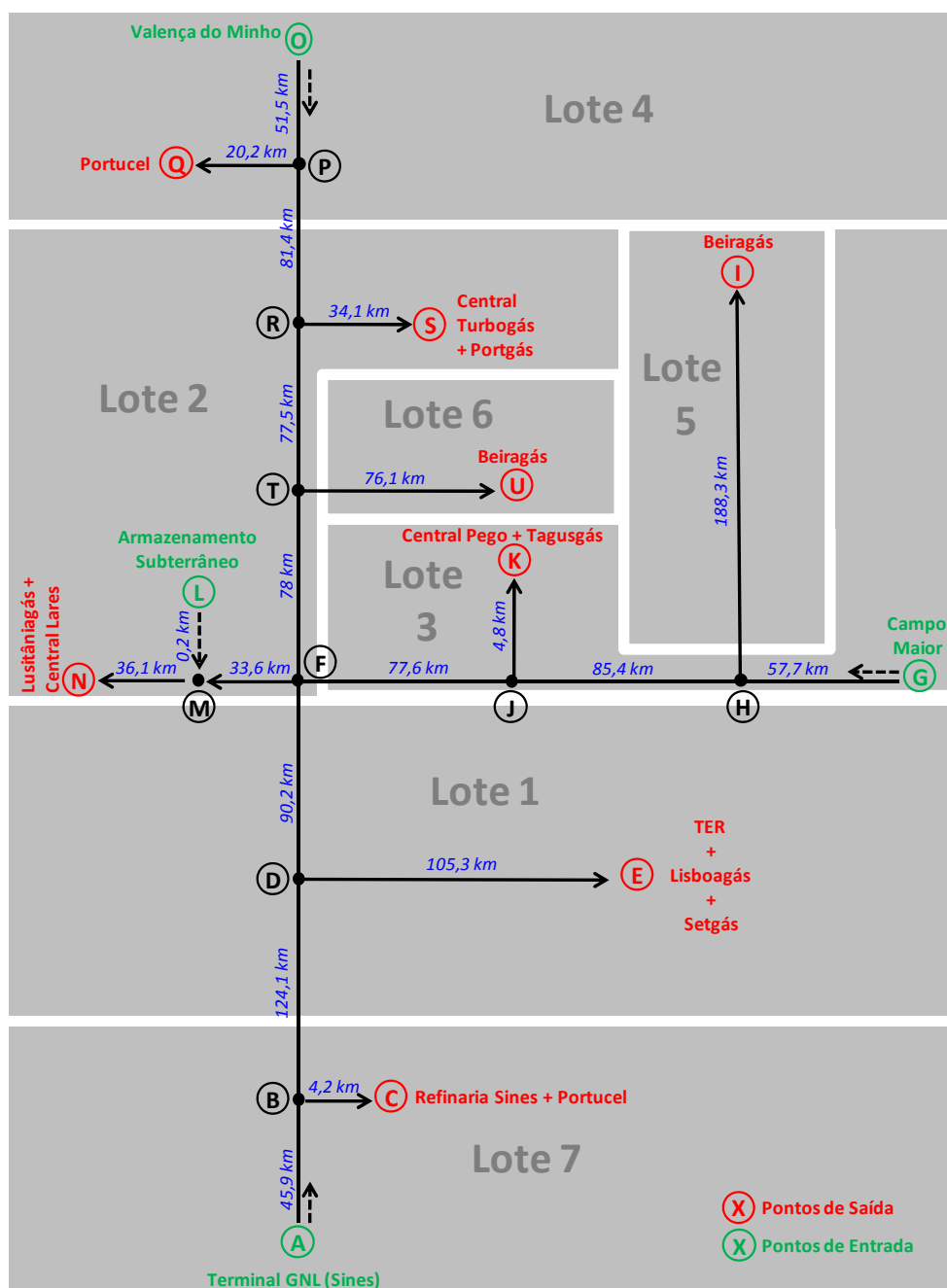
- Zona de saída C: Refinaria de Sines, Cogeração GALP, Portucel (Setubal), Repsol, Advansa.
- Zona de saída E: TER, Carregado, Lisboagás, Setgás, Cogeração do Barreiro.
- Zona de saída I: Beiragás (Guarda).
- Zona de saída K: Pego, Tagusgás.
- Zona de saída N: Central de Lares, Lusitaniagás, Soporgen e Renoeste (Cogeração), Leirosa.

---

<sup>7</sup> *Entry-Exit Transmission Pricing with notional hubs. Can it deliver a pan-european wholesale market in gas? Paul Hunt, February 2008*

- Zona de saída Q: Portucel.
- Zona de saída S: Turbogás, Portgás, Refinaria Petrogal, Air Liquide.
- Zona de saída U: Beiragás (Mangualde).

Figura 5-1 - Modelo simplificado da rede de transporte de Gás Natural



À data de Janeiro de 2010, a rede de transporte tem uma extensão de cerca de 1270 km, sendo o lote 2 o mais extenso com cerca de 318 km e o mais curto o lote 6 com cerca de 76 km.

### CAPACIDADE DAS INFRA-ESTRUTURAS

O Quadro 5-2 apresenta uma caracterização da capacidade máxima associada aos fluxos que transitam na rede num horizonte de médio prazo.

**Quadro 5-2 - Capacidade máxima no médio prazo**

Entradas		Capacidade gás natural MWh/dia
<b>A</b>	Sines	192 780
<b>G</b>	Campo Maior	122 000
<b>L</b>	Carriço	6 762
<b>O</b>	Valença do Minho	23 000
TOTAL		344 542

Saídas		Capacidade gás natural MWh/dia
<b>C</b>	Refinaria+Cogeração GALP em Sines+Portucel (Setubal)+Repsol+Advansa	26 785
<b>E</b>	TER+Carregado+Lisboagas+Setgas+Cog Barreiro	99 424
<b>I</b>	Beiragas (Guarda)	2 178
<b>K</b>	Pego+Tagusgas	41 522
<b>N</b>	Lares+Lusitaniagas+Soporgen+Carriço(ind)+Leirosa	89 891
<b>Q</b>	Portucel	2 390
<b>S</b>	Turbogas+Portgas+Refinaria Petrogal+Air Liquide	80 174
<b>U</b>	Beiragas (Mangualde)	2 178
TOTAL		344 542

Estas capacidades repartem-se pelos vários troços de rede, resultando na matriz apresentada no quadro seguinte. A matriz, apresenta assim, a capacidade utilizada em cada troço de rede bem como a contribuição associada a cada ponto de entrada.

**Quadro 5-3 - Capacidade máxima, por troço de rede**

Lotes	Troços	Capacidades (MWh/dia)				Fluxos por troço (MWh/dia)
		Fluxo de gás de A	Fluxo de gás de G	Fluxo de gás de L	Fluxo de gás de O	
7	AB	192 780	-	-	-	192 780
7	BC	26 785	-	-	-	26 785
7+1	BD	165 995	-	-	-	165 995
1	DE	99 424	-	-	-	99 424
1	DF	66 571	-	-	-	66 571
3	GH	-	122 000	-	-	122 000
5	HI	-	2 178	-	-	2 178
3	HJ	-	119 822	-	-	119 822
3	JK	-	41 522	-	-	41 522
3	JF	-	78 300	-	-	78 300
2	FM	38 199	44 930	-	-	83 129
2	LM	-	-	6 762	-	6 762
2	MN	38 199	44 930	6 762	-	89 891
2	FT	28 372	33 370	-	-	61 742
6	TU	1 001	1 177	-	-	2 178
2	TR	27 371	32 193	-	-	59 564
4	OP	-	-	-	23 000	23 000
4	PQ	-	-	-	2 390	2 390
2+4	PR	-	-	-	20 610	20 610
2	RS	27 371	32 193	-	20 610	80 174

**INVESTIMENTOS**

Na caracterização dos investimentos são consideradas três tipologias essenciais: linhas, ramais e GRMS. Se as GRMS estão inequivocamente relacionadas com as saídas das redes, as linhas e ramais estão associados às entradas e saídas.

No quadro seguinte constam os investimentos em linhas e ramais, por lote, entrados em exploração desde 1997 a 2009, bem como aqueles que se estima que entrem em exploração em 2010 e 2011.

Presumivelmente, quanto maiores forem as restrições de capacidade entre determinada entrada e saída, maior será o investimento necessário. Os investimentos apresentados satisfazem a procura indicada no Quadro 5-2.



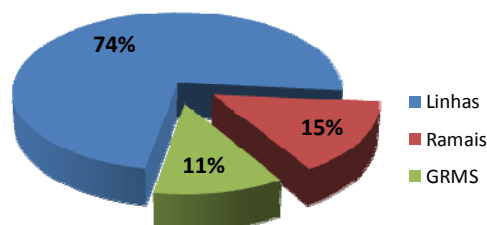
**Quadro 5-4 - Investimentos em Linhas e Ramais**

Capex mil €	Lote 1	Lote 2	Lote 3	Lote 4	Lote 5	Lote 6	Lote 7
1997	205 123	214 607	116 767	22 491	0	931	
1998	7 251	5 592	4 326	21 086	0	574	
1999	322	592	247	5 639	3 210		
2000	386	6 975	38	291		10	226
2001	157	345	44	337	2 019	103	
2002	2 101	468	24	131	282	1 385	
2003	246	691		202	2 548	27 487	47 515
2004	351	873	82	5 362	87	130	818
2005	286	514	730	1 693	81	107	442
2006	212	386	217	295	98	357	207
2007	95						
2008	25	1 935			24	29	1 203
2009	3 475	21 890	1 052	71	16	122	4 433
2010	8 909	7 385	1 652	190	117	103	463
2011	12 465	3 544			29	286	1 698
<b>Total</b>	<b>241 403</b>	<b>265 798</b>	<b>125 178</b>	<b>57 787</b>	<b>8 511</b>	<b>31 624</b>	<b>57 005</b>

Considerando uma vida útil média dos activos de 43 anos, uma taxa de desconto de 8% e um valor de custo operacional adicional devido ao acréscimo de investimento de 2,3%<sup>8</sup>, obtém-se uma anuidade do investimento e dos custos operacionais, em 2011, conforme a que consta no quadro seguinte.

**Quadro 5-5 - Anuidade do investimento em 2011**

mil €	Linhas	Ramais	TOTAL
Lote 1	14 491	4 485	18 975
Lote 2	16 528	4 364	20 892
Lote 3	9 660	177	9 838
Lote 4	3 994	548	4 542
Lote 5	566	103	669
Lote 6	2 367	118	2 485
Lote 7	3 896	584	4 480
<b>TOTAL</b>	<b>51 502</b>	<b>10 380</b>	<b>61 882</b>



A anuidade das linhas representa cerca de 74% do investimento e a dos ramais 15%. Os restantes 11% correspondem ao investimento em troços periféricos de rede associado às GRMS.

#### CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS

Alocando as anuidades proporcionalmente ao comprimento de cada troço de rede, resultam as anuidades, por troço, constantes na coluna (1) do Quadro 5-6.

<sup>8</sup> 2,3% resulta do rácio de custos operacionais e do imobilizado bruto de 2008.



**Quadro 5-7 - Custos unitários da rede de transporte associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/kWh/dia)**

Entradas sistema		[AB]	[GH]	[LM]	[OP]
		0,011671	0,020647	0,001945	0,107318

		Entradas secundárias sistema			
		B	H	M	P
Saídas sistema	C	0,00763			
	E	0,11840			
	I		0,30719		
	K		0,03613		
	N	0,19156	0,12723	0,02638	
	U	1,36300	1,29867		
	Q				0,40610
	S	0,33517	0,27083		0,26775

Os custos unitários apresentados no quadro anterior associados a cada saída dependem do ponto de entrada e os custos unitários associados a cada ponto de entrada dependem da zona de saída. Assim, os custos unitários apresentados dependem do percurso contratual. A aplicação de tarifas deste tipo asseguraria uma afectação adequada de custos. Contudo, limitaria o aprofundamento do mercado na medida em que são condicionadas as transacções entre comercializadores nos vários percursos contratuais. Esta situação é ultrapassada com a aplicação de tarifas entrada/saída independentes do percurso contratual, cujos preços à entrada não dependem do ponto de saída e cujos preços à saída não dependem do ponto de entrada.

O cálculo do custo incremental em cada ponto de entrada e em cada zona de saída, independentemente do percurso contratual, pode ser efectuado através de um problema de optimização, por forma, a que a soma dos dois, para qualquer um dos percursos possíveis, seja o mais aproximada possível do custo incremental de longo prazo para esse percurso.

No Quadro 5-8 apresenta-se a solução do problema de optimização, que consiste na minimização da soma do quadrado das referidas diferenças entre os custos unitários nas duas situações referidas. A matriz de tarifas para cada coordenada de entrada/saída do sistema resulta simplesmente da soma da média de cada linha do Quadro 5-7 afectado de ( $\alpha=78\%$ ) e da média de cada coluna do Quadro 5-7 afectada de ( $1-\alpha$ ), resultando na seguinte matriz.

**Quadro 5-8 - Custos unitários da rede de transporte associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/kWh/dia) (valores não ajustados)**

Entradas sistema		[AB]	[GH]	[LM]	[OP]	
		0,011671	0,020647	0,001945	0,107318	
		<b>Entradas secundárias sistema</b>				
C.Inc. entradas		<b>0,055018</b>	<b>0,055681</b>	<b>0,00072</b>	<b>0,018392</b>	
		B	H	M	P	
<b>Saídas sistema</b>	C.Inc. saídas					
	<b>0,00149</b>	C	0,05651	0,05717	0,00221	0,01988
	<b>0,02314</b>	E	0,07815	0,07882	0,02386	0,04153
	<b>0,06003</b>	I	0,11505	0,11571	0,06075	0,07842
	<b>0,00706</b>	K	0,06208	0,06274	0,00778	0,02545
	<b>0,06745</b>	N	0,12247	0,12313	0,06817	0,08584
	<b>0,52012</b>	U	0,57514	0,57581	0,52084	0,53852
	<b>0,07936</b>	Q	0,13437	0,13504	0,08008	0,09775
<b>0,17074</b>	S	0,22576	0,22642	0,17146	0,18913	

A coluna a negrito (Custo incremental das saídas) resulta do produto da média de cada linha do Quadro 5-7 pelo  $\alpha$  referido. A linha a negrito (Custo incremental das entradas) resulta do produto da média de cada coluna do Quadro 5-7 por  $(1-\alpha)$ . As coordenadas da matriz traduzem os custos incrementais associados a cada entrada e cada saída determinados pela soma dos custos incrementais de cada entrada e cada saída assinalados a negrito.

Dado que estes custos unitários não permitem obter o mesmo conjunto de receitas recuperadas com os custos incrementais do Quadro 5-7 é realizado um ajustamento multiplicativo obtendo-se os custos unitários apresentados no Quadro 5-9.

**Quadro 5-9 - Custos unitários da rede de Transporte associados a linhas e ramais, por ponto de entrada e zona de saída, €/(kWh/dia) (valores ajustados)**

Entradas sistema		[AB]	[GH]	[LM]	[OP]
		0,011671	0,020647	0,001945	0,107318

		Entradas secundárias sistema				
		B	H	M	P	
C.Inc. saídas	C.Inc. entradas	<b>0,072138</b>	<b>0,073008</b>	<b>0,000944</b>	<b>0,024115</b>	
Saídas sistema	<b>0,00196</b>	C	0,07409	0,07496	0,00290	0,02607
	<b>0,03034</b>	E	0,10247	0,10334	0,03128	0,05445
	<b>0,07871</b>	I	0,15085	0,15172	0,07965	0,10282
	<b>0,00926</b>	K	0,08140	0,08227	0,01020	0,03337
	<b>0,08844</b>	N	0,16058	0,16145	0,08938	0,11256
	<b>0,68198</b>	U	0,75412	0,75499	0,68292	0,70609
	<b>0,10405</b>	Q	0,17619	0,17706	0,10500	0,12817
	<b>0,22387</b>	S	0,29601	0,29688	0,22482	0,24799

Integrando os custos unitários das entradas primárias e secundárias do sistema obtém-se por fim a matriz de custos unitários de entrada/saída do sistema de transporte.

**Quadro 5-10 - Custos unitários finais dos troços do gasoduto, por pontos de entrada e zona de saída, €/(kWh/dia)**

		Entradas Sistema				
		0,08381	0,093655	0,002889	0,131433	
C.Inc. saídas	C.Inc. entradas	A	G	L	O	
	Saídas sistema	0,00196	C	0,08576	0,09561	0,00484
0,03034		E	0,11415	0,12399	0,03323	0,16177
0,07871		I	0,16252	0,17236	0,08160	0,21014
0,00926		K	0,09307	0,10291	0,01215	0,14069
0,08844		N	0,17225	0,18210	0,09133	0,21987
0,68198		U	0,76579	0,77563	0,68487	0,81341
0,10405		Q	0,18786	0,19771	0,10694	0,23548
0,22387		S	0,30768	0,31753	0,22676	0,35531

Apesar de o Regulamento Tarifário prever a definição de custos incrementais por ponto de entrada, considera-se que essa diferenciação deve ser introduzida com gradualidade. Assim, numa fase inicial, nos pontos de entrada apenas será diferenciado o preço no Armazenamento Subterrâneo (L).

Neste sentido, considerou-se como custo incremental de capacidade, nos pontos de entrada, A (Terminal de GNL), G (Campo Maior) e O (Valença do Minho), a média dos valores obtidos para estes três pontos de entrada. Em contrapartida, para o Armazenamento Subterrâneo considerou-se o valor obtido neste ponto de entrada. No Quadro 5-1 apresentam-se os custos incrementais adoptados nas entradas do sistema, sendo os mesmos convertidos em valores mensais.

**Quadro 5-11 - Custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de entrada da rede de transporte**

Capacidade utilizada, pontos de entrada	Custos incrementais €/(kWh/dia)/mês)
Terminal de GNL	0,008580
Campo Maior	0,008580
Valença do Minho	0,008580
Armazenamento Suterrâneo	0,000241

## 5.2.2 CUSTO INCREMENTAL DE CAPACIDADE UTILIZADA NOS PONTOS DE SAÍDA

O equipamento da RNTGN pode ser decomposto entre troços comuns e troços periféricos, sendo que os primeiros incluem a rede de linhas principais em AP e os segundos incluem as estações de regulação de pressão e de medida do gás (GRMS) e os ramais em AP.

A capacidade utilizada nas várias saídas, definida como o caudal diário máximo nos últimos doze meses, é uma variável determinante no dimensionamento dos troços periféricos da rede cuja utilização é partilhada por um pequeno número de clientes.

Os custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de saída são calculados através do rácio entre o valor actualizado do acréscimo de encargos resultantes dos investimentos e dos respectivos custos de operação e manutenção em troços de rede periféricos (GRMS e ramais), durante o período de vida útil desses investimentos, e o valor actualizado do acréscimo de capacidade utilizada nas saídas da rede no mesmo período.

No cálculo do custo incremental de capacidade utilizada nos pontos de saída consideraram-se os valores de imobilizado bruto entrado em exploração entre os anos de 1997 e 2009, os estimados para 2010 e os previstos para 2011 a 2013, todos relativos a GRMS e ramais.

Considerando uma vida útil média dos activos relativos a troços periféricos de 32 anos, uma taxa de desconto de 8% e um valor de OPEX de 2,3%<sup>9</sup> do valor do imobilizado bruto, obtém-se uma anuidade do CAPEX+OPEX, conforme a que consta no Quadro 5-12. O quociente destas anuidades pelo valor actualizado da capacidade utilizada resulta no custo incremental da capacidade utilizada nos pontos de saída.

Naturalmente que nas saídas internacionais e no terminal de GNL não se aplica este valor de capacidade utilizada na saída, na medida em não condicionam os investimentos nos troços de rede periféricos (GRMS e ramais). Assim, este custo incremental aplica-se exclusivamente nas entregas a clientes e às redes de distribuição.

Por forma a preservar-se a estrutura de receitas entre capacidade utilizada e energia (90/10) definida no anterior período de regulação, considera-se que 75% dos investimentos em linhas afectos às saídas são recuperados através da variável de capacidade utilizada, nos pontos de saída.

No Quadro 5-13 apresenta-se cálculo do custo incremental de capacidade utilizada associada aos troços comuns, nos pontos de saída. Este custo incremental é aplicado nas entregas a clientes e às redes de distribuição, assim como às entregas internacionais em Campo Maior e Valença.

---

<sup>9</sup> 2,3% resulta do rácio de custos operacionais e do imobilizado bruto de 2008.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

**Quadro 5-12 - Custo incremental de capacidade utilizada associado aos troços periféricos e aplicável aos pontos de saída para entregas a clientes e redes de distribuição**

Capex mil €	GRMS	Ramais AP	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1997	44 974	69 616	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026	10 026
1998	5 513	2 746		723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723	723
1999	1 730	439			190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
2000	4 406	6 865				986	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986
2001	1 352	302					145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
2002	3 423	1 030						390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
2003	4 171	2 370							572	572	572	572	572	572	572	572	572	572	572
2004	3 862	5 635								831	831	831	831	831	831	831	831	831	831
2005	2 545	1 604									363	363	363	363	363	363	363	363	363
2006	971	470										126	126	126	126	126	126	126	126
2007	1 125	0											98	98	98	98	98	98	98
2008	12 104	3 113												1 332	1 332	1 332	1 332	1 332	1 332
2009	4 031	29 283													2 915	2 915	2 915	2 915	2 915
2010	10 515	6 751														1 511	1 511	1 511	1 511
2011	2 111	1 747															338	338	338
2012	0	1 966																172	172
2013	72	0																	6
CAPEX			10 026	10 749	10 939	11 925	12 070	12 460	13 032	13 863	14 226	14 352	14 450	15 782	18 697	20 208	20 545	20 717	20 724
OPEX	2,3%		231	248	252	275	278	287	300	319	328	331	333	363	431	465	473	477	477
Total anuidade			10 257	10 997	11 191	12 200	12 348	12 746	13 332	14 182	14 554	14 683	14 783	16 145	19 127	20 673	21 018	21 194	21 201
Total anuidade actualizada			27 896	27 692	26 093	26 338	24 683	23 593	22 849	22 505	21 384	19 975	18 623	18 832	20 658	20 673	19 462	18 171	16 830
<b>Capacidade utilizada (m3/dia)</b>			<b>436 083</b>	<b>3 000 571</b>	<b>9 809 121</b>	<b>9 958 147</b>	<b>11 144 286</b>	<b>12 573 159</b>	<b>14 478 203</b>	<b>16 321 142</b>	<b>18 673 664</b>	<b>15 469 386</b>	<b>15 954 916</b>	<b>16 065 690</b>	<b>17 038 366</b>	<b>20 534 528</b>	<b>21 505 172</b>	<b>23 144 483</b>	<b>24 373 966</b>
<b>Acréscimo anual de capacidade</b>																			
1997			436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083	436 083
1998				2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488	2 564 488
1999					6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551	6 808 551
2000						149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026	149 026
2001							1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139	1 186 139
2002								1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873	1 428 873
2003									1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044	1 905 044
2004										1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939	1 842 939
2005											2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522
2006												2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522	2 352 522
2007													-3 204 278	-3 204 278	-3 204 278	-3 204 278	-3 204 278	-3 204 278	-3 204 278
2008														485 529	485 529	485 529	485 529	485 529	485 529
2009															110 774	110 774	110 774	110 774	110 774
2010																972 676	972 676	972 676	972 676
2011																	3 496 161	3 496 161	3 496 161
2012																		970 645	970 645
2013																			1 639 311
Valor actualizado da capacidade utilizada			1 185 983	7 555 948	22 871 330	21 498 893	22 277 479	23 272 040	24 813 096	25 899 601	27 437 739	21 045 929	20 098 599	18 739 021	18 401 436	20 534 528	19 912 196	19 842 664	19 348 840
Cinc CU troços periféricos anual (€/m3/dia)		1,124043																	
Cinc CU troços periféricos anual (€/kWh/dia)		0,094457																	
Cinc CU troços periféricos mensal (€/kWh/dia/mês)		0,007871																	



DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

**Quadro 5-13 - Custo incremental de capacidade utilizada associada aos troços comuns e aplicável aos pontos de saída**

Capex mil €	75% das Linhas_saidas	1 997	1 998	1 999	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013
1997	149 062	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367	12 367
1998	10 970		910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910
1999	2 910			241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241	241
2000	322				27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
2001	822					68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
2002	1 022						85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
2003	23 202							1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925
2004	628								52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
2005	684									57	57	57	57	57	57	57	57	57
2006	395										33	33	33	33	33	33	33	33
2007	29											2	2	2	2	2	2	2
2008	31												3	3	3	3	3	3
2009	544													45	45	45	45	45
2010	4 762														395	395	395	395
2011	12 086															1 003	1 003	1 003
2012	11 333																940	940
2013	18 464																	1 532
Total anuidade actualizada		34 408	34 204	32 246	29 917	27 840	25 939	27 392	25 448	23 648	21 942	20 320	18 818	17 474	16 584	16 305	15 922	15 987
<b>Capacidade utilizada (m3/dia)</b>		<b>436 083</b>	<b>3 000 571</b>	<b>9 809 121</b>	<b>9 958 147</b>	<b>11 144 286</b>	<b>12 573 159</b>	<b>14 478 203</b>	<b>16 321 142</b>	<b>18 673 664</b>	<b>15 469 386</b>	<b>15 954 916</b>	<b>16 065 690</b>	<b>17 038 366</b>	<b>20 534 528</b>	<b>21 505 172</b>	<b>23 144 483</b>	<b>24 373 966</b>
<b>Acréscimo anual de capacidade</b>		<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>	<b>436 083</b>
1997		436 083																
1998			2 564 488															
1999				6 808 551														
2000					149 026													
2001						1 186 139												
2002							1 428 873											
2003								1 905 044										
2004									1 842 939									
2005										2 352 522								
2006											-3 204 278							
2007												485 529						
2008													110 774					
2009														972 676				
2010															3 496 161			
2011																970 645		
2012																	1 639 311	
2013																		1 229 483
Valor actualizado da capacidade utilizada		1 185 983	7 555 948	22 871 330	21 498 893	22 277 479	23 272 040	24 813 096	25 899 601	27 437 739	21 045 929	20 098 599	18 739 021	18 401 436	20 534 528	19 912 196	19 842 664	19 348 840
Cinc CU troços comuns anual (€/m3/dia)		1,208099																
Cinc troços comuns CU anual (€/kWh/dia)		0,101521																
Cinc CU troços comuns mensal (€/kWh/dia/mês)		0,008460																

Em suma, o custo incremental de capacidade utilizada nos pontos de saída para entregas a clientes e às redes de distribuição resulta do somatório dos custos incrementais apresentados no Quadro 5-12 e no Quadro 5-13. O custo incremental de capacidade utilizada nos pontos de saída para entregas internacionais é igual ao custo incremental determinado no Quadro 5-13. Para o terminal de GNL considera-se um valor nulo de custo incremental, uma vez que os seus trânsitos são em contrafluxo. Por fim, no Quadro 5-14 sintetizam-se os custos incrementais nos pontos de saída da rede de transporte.

**Quadro 5-14 - Custos incrementais de capacidade utilizada nos pontos de saída da rede de transporte**

Capacidade utilizada, pontos de saída	Custos incrementais €/((kWh/dia)/mês)
Clientes AP + Distribuidoras	0,016332
Interligações	0,008460
Terminal de GNL	0,000000

**5.2.3 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA EM PERÍODOS DE VAZIO APLICÁVEL AOS PONTOS DE SAÍDA**

O custo incremental de energia em períodos de vazio, associado aos troços comuns de AP nos pontos de saída, é dado pelo rácio entre os encargos de exploração resultantes dos investimentos em troços comuns e a energia transportada. Considerou-se que os referidos encargos de exploração associados ao volume de energia transportada representam cerca de 2,3% da anuidade do investimento em troços comuns dos gasodutos.

No cálculo das anuidades das linhas de AP consideraram-se os valores de imobilizado bruto das linhas entrado em exploração entre os anos de 1997 e 2009, os valores estimados para 2010 e os previstos para o período de 2011 a 2013. No cálculo deste custo incremental, baseado em encargos de exploração associados aos investimentos em troços comuns, deve ter-se em conta que uma parte destes investimentos estão reflectidos no custo incremental de capacidade utilizada à entrada, pelo que é necessário determinar a percentagem de investimentos em linhas que estão afectas às saídas e que decorre da aplicação do modelo de rede referido anteriormente, segundo o qual, aproximadamente 60% do investimento em linhas está afecto às entradas na rede e, aproximadamente, 40% às saídas.

No Quadro 5-15 apresenta-se o cálculo do custo incremental da variável de energia em períodos de vazio associado aos troços comuns de AP.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

**Quadro 5-15 - Custo incremental de energia em períodos de vazio associado aos troços comuns de AP e aplicável aos pontos de saída**

mil €	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
OPEX	2,3%	380	408	415	416	418	421	480	481	483	484	484	486	498	529	557	604	
Total anuidade actualizada		1 033	1 027	968	898	836	779	822	764	710	659	610	565	524	498	489	478	480
<b>Energia (m3)</b>		<b>94 640 000</b>	<b>651 192 000</b>	<b>2 128 802 000</b>	<b>2 161 144 000</b>	<b>2 411 777 000</b>	<b>2 932 677 000</b>	<b>2 836 433 000</b>	<b>3 540 065 000</b>	<b>4 022 113 000</b>	<b>3 831 864 303</b>	<b>4 060 243 860</b>	<b>4 481 600 335</b>	<b>4 250 217 200</b>	<b>4 760 000 000</b>	<b>4 985 000 000</b>	<b>5 365 000 000</b>	<b>5 650 000 000</b>
<b>Acréscimo anual de procura</b>																		
1997	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000	94 640 000
1998		556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000	556 552 000
1999			1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000	1 477 610 000
2000				32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000	32 342 000
2001					250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000	250 633 000
2002						520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000	520 900 000
2003							-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000	-96 244 000
2004								703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000	703 632 000
2005									482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000	482 048 000
2006										-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697	-190 248 697
2007											228 379 557	228 379 557	228 379 557	228 379 557	228 379 557	228 379 557	228 379 557	228 379 557
2008												421 356 475	421 356 475	421 356 475	421 356 475	421 356 475	421 356 475	421 356 475
2009													-231 383 135	-231 383 135	-231 383 135	-231 383 135	-231 383 135	-231 383 135
2010														509 782 800	509 782 800	509 782 800	509 782 800	509 782 800
2011															225 000 000	225 000 000	225 000 000	225 000 000
2012																380 000 000	380 000 000	380 000 000
2013																	285 000 000	285 000 000
Valor actualizado da energia		257 385 189	1 639 812 235	4 963 597 760	4 665 747 804	4 821 153 383	5 428 180 456	4 861 147 712	5 617 638 250	5 909 803 559	5 213 209 080	5 114 737 913	5 227 338 631	4 590 234 576	4 760 000 000	4 615 740 741	4 599 622 771	4 485 152 162
Cinc Wv troços comuns (€/m3)		0,00015811																
Cinc Wv troços comuns (€/kWh)		0,00001329																

#### 5.2.4 CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA EM PERÍODOS DE FORA DE VAZIO APLICÁVEL AOS PONTOS DE SAÍDA

Os custos incrementais de energia em períodos de fora de vazio associados aos troços comuns de AP são calculados através da divisão do valor actualizado do acréscimo de encargos resultantes de parte dos investimentos em troços de rede de uso comum, durante o período de vida útil desses investimentos, pelo valor actualizado do acréscimo de procura em períodos de fora de vazio no mesmo período.

Considera-se pois que a procura em períodos de fora de vazio condiciona parcialmente o dimensionamento dos troços de rede comuns, isto é, as linhas, num valor de 25% dos investimentos, valor determinado por forma a preservar-se a estrutura de receitas entre capacidade utilizada e energia (90/10) definida no anterior período de regulação e em linha com o praticado noutros países conforme foi na altura devidamente justificado.

No cálculo do custo incremental de energia em períodos de fora de vazio, consideraram-se os valores de imobilizado bruto das linhas entrado em exploração entre os anos de 1997 e 2009, os valores estimados para 2010 e os previstos para o período de 2011 a 2013. A determinação da percentagem de investimentos em linhas que estão afectas às saídas decorre da aplicação do modelo de rede referido anteriormente onde, segundo o qual, 60% do investimento em linhas está afecto às entradas na rede e 40% às saídas.

Considerando uma vida útil média dos activos relativos a troços comuns (linhas de AP) de 43 anos e uma taxa de desconto de 8%, obtém-se uma anuidade do CAPEX, conforme a que consta no Quadro 5-16. O quociente destas anuidades pelo valor actualizado da energia em períodos de fora de vazio, somado ao custo incremental da energia em períodos de vazio, determinado no ponto anterior, resulta no custo incremental de energia em períodos de fora de vazio associado aos troços comuns de AP.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NO ANO GÁS 2010-2011

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

**Quadro 5-16 - Custo incremental de energia em períodos de fora de vazio associado aos troços comuns de AP e aplicável aos pontos de saída**

Capex mil €	25% das Linhas_saidas	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1997	49 687	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122	4 122
1998	3 657		303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303
1999	970			80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
2000	107				9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
2001	274					23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
2002	341						28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
2003	7 734							642	642	642	642	642	642	642	642	642	642	642
2004	209								17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
2005	228									19	19	19	19	19	19	19	19	19
2006	132										11	11	11	11	11	11	11	11
2007	10											1	1	1	1	1	1	1
2008	10												1	1	1	1	1	1
2009	181													15	15	15	15	15
2010	1 587														132	132	132	132
2011	4 029															334	334	334
2012	3 778																313	313
2013	6 155																	511
Total anuidade atualizada		11 211	11 145	10 507	9 748	9 071	8 452	8 925	8 292	7 705	7 149	6 621	6 131	5 693	5 403	5 313	5 188	5 209
<b>Energia fora de vazio prevista (m3)</b>		<b>73 389 223</b>	<b>504 971 206</b>	<b>1 650 793 794</b>	<b>1 675 873 615</b>	<b>1 870 228 657</b>	<b>2 274 164 057</b>	<b>2 199 531 001</b>	<b>2 745 167 156</b>	<b>3 118 974 512</b>	<b>2 952 131 135</b>	<b>3 128 078 493</b>	<b>3 452 698 435</b>	<b>3 274 437 071</b>	<b>3 667 182 105</b>	<b>3 840 525 797</b>	<b>4 133 284 032</b>	<b>4 352 852 709</b>
<b>Acréscimo anual de energia</b>																		
1997	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223	73 389 223
1998		431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983	431 581 983
1999			1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589	1 145 822 589
2000				25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821	25 079 821
2001					194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041	194 355 041
2002						403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400	403 935 400
2003							-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056	-74 633 056
2004								545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155	545 636 155
2005									373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356	373 807 356
2006										-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378	-166 843 378
2007											175 947 358	175 947 358	175 947 358	175 947 358	175 947 358	175 947 358	175 947 358	175 947 358
2008												324 619 943	324 619 943	324 619 943	324 619 943	324 619 943	324 619 943	324 619 943
2009													-178 261 364	-178 261 364	-178 261 364	-178 261 364	-178 261 364	-178 261 364
2010														392 745 034	392 745 034	392 745 034	392 745 034	392 745 034
2011															173 343 692	173 343 692	173 343 692	173 343 692
2012																292 758 235	292 758 235	292 758 235
2013																		219 568 676
Valor atualizado da energia fora de vazio		199 591 072	1 271 603 400	3 849 055 187	3 618 085 440	3 738 595 738	4 209 318 955	3 769 609 609	4 356 235 273	4 582 796 822	4 016 341 817	3 940 478 014	4 027 227 455	3 536 392 037	3 667 182 105	3 556 042 405	3 543 624 856	3 455 434 821
Cinc Wfv troços comuns (€/m3)		0,00222057																
Cinc Wfv troços comuns (€/kWh)		0,00018660																
Cinc Wv troços comuns (€/kWh)		0,00001329																
<b>Cinc Wfv global (€/kWh)</b>		<b>0,00019989</b>																

### 5.3 SÍNTESE DA ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS 2010/2011

O Quadro 5-17 apresenta os custos incrementais da rede de transporte.

**Quadro 5-17 - Estrutura dos custos incrementais da rede de transporte**

			Custos incrementais
C <sub>u,i</sub>	€/((kWh/dia)/mês)	Capacidade utilizada, pontos de entrada	0,008580
C <sub>u,j</sub>	€/((kWh/dia)/mês)	Capacidade utilizada, pontos de saída	0,016332
W <sub>fv,j</sub>	€/kWh	Energia fora de vazio, pontos de saída	0,00019989
W <sub>v,j</sub>	€/kWh	Energia de vazio, pontos de saída	0,00001329

Nota: Não inclui custos incrementais para entregas internacionais e terminal de GNL.

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

Aos custos incrementais da variável de facturação da capacidade utilizada nos pontos de entrada é aplicado um factor de escalamento de 1<sup>10</sup> sendo o factor de escalamento aplicado às saídas o necessário (1,13) para atingir os proveitos permitidos da actividade de Transporte de Gás Natural a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte.

O quadro seguinte apresenta os custos incrementais escalados bem como a estrutura tarifária que permite obter 26% das receitas nas entradas e 74% das receitas nas saídas.

**Quadro 5-18 - Custos incrementais da rede de transporte e receitas**

			Custos incrementais	factor de escalamento	Preço escalado	Quantidades ano gás 2010/2011	Receitas escaladas (euros)	
C <sub>u,i</sub>	€/((kWh/dia)/mês)	Capacidade utilizada, pontos de entrada	0,008580	1,00	0,008580	271 406 359	27 945 595	26%
C <sub>u,j</sub>	€/((kWh/dia)/mês)	Capacidade utilizada, pontos de saída	0,016332	1,13	0,018377	311 995 868	68 803 277	
W <sub>fv,j</sub>	€/kWh	Energia fora de vazio, pontos de saída	0,00019989	1,13	0,00022493	47 775 642 788	10 746 019	74%
W <sub>v,j</sub>	€/kWh	Energia de vazio, pontos de saída	0,00001329	1,13	0,00001495	14 237 110 641	212 855	

O modelo de optimização apresentado anteriormente aponta para uma repartição das receitas entre entrada e saída bastante equitativa de 44% nas entradas e 56% nas saídas. As opções tomadas no que

<sup>10</sup> Com esta opção assegura-se a introdução gradual do novo modelo de tarifas de entrada/saída da rede de transporte.

respeita à aplicação do escalamento dos custos incrementais permitem que o novo modelo de entrada/saída seja introduzido de forma gradual, resultando numa repartição dos pagamentos de 26% nas entradas e 74% nas saídas para o período de regulação que agora se inicia.

É de salientar que a maioria dos países europeus, nomeadamente Espanha, têm actualmente implementados modelos com preços de entrada e saída com repartições entre entradas e saídas bastantes variadas. Apresentam-se no Quadro 5-19 exemplos de países europeus cujas tarifas de transporte se baseiam em modelos do tipo entrada/saída.

**Quadro 5-19 - Diferenciação entre preços de entrada e de saída ao nível europeu**

País	Modelo	Diferenciação entre Preços de Entrada/Saída
Irlanda	Entrada/Saída	Preços de entrada dependentes do ponto de entrada. Preço de saída único.
Espanha	Entrada/Saída	Preços de entrada/saída únicos. (20/80)
Dinamarca	Entrada/Saída	Preços de entrada/saída únicos. (50/50)
Bélgica	Entrada/Saída	Preços de entrada/saída únicos. (19/81)
França (GRTgaz)	Entrada/Saída	Preços dependentes do ponto de entrada/saída. Com o aumento da distância diminui o peso da entrada na repartição.
França (TIGF)	Entrada/Saída	Preços dependentes do ponto de entrada/saída. No entanto a repartição é aproximadamente constante (33/66).
Holanda	Entrada/Saída	Preços dependentes do ponto de entrada/saída.
Reino Unido	Entrada/Saída	Preços dependentes do ponto de entrada/saída. (50/50)
Itália	Entrada/Saída	Preços dependentes do ponto de entrada/saída.
Hungria	Entrada/Saída	Preços de entrada/saída únicos. (77/23)





## **6 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

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

Com a revisão do Regulamento Tarifário que ocorreu 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 eléctrica em regime ordinário.



## 7 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

### 7.1 CUSTOS INCREMENTAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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 m<sup>3</sup> (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.

A capacidade utilizada nas várias saídas é uma variável determinante no dimensionamento dos troços periféricos da rede cuja utilização é partilhada por um pequeno número de clientes. Considera-se também que parte dos custos associados aos troços periféricos depende do número de locais de consumo e em consequência uma parte dos mesmos deve ser utilizada na determinação do custo incremental, por cliente, dos troços periféricos.

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

De igual modo, os custos incrementais, por cliente, dos troços periféricos, são calculados através do quociente entre o valor actualizado de parte dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado do acréscimo de clientes no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de clientes que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de energia em horas de fora de vazio são calculados através do quociente entre o valor actualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado do acréscimo de procura em horas de fora de vazio no mesmo período.

Os custos incrementais de energia de vazio são dados pelo rácio entre os encargos de exploração, que variam com o volume de energia distribuída, e a energia distribuída.

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.

Para o próximo ano gás preserva-se a estrutura das tarifas de Uso da rede de Distribuição. Assim, os custos incrementais adoptados no último ano foram actualizados para preços do ano 2010-2011, tendo em conta uma média do deflactor do PIB para 2010, de 0,8%, e para 2011, de 2,0%.

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**

	<b>CI<sub>CU</sub></b> (€/MWh/dia)	<b>CI<sub>WV</sub></b> (€/MWh)	<b>CI<sub>Wfv</sub></b> (€/MWh)	<b>CI<sub>TF</sub> troço periférico</b> (€/mês)	<b>CI<sub>TF</sub> leitura diária</b> (€/mês)	<b>CI<sub>TF</sub> leitura mensal</b> (€/mês)	<b>CI<sub>TF</sub> leitura &gt; mensal</b> (€/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<sub>CU</sub>: Custo incremental de capacidade utilizada

CI<sub>WV</sub>: Custo incremental de energia de vazio

CI<sub>Wfv</sub>: Custo incremental de energia fora de vazio

CI<sub>TF</sub> troço periférico: Custo incremental, por cliente, ligado ao troço periférico

CI<sub>TF</sub> leitura diária/mensal/> mensal: Custo incremental, por cliente, associado à medição, leitura e processamento de dados

n.a.: não aplicável

## 7.2 LIMIARES DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO E ALTA PRESSÃO (ART. 20.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)

### 7.2.1 DETERMINAÇÃO DO LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM ALTA PRESSÃO (N.º 5 DO ART. 20.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 devem ser facturadas por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em Alta Pressão. Esse limiar deve ser determinado e publicado pela ERSE, anualmente, através do despacho das tarifas.

As redes de gás natural caracterizam-se por uma grande flexibilidade no binómio pressão/caudal, permitindo em termos economicamente justificáveis a alimentação a grandes clientes quer em Alta Pressão quer em Média Pressão. De facto, a rede de transporte de Alta Pressão fornece directamente um número muito reduzido de grandes clientes, entre os quais os centros electroprodutores de maior

dimensão, existindo clientes com consumos de gás natural muito elevados, ligados na rede de distribuição em Média Pressão.

Dada a localização de uma nova instalação consumidora de gás natural, a escolha do ponto de ligação à rede depende dos requisitos técnicos do cliente (pressão e caudal) mas também da distância à rede mais próxima. Tipicamente, é construído um ramal de média pressão para ligação à rede de distribuição. A alternativa de construção de um ramal em alta pressão para ligação à rede de transporte tem um custo unitário bastante superior sendo normalmente reservado para clientes cujas características aconselham essa ligação, por conveniência da própria rede.

Em contraponto aos custos de ligação (custos incorridos na instalação de um novo ponto de entrega), o custo de acesso às redes (custos decorrentes da aplicação da tarifa de acesso às redes ao longo da vida útil da instalação de consumo) é mais elevado para clientes ligados na rede de distribuição face aos clientes ligados no transporte, visto utilizarem mais serviços de rede.

Assim, a um novo cliente (de grande dimensão) coloca-se a questão de ligar-se à rede de distribuição, minimizando os custos de ligação mas ficando a pagar uma tarifa de acesso às redes mais elevada, ou pelo contrário, ligar-se à rede de transporte.

Caso os encargos de ligação traduzissem os custos verdadeiramente imputáveis a cada cliente e a tarifa de acesso às redes reflectisse com rigor o custo incremental para o sistema de distribuição gerado por cada cliente, então a decisão de investimento no acto da ligação poderia ser óptima na óptica social dos custos do sector. Verifica-se no entanto que a tarifa de acesso tem escalamentos devido à necessidade de recuperar um custo médio superior ao custo incremental e que, por necessidade de uma estrutura tarifária simples e nacional, pode não reflectir exactamente a estrutura de custos incrementais para os clientes cujo consumo se afasta dos valores mais típicos de cada rede de distribuição. Assim, nas situações em que as características dos consumidores se afastam dos valores típicos de cada rede de distribuição, a aplicação simples da tarifa de acesso pode afastar-se do custo social de entrega de gás natural.

Nestas situações importa evitar decisões de investimento inadequadas na óptica social como a construção de ligações directas à rede de alta pressão por grandes clientes, já abastecidos em média pressão, devido aos pagamentos mais elevados da tarifa de acesso às redes de distribuição.

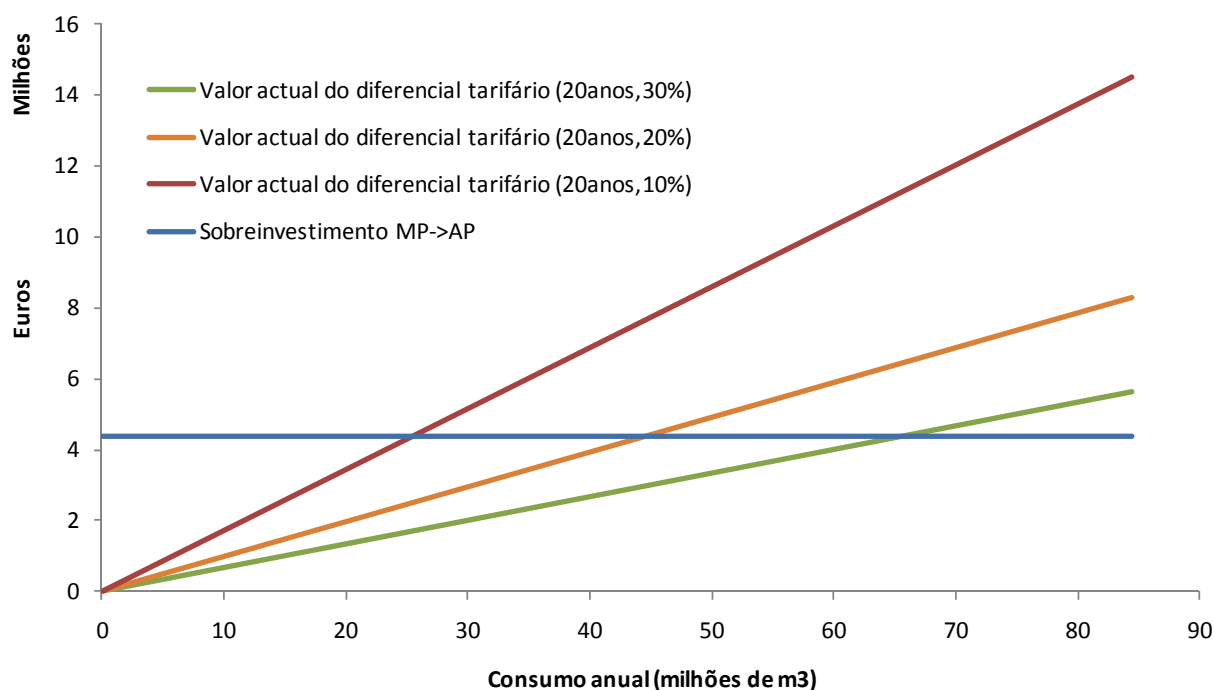
Assim, determinou-se um limiar de consumo de aplicação da tarifa de acesso em alta pressão a clientes ligados em média pressão, de forma a evitarem-se decisões desnecessárias de ligação directa à rede de transporte, com maiores custos sociais do que a ligação à rede de distribuição.

O racional encontrado para a determinação do limiar de consumo foi o valor de consumo anual, para um cliente com uma estrutura de consumo típica, que iguala o valor presente do custo total de ligação e uso das redes na vida útil de uma nova instalação consumidora de gás natural nas hipóteses de ligação à

rede de distribuição em média pressão e à rede de transporte em alta pressão. A partir deste limiar, presume-se que, sem a regra de facturação, os novos clientes iriam optar por se ligarem directamente à rede de transporte.

O apuramento do valor do limiar de consumo depende de diversos pressupostos como o custo de ligação em AP e em MP, a distância típica à rede de transporte ou a taxa de desconto dos pagamentos associados à tarifa de acesso às redes.<sup>11</sup> A figura seguinte ilustra o cálculo efectuado e simula a utilização de diversas taxas de desconto<sup>12</sup>.

**Figura 7-1 - Valor actual do diferencial tarifário entre o acesso às redes em AP e em MP em função do consumo anual do cliente**



Dadas as incertezas presentes nos pressupostos e a necessidade de moderação na utilização deste racional de determinação do limiar de consumo, considerou-se ser de definir um consumo anual de 50 milhões de metros cúbicos anuais (cerca de 580 GWh) como limiar de aplicação da tarifa de acesso em alta pressão. Assim, para instalações com consumo anual superior ao limiar definido, independentemente do ponto de ligação, é aplicada a tarifa de acesso às redes em alta pressão.

<sup>11</sup> Considerou-se uma distância de 8 km à rede de transporte e os custos unitários de ligação apresentados nos planos de investimento dos operadores de rede.

<sup>12</sup> A taxa de desconto para este efeito deve considerar além da actualização financeira dos pagamentos futuros de acesso às redes, o risco de quantidade associado ao nível de actividade industrial do consumidor no período de vida útil considerado.

### 7.2.2 LIMIAR DE CONSUMO PARA APLICAÇÃO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MÉDIA PRESSÃO (N.º 6 DO ART. 20.º DO REGULAMENTO TARIFÁRIO)

No caso dos clientes ligados em Baixa Pressão e com consumos elevados, mantém-se a aplicação das tarifas de Acesso às Redes em Média Pressão para consumos anuais superiores a 1 milhão de metros cúbicos (cerca de 12 GWh). Este limiar de consumo para aplicação da tarifa de acesso em média pressão corresponde ao valor publicado para o ano gás 2009-2010.





## 8 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização dos comercializadores de último recurso retalhistas aplica-se a fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

### 8.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

A tarifa de Comercialização aplicável a fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> por ano permite recuperar os proveitos permitidos da actividade regulada de Comercialização de gás natural . Esta é desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR) e recupera os custos da estrutura comercial afecta 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 reflectidos nas tarifas depende das variáveis de facturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para uma aplicação coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de facturação e das suas regras de medição devem permitir reflectir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente.

Na recente revisão regulamentar, alterou-se a estrutura das tarifas de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, passando estas a apresentar uma estrutura binómia com um termo fixo e um termo variável dependente da energia.

Conforme decorre do Artigo 57.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Comercialização é composta pelos seguintes preços:

- Termo tarifário fixo, definido em euros/mês.
- Preço de energia, definido em euros/kWh.

No quadro seguinte apresenta-se a definição das variáveis de facturação aplicáveis nas tarifas de Comercialização.

**Quadro 8-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>**

<b>Variáveis de facturação</b>	<b>Definição</b>
Termo fixo	Valor que depende do número de clientes.
Energia	Valor que depende da energia e que é objecto de medição nos pontos de entrega.

A noção de serviço público no sector do gás natural, expressamente evidenciada pelas directivas comunitárias e pela lei de bases do sector, consagra o fornecimento de gás natural como um serviço essencial tendo os comercializadores de último recurso (CUR) a obrigação de fornecer gás natural aos clientes que o solicitarem (e que preencham os requisitos legais para o efeito). A variabilização da tarifa de Comercialização, com a introdução de um preço que varia com o consumo, facilita o acesso de consumidores mais vulneráveis a este bem essencial. Adicionalmente promove uma maior aderência dos pagamentos aos custos causados, na medida em que algumas rubricas de custo dependem da facturação, por exemplo, as necessidades de capital circulante, que dependem essencialmente das compras do comercializador de último recurso, que por sua vez dependem da energia consumida.

Acresce ainda que a introdução de um termo tarifário que depende da energia consumida contribui para a promoção da eficiência no consumo.

Esta alteração na estrutura tarifária permite transmitir a cada agente a multiplicidade de factores que afectam os custos da actividade de Comercialização.

## **8.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MÉDIOS**

### **8.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA**

Considera-se como melhor prática o cálculo dos preços das tarifas com base na metodologia dos custos incrementais de longo prazo, i.e., que os preços sejam determinados de forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais por forma a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sector do gás natural. A adopção de preços reflectindo os custos marginais contribui ainda para a redução de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afectação óptima de recursos e aumentando a eficiência económica do sector do gás natural, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

No caso da actividade de Comercialização para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, referimo-nos a custos médios de referência, na medida em que os preços são calculados por forma a que a esse custo médio seja aplicado um escalamento que permita que o seu produto pelo número de clientes ou pela energia, proporcione o montante de proveitos permitidos da actividade.

### 8.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS CUSTOS MÉDIOS

No sector do gás natural exercem a actividade de Comercialização, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, a nível nacional 11 comercializadores regionais, designadamente, a Beiragás, a Dianagás, a Sonorgás, a Duriensegás, a Lisboagás, a Lusitaniagás, a Medigás, a Paxgás, a EDPgás, a Setgás e a Tagusgás.

As actividades comuns inerentes ao ciclo comercial dos diferentes comercializadores regionais referidos são as seguintes:

- Atendimento – inclui os processos e custos que lojas próprias, agentes, equipas de contacto directo e contact center geram ao desempenhar as suas funções de contratação, prestação de informação a clientes e recepção de pedidos/reclamações.
- Cobrança - inclui os processos e custos inerentes às operações de cobrança, nas suas várias modalidades, débito directo, transferência bancária, rede CTT, rede SIBS, payshop, loja.
- Facturação - inclui os processos e custos inerentes ao finishing e ao envio de facturas.
- Operações comerciais – inclui as funções de back-office inerentes às outras actividades do ciclo comercial e à gestão da dívida e cobranças.
- Assistência técnica a clientes - inclui os processos e custos inerentes à assistência técnica aos clientes.
- Fundo de maneo – inclui os custos com capital circulante

Refiram-se ainda os sistemas informáticos, que não constituindo uma actividade, representam um custo associado aos processos comerciais, como disso é exemplo o cálculo automatizado da factura.

Para a definição dos custos médios de referência de cada uma das variáveis de facturação, é necessário alocar os vários processos comerciais a cada uma das variáveis.

Tomou-se como base a agregação, por rubrica de custo, dos custos reais verificados durante o ano gás 2008-2009 de cada comercializador regional para se proceder a uma alocação dos processos e custos entre o termo fixo e o termo variável de energia.

A repartição entre termo fixo e variável é a seguinte:

- Custos que dependem fundamentalmente do número de clientes: cobranças; facturação.

- Custos que dependem fundamentalmente da energia fornecida: necessidades de capital circulante.
- Custos que dependem parcialmente do número de clientes e da energia fornecida: reclamações e assistência técnica a clientes.

Os outros custos são custos fixos da actividade que não se relacionam de forma particular, quer com o número de clientes, quer com a energia fornecida.

No quadro seguinte apresenta-se a estrutura entre os dois custos médios de referência considerando que o termo fixo é igual a 1.

**Quadro 8-2 - Estrutura dos custos médios de referência**

	Termo de Energia	Termo Fixo
Tarifa de Comercialização	p.u.	p.u.
$\leq 10\,000\text{ m}^3$	0,000246	1

Os referidos custos médios de referência são escalados por forma a obterem-se os proveitos permitidos. Para o efeito são aplicados escalamentos multiplicativos nos termos do RT. O escalamento incide de forma igual sobre os dois termos tarifários.

## 9 TARIFAS 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 actividade aplicáveis em cada nível de pressão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: (i) tarifas de Energia (que incluem o custo de aquisição de energia, assim como o uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, o Uso do Armazenamento Subterrâneo e a parcela de entrada do Uso da Rede de Transporte), (ii) tarifa de Uso Global do Sistema, (iii) tarifa de Uso da Rede de Transporte, (iv) tarifas de Uso da Rede de Distribuição, e (v) tarifa de Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de pressão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade.

Para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> (BP<) a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para tarifas de Venda a Clientes Finais nacionais aditivas tem ocorrido de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução do nível das tarifas. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas. Este mecanismo estabelece a convergência gradual dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para os que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, mediante a limitação de acréscimos por termo tarifário e por opção tarifária nos termos do Artigo 116.º do Regulamento Tarifário.

Todavia, a uniformidade tarifária plena ainda não foi alcançada, uma vez que continuam a existir, entre as diferentes regiões, diferenças nos preços aplicáveis aos clientes de BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. A ERSE considera que a uniformidade tarifária plena deve ser conseguida acautelando eventuais impactos tarifários nos consumidores de gás natural, tendo essa preocupação assumido importância acrescida na actual conjuntura económica.

Com o objectivo de tornar mais célere a convergência para a uniformidade tarifária, alterou-se na revisão do Regulamento Tarifário ocorrida durante o ano de 2009, e aprovada pelo Decreto-Lei n.º 4878/2010 em 18 de Março de 2010, o mecanismo de convergência para tarifas nacionais aditivas que se aplica nos fornecimentos a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>. A alteração teve como objectivo acelerar o processo da convergência tarifária, permitindo-se que sempre que os preços de determinados CUR fossem próximos, se considerasse um preço único para as regiões em questão, mesmo que esse não seja o preço aditivo. Adicionalmente, o mecanismo de convergência para as tarifas nacionais passou a ser nacional, permitindo-se que as transferências de pagamentos entre consumidores dos vários escalões passassem a ser determinadas em base nacional em substituição do anterior modelo regional.

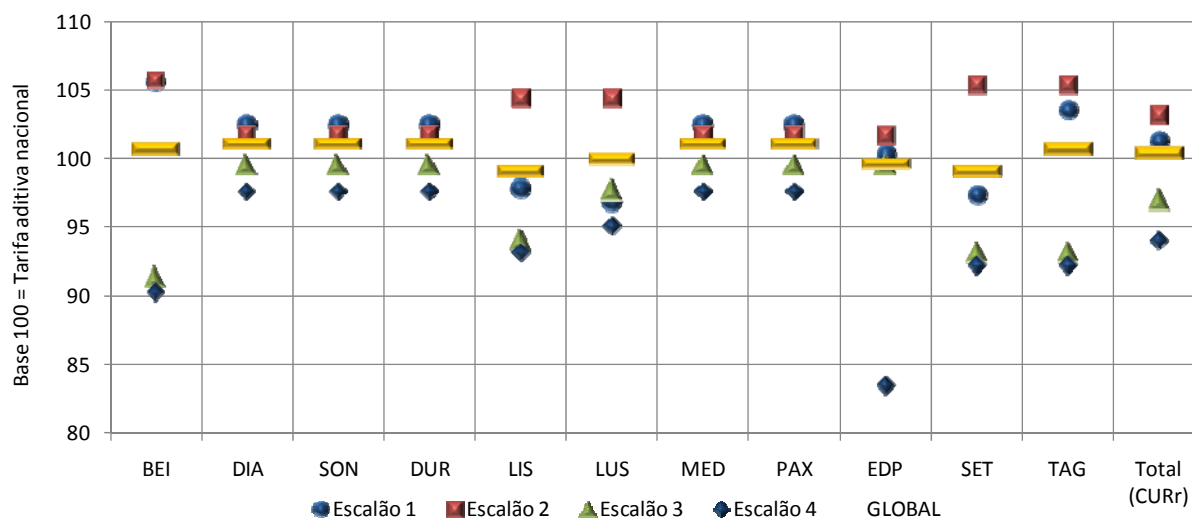
Neste capítulo é apresentada a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais para consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>, que resulta das tarifas aditivas, bem como o processo de convergência entre as tarifas em vigor no ano anterior e as referidas tarifas aditivas.

### 9.1 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS, PARA CONSUMOS ANUAIS INFERIORES OU IGUAIS A 10 000 M<sup>3</sup>, PARA A TARIFA ADITIVA NACIONAL

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BP para fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> são calculadas tendo em conta a limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas nacionais.

Na figura seguinte apresenta-se o diferencial, em percentagem, entre os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais e a tarifa aditiva nacional para BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>, por escalão de consumo. Os preços médios foram obtidos com uma estrutura de quantidades nacionais.

**Figura 9-1 - Preço médio por escalão de consumo em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>, por CUR retalhista, em % da tarifa nacional**



Legenda:

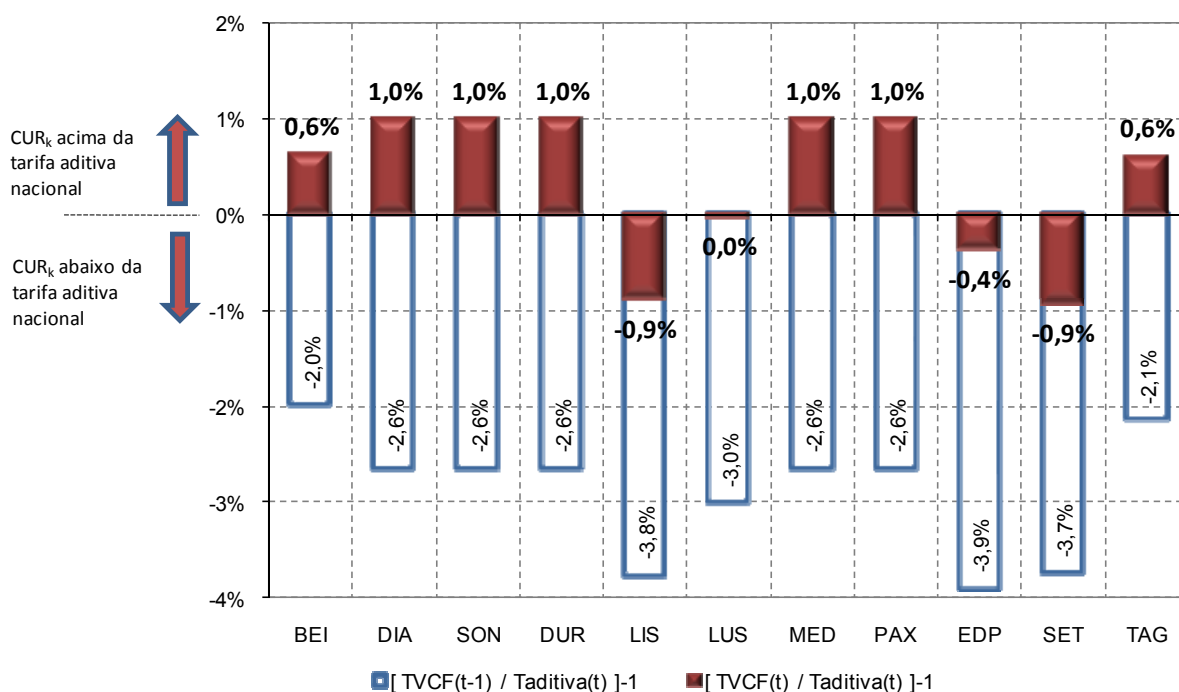
BEI – Beiragás; DIA – Dianagás; SON – Sonorgás; DUR – Duriensegás; LIS – Lisboagás; LUS – Lusitaniagás; MED – Medigás; PAX – Paxgás; EDP – EDPgás SU; SET – Setgás; TAG – Tagusgás; CURr – CUR retalhistas

A adoção do princípio da uniformidade tarifária nas tarifas por actividade resulta em variações diferenciadas por CUR retalhista, consoante a distância a que se encontram da tarifa aditiva nacional.

A convergência tarifária gradual, que resulta da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos, tem em conta um limite máximo de acréscimos de preços dos vários escalões das tarifas de cada CUR retalhista igual a 5%.

Na Figura 9-2 apresenta-se, por um lado, o rácio entre as tarifas de cada CUR retalhista a aplicar no ano gás 2010-2011 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 2009-2010 e a tarifa aditiva, de base nacional. As tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2010-2011 apresentam, em preço médio, uma convergência global para as tarifas aditivas.

**Figura 9-2 - Convergência para a tarifa aditiva nacional em BP ≤ 10 000m<sup>3</sup>**



Da Figura 9-3 à Figura 9-13 comparam-se para cada CUR retalhista, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor no ano gás 2009-2010 com os preços das tarifas aditivas para o ano gás 2010-2011. Na parte superior da figura um valor de 0% significa que o preço coincide com o preço aditivo, valor resultante da adição dos preços das tarifas por actividade. Qualquer valor diferente de 0% representa a variação necessária para se atingir o preço aditivo. Na parte inferior de cada figura apresenta-se a variação real observada por preço entre o ano gás 2009-2010 e o ano gás 2010-2011.

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 m<sup>3</sup>/ano)

Tw2: Preço de energia do escalão de consumo 2 (221 a 500 m<sup>3</sup>/ano)

Tw3: Preço de energia do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m<sup>3</sup>/ano)

Tw4: Preço de energia do escalão de consumo 4 (1001 a 10 000 m<sup>3</sup>/ano)

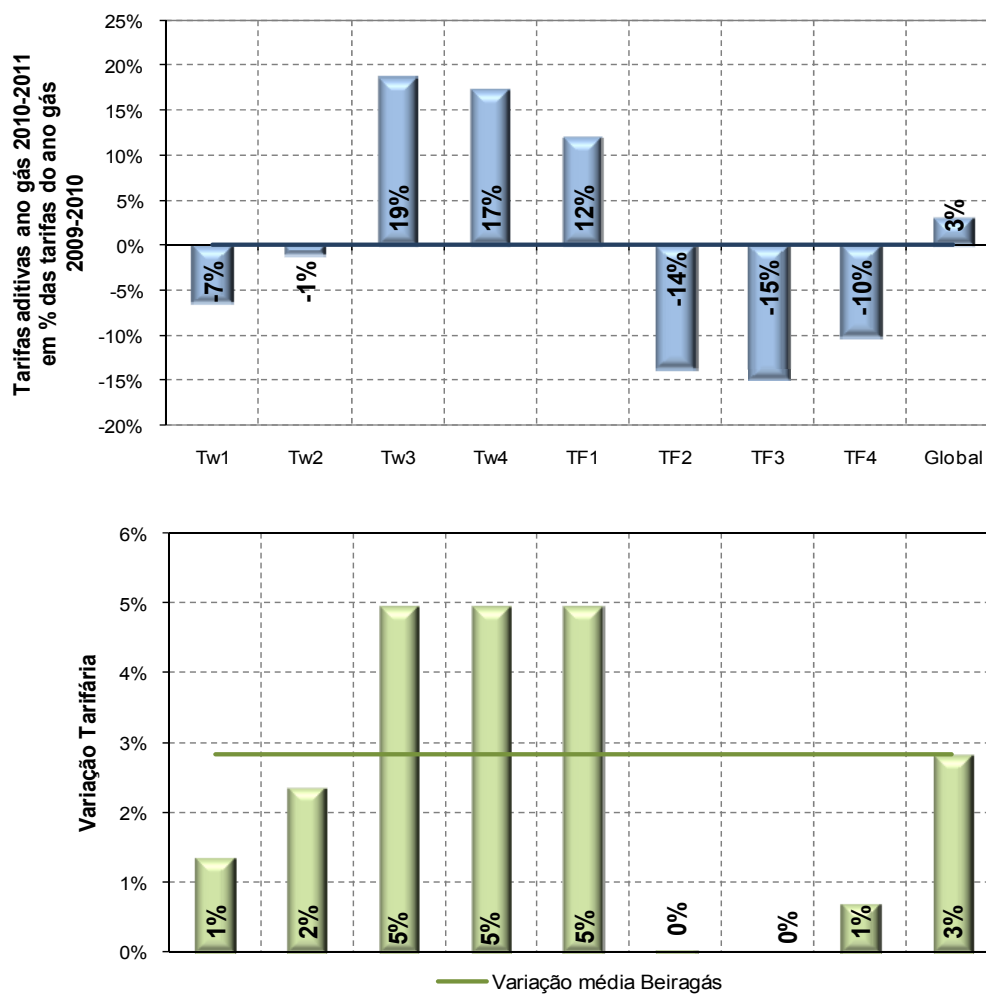
TF1: Preço do termo fixo do escalão de consumo 1 (0 a 220 m<sup>3</sup>/ano)

TF2: Preço do termo fixo do escalão de consumo 2 (221 a 500 m<sup>3</sup>/ano)

TF3: Preço do termo fixo do escalão de consumo 3 (501 a 1 000 m<sup>3</sup>/ano)

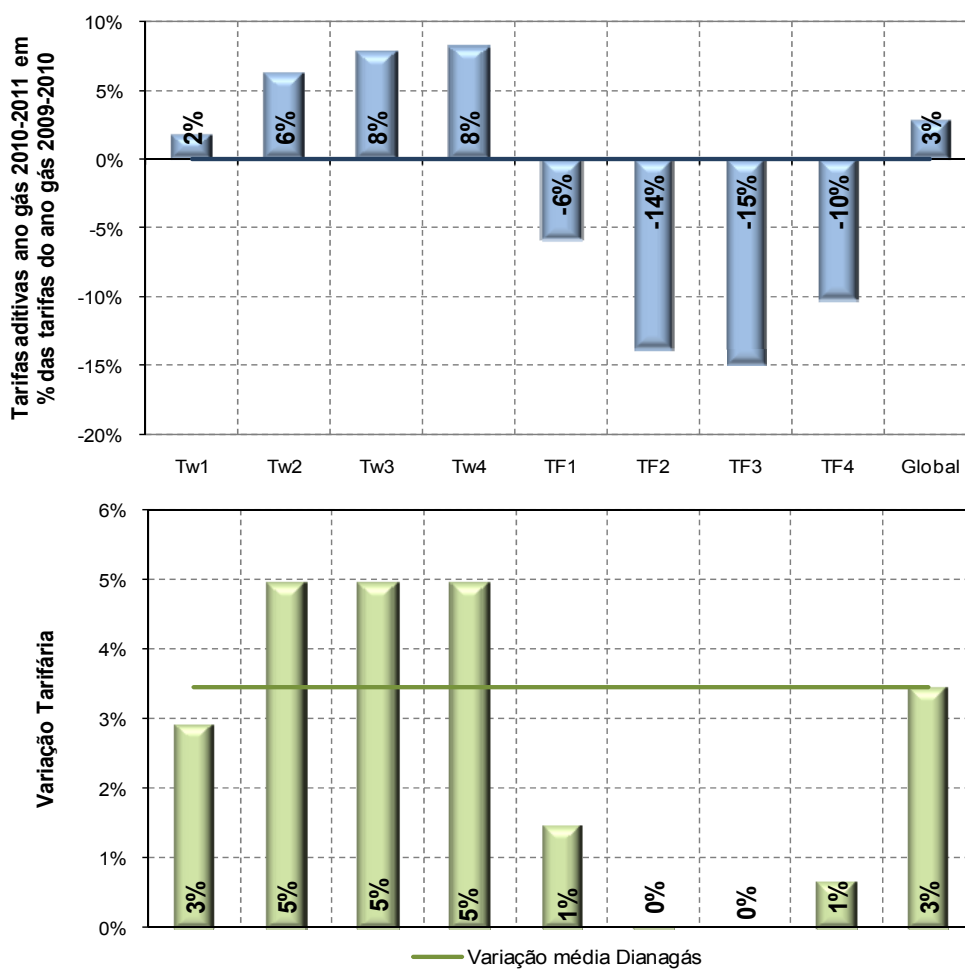
TF4: Preço do termo fixo do escalão de consumo 4 (1001 a 10 000 m<sup>3</sup>/ano)

**Figura 9-3 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Beiragás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**

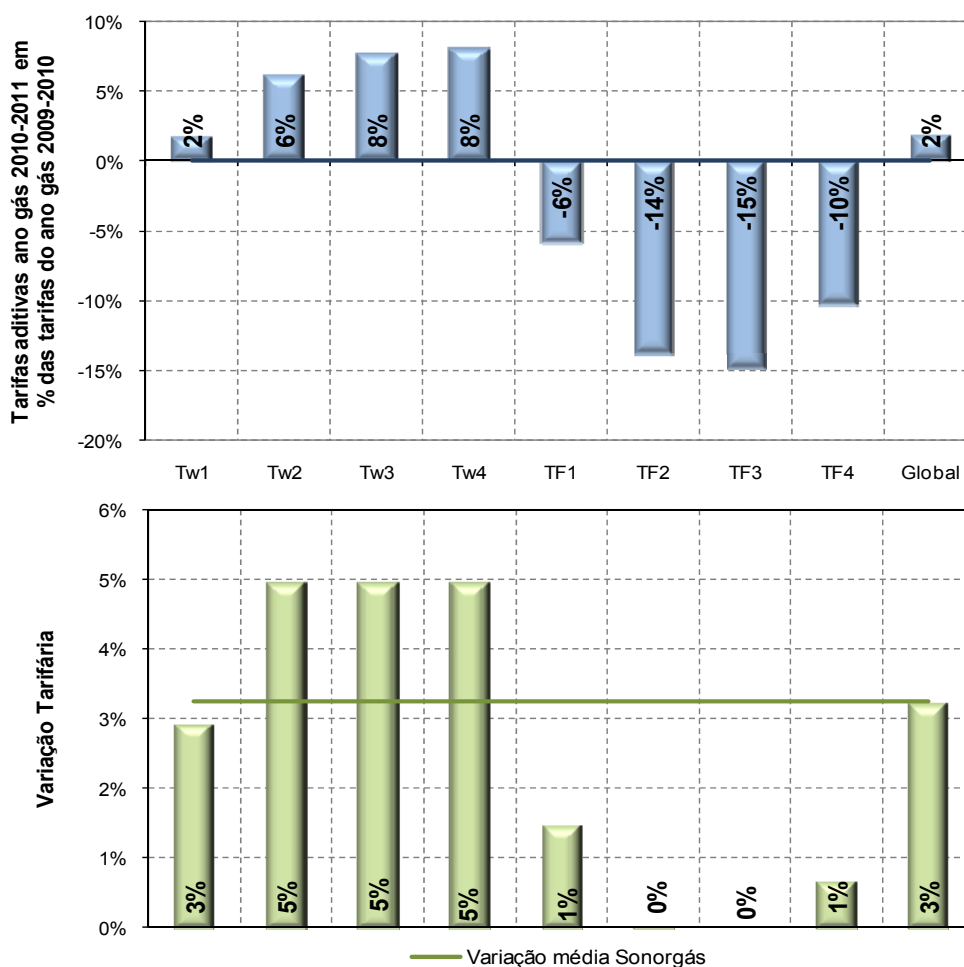




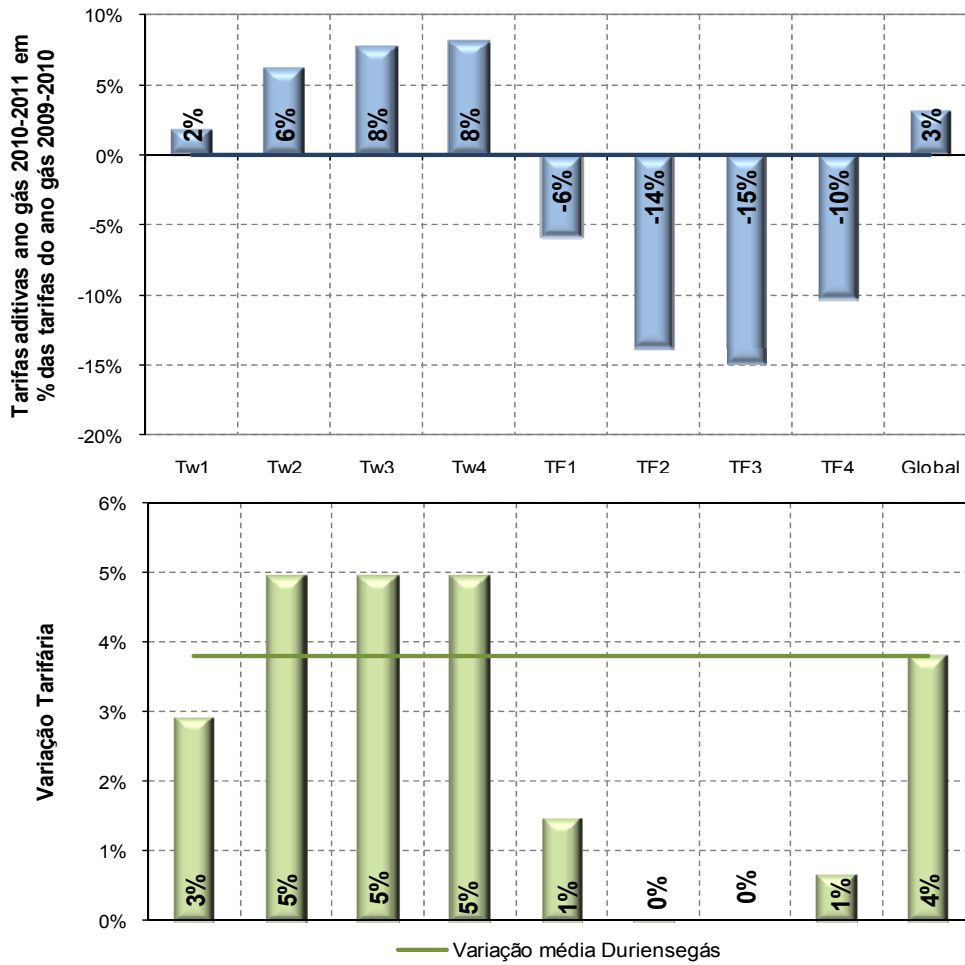
**Figura 9-4 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Dianagás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



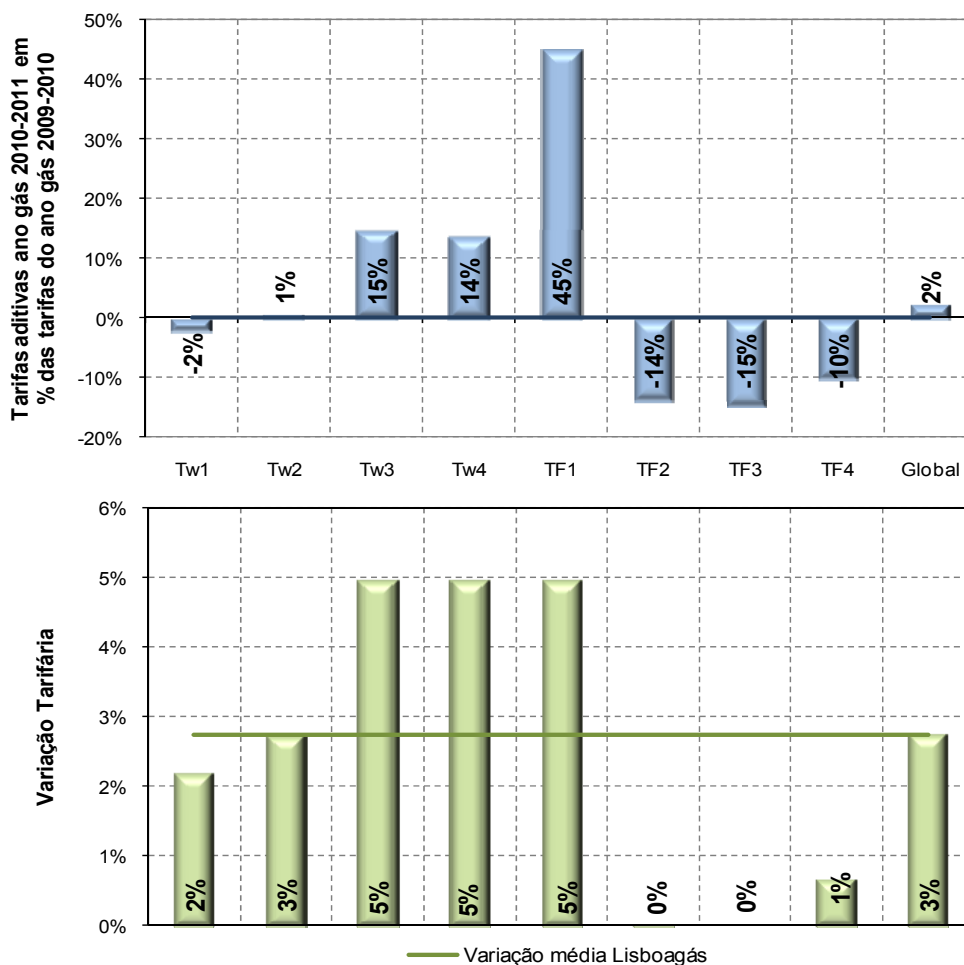
**Figura 9-5 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Sonorgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



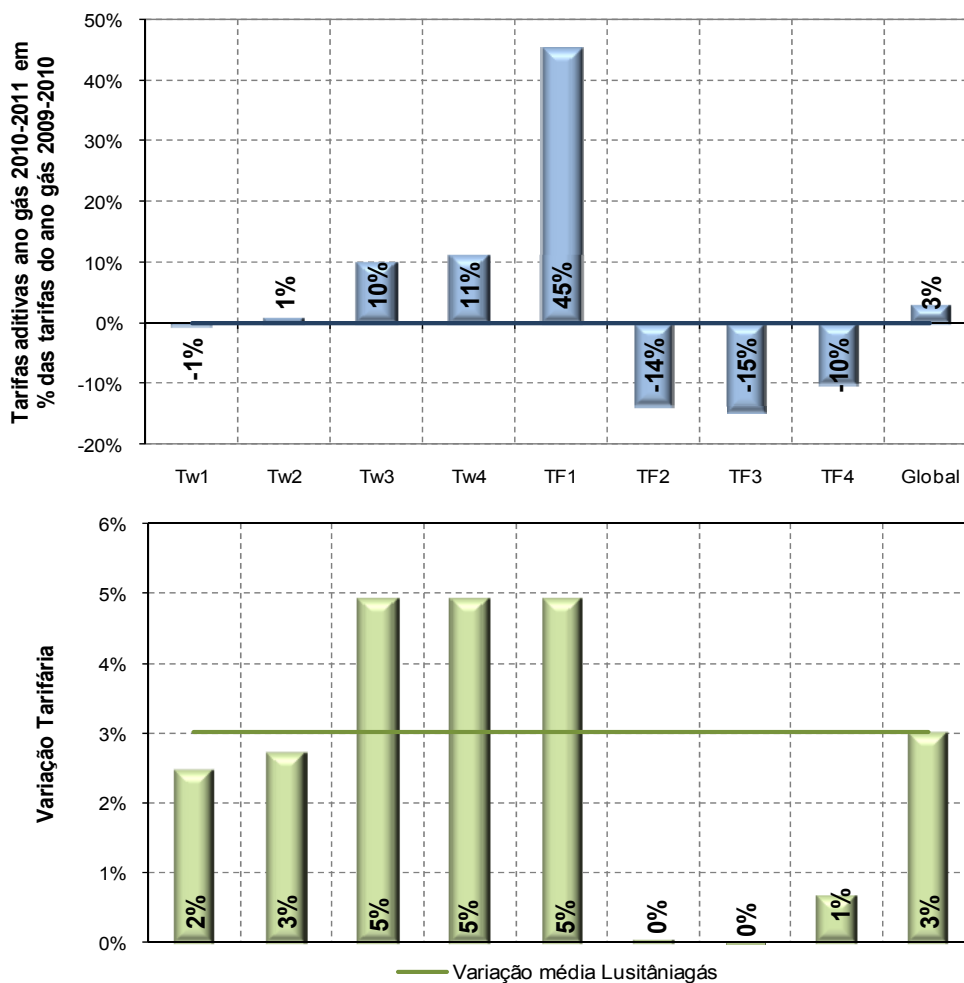
**Figura 9-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Duriensegás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



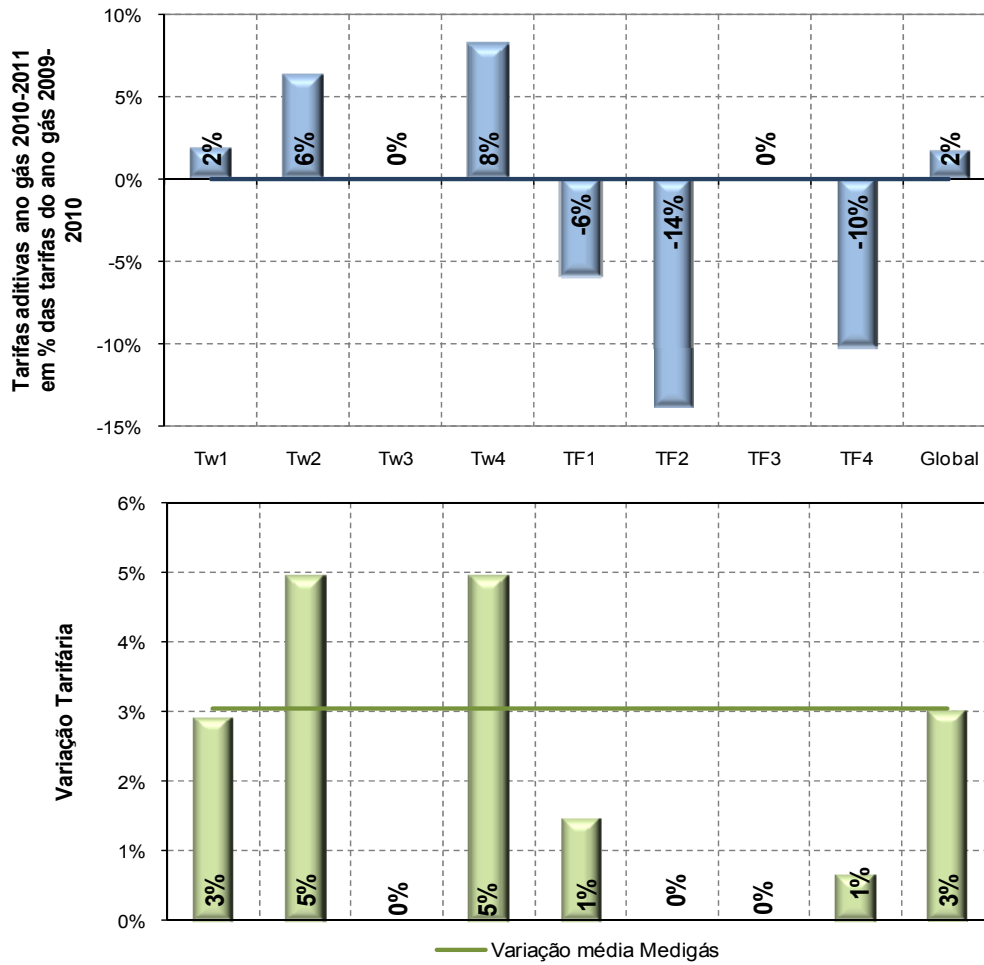
**Figura 9-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR LisboaGás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



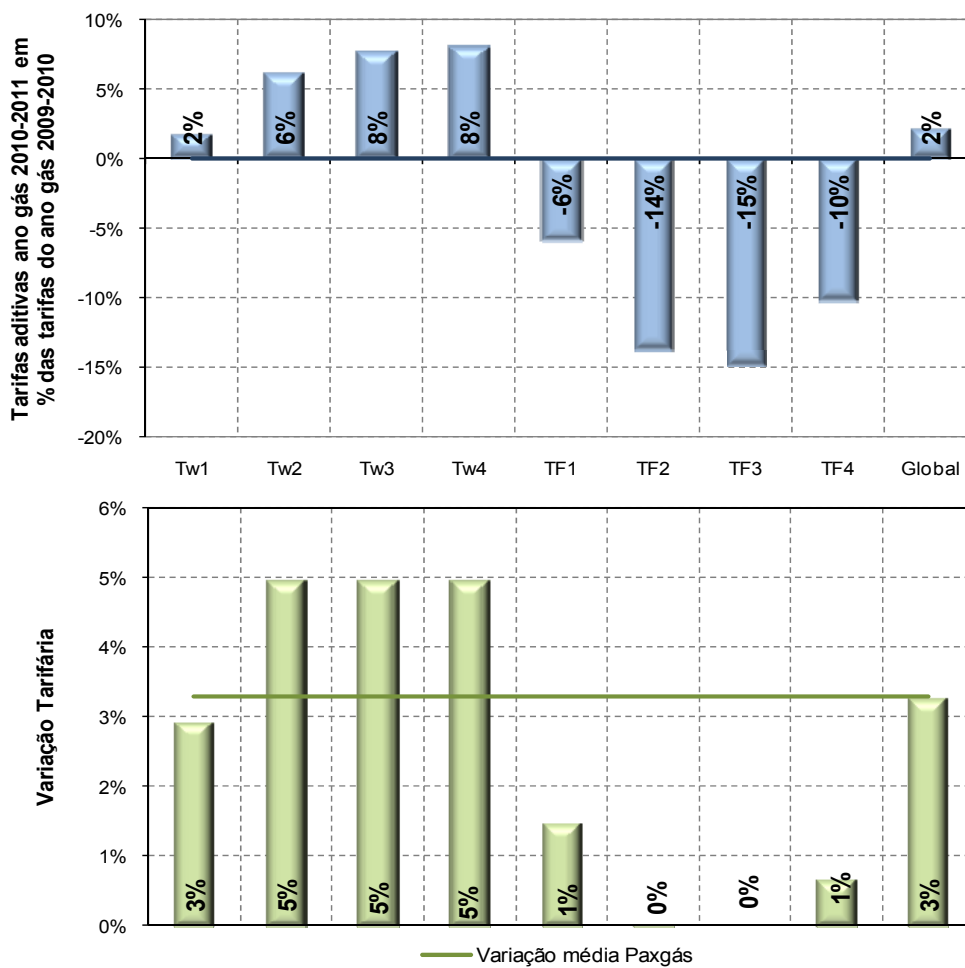
**Figura 9-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Lusitaniagás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



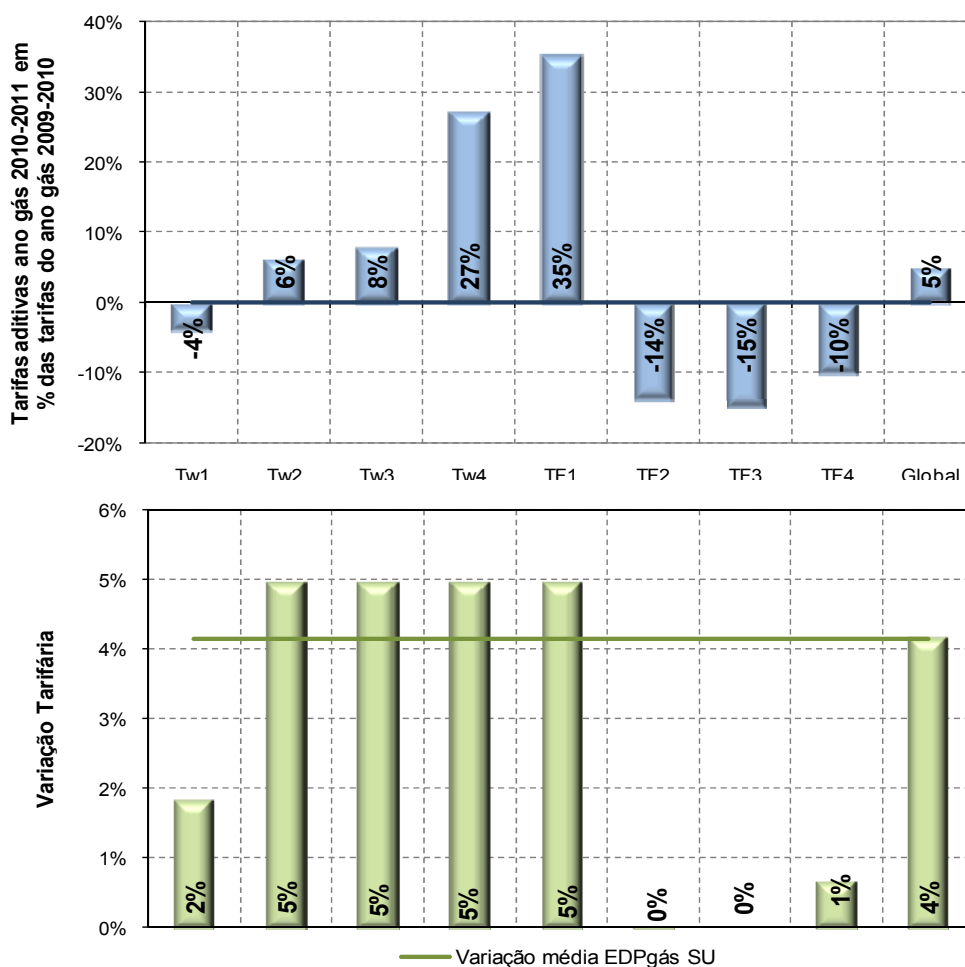
**Figura 9-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Medigás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 9-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Paxgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**

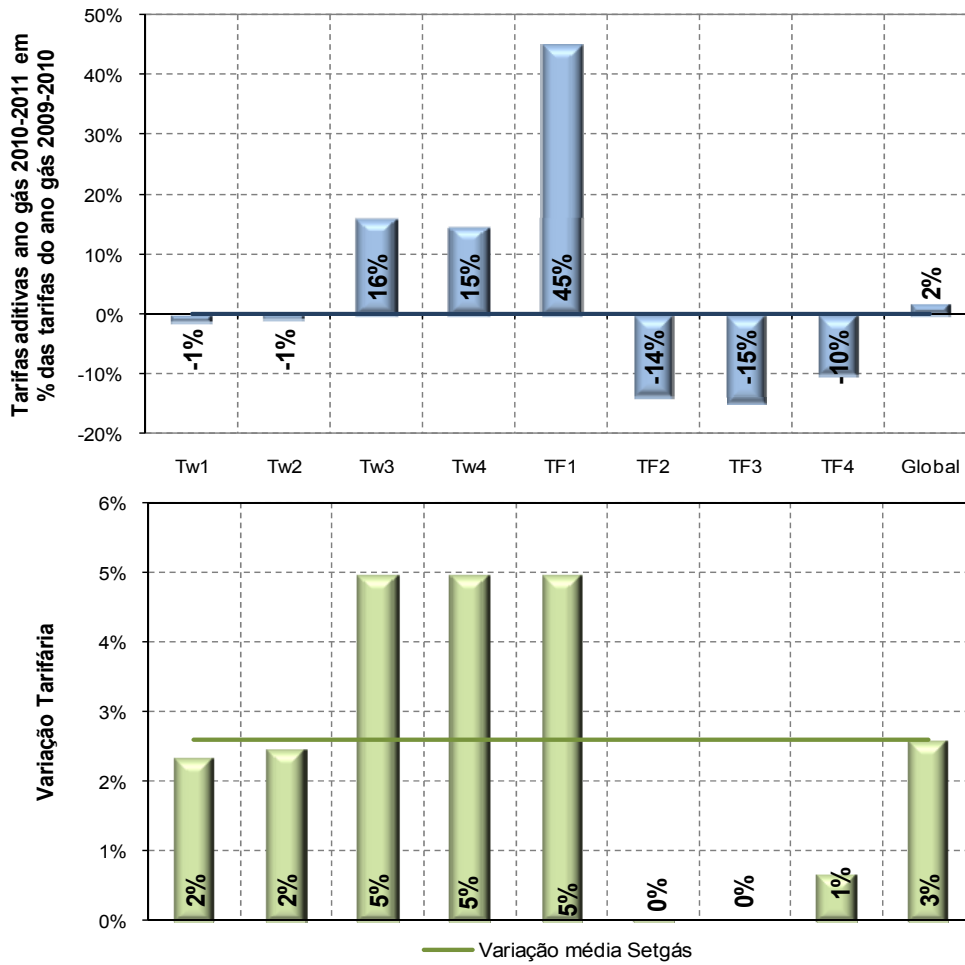


**Figura 9-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR EDPGás SU para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**

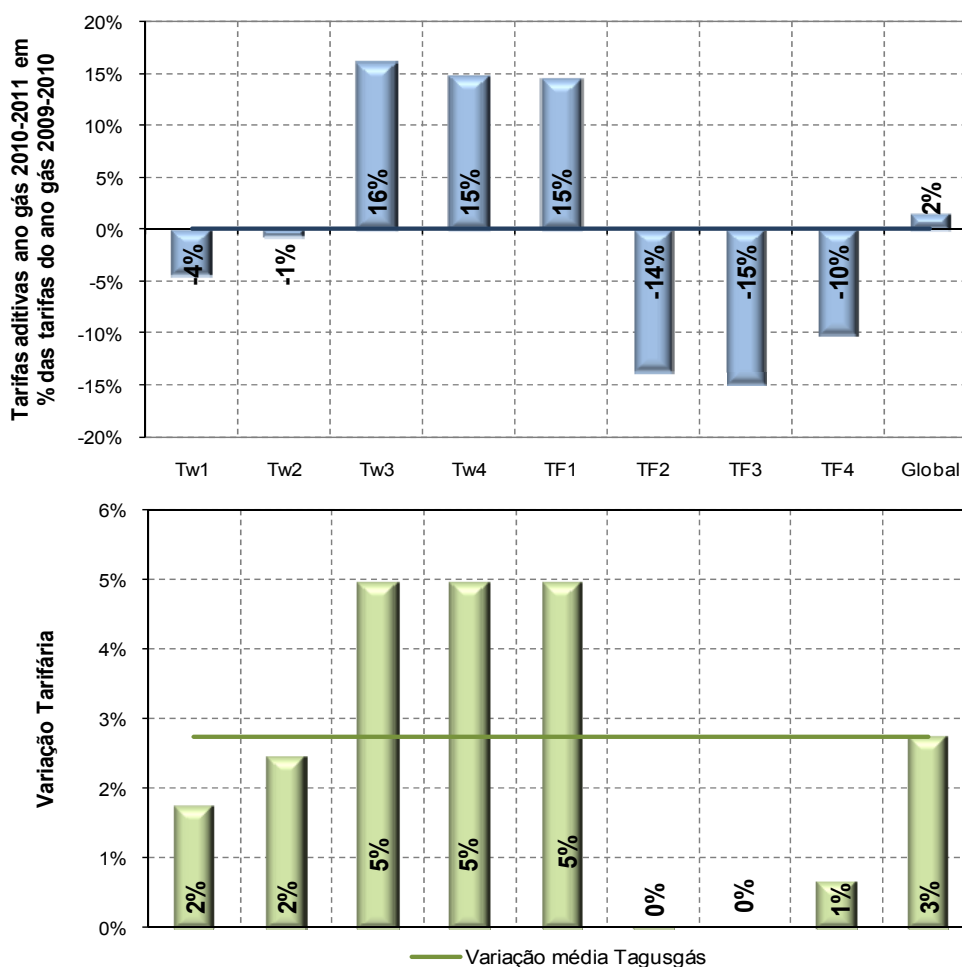




**Figura 9-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Setgás para clientes em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>**



**Figura 9-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR Tagusgás para clientes em BP  $\leq 10\ 000\ m^3$**



## 9.2 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA A UNIFORMIDADE TARIFÁRIA NACIONAL

Na Figura 9-14 e na Figura 9-15 apresenta-se a evolução dos preços da TVCF para a tarifa aditiva (para o ano gás 2008/09 (t-2), ano gás 2009/10 (t-1) e ano gás 2010/11 (t)). 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 objectivo do mecanismo de convergência tarifária, que é o da uniformidade tarifária no território nacional.

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 n.º 116 do Regulamento Tarifário. A sua aplicação passou a ser tratada numa base nacional em substituição da anterior base regional.

Adicionalmente, deve ser tido em consideração a aplicação do n.º 5 do referido artigo que permite a agregação de preços das TVCF, sempre que estes estejam próximos, acelerando a convergência para uma única tarifa nacional.

Nas figuras seguintes observa-se a tendência de homogeneização, i.e., a convergência entre os diferentes preços, quer de energia quer do termo fixo, de cada CUR, para um mesmo preço nacional, por escalão de consumo, mesmo que ainda não se tenha convergido totalmente para o respectivo preço aditivo.

**Figura 9-14 - Evolução do preço de energia para a tarifa aditiva, por escalão de consumo**

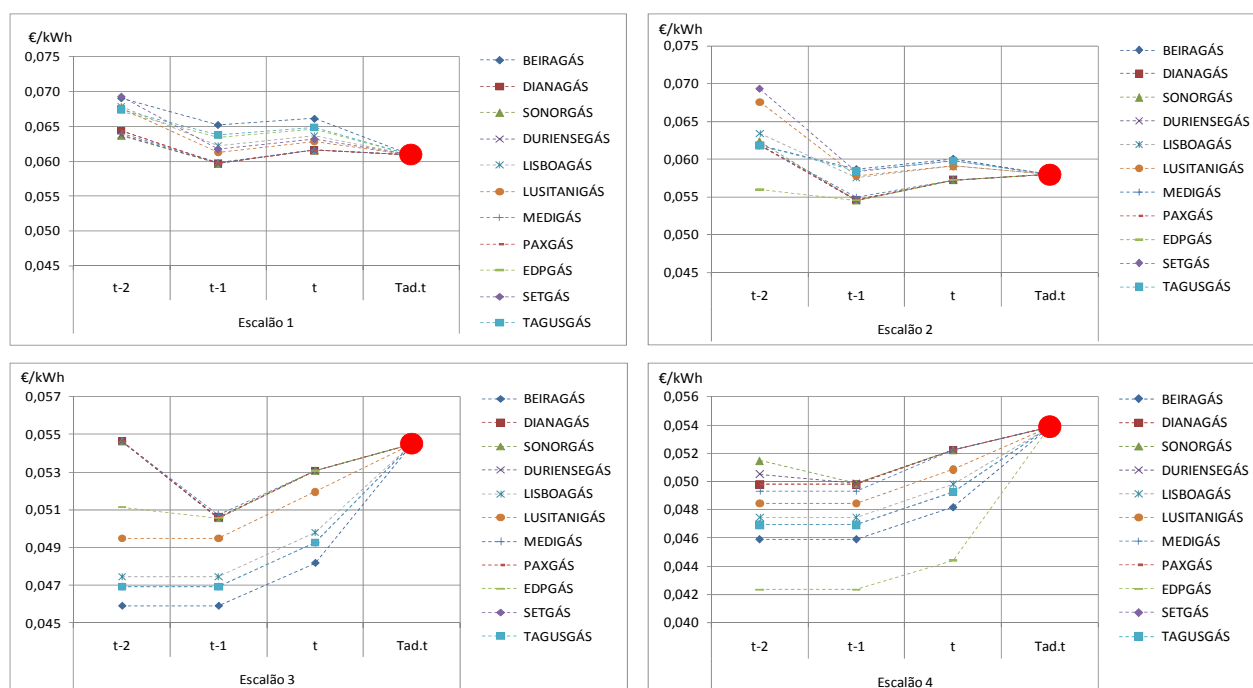
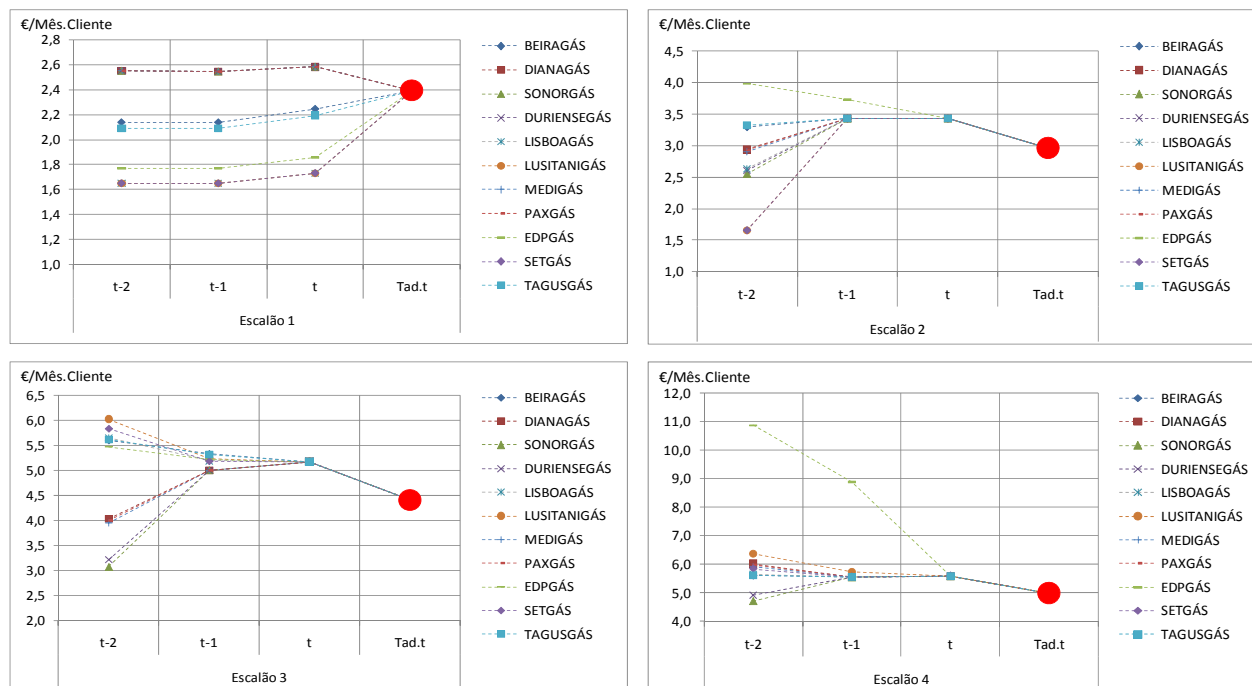


Figura 9-15 - Evolução do preço do termo fixo para a tarifa aditiva, por escalão de consumo

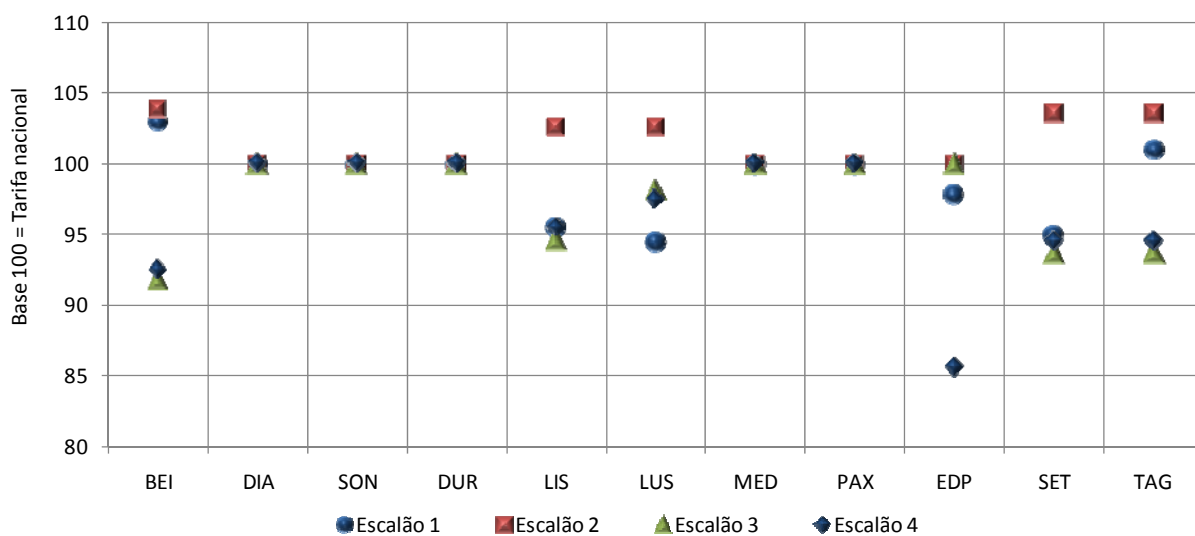


Na figura seguinte apresenta-se a evolução dos preços médios, por escalão de consumo, para fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup> em BP<, por CUR retalhista regional, em função da tarifa nacional<sup>13</sup>. Verifica-se, entre outros, que os preços do 2.º escalão de consumo (220 a 500 m<sup>3</sup>/ano) (i) da Dianagás, Sonorgás, Duriensegás, Medigás, Paxgás e EDPgás são iguais, (ii) que os preços do 2.º escalão de consumo da Lisboagás e Lusitaniagás são iguais e que (iii) os preços do 2.º escalão de consumo da Setgás e Tagusgás são iguais. Este exemplo reflecte a convergência dos diferentes preços, por escalão de consumo anual, para preços únicos nacionais (ver também a Figura 9-17).

Finalmente, importa referir que da diversidade de 47 preços diferentes (entre todos os preços em vigor para os escalões de consumo inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>) em 2009-10, se passa para um conjunto de 30 preços diferentes em 2010-11. Os preços nacionais aditivos são únicos por escalão pelo que correspondem a 8 preços distintos (termo fixo e termo de energia em cada um dos 4 escalões).

<sup>13</sup> Para tarifa nacional consideraram-se os preços dos CUR Dianagás, Sonorgás, Duriensegás, Medigás e Paxgás que são iguais entre si e, por isso, representam a moda estatística dos preços por escalão de consumo.

**Figura 9-16 - Preço médio por escalão de consumo em BP ≤ 10 000 m<sup>3</sup>, por CUR retalhista, em % da moda nacional**



**Figura 9-17 - Uniformidade tarifária nos preços do escalão 2 (220 a 500 m<sup>3</sup>/ano) por 4 zonas de preço**





## 10 COMPARAÇÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL EM PORTUGAL E ESPANHA

Portugal e Espanha têm desenvolvido plataformas de diálogo e de estudo para a integração progressiva dos dois mercados de gás natural, com especial destaque para o MIBGÁS. Várias etapas desse processo de integração já tiveram lugar e continuam a evoluir. Nesse contexto importa proceder-se à comparação dos preços de acesso às infra-estruturas de GN nos dois países, promovendo a informação dos agentes, numa perspectiva ibérica.

O Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto, que regula o acesso de terceiros às infra-estruturas de gás natural e que estabelece o sistema económico integrado do sector de gás natural em Espanha, define no capítulo IV a estrutura das tarifas de acesso às infra-estruturas de GN. As tarifas de acesso ao sistema de gás natural são fixadas anualmente, sendo que as tarifas a vigorar no ano de 2010, em território espanhol, foram estabelecidas pela Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro.

### 10.1 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS

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, apresentados no Quadro 10-1.

**Quadro 10-1 - Preços da parcela de Recepção de GNL<sup>14</sup>**

PARCELA DE RECEPÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/navio)	27.893
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000056

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, apresentado no Quadro 10-2.

**Quadro 10-2 - Preço da parcela de Armazenamento de GNL<sup>15</sup>**

PARCELA DE ARMAZENAMENTO	PREÇOS
Termo Variável (EUR/kWh/dia)	0,00002891

<sup>14</sup> Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro. Estes valores têm como referência o terminal de Huelva, que é utilizado na análise comparativa.

<sup>15</sup> Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro.

A tarifa de Regaseificação inclui a actividade de vaporização ou carga de cisternas de GNL. 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, apresentados no Quadro 10-3.

**Quadro 10-3 - Preços da parcela de Regaseificação de GNL<sup>16</sup>**

PARCELA REGASEIFICAÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo (EUR/(kWh/dia)/mês)	0,016099
Termo Variável (EUR/kWh)	0,000096

Em finais de 2005, 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 de penalização que se aplicam unicamente ao termo variável 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 Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro, foram publicados os coeficientes de penalização para contratos mensais e anuais, para o ano de 2010.

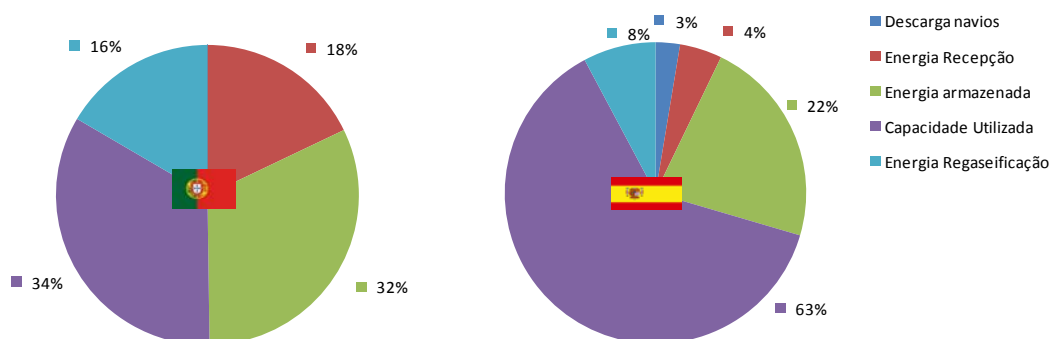
Nas figuras seguintes comparam-se as estruturas de pagamentos das tarifas de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL em Portugal e Espanha, em termos relativos e em termos absolutos. Considerou-se um perfil de utilização idêntico ao do Terminal de Sines, previsto para o ano gás 2010-2011.

Verifica-se que no caso de Espanha existe uma estrutura de custos fixos mais pesada do que em Portugal, com um valor da capacidade de utilização associada à regaseificação de GNL com valores cerca de 2,4 acima dos valores da capacidade de utilização de regaseificação de GNL no Terminal de Sines. Por outro lado a componente variável da energia de recepção (incluindo a descarga de navios em Espanha) e da energia de regaseificação é em Espanha cerca de 0,6 em relação ao valor equivalente no Terminal de Sines.

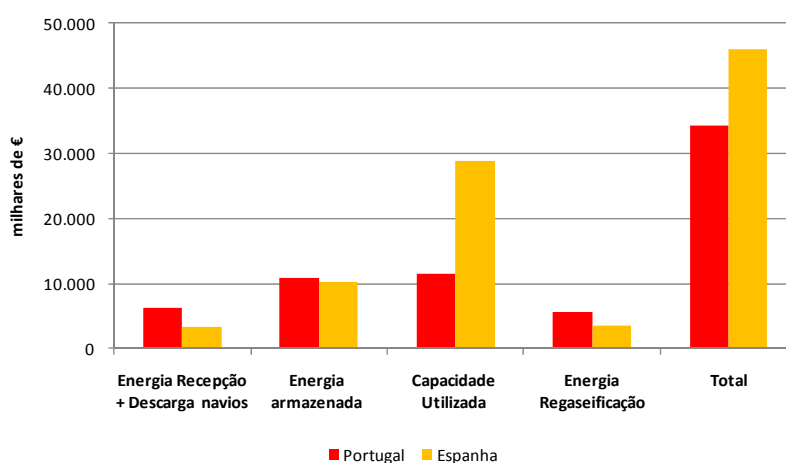
<sup>16</sup> Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro.



**Figura 10-1 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011**  
(valores relativos)



**Figura 10-2 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011**  
(valores absolutos)



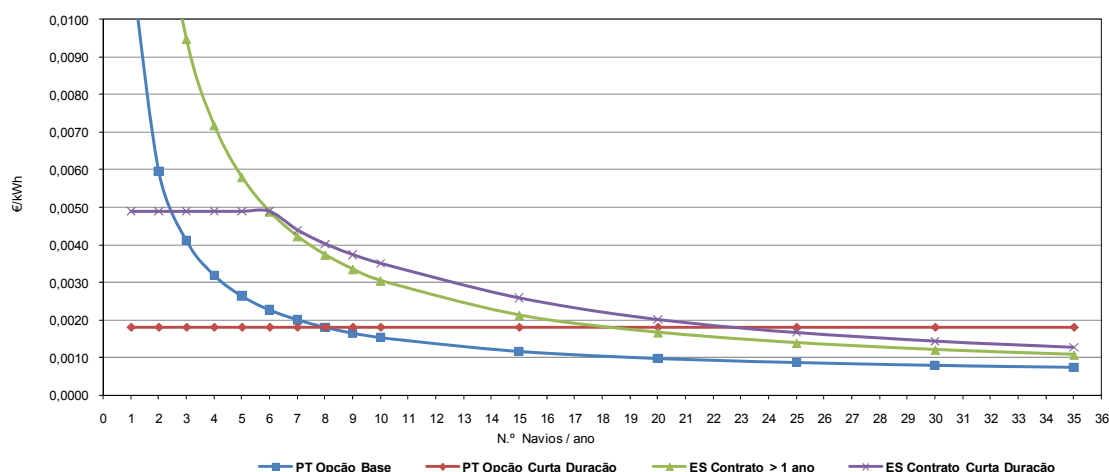
Na Figura 10-3 apresenta-se a evolução dos preços médios de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL de Portugal e de Espanha, em função do número anual de navios metaneiros que descarregam a sua carga de GNL.

Nesta análise foram considerados navios metaneiros com uma carga média de 875 GWh (125 000 m<sup>3</sup> 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.

Para ambos os países são considerados dois cenários distintos: a utilização do terminal através de um contrato com duração superior a 1 ano e a utilização do terminal com a opção de curta duração (contrato com duração inferior a 1 ano). No caso da aplicação dos factores de penalidades no contrato com duração inferior a 1 ano, em Espanha, estes são aplicados ao termo de capacidade da tarifa de Regaseificação, por ordem decrescente, sendo nos primeiros 6 meses aplicados os factores mensais mais penalizadores (valor = 2,0) e nos restantes 6 meses aplicados os restantes factores mensais de penalização (valor = 0,5).

**Figura 10-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha**



Comparando os preços médios de utilização do terminal, constata-se que, até aproximadamente 8 descargas de navios/ano, a melhor opção corresponde à utilização do Terminal de Sines, através da opção de curta duração. Para valores superiores a 8 descargas de navios/ano o Terminal de Sines continua a ser mais favorável, mas com a utilização da opção base. Numa análise global verifica-se que a utilização do Terminal de Sines apresenta um preço unitário mais baixo para qualquer número de descarga de navios, tendo como base os pressupostos assumidos.

## 10.2 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A tarifa de armazenamento, em Espanha, é uma tarifa trinómia composta por um termo fixo aplicável à capacidade de armazenamento contratada, definido em euros/kWh/mês, e por dois termos variáveis

aplicáveis ao volume de gás injectado ou extraído, definidos em euros/kWh, apresentados no Quadro 10-4.

**Quadro 10-4 - Preços da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo<sup>17</sup>**

USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	PREÇOS
Termo de Injecção (EUR/kWh)	0,000244
Termo de Extracção (EUR/kWh)	0,000131
Termo Fixo (EUR/kWh/mês)	0,000411

Nas figuras seguintes é feita a comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo em Portugal e Espanha, considerando um perfil de utilização do armazenamento subterrâneo de 183 dias (correspondente a 6 meses de armazenamento), em valores relativos e em valores absolutos.

Assume-se que a energia injectada é igual à energia extraída e que o valor da capacidade de armazenamento é igual à capacidade de injecção do armazenamento subterrâneo do Carriço (23 800 MWh/dia). Importa também referir que em Portugal a quantidade armazenada corresponde a uma energia média diária enquanto em Espanha a quantidade armazenada corresponde a uma capacidade de armazenamento contratada mensal.

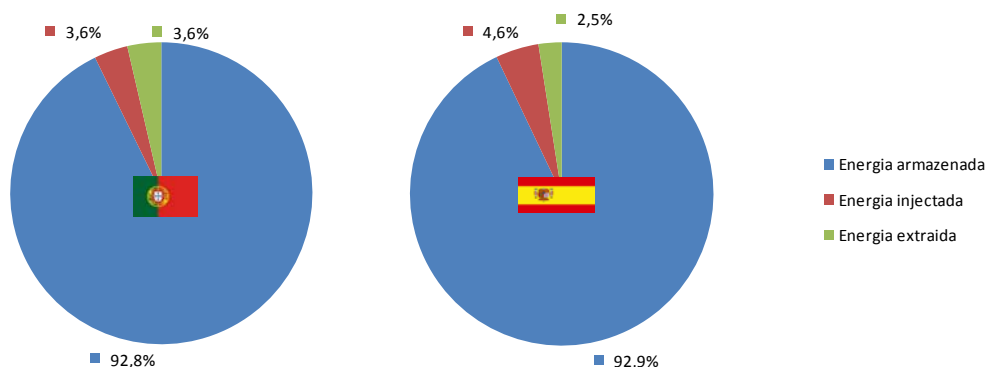
Assume-se também que em Espanha o termo fixo é pago durante 12 meses, independentemente do número de meses em que o gás é armazenado, sendo esse valor pago numa lógica diária em Portugal.

Verifica-se que o custo unitário do armazenamento subterrâneo em Espanha é ligeiramente mais vantajoso do que em Portugal, sendo esta situação explicada pelas diferenças construtivas dos armazenamentos subterrâneos dos dois países.

<sup>17</sup> Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro.

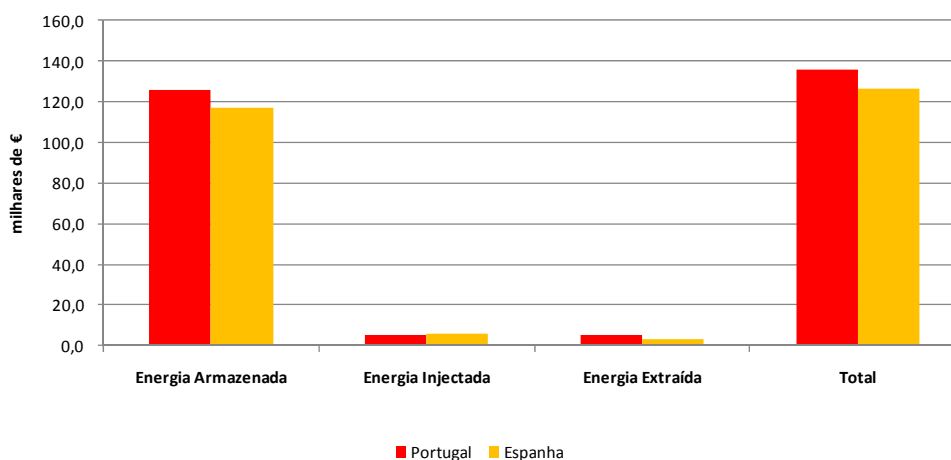
**Figura 10-4 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011**

(valores relativos)



**Figura 10-5 - Comparação da estrutura de pagamentos da tarifa de Armazenamento Subterrâneo, entre Portugal e Espanha, no ano gás 2010-2011**

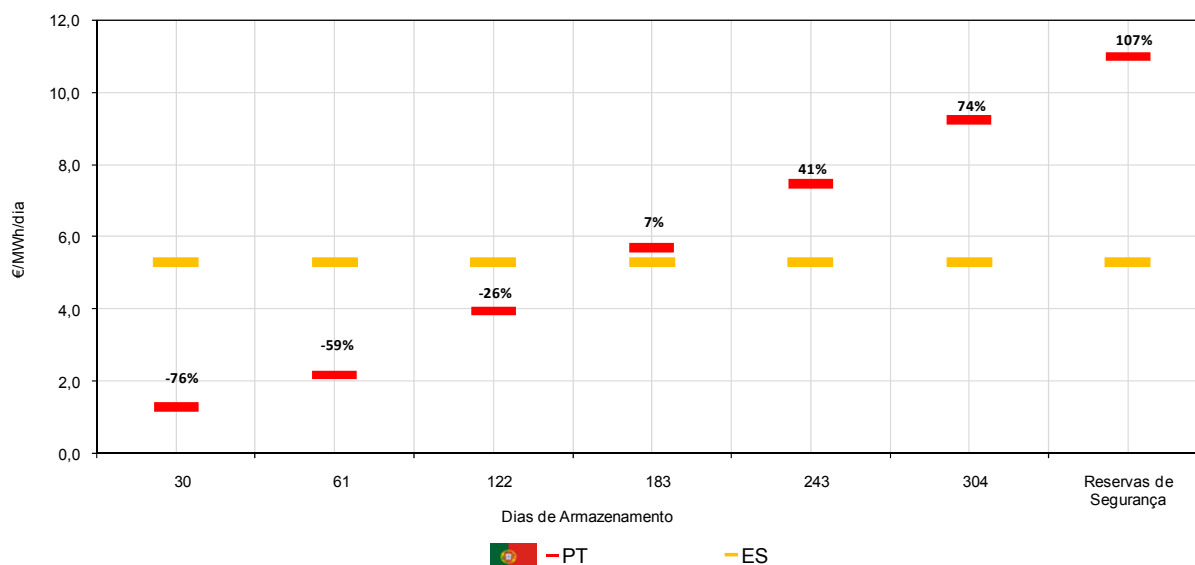
(valores absolutos)



Na Figura 10-6 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 injectada, energia extraída e capacidade de armazenamento.

Verifica-se que o preço médio em Portugal é inferior ao praticado em Espanha para utilizações inferiores a aproximadamente 6 meses. Nesse contexto verifica-se que a tarifa de acesso em Portugal é favorável para utilizações sazonais, incentivando-se a utilização da capacidade disponível pelos agentes de mercado numa óptica de gestão de gás de curto/médio prazo.

**Figura 10-6 - Comparação das tarifas de Acesso ao Armazenamento Subterrâneo entre Portugal e Espanha**



Por último importa acrescentar que as características construtivas dos armazenamentos subterrâneos de Portugal e Espanha são distintas.

### 10.3 TARIFA DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

Em Espanha, a tarifa de transporte e distribuição tem duas componentes<sup>18</sup>: (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)<sup>19</sup> ou €/mês (grupo de clientes 3)<sup>20</sup>, e por um termo variável, definido em euros/kWh.

O termo de reserva de capacidade de transporte e distribuição é aplicável ao caudal diário a facturar a cada utilizador com contrato de acesso e é facturado pela empresa de transporte detentora das instalações onde está situado o ponto de entrada de gás natural ao sistema de transporte e distribuição. A estrutura desta componente da tarifa de Transporte e Distribuição é monómia, sendo composta por um termo fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês.

<sup>18</sup> Artigo 31.º do Real-Decreto 949/2001, de 3 de Agosto.

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> Grupo 3: consumidores ligados a gasodutos cuja pressão de desenho seja inferior ou igual a 4 bar.

O termo de transporte é facturado pela empresa de distribuição detentora das instalações onde está situado o ponto de entrega de gás natural ao consumidor. A estrutura desta componente da tarifa de Transporte e Distribuição é binómia, sendo composta por um termo fixo, definido em euros/(kWh/dia)/mês (grupos de clientes 1 e 2) ou €/mês (grupo de clientes 3) 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.

Considerando que o sistema tarifário espanhol agrega a rede de transporte e a rede de distribuição, i.e. as tarifas dependem apenas do consumo anual verificado, a comparação dos preços médios, associados ao uso da rede de transporte, entre Portugal e Espanha, é efectuada para os dois 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 (consumos anuais superiores a 100 GWh/ano). O grupo 1 não foi incluído dado não existir nenhum consumidor em Portugal com este perfil.

No Quadro 10-5 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, durante o ano de 2010, para os dois maiores escalões de consumo do grupo 2 do sistema tarifário espanhol.

**Quadro 10-5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e Distribuição<sup>21</sup>**

USO DA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO	PREÇOS
Termo Fixo de Reserva de Capacidade (€/kWh/dia)/mês	0,008905
Termos de Transporte	
<b>Tarifa 2.5: 500≥...&gt;100 GWh/ano</b>	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,031102
Termo variável (€/kWh)	0,0008070
<b>Tarifa 2.6: &gt;500 GWh/ano</b>	
Termo fixo (€/kWh/dia)/mês	0,028609
Termo variável (€/kWh)	0,0007000

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.

No cálculo do uso da rede de transporte em Portugal são utilizadas as tarifas a vigorar no ano gás 2010-2011 (a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte).

<sup>21</sup> Valores definidos no anexo da Ordem Ministerial ITC/3520/2009, de 28 de Dezembro.

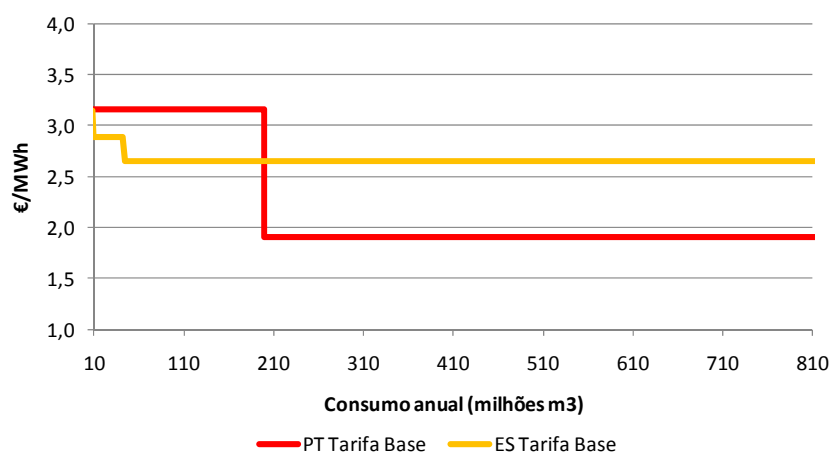
Para além das tarifas associadas ao ponto de saída, no cálculo do uso da rede de transporte em Portugal, é também aplicado ao ponto de entrada (utilizado como referência o Terminal de Sines) um termo de reserva de capacidade ou um termo de energia em fora de vazio, no caso da aplicação da opção de curtas durações. É utilizada uma modulação de 230 dias, quer no ponto de entrada, quer no ponto de saída da rede.

Adicionalmente considera-se que clientes com fornecimentos de gás superiores a 200 milhões de m<sup>3</sup> são centros electroprodutores, aplicando-se para estes clientes apenas a Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Assume-se que a relação entre a energia em fora de vazio e a energia total é de 76,5%, valor típico de um cliente ligado à rede de alta pressão, em Portugal.

Na Figura 10-7 apresenta-se a relação entre os preços das tarifas de Acesso à Rede de Transporte, em Portugal e Espanha.

**Figura 10-7 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados na rede de transporte em AP em Portugal e Espanha (modulação constante de 230 dias)**



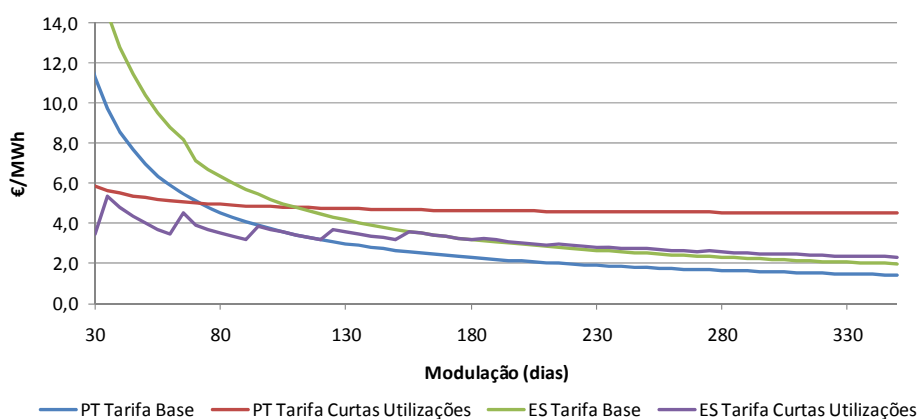
Na Figura 10-8 considera-se um cliente com uma capacidade instalada de 11,43 GWh/dia (correspondente a uma central com ciclo combinado, com uma potência instalada de 400 MW, rendimento de 55% e 10 horas de funcionamento diário), funcionando 5 dias úteis por semana e com uma modulação variável.

Na opção de curtas utilizações em Espanha assume-se a utilização de contratos mensais através da aplicação de um factor de penalidade mensal ao termo fixo da tarifa de reserva de capacidade e da tarifa de condução. Estes são aplicados por ordem decrescente, sendo nos primeiros 6 meses aplicados os

factores mensais mais penalizadores (valor = 2,0) e nos restantes 6 meses aplicados os restantes factores mensais de penalização (valor = 0,5).

Em Portugal a opção de curtas utilizações implica a perda de prioridade na utilização da capacidade da rede, face aos utilizadores da opção base, e a obrigatoriedade de um pré-aviso de 1 mês.

**Figura 10-8 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP em Portugal e Espanha (capacidade instalada constante de 11,43 GWh/dia)**



Da análise das figuras verifica-se que a tarifa de Acesso à Rede de Transporte em alta pressão em Portugal é globalmente mais favorável do que em Espanha.



**ANEXO**  
**ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO**



**ANEXO – ESTRUTURA DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO**

Os contratos de concessão, assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural em Abril de 2008, determinam na cláusula 7.<sup>a</sup> que será a ERSE a definir a metodologia de repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo pagas pelos operadores da rede de distribuição a cada Município, sobre as entidades comercializadoras ou sobre os consumidores finais respectivos. Esta metodologia está definida no artigo 162.º do RT<sup>22</sup>.

A metodologia inicialmente proposta pela ERSE baseava-se numa repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo proporcional à facturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição por forma a reflectir os custos de quilometragem da rede utilizada por cada cliente.

Posteriormente, reconhecendo que este método rigoroso apresentava alguma complexidade ao nível da sua aplicação, foi aprovada pela ERSE uma metodologia simplificada em linha com os vários comentários recebidos na consulta pública, integrando o RT esta metodologia.

A metodologia aprovada para a repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo estabelece a estrutura de dois preços: um fixo e um de energia, para dois tipos de fornecimentos: fornecimentos anuais superiores a 10 000 m<sup>3</sup> e fornecimentos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>.

Esta estrutura de preços é determinada por forma a que os pagamentos das taxas de ocupação do subsolo apresentem uma estrutura aderente à da facturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, actividade sobre a qual recai a obrigação de pagamento das taxas.

No Quadro I - 1 apresenta-se a estrutura das taxas de ocupação do subsolo a ser utilizada por todos os operadores de redes.

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

<b>Taxas de Ocupação do Subsolo</b>			
Nível de pressão	<b>TW</b>	<b>TF</b>	
	(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 m<sup>3</sup>

<sup>22</sup>Aprovado pelo Despacho n.º 4878/2010, de 18 de Março.

BP< - Fornecimentos inferiores ou iguais a 10 000 m3

De acordo com o artigo 162.º do RT, as taxas de ocupação do subsolo a serem definidas pelos operadores da rede de distribuição são função dos montantes pagos a cada Município e proporcionais aos preços publicados no Quadro I - 1.

Apesar de simplificada, a metodologia de repercussão do valor das taxas de ocupação do subsolo assegura uma estrutura de pagamentos aderente à da facturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (Figura I - 1), conforme se pretendia.

**Figura I - 1 - Estrutura de repercussão dos pagamentos das taxas de ocupação do subsolo**

