

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS DA RNTIAT 2007-2008

Maio de 2007

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 213 033 200
Fax: 213 033 201
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL.....	3
2.1	Relação entre tarifas e custos.....	6
2.2	Determinação dos custos incrementais.....	8
2.3	O conceito de escalamento.....	8
3	TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	11
3.1	Estrutura geral da tarifa.....	11
3.2	Determinação dos custos incrementais.....	14
3.2.1	Custos incrementais de capacidade e de energia da regaseificação de GNL	14
3.2.2	Custo nivelado do carregamento de camiões cisterna da parcela de regaseificação de GNL	19
3.2.3	Custo nivelado de energia da parcela de recepção de GNL	20
3.2.4	Custo nivelado de energia da parcela de armazenamento de GNL.....	21
3.3	Comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais.....	22
3.4	Comparação da estrutura tarifária com as tarifas em vigor no 1º Semestre de 2007	24
4	TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	29
4.1	Estrutura geral da tarifa.....	29
4.2	Determinação dos custos nivelados.....	30
4.3	Comparação da estrutura tarifária com as tarifas em vigor no 1º Semestre de 2007	35
5	TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE.....	39
5.1	Estrutura geral da tarifa – Variáveis de facturação e custos associados.....	40
5.2	Determinação dos custos incrementais.....	41
5.2.1	Discussão metodológica	41
5.2.2	Pressupostos e dados utilizados.....	43
5.2.3	Custos incrementais.....	48
5.3	Comparação da estrutura tarifária com as tarifas em vigor no 1º Semestre de 2007	56
6	TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA	63
6.1	Estrutura geral da tarifa.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Actividades e tarifas do sector do gás natural.....	3
Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes Finais	5
Figura 2-3 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada).....	5
Figura 3-1 - Custos incrementais/nivelados e preços da tarifa de Uso do Terminal	23
Figura 3-2 - Custos incrementais/nivelados e preços da tarifa de Uso do Terminal	24
Figura 3-3 - Estrutura das receitas entre as variáveis de facturação estabelecidas no contrato	26
Figura 3-4 - Estrutura das receitas incrementais escaladas e das receitas da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	27
Figura 4-1 - Comparação entre os preços do contrato e os custos nivelados de longo prazo.....	37
Figura 4-2 - Repartição de receitas entre energia armazenada e injectada tendo em conta os preços do contrato.....	37
Figura 4-3 - Repartição de receitas entre energia armazenada e injectada tendo em conta os custos nivelados.....	38
Figura 5-1 - Evolução do consumo de gás natural entre 1997 e 2006	39
Figura 5-2 - Repartição das receitas do contrato por termo tarifário (milhares de euros)	61
Figura 5-3 - Repartição das receitas resultantes da aplicação dos custos incrementais por termo tarifário (em %)	62
Figura 5-4 - Comparação entre os preços do contrato e os custos incrementais de longo prazo	62

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Preços da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	12
Quadro 3-2 – Definição das variáveis de facturação	13
Quadro 3-3 - Custo incremental de capacidade utilizada na regaseificação de GNL	17
Quadro 3-4 - Custo nivelado de capacidade de ponta diária utilizada na regaseificação	18
Quadro 3-5 - Custo incremental de energia na regaseificação de GNL	19
Quadro 3-6 - Anuidade dos investimentos afectos às ilhas de carga de camiões cisterna.....	19
Quadro 3-7 - Custo nivelado do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna.....	20
Quadro 3-8 - Investimentos na infra-estrutura de recepção e descarga de GNL.....	20
Quadro 3-9 - Custo nivelado de energia da parcela de recepção de GNL.....	21
Quadro 3-10 - Investimentos na infra-estrutura de armazenamento de GNL.....	21
Quadro 3-11 - Custo nivelado de energia da parcela de armazenamento de GNL.....	22
Quadro 3-12 – Custos incrementais/nivelados e preços da tarifa de Uso do Terminal.....	23
Quadro 3-13 - Conversão da taxa de processamento do contrato no preço de energia da parcela de regaseificação	26
Quadro 4-1 - Imobilizado segundo categorias de custo.....	32
Quadro 4-2 – Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extracção no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo.....	33
Quadro 4-3 – Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injectados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo.....	33
Quadro 4-4 – Determinação dos custos nivelados de injeção e extracção da tarifa de Uso de Armazenamento Subterrâneo	34
Quadro 4-5 – Capacidade útil de armazenamento da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo.....	34
Quadro 4-6 – Determinação dos custos nivelados de energia armazenada por dia da tarifa de Uso de Armazenamento Subterrâneo	34
Quadro 4-7 – Capacidade de armazenamento de energia contratada em 2006.....	35
Quadro 4-8 – Conversão das variáveis do contrato para as variáveis previstas no Regulamento Tarifário – Energia Armazenada	36
Quadro 4-9 – Conversão das variáveis do contrato para as variáveis previstas no Regulamento Tarifário – Energia Injectada e Energia Extraída	36
Quadro 5-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte e sua justificação.....	41
Quadro 5-2 – Investimentos na rede de transporte de gás natural	44
Quadro 5-3 – Vida útil dos equipamentos	45
Quadro 5-4 – Capacidade utilizada das GRMS	46
Quadro 5-5 – Procura na rede de transporte	47
Quadro 5-6 – Energia em períodos de ponta.....	48
Quadro 5-7 – Custo incremental da variável de capacidade utilizada (troços periféricos).....	49

Quadro 5-8 – Custo incremental em função da energia em períodos de ponta (troços comuns)	50
Quadro 5-9 – Custo incremental em função da energia	52
Quadro 5-10 Custos incrementais e receitas incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte...	53
Quadro 5-11 – Repartição entre o termo de capacidade e energia de alguns sistemas tarifários europeus ao nível do transporte.....	54
Quadro 5-12 Re-afecção dos investimentos em troços centrais entre a variável de facturação capacidade utilizada e a variável de facturação energia em períodos de ponta	55
Quadro 5-13 Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte (recalculados)	55
Quadro 5-14 – Conversão entre as variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte estabelecida no Regulamento Tarifário e as do Contracto de Acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural em Alta Pressão e Gestão Técnica Global do SNGN	58
Quadro 5-15 - Conversão do preço de reserva de capacidade à saída para capacidade utilizada	59
Quadro 5-16 - Conversão do preço de reserva de capacidade à entrada para energia em períodos de ponta.....	60
Quadro 5-17 – Conversão do preço de energia total anual	60
Quadro 6-1 – Preço de energia da tarifa Uso Global do Sistema.....	63

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta 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, de Uso Global do Sistema e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

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

O capítulo 3 apresenta a estrutura geral da tarifa e o detalhe do cálculo do custo incremental ou custo nivelado de longo prazo das variáveis de facturação inerentes à actividade de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito – energia recepção, energia diária armazenada, capacidade utilizada regaseificação, energia regaseificação e termo fixo carregamento de camiões cisterna. É ainda efectuada uma comparação da estrutura tarifária com a estrutura de custos incrementais e com as tarifas em vigor no primeiro semestre de 2007.

O capítulo 4 apresenta a estrutura geral da tarifa e o detalhe do cálculo do custo incremental das variáveis de facturação inerentes à actividade de Uso da Rede de Transporte – capacidade utilizada, energia e energia em horas de ponta. É efectuada uma comparação da estrutura tarifária com as tarifas em vigor no primeiro semestre de 2007.

No capítulo 5 é apresentada a estrutura geral da tarifa de Uso Global do Sistema.

O capítulo 6 apresenta o detalhe do cálculo do custo nivelado das variáveis de facturação inerentes à actividade de Uso do Armazenamento Subterrâneo – energia injectada, energia extraída e energia armazenada. É efectuada uma comparação da estrutura tarifária com as tarifas em vigor no primeiro semestre de 2007.

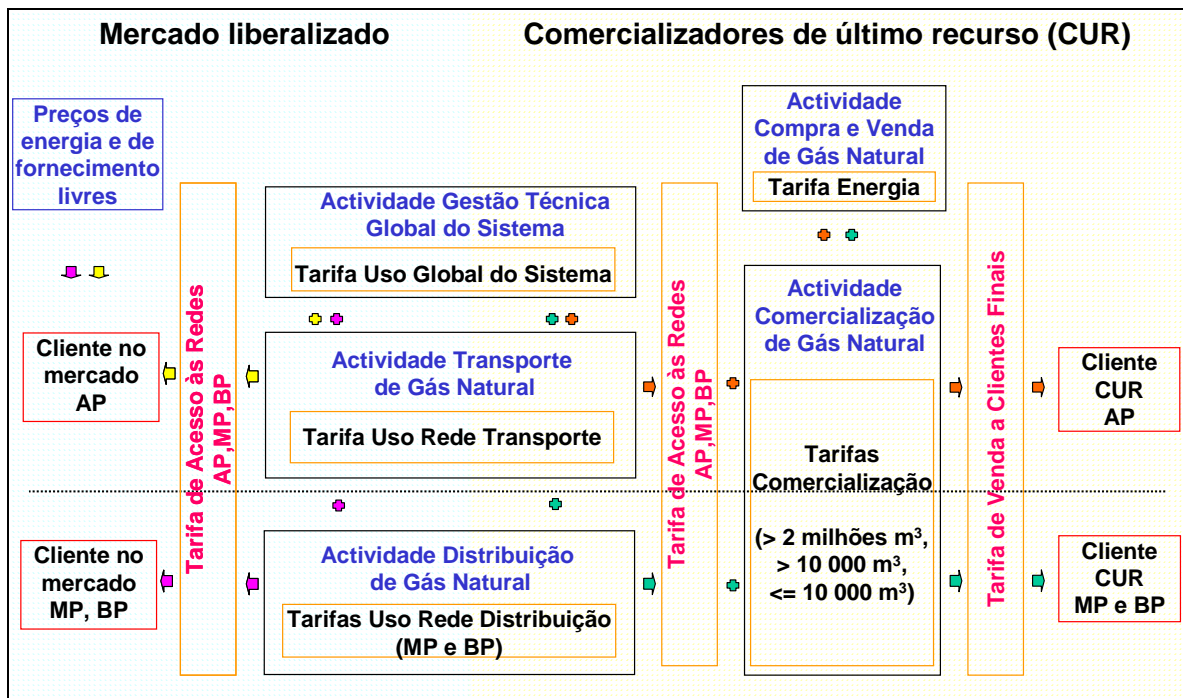
2 ACTIVIDADES E TARIFAS REGULADAS DE GÁS NATURAL

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.

Na figura seguinte apresentam-se de forma esquemática a relação entre as actividades e tarifas da cadeia de valor do gás natural.

Figura 2-1 - Actividades e tarifas do sector do gás natural



As tarifas de acesso às redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu modo de participação no mercado, são obtidas por soma das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos clientes dos comercializadores de último recurso resultam da soma das tarifas 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 e os custos de armazenamento subterrâneo resultantes do pagamento das tarifas destas infra-estruturas.

Os clientes que participem no mercado pagam as tarifas 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.

Em alternativa podem celebrar um contrato 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.

As duas figuras seguintes esquematizam a composição das várias tarifas e actividades que compõem a tarifa de Venda a Clientes Finais e a tarifa de Venda a Clientes (não regulada).

Figura 2-2 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes Finais

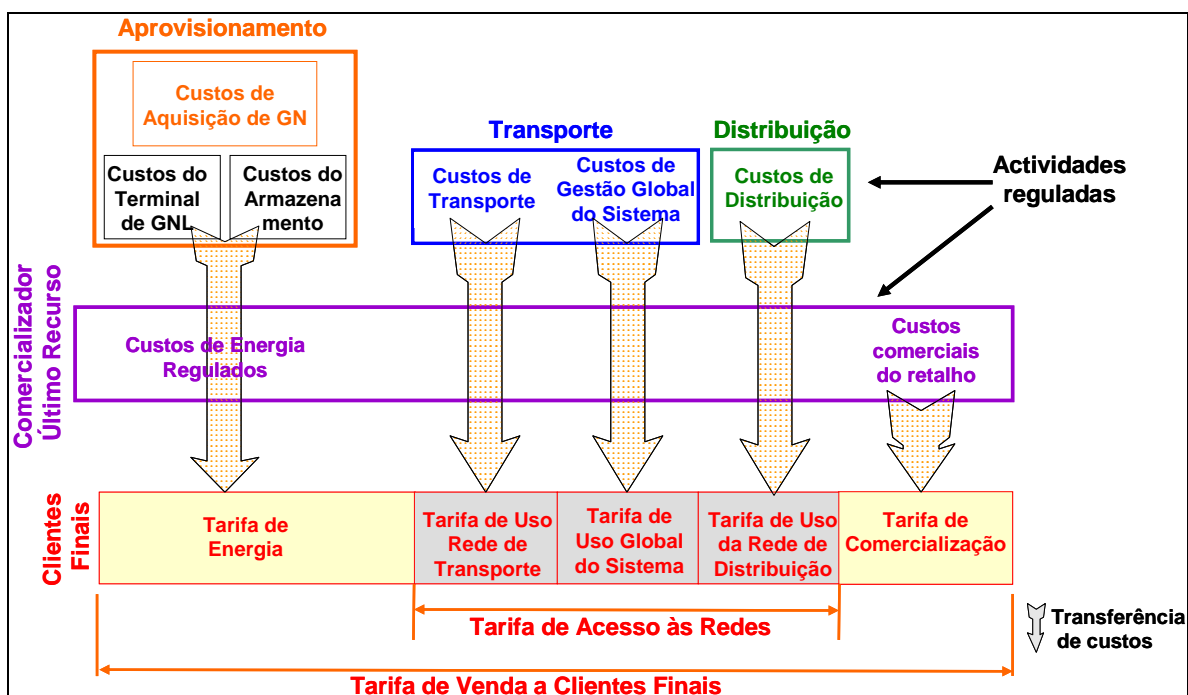
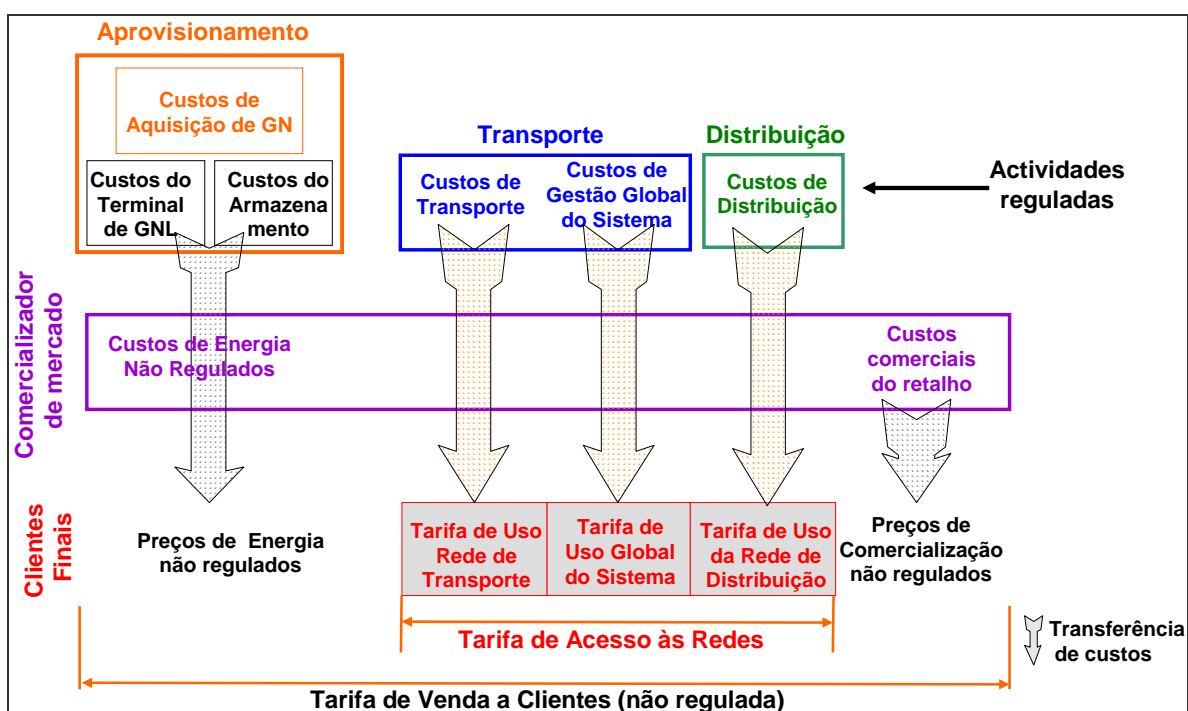


Figura 2-3 - Decomposição da Tarifa de Venda a Clientes (não regulada)



No Decreto-Lei n.º 30/2006 são consagrados 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.

Para a obtenção de aditividade tarifária é necessário definir uma estrutura de variáveis de facturação compatíveis e harmonizada entre as várias actividades.

No primeiro ano gás 2007-2008 a regulação da ERSE irá abranger as actividades de (i) Recepção, armazenamento e regaseificação de GNL; (ii) Armazenamento subterrâneo; (iii) Gestão técnica global do sistema e (iv) Transporte de gás natural.

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 estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitem assegurar os proveitos permitidos em cada actividade regulada e que garantem 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 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 os melhores preços possíveis. 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. Estes princípios nem sempre são conciliáveis. Por outro lado, a procura da eficiência em termos dinâmicos pode limitar o interesse em manter tarifas estritamente ligadas aos custos marginais.

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 subsidiação cruzada 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 para cada uma das actividades, diversas metodologias podem ser adoptadas.

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 dos custos de capital associados ao investimento (CAPEX), incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado dos acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

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.

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. 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 de satisfazer. Nestes casos, tendo em conta que a procura a satisfazer está relacionado com os valores assumidos em fase de projecto e que justificaram os investimentos realizados para um período longo de tempo, deve-se utilizar uma mesma taxa de desconto para os custos e para a procura de projecto, numa lógica de determinação de um custo de projecto de médio e longo prazo. 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 procura prevista que o justifica, nesta perspectiva a taxa de desconto a utilizar deve estar ligada ao contexto do investimento e ao valor utilizado para descontar os custos.

Neste documento, os custos incrementais ou custos nivelados apresentados estão referidos ao ano civil de 2007, para efeito de cálculo tarifário os valores em questão devem estar referidos ao ano gás 2007/2008.

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 RT.

A escolha do método de escalamento, deve ser feito 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 e; (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. O terminal tem como principais actividades:

- Recepção do GNL através das instalações portuárias de descarga dos navios metaneiros, com possibilidade de acostagem de navios metaneiros com capacidade de armazenamento de 40 000 m³ a 165 000 m³. O tempo de descarga é de 15 horas para 140 000 m³.
- Armazenagem do GNL em 2 tanques com 240 000 m³ de capacidade total, estando prevista a possibilidade de construir um terceiro reservatório.
- Regaseificação e emissão do gás natural para o gasoduto Sines - Setúbal e carga do GNL em camiões cisterna.

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. Esta tarifa é composta pelas parcelas de recepção, de armazenamento e de regaseificação de GNL, incluindo esta última a parcela de carregamento de camiões cisternas de GNL. Estas três parcelas são compostas 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	Preço termo fixo camiões	Aplicação
Recepção	-	-	✓	-	-
Armazenamento	-	✓	-	-	-
Regaseificação	✓	-	✓	-	Regaseificação GNL
	-	-	-	✓	Carregamento GNL
Tarifa UTRAR	✓	✓	✓	-	Entregas RNTGN
	-	✓	✓	✓	Entregas a camiões

A parcela de recepção de GNL é composta por um preço de energia, aplicável à energia das entregas de GNL ao transporte por rodovia e à energia das entregas na RNTGN, definido em euros por kWh.

O preço de energia 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 desses 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.

A parcela de armazenamento de GNL é composta por um preço diário de energia armazenada, aplicável à energia diária armazenada no terminal de GNL, definido em euros/kWh. 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.

A parcela de regaseificação de GNL aplicável às entregas à RNTGN é composta por um preço de capacidade de regaseificação utilizada, aplicável à capacidade utilizada das entregas na RNTGN, e por um preço de energia, aplicável ao volume regaseificado. O preço de capacidade de regaseificação utilizada é definido em euros por kWh. O preço de energia é definido em euros por kWh.

A capacidade utilizada deve reflectir os custos de investimento inicial dos sistemas de regaseificação, incluindo os serviços de bombagem, recuperação das evaporações, regaseificação, medição, e emissão para a RNTGN, que dependem essencialmente da capacidade instalada.

O preço de energia deve reflectir os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação¹ ou outros custos de operação que dependem dos volumes processados.

A parcela de regaseificação de GNL aplicável às entregas a camiões cisternas de GNL é composta por um preço do termo fixo, aplicável ao carregamento de camiões cisternas.

Este preço deve reflectir os custos de capital e de exploração afectos à ilha de carga de camiões cisterna.

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
Recepção	Energia (kWh)	Volume mensal de gás natural, medido quer no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte quer no ponto de entrega de GNL aos camiões cisterna.
Armazenamento	Energia diária armazenada (kWh)	Volume diário de GNL armazenado nos tanques, medido às 24h de cada dia.
Regaseificação	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 (kWh)	Volume mensal de gás natural, medido no ponto de entrega de gás natural à rede de transporte.
	Nº camiões	Número de carregamentos de camiões cisterna.

¹ 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.

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.

A variável utilizada para facturar o termo de capacidade associado à infra-estrutura de regaseificação deve transmitir um sinal económico destinado a reflectir os custos de reinvestimento na capacidade de regaseificação. Nesse sentido, não pode deixar de estar ligada ao caudal (diário ou horário) máximo efectivo de cada utilizador. O valor máximo requerido por um utilizador é uma medida da sua exigência da capacidade de regaseificação. A utilização do período de 12 meses para cálculo desta variável permite que uma alteração com carácter permanente do perfil de utilização do terminal por um dado utilizador não fique eternamente afectada do seu comportamento passado relativamente a essa utilização. A solução escolhida é assim uma variável que privilegia a perspectiva de longo prazo na facturação do termo de capacidade, transmitindo sinais económicos de custo incremental dos investimentos na infra-estrutura.

3.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

Neste capítulo determinam-se os custos incrementais de capacidade e de energia da regaseificação de GNL e os custos nivelados para os preços das infra-estruturas do terminal que não são determinados com base em custos incrementais, isto é, o custo do carregamento de camiões cisterna da parcela de regaseificação de GNL, o custo de energia da parcela de recepção de GNL e o custo de energia da parcela de armazenamento de GNL.

3.2.1 CUSTOS INCREMENTAIS DE CAPACIDADE E DE ENERGIA DA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental médio de longo prazo da capacidade utilizada na regaseificação de GNL deve ser 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.

O custo incremental de energia deve ser determinado através do rácio entre os custos de operação que dependem dos volumes processados e os volumes processados. 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).

Em seguida apresenta-se a metodologia utilizada no cálculo dos custos incrementais de capacidade e de energia.

CUSTO INCREMENTAL DA CAPACIDADE UTILIZADA NA REGASEIFICAÇÃO

Para o cálculo dos custos incrementais é necessário conhecer quer os investimentos realizados quer as quantidades que condicionaram esses investimentos. O investimento nas infra-estruturas de regaseificação ocorreu entre 2001 e 2006, não estando previstos investimentos adicionais nos próximos anos. No que concerne a capacidade são conhecidas quer a capacidade média de despacho projectada quer a capacidade de ponta de despacho projectada.

No Quadro 3-3 apresentam-se os investimentos e a procura considerada, assim como o custo incremental médio de longo prazo, calculado como o rácio entre o valor actualizado das anuidades dos investimentos, e dos encargos de exploração que esses investimentos originam, num determinado período de tempo, e o valor actualizado dos acréscimos de procura que condicionaram esse investimento.

No que concerne os investimentos os valores apresentados são os valores de aquisição dos activos afectos à regaseificação de GNL. Os investimentos estão afectos ao ano em que entrou em exploração o respectivo activo, não estando previstos investimentos adicionais nos anos posteriores a 2007². Cerca de 34% do activo afecto a esta actividade foi participado por subsídios comunitários a fundo perdido.

Com base nos investimentos efectuados em cada ano e na vida útil dos mesmos calcula-se a anuidade desses investimentos. Para o cálculo da anuidade total adiciona-se à anuidade do investimento os encargos de exploração resultantes da anuidade do ano anterior, tendo-se considerado que estes encargos são cerca de 2,7% da anuidade do respectivo ano. Este valor foi determinado através do rácio entre os custos de operação e manutenção previstos para 2007 e o valor do activo bruto no final de 2006 de toda a infra-estrutura do terminal. Dado que a maioria do activo afecto à regaseificação tem um período de vida útil de 10 anos, para o cálculo do custo incremental apenas se utilizam as anuidades de investimento até 2013. Como factor de actualização das anuidades utiliza-se uma taxa de 8%.

² Estão previstos investimentos na recepção e descarga de GNL, no armazenamento de GNL e nas ilhas de carga de cisternas de GNL, e investimentos considerados comuns a toda a infra-estrutura de GNL. Os investimentos comuns a toda a infra-estrutura do terminal serão realizados em 2007 e 2008 e atingem o valor de 1,7 milhões de euros. Todavia, no cálculo do custo incremental não foram considerados os activos que são comuns a toda a infra-estrutura, pelo que não se considera este investimento adicional.

No que concerne a capacidade utilizada, definida como o maior valor diário de gás natural no ano, foi considerada logo em 2004 a capacidade de emissão de ponta para que foi projectado o activo de regaseificação, 900 000 m³ (n)/h, o que equivale a uma capacidade diária máxima de 21,6 milhões de m³ (n), uma vez que a infra-estrutura de regaseificação foi desde o início projectada para permitir esta emissão de ponta. Assim, nos anos seguintes não foi considerado qualquer acréscimo de capacidade.

De acordo com os pressupostos apresentados o valor obtido para o custo incremental é de 0,032849 €/m³ (n) por mês, o que equivale a 0,002760 €/kWh por mês, considerando um poder calorífico superior de 11,9 kWh/m³ (n).

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

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

												Euros
Investimentos			Anuidade investimentos									
Ano	Vida útil	Investimentos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
2004	25	26 942 478	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938	2 523 938
2004	10	38 716 079	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837	5 769 837
2005	5	4 170		1 044	1 044	1 044	1 044	1 044				
2006	4	662			200	200	200	200				
CAPEX			8 293 776	8 294 820	8 295 020	8 295 020	8 295 020	8 295 020	8 293 776	8 293 776	8 293 776	8 293 776
OPEX	2,7%		220 038	220 066	220 071	220 071	220 071	220 071	220 038	220 038	220 038	220 038
Total anuidade			8 513 814	8 514 886	8 515 092	8 515 092	8 515 092	8 515 092	8 513 814	8 513 814	8 513 814	8 513 814
Factor de actualização			0,79	0,86	0,93	1	1,08	1,17	1,26	1,36	1,47	1,59
Total anuidade (valor actualizado)			10 724 954	9 931 764	9 196 299	8 515 092	7 884 344	7 300 319	6 758 540	6 257 908	5 794 359	5 365 147
Capacidade diária de ponta projectada												m ³ (n)
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
Total acréscimos de capacidade			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
Total acréscimos de capacidade (valor actualizado)			27 209 779	25 194 240	23 328 000	21 600 000	20 000 000	18 518 519	17 146 776	15 876 645	14 700 597	13 611 664
CI capacidade utilizada		0,032849 €/m ³ (n) por mês										
		0,002760 €/kWh por mês										

Como alternativa no cálculo do custo incremental apresentado anteriormente poder-se-ia utilizar a metodologia de custos nivelados, apresentada seguidamente.

O terminal está em início de operação, não sendo, por isso, o investimento realizado um investimento incremental, mas sim um investimento inicial. Por outro lado, o investimento no terminal é caracterizado por grandes indivisibilidades, podendo, por isso, ser tratado como um único investimento efectuado para satisfazer uma determinada procura de ponta. Daqui resulta que o custo incremental obtido anteriormente é semelhante ao custo nivelado da capacidade utilizada, calculado através do rácio entre a anuidade dos activos afectos à regaseificação de GNL e dos custos de operação e manutenção pela capacidade máxima para que foi dimensionada a infra-estrutura de regaseificação do terminal (Quadro 3-4).

Quadro 3-4 - Custo nivelado de capacidade de ponta diária utilizada na regaseificação

Anuidade investimento	8 295 020 Euros
Encargo exploração	220 071 Euros
Anuidade total	8 515 092 Euros
Capacidade ponta diária	21 600 000 m ³ (n)
	257 040 000 kWh
CI capacidade ponta diária de emissão	0,032851 €/m ³ (n) por mês
	0,002761 €/kWh por mês

CUSTO INCREMENTAL DE ENERGIA NA REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O custo incremental de energia deve ser determinado através do rácio entre os custos de operação que dependem dos volumes processados e os volumes processados. Dado que o volume de energia condiciona essencialmente os custos variáveis da operação de regaseificação, respeitantes a consumos próprios de gás natural na instalação, considera-se este valor de custos para determinar o custo incremental de energia. 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 3-5 apresenta-se o custo incremental de energia, calculado tendo por base o valor projectado pela REN Atlântico para os custos variáveis de electricidade afectos à função de regaseificação e o volume regaseificado, em m³ e em kWh.

Quadro 3-5 - Custo incremental de energia na regaseificação de GNL

Custos variáveis (€)	1 955 278
Volume regaseificado (m ³ (n))	2 113 000 000
Volume regaseificado (kWh)	25 144 700 000
CI energia (€/m ³ (n))	0,000925
CI energia (€/kWh)	0,000078

3.2.2 CUSTO NIVELADO DO CARREGAMENTO DE CAMIÕES CISTERNA DA PARCELA DE REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Com base nos investimentos afectos às ilhas de carga de camiões cisterna³ e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 3-6.

Quadro 3-6 - Anuidade dos investimentos afectos às ilhas de carga de camiões cisterna

Euros			
Ano	Vida útil	Investimentos	Anuidade
2004	25	885 354	82 939
2004	20	2 917 238	297 127
2004	4	1 310	396
2005	14	850	103
2005	10	3 588	535
2005	5	350	88
2005	4	1 492	451
2006	4	2 832	855

O custo nivelado do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna é calculado através do rácio entre a anuidade dos investimentos nas infra-estruturas de carga de camiões cisterna, acrescida dos encargos de exploração, e o número máximo anual de camiões para que foi dimensionada a infra-estrutura. Considerou-se que os encargos de exploração são cerca de 2,7% da anuidade do respectivo ano, à semelhança do ponto anterior.

³ No cálculo dos custos nivelados apenas se consideram os investimentos já realizados, pelo que não se considera o investimento de 365 mil euros na instalação da 3ª baía de enchimento de camiões cisterna a realizar em 2008. Não se considera esse investimento, mas também não se inclui o correspondente acréscimo do número de camiões que será possível encher.

Quadro 3-7 - Custo nivelado do termo fixo aplicável ao carregamento de camiões cisterna

Anuidade investimento	382 493 Euros
Encargo exploração	10 148 Euros
Anuidade total	392 640 Euros
Nº máximo camiões	3 000
Preço termo fixo	130,88 Euros/camião

3.2.3 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA DA PARCELA DE RECEPÇÃO DE GNL

Com base nos investimentos afectos à recepção e descarga de GNL e no período de vida útil dos mesmos calculam-se as anuidades dos investimentos, que se apresentam no Quadro 3-8. Os valores apresentados são os valores de aquisição dos activos e estão afectos ao ano em que entrou em exploração o respectivo activo. Cerca de 35% do activo afecto a esta função foi participado por subsídios comunitários a fundo perdido.

Quadro 3-8 - Investimentos na infra-estrutura de recepção e descarga de GNL

Euros			
Ano	Vida útil	Investimentos	Anuidade
2004	25	56 021 332	5 248 010
2005	12	55 154	7 319
2005	10	9 980	1 487
2005	8	71 317	12 410
2005	7	520	100
2005	5	32 472	8 133
2005	4	3 835	1 158
2006	14	1 517	184
2006	8	12 370	2 153
2006	5	1 653	414

O custo nivelado de energia da parcela de recepção de GNL é calculado através do rácio entre a anuidade dos investimentos nas infra-estruturas de recepção e descarga de GNL, acrescido dos encargos de exploração, e o volume máximo anual de emissão para a RNTGN, acrescido das entregas máximas de GNL a camiões cisterna. Considerou-se que os encargos de exploração são cerca de 2,7% da anuidade do respectivo ano, à semelhança do ponto anterior.

Quadro 3-9 - Custo nivelado de energia da parcela de recepção de GNL

Anuidade investimento	5 281 367 Euros
Encargo exploração	140 118 Euros
Anuidade total	5 421 485 Euros
Energia das entregas de GNL	5 327 220 000 m ³ por ano 63 393 918 000 kWh por ano
CI energia	0,001018 €/m ³ 0,000086 €/kWh

3.2.4 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA DA PARCELA DE ARMAZENAMENTO DE 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 3-10. Os valores apresentados são os valores de aquisição dos activos e estão afectos ao ano em que entrou em exploração o respectivo activo⁴. Cerca de 35% do activo afecto a esta função foi participado por subsídios comunitários a fundo perdido.

Quadro 3-10 - Investimentos na infra-estrutura de armazenamento de GNL

Euros			
Ano	Vida útil	Investimentos	Anuidade
2004	25	556 226	52 107
2004	20	79 373 236	8 084 339
2005	12	9 180	1 218
2005	10	24 820	3 699
2005	5	1 218	305
2006	12	3 010	399
2006	10	4 377	652

O custo nivelado de energia da parcela de armazenamento de GNL é calculado através do rácio entre a anuidade dos investimentos nas infra-estruturas de armazenamento de GNL, acrescido dos encargos de exploração, e o volume diário de armazenamento de GNL. Considerou-se que os encargos de exploração são cerca de 2,7% da anuidade do respectivo ano, à semelhança dos pontos anteriores.

Quando ao volume de energia considerou-se um valor nominal de 130.000 m³ GNL calculado tendo por base a capacidade útil máxima dos tanques, 200 000 m³ GNL, e supondo que os barcos têm uma

⁴ Estão previstos investimentos adicionais entre 2008 e 2011 num 3º tanque de armazenamento de GNL, que não estão aqui a ser considerados.

capacidade de 140 000 m³ GNL. Considerou-se a seguinte utilização máxima dos reservatórios: com os reservatórios cheios considerou-se o seu esvaziamento através da emissão para a rede até se atingirem os 60 000 m³ GNL, com o posterior enchimento dos mesmos novamente até à capacidade máxima dos reservatórios. Assim o valor máximo médio diário seria de 130 000 m³ GNL.

Quadro 3-11 - Custo nivelado de energia da parcela de armazenamento de GNL

Anuidade investimento	8 142 720 Euros
Encargo exploração	216 031 Euros
Anuidade total	8 358 751 Euros
Volume diário armazenamento GNL	130 000 m ³ GNL
	877 500 000 kWh
Cl energia diária armazenamento	0,176159 €/m ³ GNL
	0,000026 €/kWh

3.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM A ESTRUTURA DE CUSTOS INCREMENTAIS

De acordo com a metodologia de cálculo estabelecida no artigo 107.º do RT os preços são determinados separadamente para cada uma das funções do terminal: recepção, armazenamento e regaseificação. Os preços de energia aplicáveis à recepção e ao armazenamento de GNL são calculados com base nos custos médios de cada uma destas funções em cada ano. Assim, a estrutura dos preços da tarifa do terminal não é aderente à estrutura de custos incrementais, em particular entre os preços aplicáveis às várias funções. Unicamente na função de regaseificação a estrutura entre os preços de capacidade utilizada e de energia é orientada pela estrutura dos custos incrementais.

Neste ponto compara-se a estrutura dos preços da tarifa de Uso do Terminal, determinados de acordo com as regras estabelecidas no RT, com a estrutura dos custos incrementais ou nivelados determinada nos pontos anteriores.

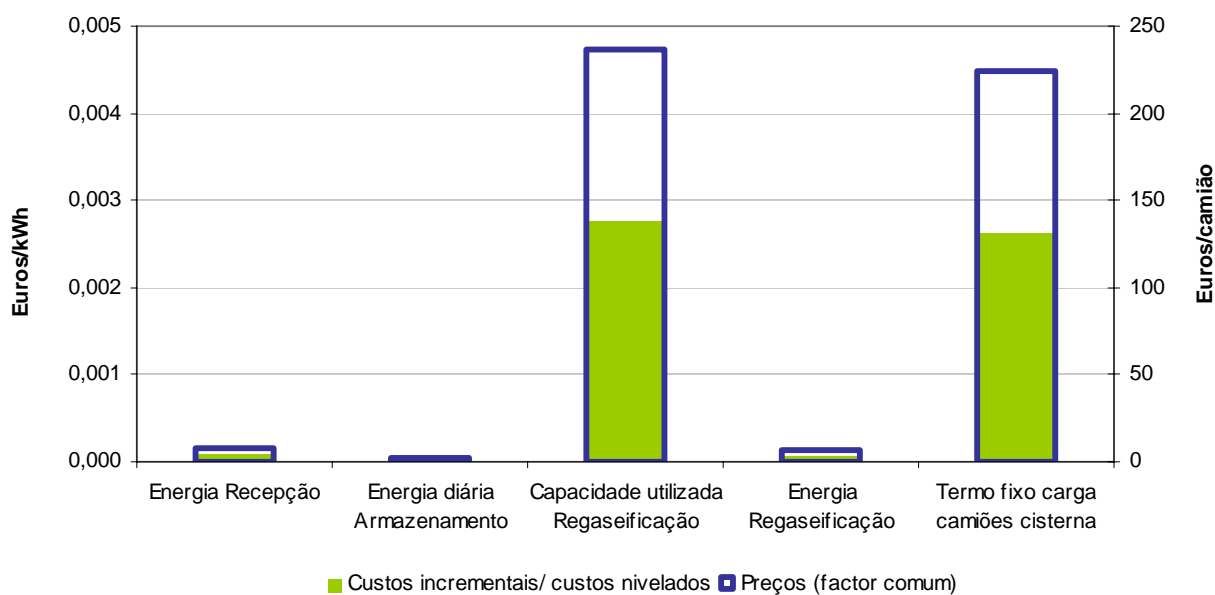
No Quadro 3-12 apresentam-se os custos incrementais ou nivelados determinados nos pontos anteriores, assim como os preços que resultariam da aplicação de um factor de escala comum a estes custos por forma a obter-se os proveitos permitidos para a actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL. Apresentam-se igualmente os preços resultantes da aplicação do estabelecido no artigo 107.º do RT.

Quadro 3-12 – Custos incrementais/nivelados e preços da tarifa de Uso do Terminal

	Custos incrementais/ custos nivelados	Preços (factor escala comum)	Preços tarifa (RT)	
Energia Recepção	0,000086	0,000147	0,000229	€/kWh
Energia diária Armazenamento	0,000026	0,000045	0,000052	€/kWh
Capacidade utilizada Regaseificação	0,002760	0,004733	0,003209	€/kWh/dia
Energia Regaseificação	0,000078	0,000133	0,000090	€/kWh
Termo fixo carga camiões cisterna	130,88	224,38	130,88	€/kWh

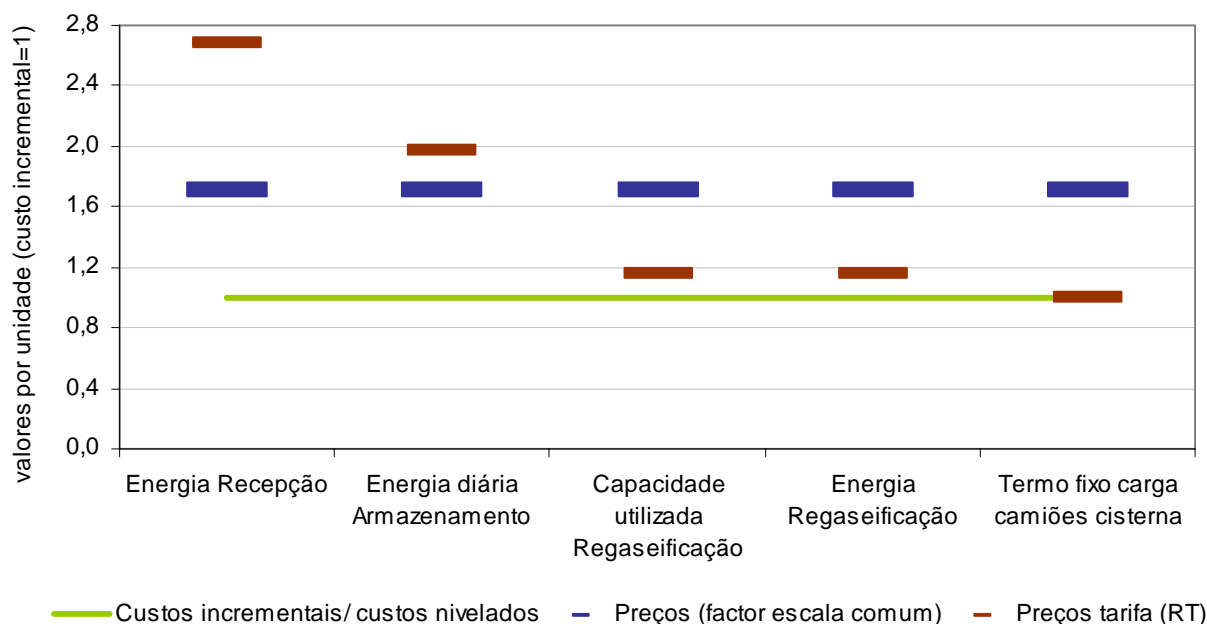
Na Figura 3-1 ilustram-se os custos incrementais ou nivelados, assim como os preços calculados através da aplicação de um factor de escala comum a estes custos que permita a recuperação dos proveitos permitidos.

Figura 3-1 - Custos incrementais/nivelados e preços da tarifa de Uso do Terminal



Na Figura 3-2 ilustra-se em valores por unidade os custos incrementais e os preços que resultam da aplicação de um factor de escala comum aos custos incrementais ou nivelados de todas as funções do terminal, assim como os preços da tarifa de uso do terminal calculadas de acordo com o estabelecido no RT.

Figura 3-2 - Custos incrementais/nivelados e preços da tarifa de Uso do Terminal



Da análise da figura verifica-se que a estrutura dos preços da tarifa em cada uma das funções aderente à estrutura dos custos médios é diferente da estrutura de custos incrementais.

3.4 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM AS TARIFAS EM VIGOR NO 1º SEMESTRE DE 2007

Os preços em vigor no primeiro semestre de 2007 foram estabelecidos ao abrigo do contrato de prestação de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL estabelecido entre a Transgás e a Ren Atlântico, datado de 26 de Setembro de 2006. Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização do terminal de GNL e devem vigorar transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso às infra-estruturas do terminal de GNL.

As variáveis de facturação utilizadas no referido contrato são:

- Taxa de capacidade: termo fixo mensal relacionado com a capacidade, resultante do menor dos seguintes valores:
 - Taxa de capacidade nominal (NCC), que resulta da soma (i) dos custos fixos médios mensais estimados da exploração e manutenção do terminal (com exclusão dos custos de financiamento), (ii) dos custos de financiamento estimados (incluindo o pagamento de juros, comissões, e reembolso do capital) devidos pelo operador do terminal de GNL em relação a esse mês, incluindo todas as quantias devidas ao abrigo dos Contratos de Financiamento e

(iii) o montante estimado para permitir uma rentabilidade efectiva dos capitais próprios de 11% para os accionistas.

- CC, valor que depende do número de bombas operacionais e dos seus níveis de disponibilidade para processar GNL.
- Taxa de processamento, que depende do “valor processado” mensalmente e da taxa unitária de processamento. O contrato estabelece que o “valor processado” é igual à quantidade de GNL descarregada de navios-metaneiros, expressa em m³. A taxa unitária de processamento vigente entre Outubro de 2006 e Fevereiro de 2007 foi de 0,001927 euros/m³, que corresponde aos custos médios variáveis estimados por m³ da descarga, armazenagem e/ou processamento de GNL. No termo de cada trimestre, o valor da taxa de processamento poderá ser revisto, tendo em conta os custos variáveis efectivos de exploração e manutenção do terminal durante esse trimestre.

Estas variáveis de facturação e respectivos preços deixarão de vigorar para efeitos de facturação da utilização da infra-estrutura do terminal de gás natural a partir do dia 1 de Julho de 2007. A partir dessa data entram em vigor as variáveis de facturação estabelecidas no Regulamento Tarifário.

Neste ponto estabelece-se uma correspondência entre os preços em vigor no 1º semestre de 2007 e as variáveis de facturação estabelecidas no RT.

De acordo com o estipulado no contrato a taxa de processamento visa recuperar os custos médios variáveis estimados por m³ da descarga, armazenagem e/ou processamento de GNL. Pressupondo que a maioria destes custos variáveis ocorre na regaseificação de energia e que estes são essencialmente condicionados pelo volume regaseificado, estabelece-se uma correspondência entre a taxa de processamento estipulada no contrato e a variável de facturação energia da parcela de regaseificação, prevista no RT, com base nas quantidades estimadas para o período de vigência do contrato, Outubro de 2006 a Junho de 2007 (Quadro 3-13). Refira-se que a taxa de processamento é aplicada ao GNL descarregado enquanto que o preço de energia da parcela de regaseificação é aplicado à energia entregue à RNTGN.

O preço obtido para a energia da parcela de regaseificação está 112% acima do custo incremental de energia determinado no ponto 3.2.1, 0,000078 €/kWh, representando ambos os custos médios variáveis.

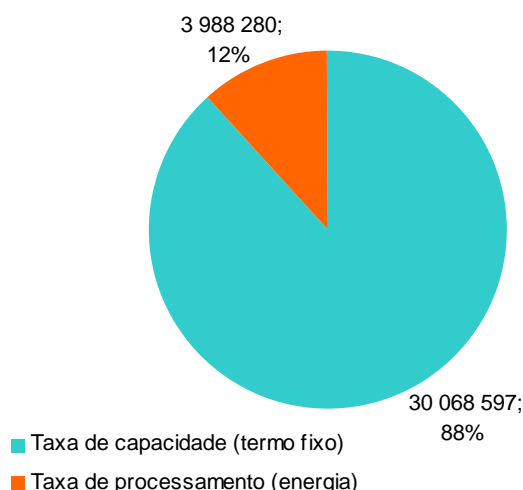
Quadro 3-13 - Conversão da taxa de processamento do contrato no preço de energia da parcela de regaseificação

	Variável facturação	Quantidade contrato	Preço	Receitas
Contrato	Taxa de processamento	2 069 683 411 m ³	0,001927 €/m ³	3 988 280
		24 629 232 594 kWh	0,000162 €/kWh	
RT	Energia parcela regaseificação	2 027 471 845 m ³	0,001967 €/m ³	
		24 126 914 961 kWh	0,000165 €/kWh	

Não se apresenta a conversão do termo de capacidade nas restantes variáveis definidas no RT por esta apresentar uma infinidade de soluções.

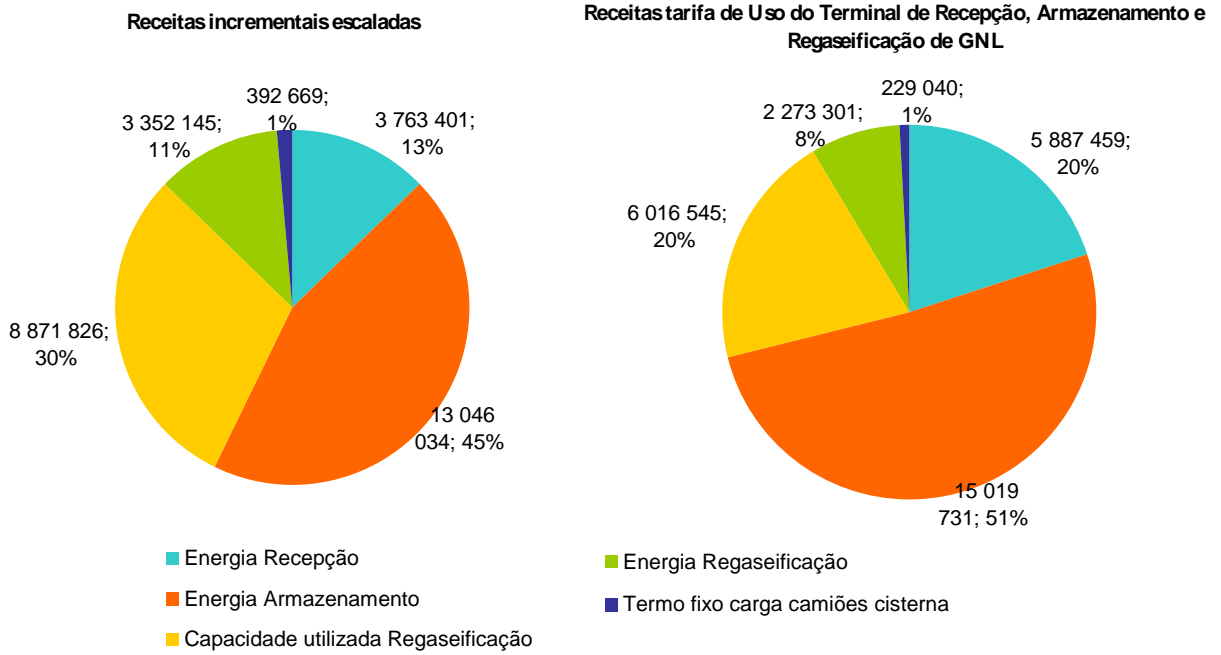
A estrutura das receitas anuais entre a taxa de capacidade que corresponde a um termo fixo e a taxa de processamento estabelecidas no contrato é apresentada na Figura 3-3.

Figura 3-3 - Estrutura das receitas entre as variáveis de facturação estabelecidas no contrato



Na Figura 3-4 ilustra-se a estrutura das receitas incrementais escaladas, por termo tarifário, que resultam da aplicação de um factor de escala comum aos custos incrementais ou nivelados, por forma a obter-se os proveitos permitidos para a actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL. Ilustra-se também a estrutura das receitas associadas à tarifa de uso do terminal calculada de acordo com o estabelecido no artigo 107.º do RT, que estabelece que os preços são determinados separadamente para cada uma das funções do terminal. Conclui-se que a opção de determinação dos preços por função do terminal implica uma transferência de receitas dos termos de capacidade utilizada e de energia da parcela de regaseificação para os termos de energia da parcela de recepção e da parcela de armazenamento.

Figura 3-4 - Estrutura das receitas incrementais escaladas e das receitas da tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL



4 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

4.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a aplicar aos respectivos utilizadores, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural nos termos definidos no Regulamento Tarifário.

O artigo 58.º do Decreto-Lei n.º 30/2006 estabelece que os operadores que introduzam gás em território nacional estão sujeitos à obrigação de constituição de reservas de segurança. Neste enquadramento, são os comercializadores que devem contratar os meios necessários para o aprovisionamento, quer este seja de natureza comercial ou de natureza obrigatória tendo em conta as regras de reservas de segurança. O diploma em questão, no n.º 2 do artigo 19.º, estabelece ainda que o operador do armazenamento subterrâneo deve “assegurar a não discriminação entre os utilizadores ou as categorias de armazenamento”, o que concorre para sustentar a ideia do estabelecimento de uma mesma tarifa de armazenamento, sem discriminar face ao “tipo” de armazenamento.

Independentemente da quantidade de armazenamento disponível para dar acesso não discriminatório aos utilizadores desta infra-estrutura, as variáveis de facturação a utilizar devem acima de tudo reflectir aspectos de capacidade ou volumétricos, uma vez que são as capacidades armazenadas que determinam o custo com as cavidades, assim como com o equipamento auxiliar. Neste sentido, a variável a considerar para repercutir os custos associados à quantidade armazenada corresponde ao volume armazenado. No entanto, as unidades de volume (metros cúbicos) são convertidas em unidades de energia. Assim, com benefício para a restante utilização do sistema integrado de infra-estruturas, a unidade de facturação apresenta-se em euros por kWh. Este pagamento, ou esta utilização do espaço pode ainda vir expressa em dias, meses, ou para o ano.

Adicionalmente, os custos com a injeção e extracção de GN (mesmo os associados a serviços de balanceamento da RNTGN ou utilização da armazenagem estratégica) são facturados em função das quantidades de energia processadas (€/kWh). Importa referir que nos processos de injeção e extracção verificam-se consumos de energia significativos.

A escolha da estrutura das tarifas do armazenamento subterrâneo depende do grau de detalhe do sinal preço (nomeadamente em termos de utilização sazonal) a transmitir aos agentes e, naturalmente, não é indiferente ao grau de maturidade em termos da caracterização da utilização da infra-estrutura de armazenamento, uma vez que é necessário um histórico da sua utilização anual para poder determinar quais os períodos em que esta é mais requisitada pelos utilizadores.

No actual contexto, de entrada em exploração da infra-estrutura de armazenamento e de início do processo regulatório, nomeadamente no que diz respeito à caracterização da rede, optou-se por uma estrutura tarifária mais simples e intuitiva para os agentes.

As tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são compostas 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.

O preço diário de energia armazenada é diferenciado por períodos tarifários definidos para o período de regulação.

Os preços das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo, são referidos à fronteira do armazenamento subterrâneo com a rede a que está ligado.

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS NIVELADOS

As quantidades a utilizar para o cálculo da tarifa devem englobar todo o armazenamento, independentemente da sua natureza estratégica, operacional ou comercial.

Aos comercializadores que utilizam o armazenamento só são imputados os custos que dizem respeito à utilização do mesmo.

Para efeitos de cálculo consideram-se, com base na estrutura tarifária, duas parcelas de proveitos a recuperar no âmbito desta tarifa:

- Proveitos a recuperar pelo operador do armazenamento subterrâneo por aplicação dos termos de injeção e extracção da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.
- Proveitos a recuperar pelo operador do armazenamento subterrâneo por aplicação dos termos de armazenamento da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Esta tarifa é paga pelos comercializadores e comercializadores de último recurso consoante usem esta infra-estrutura sendo os custos associados reflectidos no preço da energia fornecida por estes a cada cliente.

Para efeitos de cálculo desta tarifa o Operador do Armazenamento Subterrâneo (OAS) deve enviar anualmente à ERSE as quantidades de energia injectada e extraída que prevê para o ano seguinte, bem como a quantidade de energia armazenada por dia em kWh. Deve ainda enviar à ERSE informação referente à estrutura de custos da actividade de armazenamento subterrâneo, nomeadamente o peso

relativo dos custos associados com a injeção e extração e o peso relativo dos custos associados com o espaço de armazenamento subterrâneo.

Os preços das tarifas de Uso do Armazenamento Subterrâneo são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos aos operadores de armazenamento subterrâneo, definidos nos termos do Regulamento Tarifário. Os proveitos a recuperar pelos operadores de armazenamento subterrâneo pela aplicação de cada termo da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo às injeções e extrações de energia e à energia armazenada, são determinados com base na estrutura de custos da actividade de Armazenamento subterrâneo de gás natural, para o ano gás t .

A estrutura de preços desta tarifa é definida tendo em conta os princípios gerais de preços baseados em custos. Assim, é necessário definir um racional de determinação dos custos incrementais ou, em alternativa, dos custos nivelados associados à injeção e extração de gás nas cavernas e ao custo diário de armazenamento de energia. Estes, por sua vez, serão tomados em consideração para efeitos de determinação das parcelas de proveitos a recuperar na injeção e extração $\tilde{R}_{UAS,t}^{IE}$ e no armazenamento $\tilde{R}_{UAS,t}^{AS}$.

O conceito de custos incrementais, conforme já referido, aplica-se em situações em que os investimentos são efectuados ao longo do tempo por forma a satisfazer os sucessivos acréscimos de procura. No armazenamento subterrâneo, atendendo a que os investimentos são realizados num período de tempo curto aplica-se o conceito de custos nivelados.

As instalações de armazenamento subterrâneo encontram-se ainda em fase de construção ou de início de exploração pelo que alguns padrões de utilização não são ainda estáveis para o médio e longo prazo. Este aspecto reflecte-se particularmente na dificuldade de determinação dos períodos tarifários a aplicar à energia armazenada.

Um dos primeiros passos no sentido de determinar a estrutura de preços desta tarifa é a caracterização de informação associada aos custos. No Quadro 4-1 apresenta-se o imobilizado bruto em Setembro de 2006 agrupado segundo categorias de custo bem como a vida útil média que lhe está associada.

Quadro 4-1 - Imobilizado segundo categorias de custo

Imobilizado bruto	milhares de €	%	vida útil média
Cavernas	40.665	39,5%	50
Unidade de superfície	37.434	36,4%	29
Unidade de lixiviação	24.857	24,1%	31
Total	102.956	100%	

Nota: Inclui imobilizado bruto que se encontra em exploração e não inclui rubrica geral de TR (terrenos de armazenagem afectos à REN)

Verifica-se que o imobilizado directamente associado com as cavernas já construídas representa cerca de 40% do total. É importante referir que o imobilizado associado às estações de superfície corresponde praticamente ao valor esperado final. Actualmente encontram-se construídas três cavernas estando previsto um investimento de cerca de 15 milhões de euros, em 2007 e 2008, para a construção de uma quarta, pelo que a percentagem enunciada ascenderá a cerca de 47% no fim de 2008.

Os dados disponíveis indicam que os activos de injeção e extracção estão dimensionados para as cavernas em construção, podendo ser aumentados por serem estruturas parcialmente modulares. Para determinação do custo nivelado é necessário ter em conta as quantidades de energia máximas que estes activos visam satisfazer.

Com efeito, a utilização das instalações de superfície pode apresentar grande variabilidade de ano para ano e é de difícil previsão na actual fase de utilização destas infra-estruturas. Uma hipótese de trabalho para efeito de determinação de custos nivelados é considerar uma utilização teórica que reflecta um máximo de utilização destas infra-estruturas. Nesta perspectiva não é correcto considerar que as capacidades disponíveis de injeção e de extracção foram concebidas para funcionarem na máxima capacidade 24 x 365 horas por ano, pois tal não faria sentido face à capacidade de armazenamento ou mesmo face à capacidade de escoamento da rede.

No Quadro 4-2 considera-se uma utilização das instalações de superfície em contínuo no ano face à dimensão útil do armazenamento. Considerando-se o armazenamento vazio (com excepção dos mínimos técnicos) e procedendo-se à injeção de GN à capacidade máxima que é de 120 mil m³(n) por hora, tendo em conta uma capacidade útil de 191 milhões de m³(n) o processo de enchimento será de 67 dias. Por outro lado o processo de extracção à capacidade máxima de extracção de 300 mil m³(n) por hora, durará 27 dias até toda a energia armazenada ter sido retirada. Para este efeito não se consideraram perdas. Um ciclo de injeção e extracção de toda a capacidade disponível demora assim 93 dias.

Quadro 4-2 – Determinação das utilizações das capacidades máximas de injeção e extração no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo

	m ³ (n) / dia	# dias
Injeção máxima / dia	2 880 000	67
Extração máxima / dia	7 200 000	27
Total		93

Estes valores podem ser convertidos em unidades de energia ou de volume de gás injectado e armazenado. No Quadro 4-3 apresentam-se estas quantidades que resultam da multiplicação das capacidades de injeção extração pelas respectivas utilizações teóricas máximas durante um ano.

Quadro 4-3 – Determinação das quantidades anuais máximas de volumes injectados e extraídos no armazenamento subterrâneo em funcionamento contínuo

	# dias	milhares de m ³ (n)
Injeção total máxima ano	261	750 857
Extração total máxima ano	104	750 857
Total injeção e extração	365	1 501 714

O valor dos activos associados às instalações de superfície pode ser apresentado sob a forma de uma anuidade, tendo em conta a vida útil dos mesmos e uma taxa de desconto. Para o efeito considerou-se uma taxa de 8%, tendo em conta o valor considerado para a remuneração destes activos regulados. A esta anuidade podem ser associadas as quantidades teóricas máximas do quadro anterior para efeitos de determinação de um custo nivelado de longo prazo. No Quadro 4-4 apresentam-se os valores destes custos nivelados.

Os valores incluem ainda os custos de operação e manutenção (OPEX) associados com os diversos activos. Estes custos podem ser de dois tipos: i) custos associados com a manutenção dos equipamentos e que não dependem da utilização e ii) custos variáveis unitários que dependem das quantidades processadas pela infra-estrutura em causa.

No caso das infra-estruturas de armazenamento subterrâneo consideraram-se valores de referência, em percentagem dos valores dos activos, utilizados comumente neste tipo de projectos. Para as instalações de injeção e extração e para a estação de lixiviação considerou-se 3% (dos quais 1% em custos variáveis) e para os activos associados às cavernas considerou-se um OPEX de 1% do valor do activo.

Importa referir que os utilizadores do armazenamento subterrâneo entregam em espécie as perdas e auto-consumos associadas ao processo de extração e injeção. Por esta razão estes custos não são considerados no OPEX.

Quadro 4-4 – Determinação dos custos nivelados de injeção e extracção da tarifa de Uso de Armazenamento Subterrâneo

Anuidade do investimento na unidade de superfície	3 354 748 Euros
Encargo de exploração	100 642 Euros
Anuidade total	3 455 391 Euros
Quantidades máximas injectadas e extraídas do armazenamento	1 501 714 milhares de m ³ (n)
Custo nivelado de médio e longo prazo	0,002301 €/m ³ (n)
Custo nivelado de médio e longo prazo	0,019336 cênt.€/kWh

A determinação dos custos nivelados da energia armazenada pode ser efectuada utilizando os mesmos pressupostos. A determinação da quantidade máxima de energia armazenada por ano para esta infra-estrutura é determinada com base na capacidade útil de todas as cavernas previstas, tal como se apresenta no Quadro 4-5 .

Quadro 4-5 – Capacidade útil de armazenamento da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo

Cavernas	m ³ (n) por dia	m ³ (n) por ano	kWh por ano
TGC-5	47 190 241	17 224 437 965	204 970 811 784
TGC-3	52 905 273	19 310 424 645	229 794 053 276
TGC-1S	36 067 440	13 164 615 612	156 658 925 786
TGC-4	55 417 080	20 227 234 118	240 704 086 003
Total	191 580 034	69 926 712 340	832 127 876 848

Tal como para o caso das instalações de superfície, pode ser calculada uma anuidade a relacionar com a quantidade máxima anual solicitada às instalações de armazenagem. Para tal utiliza-se a mesma taxa de desconto anteriormente referida, 8%, e os dados referentes aos activos apresentados no Quadro 4-1 e relativos às cavernas e à estação de lixiviação. O Quadro 4-6 apresenta os custos nivelados de longo prazo associados com a variável de facturação de energia armazenada por dia da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 4-6 – Determinação dos custos nivelados de energia armazenada por dia da tarifa de Uso de Armazenamento Subterrâneo

Anuidade do investimento nas unidades de armazenamento	6 110 610 Euros
Encargo de exploração	92 886 Euros
Anuidade total	6 203 496 Euros
Quantidade máxima de energia armazenada	674 536 664 MWh
Custo nivelado de médio e longo prazo	0,0001094 €/m ³ (n)
Custo nivelado de médio e longo prazo	0,0009197 cênt.€/kWh/dia

Para o cálculo dos custos nivelados só foram considerados os valores das 3 cavernas em exploração até ao ano de 2008 e que são propriedade da REN Armazenagem (TGC-5, TGC-3 e TGC-4) uma vez que

são as que correspondem à base de activos utilizada no cálculo da anuidade. No que diz respeito à estação de lixiviação, apenas se considerou a percentagem de activos proporcional à que é afectada às cavernas da REN Armazenagem, de cerca de 71% do total destes activos.

4.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM AS TARIFAS EM VIGOR NO 1º SEMESTRE DE 2007

Os preços de utilização do armazenamento subterrâneo actualmente em vigor foram estabelecidos ao abrigo do contrato de utilização da rede de transporte de gás natural estabelecido entre a Transgás e a REN Armazenagem, datado de 26 de Setembro de 2006. Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização da infra-estrutura de armazenamento e devem vigorar transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso às infra-estruturas da RNTIAT.

Actualmente esta tarifa apresenta um termo fixo e um termo de energia associado à injeção. Para efeitos de perdas e auto-consumos considera-se o pagamento em espécie de 1,5% do gás injectado.

Os preços da tarifa em vigor no 1º semestre de 2007 são os seguintes:

- Termo fixo anual em euros: 9 277157 € por ano.
- Termo variável de injeção de GN: 0,0014 € por m³, com direito à consequente extracção.

Ao termo fixo anual estão associadas capacidades de armazenamento contratadas que se apresentam no Quadro 4-7. Estas dividem-se entre a capacidade a movimentar livremente pelo utilizador e a capacidade contratada a movimentar apenas com o acordo do operador do armazenamento e o utilizador.

Quadro 4-7 – Capacidade de armazenamento de energia contratada em 2006

Capacidade contratada 2006/2007	m ³ (n)
Sem restrições	71.000.000
Com restrições	23.000.000
Total	94.000.000

No Quadro 4-8 apresenta-se a conversão do termo fixo anual tendo em conta a capacidade de armazenamento em causa e utilizando unidades de energia e não de volume nos termos do regulamento tarifário.

Quadro 4-8 – Conversão das variáveis do contrato para as variáveis previstas no Regulamento Tarifário – Energia Armazenada

Contrato		
Capacidade contratada(m ³ (n)) - 2006	94 000 000	
Preço (€/m ³ (n)/ano)	0,0987	
Regulamento Tarifário		
Energia armazenada (kWh/dia) - 2006	1 118 600 000	
Preço (€/kWh/dia)	0,00002272	
		Receita (mil euros)
		9 277

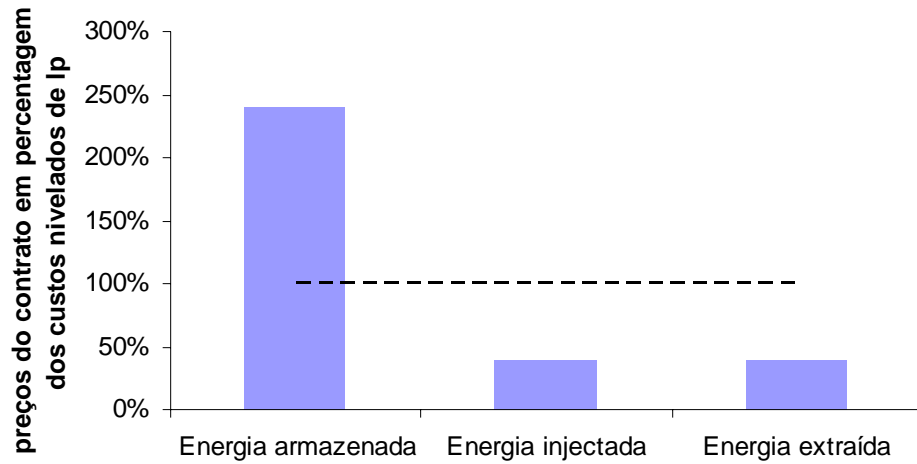
No Quadro 4-9 converte-se o preço de energia injectada em vigor no actual contrato para um preço de injeção e extracção, para o efeito utilizou-se a soma das quantidades injectadas e extraídas em 2006, para um mesmo nível de receitas.

Quadro 4-9 – Conversão das variáveis do contrato para as variáveis previstas no Regulamento Tarifário – Energia Injectada e Energia Extraída

Contrato			Receita (mil euros)
Energia injectada (m ³ (n)) - 2006	128 061 248		179
Preço (€/m ³ (n))	0,0014		
Energia extraída (m ³ (n)) - 2006	67 395 978	0	
Preço (€/m ³ (n))	0,0000		
Regulamento Tarifário			Receita (mil euros)
Energia injectada (m ³ (n)) - 2006	128 061 248		117
Preço (€/kWh)	0,000077		
Energia extraída (m ³ (n)) - 2006	67 395 978	62	
Preço (€/kWh)	0,000077		

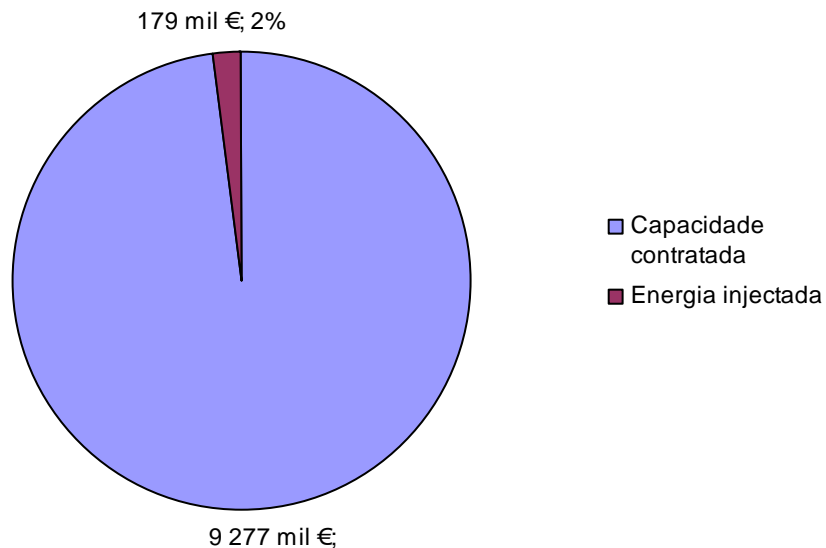
Na Figura 4-1 apresentam-se os preços em vigor no contrato de utilização do armazenamento subterrâneo em 2006 em percentagem dos custos nivelados de longo prazo calculados na secção anterior. A análise da figura permite verificar que face aos custos nivelados identificados haveria lugar a um escalamento negativo para a variável de energia armazenada e a um escalamento positivo para as variáveis de energia injectada e extraída.

Figura 4-1 - Comparação entre os preços do contrato e os custos nivelados de longo prazo



Na Figura 4-2 apresenta-se a repartição de receitas provenientes da aplicação dos preços do contrato de utilização do armazenamento subterrâneo às quantidades de 2006. É possível verificar que o termo de armazenamento representa cerca de 98% das receitas.

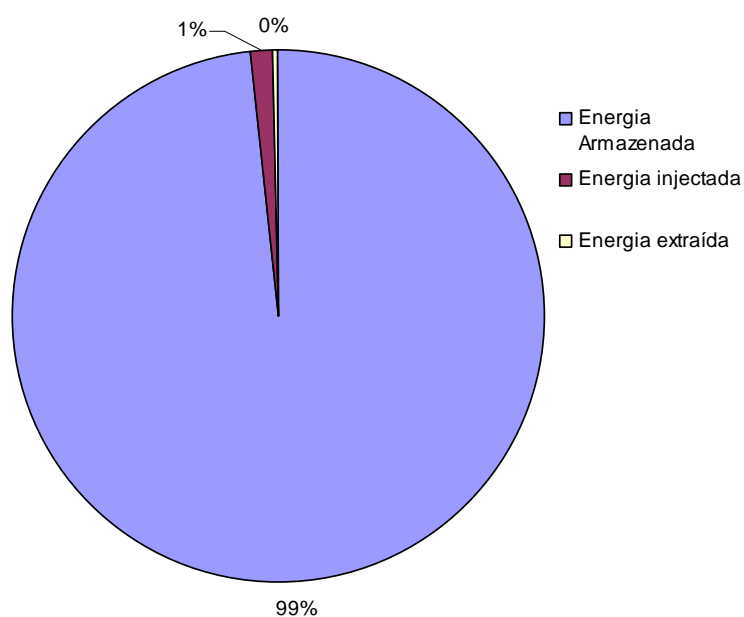
Figura 4-2 - Repartição de receitas entre energia armazenada e injectada tendo em conta os preços do contrato



Na Figura 4-3 apresenta-se a repartição de receitas que se obteriam caso se aplicassem às quantidades consideradas neste capítulo preços iguais aos custos nivelados escalados para obter as receitas equivalentes às do contrato em vigor. Comparando as duas figuras, verifica-se que o peso da energia

armazenada face ao total é superior, apesar de ser da mesma ordem de grandeza. No entanto, importa referir por um lado, que o escalamento dos custos nivelados para obter o preço final da tarifa incide unicamente sobre o termo de energia armazenada e, por outro lado, que as quantidades utilizadas na Figura 4-3 correspondem aos valores utilizados no cálculo das tarifas para o ano gás 2007/2008.

Figura 4-3 - Repartição de receitas entre energia armazenada e injectada tendo em conta os custos nivelados



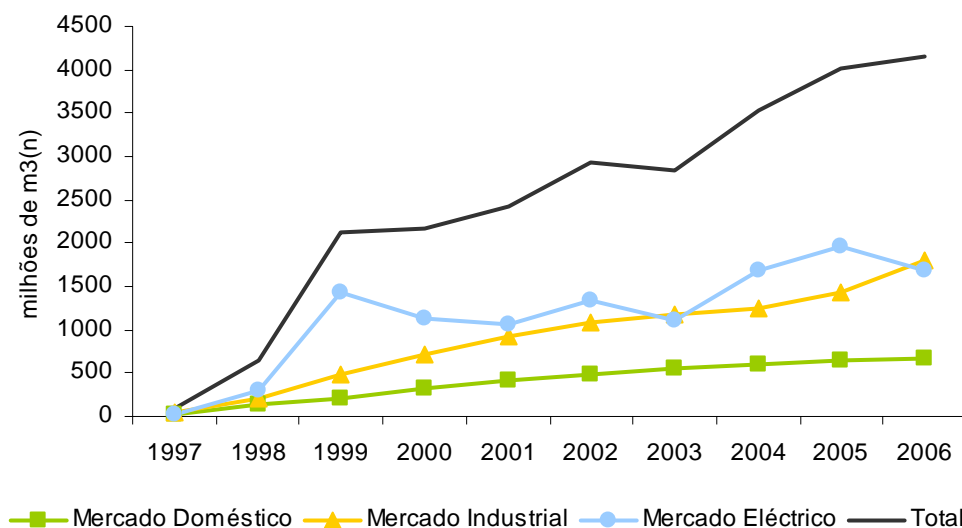
5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A actividade de transporte de gás natural é exercida através da concessão, por 40 anos, da Rede Nacional de Transporte de Gás natural (RNTGN). São competências da entidade concessionária:

- O transporte de gás natural no estado gasoso através da rede de gasodutos de alta pressão (>20 bar) e respectivo fornecimento de gás a entidades que detêm a concessão da distribuição do gás natural e a grandes clientes ligados directamente à rede primária (consumo anual superior a 2 milhões de m³).
- O transporte do GNL em camiões cisterna até às Unidades Autónomas de Gás e respectivo fornecimento às entidades que detêm a licença de distribuição do gás natural e a grandes clientes.

A introdução do gás natural no sistema de transporte iniciou-se em 1997, assim como o abastecimento regular a grandes clientes e a distribuidoras. Conforme se observa no gráfico seguinte, entre 1997 e 2006 o consumo de gás natural tem registado um crescimento muito acentuado, característico de mercados em fase de expansão. Em 2006, 41% do consumo provinha do sector eléctrico, 43% de clientes directos e os restantes 16% do sector doméstico, sendo que o consumo dos centros electroprodutores têm vindo a evoluir de forma irregular em consequência dos regimes hidrológicos que condicionam as aquisições às centrais termoeléctricas.

Figura 5-1 - Evolução do consumo de gás natural entre 1997 e 2006



5.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA – VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO E CUSTOS ASSOCIADOS

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, aplicável pelo operador da rede de transporte às entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas de GNL, deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural, recuperando os custos que lhe estão associados de exploração, desenvolvimento e manutenção das redes,

O modelo tarifário adoptado, do tipo selo postal, implica uma tarifa de Uso da Rede de Transporte igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo e do ponto de entrada do gás na rede de transporte, ou seja, implica assumir uniformidade tarifária para efeitos desta actividade.

Conforme decorre do Artigo 109.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte é composta por dois termos tarifários:

- Termo de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, definido em euros por kWh/dia, por mês.
- Termo de energia entregue com diferenciação entre períodos de ponta e períodos fora de ponta, definido em euros por kWh.

A tarifa aplica-se às saídas ou seja aos pontos de entrega da rede de transporte, quer a clientes, quer aos operadores das redes de distribuição ligados à rede de transporte, assim como à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por transporte rodoviário.

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	Caudal diário máximo nos últimos doze meses, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh/dia. Este valor máximo diário seria pago durante os doze meses seguintes.	O caudal máximo condiciona os investimentos nos troços periféricos dos gasodutos que incluem as GRMS, partilhados por um pequeno número de clientes e cujo dimensionamento é influenciado pela capacidade máxima solicitada, pelo que deve reflectir estes investimentos. De igual modo pode-se considerar que a esta variável de facturação estão também associadas parte dos custos com os troços mais centrais da rede, tendo em conta, nomeadamente, a natureza pouco malhada da rede de transporte e o número reduzido de pontos de entrega, observando-se por um lado, fluxos unidireccionais permanentes e por outro lado, coeficientes de simultaneidade elevados entre os vários pontos de entrega.
Energia em períodos de ponta	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh, em períodos de ponta. Os períodos de ponta corresponderiam às alturas de maior procura.	O caudal em períodos de ponta condiciona os investimentos nos troços centrais dos gasodutos, partilhados por um grande número de clientes, e cujo dimensionamento é indirectamente influenciado pela capacidade média solicitada em períodos de ponta das redes. A expansão da capacidade da rede de transporte é essencialmente devida à energia a transportar em períodos de ponta, evitando congestionamentos nesses períodos.
Energia	Volume de gás transportado, medido no ponto de entrega da rede de transporte, em kWh.	Esta variável deve reflectir os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS.

O termo de energia em períodos de ponta, permite facturar a utilização da rede em períodos de ponta, como tal, um cliente que não tenha consumos nos meses de ponta, não paga este termo de facturação.

5.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

5.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Para a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a metodologia vigente no Regulamento Tarifário (Artigo 109.º) implica o cálculo de custos incrementais de capacidade utilizada e de custos incrementais de energia em períodos de ponta e fora de ponta na rede de transporte.

Os custos incrementais de energia em períodos fora de ponta referem-se aos acréscimos de custos causados em infra-estruturas de transporte por acréscimos de procura em qualquer período tarifário.

Estes custos incrementais da energia fornecida em períodos fora de ponta devem tender para valores muito baixos em redes de transporte de gás natural.

Os custos incrementais de capacidade utilizada devem ser 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, durante o período de vida útil desses investimentos, e o valor actualizado do acréscimo de capacidade utilizada nas saídas da rede no mesmo período.

Os custos incrementais de energia em períodos de ponta devem ser calculados através da divisão do valor actualizado do acréscimo de encargos resultantes dos investimentos e dos respectivos custos de operação e manutenção 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 ponta no mesmo período.

Considera-se que a procura em períodos de ponta (período temporal que deve ter uma duração no ano reduzida) condiciona o dimensionamento dos troços de rede comuns.

Note-se que os investimentos não devem considerar os investimentos de substituição.

Para efeitos de cálculo dos custos incrementais, o equipamento da RNTGN pode ser decomposto entre troços comuns e troços periféricos, sendo que os primeiros incluem os centros operacionais afectos à actividade de Transporte, a rede de linhas principais em AP, e as respectivas estações de válvulas de seccionamento, as estações de derivação ou junção e as estações de transferência de custódia, e os segundos incluem as estações de regulação de pressão e de medida do gás (GRMS) e os ramais em AP.

Sendo 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 investimentos correspondentes a troços comuns, de utilização comum por um grande número de clientes, vêm o seu dimensionamento condicionado pela ponta da procura conjunta.

Conforme já referido, os custos incrementais podem não permitir obter a parcela dos proveitos da actividade de transporte. De facto, a existência de economias de escala nos investimentos e o carácter necessariamente descontínuo desses mesmos investimentos, associados a ineficiências nos custos de operação e investimento, podem justificar esta diferença entre o nível de custos eficiente e os custos médios. De igual modo, a existência de escalamentos negativos pode ser justificada pela existência de subsídios comunitários ou outros que afectam o custo médio a ser pago pelos consumidores, mas não devem interferir na alocação desses custos aos vários clientes, ou seja, não devem influenciar a estrutura tarifária. Assim, na actividade de transporte de gás natural aplica-se um factor de escalamento multiplicativo de forma a que as receitas a aplicar por aplicação dos preços às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a actividade.

Conforme consta no Regulamento Tarifário, aplica-se o escalamento em conjunto à capacidade utilizada e à energia por período tarifário.

5.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

Apesar de o conceito de custos incrementais ser simples, a sua concepção e detalhes práticos não o são. Colocam-se diversas questões, em particular as seguintes: Qual o volume (quantidades) que justificam os investimentos? Quais os custos a considerar? Devem ser considerados custos históricos, presentes ou futuros?

Para o cálculo dos custos incrementais é necessário assumir uma quantidade significativa de pressupostos e considerar um grande volume de dados.

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

INVESTIMENTOS

Os investimentos apresentados derivam dos valores de aquisição dos activos afectos à actividade de transporte de gás natural e dizem respeito ao ano em que entrou em exploração o respectivo activo.

A introdução do gás natural em Portugal, resultou de um projecto apoiado pelo Governo e pela União Europeia, com o objectivo de propiciar à economia nacional uma forma de energia mais competitiva e facilitadora do seu crescimento. Assim, cerca de 27% do imobilizado bruto, à data de Setembro de 2006, da REN Gasodutos resulta de subsídios recebidos a fundo perdido, os quais são considerados aquando do cálculo dos custos incrementais.

Como já referido, os investimentos devem ser separados em investimentos em troços periféricos e troços comuns. Esta é uma tarefa que se pode revestir de alguma dificuldade, pois não está estipulado qual o limiar do número de clientes que torna um cliente “marginal” em relação ao conjunto.

A análise da informação enviada pela REN Gasodutos, SA relativamente a imobilizados brutos para o período de 1997 a 2006 bem como o investimento previsto para o futuro, permite concluir que a separação entre encargos relativos a troços periféricos e a troços centrais se situa em cerca de 20/80.

No quadro seguinte constam os investimentos ao longo do período considerado de 1997 a 2014.

Quadro 5-2 – Investimentos na rede de transporte de gás natural

Ano do investimento	Investimento troços periféricos (mil euros)	Investimento troços comuns (mil euros)
1997	114.590	490.303
1998	8.259	36.083
1999	2.169	9.573
2000	11.271	1.060
2001	1.654	2.703
2002	4.453	3.361
2003	6.541	76.318
2004	9.497	2.067
2005	4.149	2.249
2006	1.410	1.301
2007	5.854	21.511
2008	12.104	44.915
2009	-	16.080
2010	-	2.700
2011	-	-
2012	-	11.667
2013	-	11.667
2014	-	11.667
Total	181.951	745.225

Fonte: REN Gasodutos

Nota: Não foram incluídos investimentos relativos a VA (Vários), ED (Edifícios), RC (Rede de Comunicações), AR (Equipamento em armazém), nem investimentos de substituição ou reforço do sistema de telecomunicações.

O ano de 1997 é o primeiro da série, e é entendido como o ano da entrada em exploração dos primeiros equipamentos, pois foi neste ano que pela primeira vez se introduziu o gás natural no sistema de transporte, com o enchimento do Gasoduto Campo Maior – Leiria.

As Estações de Regulação de Pressão e Medida (GRMS – *Gas Regulating and Metering Station*) têm como principal função reduzir e regular a pressão do gás natural na transferência do gasoduto de alta pressão, ou do ramal, para a rede de distribuição ou alimentação local, e como tal caracterizam-se por fazerem parte dos troços periféricos, em que a sua existência é condicionada por um ou alguns clientes finais.

Na figura anterior observa-se que os anos mais relevantes em termos de montantes investidos nos troços comuns da rede de transporte foram os anos de 1997 e 2003.

O ano de 1997 caracteriza-se pela entrada em exploração dos troços Setúbal-Leiria (lote 1), Leiria-Sto Tirso e Sto Tirso-Braga (lote 2), Campo Maior – Leiria (lote 3), e Braga-Tuy (lote 4) e o ano de 2003 pela conclusão da ligação ao Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de gás natural (lote 7) e da construção do ramal industrial do Carregado que permitiu o fornecimento de gás natural à Central de Ciclo Combinado, Termoelétrica do Ribatejo.

No que concerne os investimentos futuros na rede de transporte, de acordo como Plano de Investimentos enviado pelo operador da rede de transporte, prevê-se a entrada em funcionamento, em 2008, de ligações a novos clientes (novas unidades industriais e centrais electro-produtoras de ciclo combinado), em 2010, de uma estação de compressão, com vida útil de 15 anos, e, em 2014, do gasoduto Mangualde-Zamora, com vida útil de 16 anos.

PERÍODO DE VIDA ÚTIL

De modo a calcular a anuidade dos vários investimentos, para os anos reais entre 1997 e 2006 foi extrapolada a vida útil média dos troços periféricos e comuns de acordo com o peso de cada imobilizado que os compõem e para os investimentos futuros, a realizar entre 2007 e 2014, foi adoptada a vida útil constante do Plano de Investimentos do operador.

Quadro 5-3 – Vida útil dos equipamentos

Vida útil média (# anos)	
Troços comuns	
Real (1997 a 2006)	43
Previsto	
2007	36
2008	39
2012-2014	16
Troços periféricos	
Real (1997 a 2006)	32
Previsto	
2007	32
2008	39

TAXA DE ACTUALIZAÇÃO

Para efeitos de actualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de actualização de 8%.

CONVERSÃO DA UNIDADE DE MEDIDA

A facturação do gás natural é efectuada em kWh, e como tal é necessário empregar um modo de conversão da unidade de medida de m³, para kWh. Utilizou-se o Poder Calorífico Superior, sendo PCS kWh/m³(n) = 11,9

QUANTIDADES

Relativamente às quantidades a considerar há que ter em conta que a procura varia consideravelmente ao longo do tempo, e que é necessário caracterizá-la, sendo de grande variabilidade consoante as condições climatéricas, os ritmos da actividade humana e essencialmente a entrada em funcionamento de centrais termoeléctricas alimentadas a gás natural. De facto, em 2005, quase metade das vendas de gás natural pertenceram ao sector eléctrico.

A escolha das variáveis de facturação deve ser objecto de estudo, de forma a proporcionar a composição tarifária mais eficiente.

A capacidade utilizada é uma variável explicativa dos encargos com os troços periféricos. Assim, para a variável de facturação destes troços, obtiveram-se as capacidades utilizadas das GRMS para o período entre 1997 e 2028 (ano civil), período que se prende com a vida útil média dos activos.

Quadro 5-4 – Capacidade utilizada das GRMS

Capacidade utilizada (m ³ /dia)	
1997	436.083
(...)	
2002	12.573.159
(...)	
2007	20.150.427
(...)	
2012	26.840.511
(...)	
2017	28.027.483
(...)	
2022	31.191.208
(...)	
2028	33.474.840

A energia, é a variável que reflecte os custos que dependem do volume de gás transportado nos gasodutos e processado nas GRMS e, para os anos de 1997 a 2039 (ano civil), é a constante no quadro seguinte.

Quadro 5-5 – Procura na rede de transporte

Energia (m ³ (n))	
1997	94.640.000
	(...)
2002	2.932.677.000
	(...)
2007	4.373.100.000
	(...)
2012	5.825.000.000
	(...)
2017	6.082.600.000
	(...)
2022	6.769.200.000
	(...)
2027	7.176.200.000
	(...)
2032	7.442.000.000
	(...)
2035	7.442.000.000
	(...)
2039	7.442.000.000

A energia em períodos de ponta para os anos de 1997 a 2039 (ano civil) consta no quadro seguinte e é tida como 78% da energia e é a variável associada ao investimento em troços centrais dos gasodutos, pois a expansão da rede é essencialmente devida à energia a transportar em períodos de ponta.

Quadro 5-6 – Energia em períodos de ponta

Energia em períodos de ponta (m ³ (n))	
1997	73.389.223
(...)	
2002	2.274.164.057
(...)	
2007	3.391.149.737
(...)	
2012	4.517.035.333
(...)	
2017	4.716.792.981
(...)	
2022	5.249.221.558
(...)	
2027	5.564.832.439
(...)	
2032	5.770.948.832
(...)	
2035	5.770.948.832
(...)	
2039	5.770.948.832

5.2.3 CUSTOS INCREMENTAIS

O sector do gás natural em Portugal, está ainda numa fase de crescimento e as principais infra-estruturas encontram-se numa fase de sobrecapacidade, isto é, os consumos ainda não atingiram os níveis para os quais os activos foram dimensionados. Existindo sobrecapacidade no sistema, os custos incrementais são baixos, contudo na metodologia aplicada no cálculo das tarifas utilizam-se custos incrementais de longo prazo na medida em que, por um lado, (i) promovem uma utilização mais eficiente no médio / longo prazo, uma vez que sinalizam-se desde já os sinais preço perspectivados no futuro quando a infra-estrutura apresenta uma utilização normal e, por outro lado, (ii) asseguram uma maior equidade na utilização das infra-estruturas que foram dimensionados para satisfazer uma procura futura existindo presentemente uma grande sobrecapacidade.

Este sobredimensionamento resulta, por um lado, da existência de indivisibilidades associadas à capacidade a satisfazer pelas infra-estruturas e, por outro lado, pelo facto de o sobredimensionamento inicial permitir otimizar os custos totais do projecto.

No quadro seguinte apresenta-se o valor do custo incremental da variável de capacidade utilizada associada aos troços periféricos, bem como o método de cálculo e dados utilizados.

Quadro 5-7 – Custo incremental da variável de capacidade utilizada (troços periféricos)

Investimentos		Anuidade dos investimentos												
Ano	Investimentos (€)	1997	(...)	2002	(...)	2007	(...)	2012	(...)	2017	(...)	2022	(...)	2028
1997	114.589.570	10.026.496		10.026.496		10.026.496		10.026.496		10.026.496		10.026.496		10.026.496
1998	8.259.461			722.696		722.696		722.696		722.696		722.696		722.696
1999	2.168.763			189.765		189.765		189.765		189.765		189.765		189.765
2000	11.270.897			986.194		986.194		986.194		986.194		986.194		986.194
2001	1.653.933			144.718		144.718		144.718		144.718		144.718		144.718
2002	4.453.457			389.674		389.674		389.674		389.674		389.674		389.674
2003	6.540.988					572.331		572.331		572.331		572.331		572.331
2004	9.497.144					830.993		830.993		830.993		830.993		830.993
2005	4.149.198					363.051		363.051		363.051		363.051		363.051
2006	1.410.115					123.384		123.384		123.384		123.384		123.384
2007	5.853.507					510.777		510.777		510.777		510.777		510.777
2008	12.104.266							1.020.059		1.020.059		1.020.059		1.020.059
CAPEX		10.026.496		12.459.543		14.860.080		15.880.138		15.880.138		15.880.138		15.880.138
OPEX (2,3%)		230.912		286.945		342.230		365.722		365.722		365.722		365.722
Total anuidade		10.257.407		12.746.488		15.202.309		16.245.860		16.245.860		16.245.860		16.245.860
factor actualização		0,46		0,68		1,00		1,08		1,08		1,08		1,08
Total anuidade (valor actualizado)				18.728.773		15.202.309		15.042.463		15.042.463		15.042.463		15.042.463

Capacidade utilizada (m ³ (n)/dia)	1997	(...)	2002	(...)	2007	(...)	2012	(...)	2017	(...)	2022	(...)	2028	
Acréscimo anual de capacidade	436.083		12.573.159		20.150.427		26.840.511		28.027.483		31.191.208		33.474.840	
1997	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	
1999			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	
2001			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	
2003					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	
2005					2.352.522		2.352.522		2.352.522		2.352.522		2.352.522	
2006					-24.182		-24.182		-24.182		-24.182		-24.182	
2007					1.500.945		1.500.945		1.500.945		1.500.945		1.500.945	
2008							367.703		367.703		367.703		367.703	
Valor actualizado		941.471		18.474.096		20.150.427		18.998.269		18.998.269		18.998.269		18.998.269

Cinc anual (€/m3/dia) 0,904

Cinc anual (€/kWh/dia) 0,0760

Cinc mensal (€/kWh/dia) 0,006331

No cálculo da anuidade total adiciona-se à anuidade do investimento os encargos de exploração inerentes ao CAPEX de cada ano, tendo-se considerado um valor de 2,3%, por simplificação, calculado pelo rácio entre o OPEX e o activo bruto no ano de 2006.

Para os cálculos do quadro anterior pressupôs-se uma taxa de desconto de 8%.

No quadro seguinte apresenta-se o custo incremental da variável de energia em períodos de ponta associada aos troços comuns.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

Quadro 5-8 – Custo incremental em função da energia em períodos de ponta (trços comuns)

Capex (Linhas AP) €	1997	(...)	2002	(...)	2007	(...)	2012	(...)	2017	(...)	2022	(...)	2027	(...)	2032	(...)	2035	(...)	2039	
1997	490.303.287	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356	40.678.356
1998	36.082.874		2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641	2.993.641
1999	9.572.509		794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190	794.190
2000	1.060.406		87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977	87.977
2001	2.702.723		224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233	224.233
2002	3.361.406		278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881	278.881
2003	76.318.195				6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793	6.331.793
2004	2.067.140				171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502	171.502
2005	2.249.115				186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599	186.599
2006	1.300.761				107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919	107.919
2007	21.510.783				1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519	1.836.519
2008	44.915.429					3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392	3.783.392
2009	16.080.000					1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619	1.878.619
2010	2.700.000					315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440	315.440
2012	11.666.667						1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064
2013	11.666.667							1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064
2014	11.666.667								1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064	1.318.064
OPEX (1,8%)		732.210	811.031	966.449	1.097.768	1.145.219	1.145.219	1.145.219	1.145.219	1.145.219	1.145.219	1.082.000	1.082.000	1.082.000	1.034.550	1.034.550	1.034.550	1.034.550	1.034.550	1.034.550
Valor actualizado	89.402.307		71.172.722		71.172.722		42.253.935		4.985.016		4.985.016		4.985.016		4.985.016		4.985.016		4.985.016	4.985.016

Procura de ponta (m³(n))	1997	(...)	2002	(...)	2007	(...)	2012	(...)	2017	(...)	2022	(...)	2027	(...)	2032	(...)	2035	(...)	2039	
Acréscimo anual de procura	73.389.223		2.274.164.057		3.391.149.737		4.517.035.333		4.716.792.981		5.249.221.558		5.564.832.439		5.770.948.832		5.770.948.832		5.770.948.832	5.770.948.832
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
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
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
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
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
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
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
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
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
2006					181.834.517		181.834.517		181.834.517		181.834.517		181.834.517		181.834.517		181.834.517		181.834.517	181.834.517
2007					90.340.707		90.340.707		90.340.707		90.340.707		90.340.707		90.340.707		90.340.707		90.340.707	90.340.707
2008					61.881.445		61.881.445		61.881.445		61.881.445		61.881.445		61.881.445		61.881.445		61.881.445	61.881.445
2009					472.640.864		472.640.864		472.640.864		472.640.864		472.640.864		472.640.864		472.640.864		472.640.864	472.640.864
2010					112.906.497		112.906.497		112.906.497		112.906.497		112.906.497		112.906.497		112.906.497		112.906.497	112.906.497
2012					135.394.741		135.394.741		135.394.741		135.394.741		135.394.741		135.394.741		135.394.741		135.394.741	135.394.741
2013																				-25.590.071
2014																				-25.590.071
Valor actualizado	158.441.828		3.341.493.100		3.391.149.737		2.840.736.082		1.909.650.936		1.299.676.339		729.861.042		504.204.379		400.253.692		294.198.412	294.198.412

Cinc (€/m3) 0,01999

Cinc (€/kWh) 0,00168

Cinc. período de ponta (€/kWh) 0,001680

Para o cálculo da anuidade total da energia em períodos de ponta foram adicionados à anuidade do investimento os encargos de exploração que são gerados pela existência dos novos activos, tendo-se considerado que estes encargos são cerca de 1,8% da anuidade do respectivo ano, que resultam do facto de o valor total de OPEX ser cerca de 2,3% e os encargos associados à energia que transita nas redes não ultrapassarem os 0,5%.

Para os cálculos do quadro anterior pressupôs-se uma taxa de desconto de 8%.

O custo incremental de energia é dado pelo rácio entre os encargos de exploração que variam com o volume de energia transportada pela energia transportada. Ao contrário da estrutura de regaseificação, a rede de gasodutos não tem consumos próprios, tendo-se considerado que os referidos encargos de exploração associados ao volume de energia transportada representam cerca de 0,5% da anuidade do investimento nos gasodutos.

No Quadro 5-9 apresenta-se o custo incremental da variável de energia.

DETERMINAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

Quadro 5-9 – Custo incremental em função da energia

OPEX (0,5%) €		1997	(...)	2002	(...)	2007	(...)	2012	(...)	2017	(...)	2022	(...)	2027	(...)	2032	(...)	2035	(...)	2039	
	OPEX	203.626		225.546		268.756		305.234		318.415		318.415		300.854		287.673		287.673		287.673	
Valor actualizado		439.613		331.401		268.756		207.737		147.488		100.378		64.548		42.005		33.345		24.510	
Procura (m ³ (n))		1997	(...)	2002	(...)	2007	(...)	2012	(...)	2017	(...)	2022	(...)	2027	(...)	2032	(...)	2035	(...)	2039	
Acréscimo anual de procura		94.640.000		2.932.677.000		4.373.100.000		5.825.000.000		6.082.600.000		6.769.200.000		7.176.200.000		7.442.000.000		7.442.000.000		7.442.000.000	
	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	
	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	
	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	
	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	
	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	
	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	
	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	
	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	
	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	
	2006					234.487.000		234.487.000		234.487.000		234.487.000		234.487.000		234.487.000		234.487.000		234.487.000	
	2007					116.500.000		116.500.000		116.500.000		116.500.000		116.500.000		116.500.000		116.500.000		116.500.000	
	2008							79.800.000		79.800.000		79.800.000		79.800.000		79.800.000		79.800.000		79.800.000	
	2009							609.500.000		609.500.000		609.500.000		609.500.000		609.500.000		609.500.000		609.500.000	
	2010							145.600.000		145.600.000		145.600.000		145.600.000		145.600.000		145.600.000		145.600.000	
	2012							174.600.000		174.600.000		174.600.000		174.600.000		174.600.000		174.600.000		174.600.000	
	2013									-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000	
	2014									-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000		-33.000.000	
Valor actualizado		158.441.828		3.341.493.100		3.391.149.737		2.840.736.082		1.909.650.936		1.299.676.339		729.861.042		504.204.379		400.253.692		294.198.412	
Cinc (€/m³(n))		0,00007620																			
Cinc (€/kWh)		0,00000640																			

No quadro seguinte são resumidos os três custos incrementais referidos, bem como as respectivas receitas incrementais.

Quadro 5-10 Custos incrementais e receitas incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte

Receitas de acordo com a estrutura de custos marginais				
	Custos incrementais	Quantidades ano gá s 2007/2008		Receitas incrementais (euros)
Cu_t Capacidade Utilizada	0,006331 €/kWh/dia/mês	3.016.542.675	kWh/dia/mês	19.097.334
W_t Energia	0,00000640 €/kWh	51.780.946.000	kWh	331.587
Wp_t Energia de ponta	0,001680 €/kWh	39.885.266.498	kWh	66.988.024

A estrutura tarifária identificada no quadro anterior aponta para uma relação entre os termos de capacidade e energia de 22/78, porém, na estrutura das receitas subjacente ao contrato de utilização da rede de transporte de gás natural estabelecido entre a Transgás e a REN Gasodutos a relação entre os termos de capacidade e energia é de cerca de 95/5. Importa referir que a energia de ponta se fosse determinada num intervalo suficientemente curto será próxima de um termo de capacidade. Tal não é a situação na medida em que o período de ponta apresenta uma duração bastante alargada. Assim, classificaram-se na percentagem apresentada as receitas de energia de ponta como receitas de energia.

Também a evidência internacional aponta para pesos da capacidade bastante superiores ao da energia. O relatório GTE Tariff Report 2005, de Janeiro de 2006, elaborado pela GTE (Gas Transmission Europe), apresenta as principais características da rede de transporte e as diferentes metodologias de cálculo das tarifas de transporte do gás natural aplicadas por operadores em diversos países, nomeadamente Irlanda, Espanha, Dinamarca, Bélgica, Holanda, França, Itália e Reino Unido.

O quadro seguinte apresenta a repartição entre o termo de capacidade e de energia aplicado pelos operadores do sistema de transporte referidos.

Quadro 5-11 – Repartição entre o termo de capacidade e energia de alguns sistemas tarifários europeus ao nível do transporte

Nome do Operador	País	Repartição
		Capacidade/Energia
Bord Gais Eireann	Irlanda	90/10
Enagas	Espanha	90/10
Energinet.dk	Dinamarca	75/25
Fluxys	Bélgica	100/0
GRTgaz	França	100/0
Gas Transport Services	Holanda	100/0
National Grid	Reino Unido	60/40
Snam Rete Gas	Itália	70/30
Total Infrastructures Gaz France	França	100/0

Observa-se que existem diferentes repartições entre o termo de capacidade e o termo de energia, sendo o termo de capacidade aquele que apresenta peso maior, variando dos 60% até aos 100%, sendo a média cerca de 87%. As diferentes repartições entre o termo de capacidade e o termo de energia têm diferentes impactos na facturação aos consumidores, consoante os seus níveis de consumo.

Conforme evidenciado no documento “Caracterização da procura de gás natural para o ano gás 2007-2008” a variável de facturação de energia em períodos de ponta tem o inconveniente de resultar num sinal de preço insuficiente para reflectir as restrições de capacidade em ponta, devido ao carácter alargado do período de ponta, o que, associado à imprevisibilidade dos consumos, torna aconselhável a utilização da capacidade utilizada como variável a reflectir uma parcela dos custos associados aos troços comuns.

Tendo em conta, o que se verifica em Espanha, onde a estrutura das receitas a recuperar no termo de capacidade é de 90% e no termo de energia de 10%, bem como, a estrutura de receitas do actual contrato de utilização das infra-estruturas, que apresenta uma repartição de 95/5 entre capacidade e energia, optou-se por considerar que a dimensão da parcela de activos com os troços centrais a afectar ao cálculo do custo incremental da capacidade utilizada deveria ter em conta uma estrutura das receitas a recuperar no termo de capacidade, de 90%, e nos restantes termos, de 10%.

No quadro seguinte apresentam-se os investimentos em troços centrais a afectar ao cálculo dos custos incrementais da variável de facturação capacidade utilizada e ao cálculo dos custos incrementais da variável de facturação energia em períodos de ponta por forma a que a estrutura de receitas obtidas seja coerente com os pressupostos enunciados.

Quadro 5-12 Re-afecção dos investimentos em troços centrais entre a variável de facturação capacidade utilizada e a variável de facturação energia em períodos de ponta

Ano do investimento	Investimento troços periféricos afectos à capacidade utilizada (mil euros)	Investimento troços centrais afectos à capacidade utilizada (mil euros)	Investimento troços comuns afectos à energia de ponta (mil euros)
1997	114.590	424.865	65.438
1998	8.259	31.267	4.816
1999	2.169	8.295	1.278
2000	11.271	919	142
2001	1.654	2.342	361
2002	4.453	2.913	449
2003	6.541	66.132	10.186
2004	9.497	1.791	276
2005	4.149	1.949	300
2006	1.410	1.127	174
2007	5.854	18.640	2.871
2008	12.104	38.921	5.995
2009	-	13.934	2.146
2010	-	2.340	360
2011	-	-	-
2012	-	10.110	1.557
2013	-	10.110	1.557
2014	-	10.110	1.557
Total	181.951	645.763	99.461

Nota: Não foram incluídos investimentos relativos a VA (Vários), ED (Edifícios), RC (Rede de Comunicações), AR (Equipamento em armazém), nem investimentos de substituição ou reforço do sistema de telecomunicações.

Os custos incrementais subjacentes a estes investimentos apresentam-se no Quadro 5-13. Estes custos incrementais determinam uma estrutura tarifária que permite obter 90% das receitas no termo de capacidade utilizada, 9,6% no termo de energia em horas de ponta e 0,4% de receitas no termo de energia.

Quadro 5-13 Custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Transporte (recalculados)

Recalculo dos custos incrementais	
	Custos incrementais
Cu _t Capacidade Utilizada	0,02766384 €/kWh/dia/mês
W _t Energia	0,00000640 €/kWh
Wp _t Energia de ponta	0,00022416 €/kWh

Saliente-se que as receitas afectas ao termo de energia em horas de ponta apresentam menos volatilidade do que as relacionadas com o termo de energia, pelo que esta estrutura tarifária dos termos de energia e energia em horas de ponta (9,6% e 0,4%) é provavelmente tão, ou mais, estável do que a que resulta do contrato em vigor, 5% das receitas no termo de energia.

5.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA COM AS TARIFAS EM VIGOR NO 1º SEMESTRE DE 2007

Os preços em vigor no primeiro semestre de 2007 foram estabelecidos ao abrigo do contrato de utilização da rede de transporte de gás natural estabelecido entre a Transgás e a Ren Gasodutos, datado de 26 de Setembro de 2006. Estes preços estabelecem o pagamento pela utilização da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural e devem vigorar transitoriamente até à publicação pela ERSE de tarifas de acesso às infra-estruturas de RNTIAT.

No novo enquadramento regulamentar estas tarifas não são aplicáveis à Transgás nos mesmos termos. Serão apenas aplicáveis no âmbito dos fornecimentos da Transgás a grandes clientes directamente ligados à rede de transporte de gás natural de alta pressão, como os centros electroprodutores abastecidos pela Transgás. Os fornecimentos a clientes abastecidos por redes de distribuição (inclui os antigamente denominados gasodutos de segundo escalão) cujo pagamento deve ser efectuado pelo operador da rede de distribuição, que por sua vez aplicará uma outra tarifa de transporte aos clientes ligados nas suas redes.

As variáveis de facturação utilizadas no referido contrato são:

- Capacidade de Entrada: Termo fixo relacionado com a capacidade firme contratada nas entradas.
 - Preço: 21,17€cent/m³(n)/dia/mês.
- Capacidade de Saída: Termo fixo relacionado com a capacidade firme contratada em qualquer uma das saídas da RNTGN.
 - Preço: 17,64€cent/m³(n)/dia/mês.
- Termo de Energia (commodity): relacionado com o volume de gás contratado medido nas saídas.
 - Preço: 0,10€cent/m³(n).

Estas variáveis de facturação e respectivos preços deixarão de vigorar para efeitos de facturação da utilização da rede de transporte de gás natural a partir do dia 1 de Julho de 2007. A partir dessa data entram em vigor as variáveis de facturação estabelecidas no Regulamento Tarifário e as correspondentes tarifas.

As variáveis para as quais é preciso determinar preços são:

- Capacidade Utilizada: capacidade máxima diária dos últimos 12 meses.

- Preço em €/kWh/dia/mês.
- Energia em períodos de ponta: quantidade de energia transportada em períodos de ponta.
 - Preço em €/kWh.
- Energia transportada: quantidade de energia transportada.
 - Preço em €/kWh

O racional de determinação destas variáveis de facturação e dos respectivos preços pode ser utilizado para escolher um padrão de conversão. No Quadro 5-14 apresenta-se uma relação entre cada variável de facturação tendo por base os custos associados a cada uma delas. Esta relação não é directa ou linear mas sim uma aproximação.

Quadro 5-14 – Conversão entre as variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte estabelecida no Regulamento Tarifário e as do Contracto de Acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural em Alta Pressão e Gestão Técnica Global do SNGN

Variável de facturação no Regulamento Tarifário	Custos associados	Possível correspondência com o termo de facturação no contrato
Energia em períodos de ponta (é equivalente à capacidade média em períodos de ponta, multiplicada pelo número de dias desse período de ponta).	Custos associados com os troços centrais da rede de transporte, e as restantes infra-estruturas partilhadas por um grande número de utilizadores da rede. Na perspectiva de uma tarifa de selo postal com referência à saída, nesta variável devem ser incluídos os custos com os troços de “entrada” na rede como sendo comuns.	Reserva de Capacidade à Entrada da RNTGN.
Capacidade Utilizada , é a capacidade máxima diária ao longo de um ano. A capacidade é expressa em unidades de energia	Custos associados com a capacidade de saída da rede, ou com os troços mais periféricos da rede de transporte. Neste sentido podem ser incluídos, nomeadamente, os custos com as GRMS. Pode ser argumentado que a esta variável de facturação estão também associados parte dos custos com os troços mais centrais da rede, tendo em conta, nomeadamente, a natureza pouco malhada da rede de transporte, observando-se fluxos unidireccionais permanentes e com poucas saídas.	
Energia total anual , em kWh	Todos os custos directamente relacionados com o transporte de energia como custos de operação dependentes da energia transportada, perdas, ou outros custos que não estejam directamente relacionados com qualquer outra variável de facturação, custos com edifícios, custos relacionados com a gestão ou administrativos.	Energia total anual , em m ³ (n)

Do quadro anterior resulta que duas das variáveis de facturação actualmente utilizadas podem ser convertidas de forma directa para o novo referencial tarifário. O volume anual de energia passa a ser facturado por unidade de energia e não por volume de gás natural sendo esta conversão directa, tendo em conta o PCS previamente definido para o m³(n) de gás natural.

No caso da capacidade de saída actualmente utilizada para facturação, os valores estarão próximos da capacidade utilizada. Tendo em conta o sistema de penalizações estabelecido no contrato, os valores de uma e outra variável devem ser de ordem de grandeza muito próximas. Pois as penalidades aplicáveis a uma utilização de capacidade superior em 5% à reservada são actualmente muito elevadas. Assim não é expectável que as capacidades de saída excedam em mais de 5% as capacidades máximas diárias de um ano, nomeadamente dada a natureza dos utilizadores de gás natural aos quais se irá aplicar a tarifa por ponto de saída: centros electroprodutores ou comercializadores respectivos, operadores das redes de distribuição e comercialização de último recurso a grandes clientes. Assim, para converter o preço em vigor para o novo preço, para além da já mencionada conversão de m³(n) para kWh, basta calcular o quociente entre a capacidade de saída reservada e a capacidade utilizada, ou seja, a máxima diária. Apesar deste quociente varia por ponto de saída utilizou-se um valor agregado médio. Naturalmente, quanto maiores forem as diferenças em relação à média maiores serão os impactes por ponto de saída.

No Quadro 5-15 apresentam-se os valores de reserva de capacidade à saída estabelecidos no contrato de utilização e o respectivo preço. Considerando um montante de receitas equivalente é possível determinar o preço da capacidade utilizada no ano de 2007. O preço da reserva de capacidade à saída dos pontos de entrega presente no contrato aplicado às respectivas quantidades representa uma receita de cerca de 43 milhões de euros. Dividindo este montante pelo valor previsto de capacidade utilizada obtém-se um preço em € por kWh por dia, na ultima linha e na ultima coluna do quadro, que está de acordo com a variável definida no Regulamento Tarifário.

Quadro 5-15 - Conversão do preço de reserva de capacidade à saída para capacidade utilizada

	Contrato				Receita (10 ³ €)	Regulamento Tarifário			
	Quantidades (2007)	Unidades	Preço	Unidades		Quantidades (2007)	Unidades	Preço	Unidades
Reserva de Capacidade à Saída nos pontos de Entrega da RNTGN	20 530 400	m ³ (n)/dia	0,1764	€/m ³ (n)/dia/mês	43 459	244 311 760	kWh/dia/mês	0,0148	€/kWh/dia/mês
Capacidade Utilizada	20 336 183	m ³ (n)/dia	0,1781	€/m ³ (n)/dia/mês	43 459	242 000 578	kWh/dia/mês	0,0150	€/kWh/dia/mês

No Quadro 5-16 efectua-se a conversão do preço de reserva de capacidade à entrada da rede de transporte para um preço de capacidade média em períodos de ponta. Esta conversão efectua-se mantendo constante o valor da receita em euros. Posteriormente, converte-se o preço da capacidade média em períodos de ponta para energia em períodos de ponta, esta conversão é directa, sendo suficiente dividir o preço (em base anual) pelo número de dias do período de ponta e de seguida, converter de unidades de volume para unidades de energia.

O preço da reserva de capacidade à entrada da RNTGN presente no contrato aplicado às respectivas quantidades representa uma receita de cerca de 43 milhões de euros. Dividindo este montante pelo valor previsto de capacidade média em períodos de ponta obtém-se um preço em €/kWh por dia a pagar mensalmente (0,02204€/kWh/dia/mês). Para efeitos de aplicação do Regulamento Tarifário há ainda que converter este preço de capacidade em períodos de ponta em energia em períodos de ponta, em €/kWh, e em capacidade utilizada (€/kWh/dia/mês).

De facto, à semelhança da conversão dos custos associados com os investimentos nos troços centrais da rede, a conversão deste termo de capacidade em períodos de ponta quando se trata de um período de ponta muito alargado, como é o caso, deve ser reconsiderada. Assim, as receitas associadas com o termo de reserva de capacidade à entrada da RNTGN foram repartidas, para efeitos de conversão, entre capacidade utilizada (€/kWh/dia/mês) e energia em períodos de ponta, esta repartição foi efectuada na mesma proporção da repartição referida no ponto anterior.

Quadro 5-16 - Conversão do preço de reserva de capacidade à entrada para energia em períodos de ponta

	Contrato				Receita (10 ³ €)	Regulamento Tarifário			
	Quantidades (2007)	Unidades	Preço	Unidades		Quantidades (2007)	Unidades	Preço	Unidades
Reserva de Capacidade à Entrada da RNTGN	17 112 000	m ³ (n)/dia	0,21170	€/m3(n)/dia/mês	43 471	203 632 800	kWh/dia/mês	0,01779	€/kWh/dia/mês
Capacidade em períodos de ponta	13 811 191	m ³ (n)/dia	0,26230	€/m3(n)/dia/mês	43 471	164 353 176	kWh/dia/mês	0,02204	€/kWh/dia/mês
Energia em períodos de ponta	3 480 420 187	m ³ (n) ponta	0,00167	€/m3(n)	5 802	41 417 000 229	kWh ponta	0,00014	€/kWh
Capacidade utilizada					37 669	242 000 578	kWh/dia/mês	0,000156	€/kWh/dia/mês

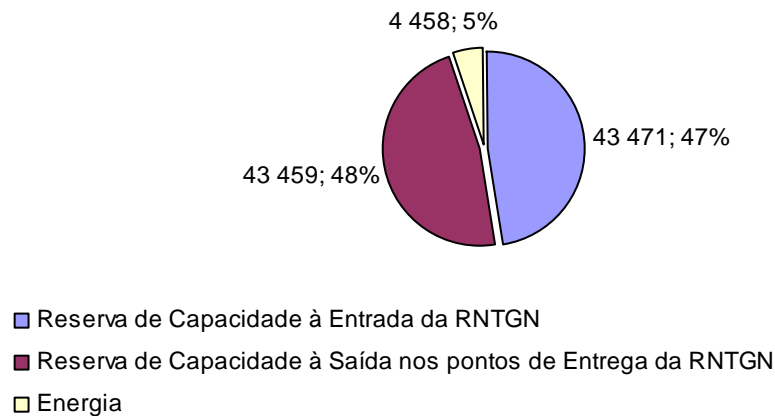
No Quadro 5-17 efectua-se a conversão do preço energia (*commodity*). Esta conversão é directa, sendo apenas necessário converter de unidades de volume de gás para unidades de energia.

Quadro 5-17 – Conversão do preço de energia total anual

	Contrato				Receita (10 ³ €)	Regulamento Tarifário			
	Quantidades (2007)	Unidades	Preço	Unidades		Quantidades (2007)	Unidades	Preço	Unidades
Energia	4 458 000 000	m ³ (n) ano	0,0010	€/m3(n)	4 458	53 050 200 000	kWh ano	0,000084	€/kWh

Na Figura 5-2 apresenta-se a repartição das receitas por termo tarifário tendo em conta os valores estabelecidos no contrato de utilização da rede de transporte.

Figura 5-2 - Repartição das receitas do contrato por termo tarifário (milhares de euros)

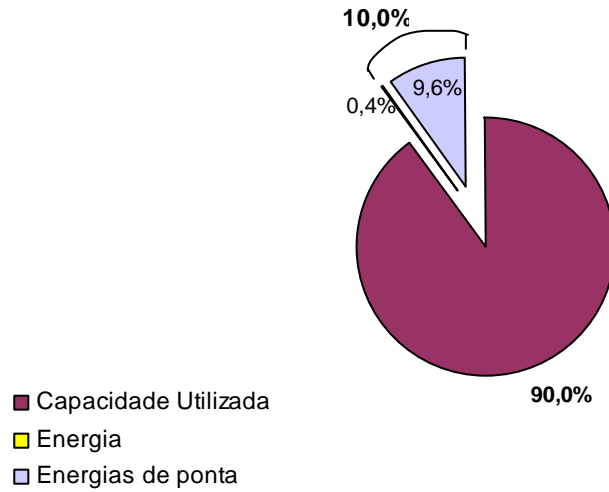


Verifica-se que o termo de energia representa cerca de 5% das receitas e o conjunto dos termos de capacidade cerca de 95%.

A conversão dos preços de acordo com os critérios anteriormente enunciados leva a que as receitas de reserva de capacidade à entrada sejam recuperadas por um termo de energia em períodos de ponta e por um termo de capacidade utilizada. De facto, no caso em que o período de ponta seja um intervalo de tempo muito alargado esta variável de facturação perde características óptimas para transmitir sinais preços de restrição de capacidade. Assim, é aconselhável recuperar parte desta receita no termo de capacidade utilizada, uma vez que esta variável se apresenta tão adequada ou mais do que a energia num período de ponta muito alargado para sinalizar o dia do ano com maior solicitação dos troços centrais da infra-estrutura por parte dos utilizadores.

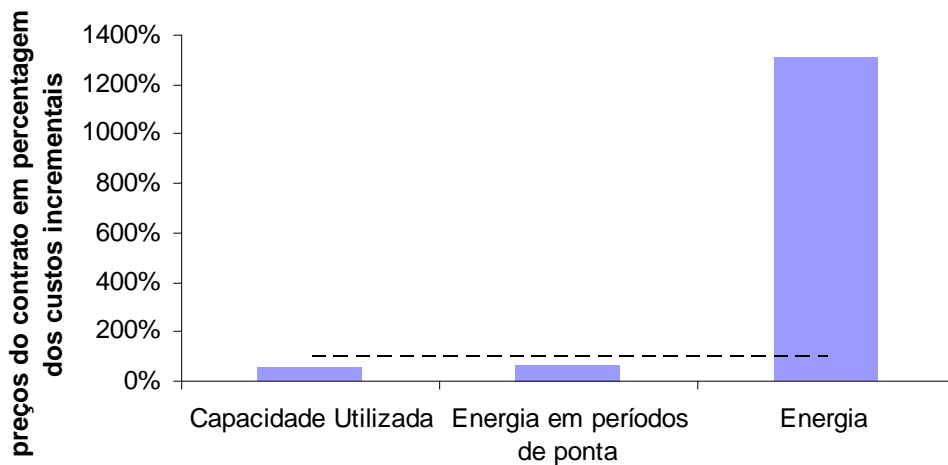
Na Figura 5-3 apresenta-se a repartição das receitas resultantes da aplicação dos custos incrementais por termo tarifário, em percentagem.

Figura 5-3 - Repartição das receitas resultantes da aplicação dos custos incrementais por termo tarifário (em %)



Na Figura 5-4 apresentam-se os preços em vigor, em 2006, resultantes do contrato de utilização da rede de transporte em percentagem dos custos incrementais calculados anteriormente. A análise da figura permite verificar que face aos custos incrementais haverá lugar a um escalamento positivo para as variáveis de facturação de capacidade utilizada e energia em períodos de ponta e um escalamento negativo da variável de energia.

Figura 5-4 - Comparação entre os preços do contrato e os custos incrementais de longo prazo



6 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

6.1 ESTRUTURA GERAL DA TARIFA

Variáveis de facturação e custos associados

Nos termos do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte às suas entregas em alta pressão e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas em GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Gestão Técnica Global do Sistema do operador da rede de transporte, recuperando os custos que lhe estão associados de coordenação sistémica das infra-estruturas que constituem o sistema nacional de gás natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento.

A tarifa de Uso Global do Sistema cobre os custos de operação do sistema, mas também alguns custos de política energética ou de interesse económico geral, onde se incluem, nomeadamente os custos com programas de promoção da eficiência energética.

Conforme consta do quadro seguinte, esta tarifa tem associada uma variável de facturação que se prende com a quantidade de energia saída da rede de transporte, que multiplicada pelo preço da tarifa proporciona o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte.

Quadro 6-1 – Preço de energia da tarifa Uso Global do Sistema

Ano gás 2007/2008	
Proveitos permitidos UGS (mil euros)	12 322
Energia entregue* (GWh)	51 781
Preço de energia da tarifa UGS (€/kWh)	0,00023797

* Energia à entrada nas redes de distribuição (inclui o abastecimento a partir de GNL)

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.