

**REVISÃO DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO
DO SECTOR DO GÁS NATURAL**

Documento Justificativo

Outubro 2009

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ESTRUTURA TARIFÁRIA	3
2.1	Tarifa de Comercialização	3
2.2	Uniformidade Tarifária em BP \leq 10 000 m ³	4
2.3	Tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito	8
2.4	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	12
2.4.1	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte	12
2.4.2	Opção de Curtas Durações	16
2.4.3	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de Distribuição	16
2.5	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	17
3	METODOLOGIA DO ALISAMENTO DO CUSTO COM CAPITAL	19
3.1	Actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	21
3.2	Actividade de Transporte de gás natural	23
3.3	Actividade de Distribuição de gás natural	26
4	INCENTIVOS À EFICIÊNCIA NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL	31
5	HARMONIZAÇÃO ENTRE CONTAS REGULADAS E CONTAS ESTATUTÁRIAS	35
6	SUSTENTABILIDADE DO MERCADO LIVRE E DO MERCADO REGULADO	37
7	AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO	41
8	PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL E DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO	43
8.1	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	43
8.2	Plano de Promoção da eficiência no consumo	45
9	APERFEIÇOAMENTO E SIMPLIFICAÇÃO DAS ACTUAIS FORMAS DE REGULAÇÃO ECONÓMICA	47
9.1	Clarificação na regulação da actividade de Compra e Venda de gás natural	47
9.2	Simplificação e aperfeiçoamento da regulação da actividade de Comercialização de último recurso	48
9.3	Simplificação na regulação da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	49
9.4	Taxa de juro	49
10	TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Comparação dos termos de energia e dos termos fixos das TVCF do CUR EDPGÁS, em $t-2$, $t-1$ e t e da tarifa aditiva, por escalão de consumo anual	6
Figura 2-2 - Escalões de consumo nacionais	7
Figura 2-3 - Preços aditivos e preços da TVCF em 2009, para BP<10 000 m ³ /ano.....	7
Figura 2-4 - Estrutura dos custos incrementais/nivelados e dos preços da tarifa de Uso do Terminal de GNL (anos gás 2008/09 e 2009/10).....	10
Figura 2-5 - Actuais fronteiras de facturação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte	12
Figura 2-6 - Proposta de novas fronteiras de facturação para a tarifa de Uso da Rede de Transporte	14
Figura 3-1 - Comparação do nível de proveitos permitidos com custo com capital alisado, não alisado e cenário proposto	23
Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital e com reposição gradual da neutralidade financeira num período máximo de três anos	25
Figura 3-3 - Comparação ao nível de proveitos permitidos com capital alisado e não alisado.....	28
Figura 3-4 - Hipótese de reposição da neutralidade financeira	29
Figura 4-1 - Aplicação do price cap na actividade de Distribuição de gás natural	33
Figura 5-1 - Novo cronograma do processo regulatório	36
Figura 6-1 - Relacionamento comercial na aquisição de Gás Natural.....	38
Figura 6-2 - Termo de energia a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema.....	40

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Proposta de variáveis de facturação da tarifa de Comercialização.....	3
Quadro 2-2 - Modelos de tarifas de Uso da Rede de Transporte na Europa	13
Quadro 6-1 - Estrutura dos consumos e dos clientes dos CUR no ano gás 2009-2010	39

1 INTRODUÇÃO

A ERSE submete a discussão pública a proposta de revisão regulamentar do Regulamento Tarifário (RT) do sector do gás natural.

O regulamento visa estabelecer os critérios e as metodologias para a formulação de tarifas e preços de gás natural a aplicar no âmbito das relações comerciais das entidades por ele abrangidas. É parte integrante deste regulamento a definição das tarifas reguladas, o processo de cálculo e a determinação das tarifas, o processo de cálculo e a determinação dos proveitos permitidos, a definição de actividades e contas das empresas reguladas, os procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, a sua alteração e publicitação, bem como as obrigações das entidades do sector do gás natural, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

Os regulamentos que enquadraram o primeiro período de regulação foram aplicados no quadro de um sector recentemente reestruturado, que ainda beneficiava de uma derrogação à aplicação da Directiva 2003/55/CE e sobre o qual o regulador dispunha de pouca informação, dada a recente implementação do “unbundling”.

Passados 3 anos do início da regulação deste sector, a experiência adquirida pela ERSE permite-lhe conhecer melhor o sector e avaliar os resultados da aplicação de algumas das suas metodologias. Acresce ainda que o sector do gás natural tem consolidado a sua penetração no mercado energético nacional, estando definida a abertura ao mercado a todos os consumidores, já a partir do ano de 2010. Neste novo contexto, e uma vez que no próximo ano se inicia um novo período de regulação, considerou-se oportuno rever o Regulamento Tarifário do sector do gás natural.

A presente proposta regulamentar tem em conta o disposto: (i) na Directiva 2009/73/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 Julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural, (ii) no Regulamento n.º 715/2009/CE, do Parlamento e do Conselho, de 13 de Julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e (iii) na legislação nacional em vigor, nomeadamente, o Decreto-Lei n.º 30/2006 e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 15 de Fevereiro e 26 de Julho, respectivamente, que estabelecem as bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural, bem como o exercício das actividades de Recepção, Armazenamento, Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte, Distribuição e Comercialização de gás natural.

Seguidamente apresentam-se as principais alterações submetidas a consulta pública agrupadas por grandes temas e que neste documento são devidamente justificadas:

- Alteração do modelo de implementação da uniformidade tarifária nos clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m³, por forma a assegurar-se uma convergência tarifária mais acelerada, sempre com a preocupação de minimização dos impactes tarifários associados.

- Variabilização da tarifa de comercialização de último recurso.
- Introdução de uma estrutura tarifária de entrada/saída na tarifa de Uso da Rede de Transporte, em linha com as recomendações da Directiva 2009/73/CE.
- Alteração da estrutura da tarifa de Uso do Terminal de GNL indexando-a à estrutura de custos marginais por serviço utilizado (recepção, armazenamento de GNL, carga de camião cisterna e regaseificação).
- Variabilização total das opções tarifárias de curta duração oferecidas quer no terminal, quer na rede de transporte.
- Fim do alisamento no custo com capital da actividade de Transporte de gás natural;
- Fim do alisamento no custo com capital da actividade de Distribuição de gás natural;
- Redução do período de alisamento de 40 para 10 anos do custo com capital na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;
- Assegurar a sustentabilidade dos mercados regulado e liberalizado, e em particular a protecção dos consumidores domésticos, prevendo-se a transferência de desvios extraordinários de custos de aquisição de energia dos CUR entre as tarifas de Energia e de Uso Global do Sistema;
- Inclusão dos custos com a imobilização da Reserva Estratégica nos custos da actividade de Compra e Venda de Gás Natural enquadrada pelos contratos de *take or pay* e operacionalização da metodologia de cálculo das componentes do custo com a aquisição de gás natural.
- Harmonização entre contas reguladas e contas estatutárias, através do cálculo dos proveitos permitidos baseados na média dos valores dos dois anos civis que integram o ano gás;
- Modelo de regulação por *price-cap* nos custos de exploração da actividade de Distribuição, que se materializa na aplicação de factores de eficiência definidos para todo o período de regulação.
- Simplificação e clarificação das formas de regulação, nomeadamente na actividade de Comercialização e na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;
- Reforço dos procedimentos de auditoria e controlo da aplicação do Regulamento Tarifário;
- Explicação do direito de recebimento da taxa de ocupação do subsolo por parte dos distribuidores de gás natural com concessões de serviço público de distribuição regional de gás natural, conforme estabelecido pela Resolução do Conselho de Ministros nº 98/2008, de 23 de Junho.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações propostas ao articulado do RT, sendo que para os textos eliminados se adoptou a forma “rasurado” (~~artigo~~) e o novo articulado foi sombreado a amarelo. A numeração do novo articulado efectuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

2.1 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização permitem recuperar os proveitos permitidos da actividade regulada de comercialização de gás natural, desempenhada pelos comercializadores de último recurso (CUR), recuperando os custos da estrutura comercial afecta à venda de gás natural aos seus clientes, nomeadamente os custos de contratação, o tratamento de dados, a facturação, a cobrança e gestão da cobrança, bem como o atendimento presencial e telefónico.

As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de consumo:

- Tarifa de Comercialização do CUR grossista a grandes clientes, aplicável a clientes com consumos superiores ou iguais a 2 milhões m³/ano.
- Tarifas de Comercialização dos CUR retalhistas:
 - Tarifa de Comercialização em BP>, aplicável a clientes com consumos superiores a 10 000 m³/ano e inferiores a 2 milhões de m³/ano.
 - Tarifa de Comercialização em BP<, aplicável a clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³/ano.

As tarifas de Comercialização são monómias e consistem de um termo tarifário fixo com preços definidos em Euros por mês.

A ERSE sugere e submete à consideração dos agentes que as tarifas de Comercialização passem a ser binómias, com um termo fixo e um termo variável dependente do gás natural consumido.

Quadro 2-1 - Proposta de variáveis de facturação da tarifa de Comercialização

Variáveis de facturação	Definição
Termo fixo (€/mês)	Valor que depende do número de clientes.
Gás natural consumido (€/kWh)	Valor que depende do gás natural e que é objecto de medição nos pontos de entrega.

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

Com efeito, para os clientes com maiores consumos, o activo circulante necessário é maior e consequentemente os custos operacionais, que deste modo variam com a dimensão dos clientes, ou seja, com a energia consumida. De facto, o comercializador de último recurso não detém activos imobilizados materialmente relevantes, mas sim, grandes necessidades de financiamento (activo circulante), que devem ser reconhecidas e que dependem genericamente do gás natural consumido.

Acresce que a noção de serviço público no sector do gás natural, expressamente evidenciada pelas directivas comunitárias e pela lei de bases do sector do gás natural, consagra o fornecimento de gás natural um serviço essencial tendo os comercializadores de último recurso (CUR) a obrigação de fornecer gás natural aos clientes ligados à rede que o solicitarem (e que preencham os requisitos legais para o efeito). O facto de a actividade de Comercialização ser composta por um termo tarifário fixo, cujo preço não varia com o consumo pode dificultar ou impedir o acesso de consumidores mais vulneráveis e necessitados a este bem essencial. A alteração agora proposta permite consignar esta situação.

Adicionalmente, esta alteração permitirá atenuar as diferenças nos preços do termo fixo das TVCF entre os consumidores com leitura diária de MP fornecidos pelo CUR grossista (com consumos superiores a 2 milhões de m³/ano) e os consumidores com leitura diária de MP fornecidos pelo CUR retalhista (com consumos entre os 10 000 m³/ano e os 2 milhões m³/ano), apesar de essa diferença resultar essencialmente das diferenças no custo de comercialização dos CUR.

Por último, importa reconhecer que a introdução de um termo tarifário que dependa do gás natural consumido contribui para a promoção da eficiência no consumo.

Em suma, esta alteração na estrutura tarifária, para além de permitir transmitir a cada agente a multiplicidade de factores que afectam os custos da actividade de Comercialização, facilita o acesso dos consumidores mais pequenos ao gás natural, contribuindo para a promoção da eficiência no consumo.

A ERSE propõe:

1. As tarifas de Comercialização passem a ser binómias, com um termo fixo e um termo variável dependente do gás natural consumido.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 56.º, 114.º e 115.º do Regulamento Tarifário.

2.2 UNIFORMIDADE TARIFÁRIA EM BP ≤ 10 000 m³

Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) de cada Comercializador de Último Recurso (CUR) devem ser obtidos por soma dos preços das tarifas por actividade relevantes, nomeadamente tarifas de energia, Comercialização, Uso da Rede de Transporte, Uso Global do Sistema e Uso das Redes de Distribuição. O conjunto das tarifas assim determinadas, ditas aditivas, pode não ser aplicado

directamente e imediatamente pelos CUR. De facto, para promover uma evolução tarifária gradual, tendo em consideração o princípio da estabilidade tarifária, inerente ao cálculo tarifário, as TVCF a aplicar por cada CUR devem estar sujeitas a um mecanismo de convergência para as tarifas aditivas.

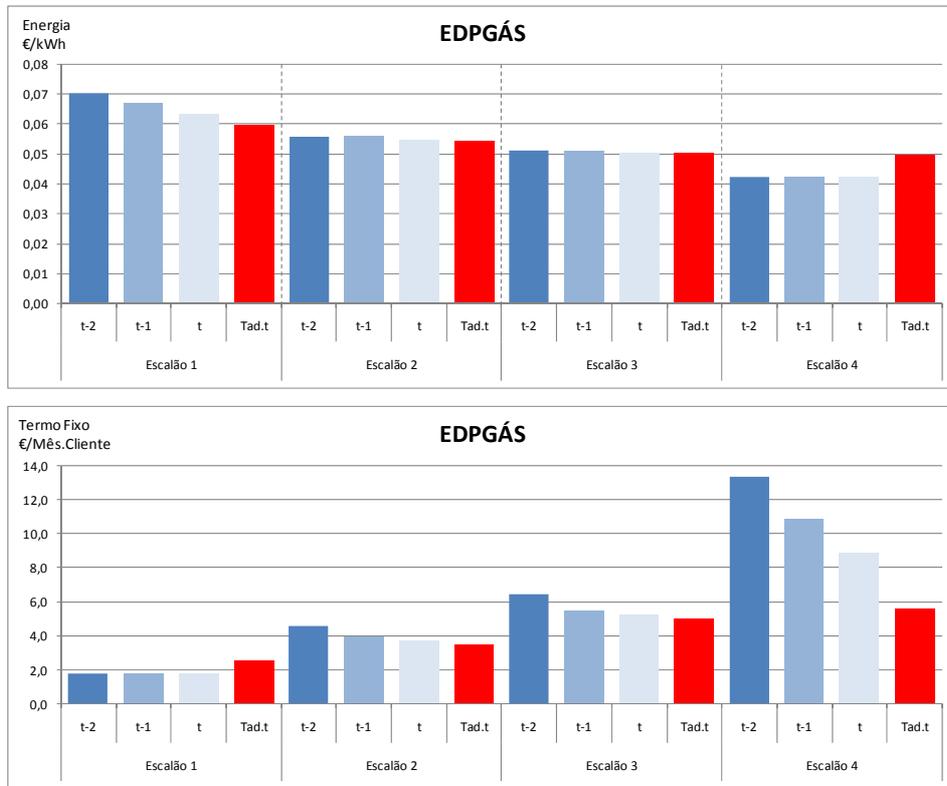
As TVCF aplicadas aos clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m³ são iguais em todo o território nacional, independentemente do CUR que fornece o cliente, tendo esse objectivo sido alcançado no decorrer do 1º período de regulação do gás natural.

Todavia, a uniformidade tarifária plena ainda não foi alcançada, uma vez que continuam a existir, entre as diferentes regiões, diferenças nos preços das TVCF aplicáveis aos clientes de BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³. A ERSE considera que a uniformidade tarifária plena deve ser conseguida acautelando eventuais impactos tarifários nos consumidores de gás natural, tendo essa preocupação assumido importância acrescida na actual conjuntura económica.

Com o objectivo de tornar mais célere a convergência para a uniformidade tarifária, propõe-se alterar na presente revisão regulamentar o mecanismo de convergência para tarifas nacionais aditivas aplicável aos fornecimentos a clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ (n). Este mecanismo orienta a aplicação de variações diferenciadas aos preços das TVCF, tendo em consideração, por um lado, o conjunto de preços das tarifas aditivas (tarifas objectivo) e por outro lado, o conjunto de preços das tarifas publicadas no ano anterior, procurando-se limitar os impactes tarifários dessa convergência.

Ilustra-se na Figura 2-1, a título de exemplo, a evolução das TVCF do CUR EDP Gás para tarifas aditivas, decorrente da aplicação do referido mecanismo de convergência para tarifas aditivas.

Figura 2-1 - Comparação dos termos de energia e dos termos fixos das TVCF do CUR EDPGÁS, em t-2, t-1 e t e da tarifa aditiva, por escalão de consumo anual



Da análise da figura verifica-se que os preços das TVCF têm-se aproximado dos preços da tarifa aditiva nacional. Neste processo de convergência, os acréscimos de preços têm sido limitados por forma a mitigar os impactes tarifários.

O mecanismo de convergência para tarifas nacionais (aditivas) permite variações de preços diferenciadas, de maior amplitude nos preços que se encontram mais afastados das tarifas aditivas. Este mecanismo actua separadamente em cada CUR, garantindo que as receitas proporcionadas pelas TVCF de cada CUR são iguais às receitas proporcionadas pelas tarifas aditivas de cada CUR. Deste modo, a uniformidade tarifária encontra-se assegurada por região, existindo diferenciações de pagamentos exclusivamente entre os consumidores dentro de cada região, que actuam como uma restrição adicional ao modelo, dificultando assim a convergência para tarifas nacionais aditivas.

Actualmente existem 11 CUR que fornecem clientes com consumos inferiores a 10 000 m³/ano, cujas tarifas dependem dos escalões de consumo ilustrados na figura abaixo.

Figura 2-2 - Escalões de consumo nacionais



A consequência final da convergência tarifária é a definição de um preço nacional (aditivo) para cada termo tarifário (preço de energia e termo fixo) de cada um dos escalões de consumo, para os diferentes CUR.

Atendendo a que os diferentes CUR apresentam estruturas de proveitos diferentes, dada a sua área de actuação geográfica, número de clientes e idade das infra-estruturas, entre outras razões, é esperado que se verifiquem diferentes evoluções para a referida tarifa única nacional. Tal implica que num determinado ano, alguns dos CUR possam, com impactos tarifários reduzidos, aplicar a tarifa aditiva, ao contrário de outros que ainda apresentam uma diferença em relação à tarifa aditiva causadora de impactes significativos para os seus clientes.

Como se observa na Figura 2-3, actualmente muitos CUR já apresentam preços das TVCF iguais à tarifa aditiva, em alguns escalões de consumos. Todavia, subsistem ainda algumas diferenças de preços significativas.

Figura 2-3 - Preços aditivos e preços da TVCF em 2009, para BP<10 000 m³/ano

	Termo de Energia				Termo Fixo			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(Euros/kWh)	(Euros/kWh)	(Euros/kWh)	(Euros/kWh)	(Euros/mês)	(Euros/mês)	(Euros/mês)	(Euros/mês)
Preço Aditivo	0,0597	0,0545	0,0506	0,0498	2,54	3,43	5,00	5,56
	Termo de Energia				Termo Fixo			
	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4	Escalão 1	Escalão 2	Escalão 3	Escalão 4
	(Euros/kWh)	(Euros/kWh)	(Euros/kWh)	(Euros/kWh)	(Euros/mês)	(Euros/mês)	(Euros/mês)	(Euros/mês)
Beiragás	0,0652	0,0586	0,0459	0,0459	2,14	3,43	5,34	5,56
Dianagás	0,0597	0,0546	0,0506	0,0498	2,54	3,43	5,00	5,56
Sonorgás	0,0597	0,0545	0,0506	0,0498	2,54	3,43	5,00	5,56
Duriensegás	0,0597	0,0545	0,0506	0,0498	2,54	3,43	5,00	5,56
Lisboagás	0,0622	0,0575	0,0474	0,0474	1,65	3,43	5,20	5,56
Lusitaniagás	0,0613	0,0577	0,0495	0,0484	1,65	3,43	5,25	5,73
Medigás	0,0598	0,0549	0,0507	0,0493	2,54	3,43	5,00	5,57
Paxgás	0,0597	0,0546	0,0506	0,0498	2,54	3,43	5,00	5,56
EDP	0,0634	0,0545	0,0506	0,0423	1,77	3,73	5,22	8,89
Setgás	0,0617	0,0583	0,0469	0,0469	1,65	3,43	5,18	5,56
Tagusgás	0,0638	0,0584	0,0469	0,0469	2,09	3,43	5,32	5,56

A presente proposta, que visa acelerar o processo da convergência tarifária, consiste em permitir que sempre que os preços de determinados CUR sejam próximos, se considere um preço único para as regiões em questão, mesmo que esse não seja o preço aditivo.

Adicionalmente, propõe-se que o mecanismo de convergência para as tarifas nacionais (aditivas) deixe de actuar separadamente por CUR, passando a ser nacional, com as diferenciações de pagamentos a serem efectuadas entre todos os consumidores nacionais.

Esta proposta permite matematicamente aumentar o espaço de soluções reduzindo 11 fronteiras de restrição. Esta redução do número de restrições permitirá, por um lado, acelerar o processo de convergência para a uniformidade tarifária e, por outro lado, tornar mais perceptível a todos os consumidores a racionalidade das variações tarifárias aplicadas em cada ano a cada preço.

Por último, importa referir que a extinção das TVCF transitórias e a aplicação da aditividade tarifária de forma integral para os fornecimentos superiores a 10 000 m³, justifica as alterações introduzidas nos artigos 116.º e 119.º e a eliminação dos artigos 117.º e 118.º.

A ERSE propõe:

2. O mecanismo de convergência para tarifas nacionais (aditivas) aplicável nos fornecimentos inferiores a 10 000 m³ passe a ser aplicado de forma global para todos os CUR em substituição da metodologia actual em que o mesmo é aplicado separadamente a cada CUR. Adicionalmente, propõe-se que nas situações de preços de TVCF próximos seja aplicado um mesmo preço para os termos em questão.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 120.º do Regulamento Tarifário.

2.3 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (UTRAR) a aplicar pelo operador do terminal de GNL deve proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Esta actividade inclui os serviços/funções de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, sendo definidos preços para cada um destes serviços.

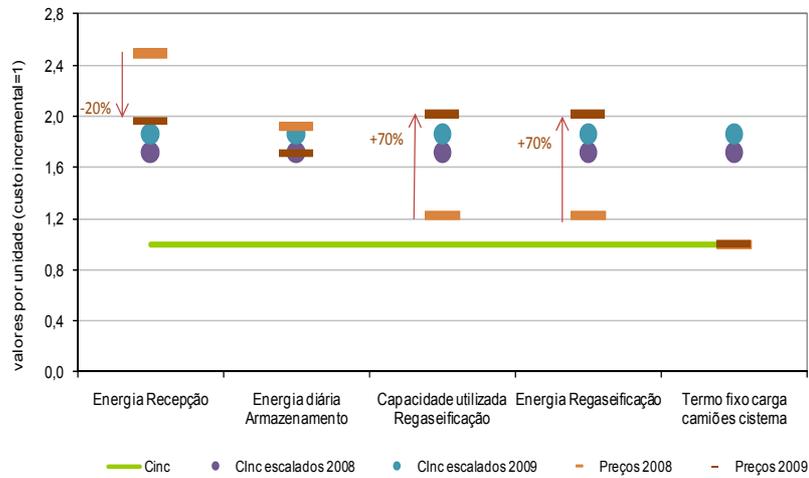
PREÇOS DE CADA UM DOS SERVIÇOS PRESTADOS	
RECEPÇÃO DE GNL	<ul style="list-style-type: none"> • Preço de energia aplicado à energia das entregas na RNTGN e das entregas de GNL ao transporte por rodovia.
ARMAZENAMENTO DE GNL	<ul style="list-style-type: none"> • Preço diário de energia armazenada, aplicável à energia diária armazenada no terminal de GNL.
REGASEIFICAÇÃO DE GNL	<ul style="list-style-type: none"> • Preço de capacidade de regaseificação utilizada, aplicável à capacidade utilizada das entregas na RNTGN. • Preço de energia, aplicável ao volume regaseificado. • Preço do termo fixo, aplicável ao número de carregamentos de camiões cisterna.

Os preços da tarifa de Uso do Terminal devem ser determinados de forma a fornecer os sinais adequados aos agentes de mercado, incentivando-se o uso eficiente desta infra-estrutura. Para que tal aconteça a estrutura de preços deve ser aderente à estrutura de custos incrementais médios de longo prazo ou de custos nivelados. Na determinação dos preços do terminal têm sido calculados os custos incrementais/nivelados para cada uma das variáveis de facturação. A metodologia de custos incrementais aplica-se em situações em que os investimentos são efectuados ao longo do tempo de 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 aplicada a metodologia de custos nivelados.

Actualmente, a estrutura de preços da tarifa de Uso do Terminal é aderente à estrutura de custos médios, não se assegurando uma afectação eficiente de recursos. Isto acontece, porque apesar de serem calculados os custos incrementais/nivelados de cada um dos serviços prestados, estes custos são escalados para se obterem os proveitos permitidos de cada uma das funções. Nestas circunstâncias, os preços aplicados em cada serviço/função são iguais aos custos médios globais de cada função.

A experiência dos últimos anos tem evidenciado a necessidade de se aperfeiçoar a estrutura tarifária da tarifa de Uso do Terminal de GNL. Na figura seguinte apresenta-se a estrutura dos preços da tarifa de Uso do Terminal de GNL para os anos 2008/2009 e 2009/2010 e a estrutura dos custos incrementais/nivelados.

Figura 2-4 - Estrutura dos custos incrementais/nivelados e dos preços da tarifa de Uso do Terminal de GNL (anos gás 2008/09 e 2009/10)



Têm-se verificado grandes oscilações nos preços por variável de facturação da tarifa de Uso do Terminal, em particular nos preços de capacidade e de energia da função de Regaseificação, que observaram um acréscimo de 70% no último ano gás, enquanto que a tarifa de Uso do Terminal de GNL aumentou 11%. A explicação para esta disparidade centra-se no facto dos vários preços que constituem a tarifa de Uso do Terminal estarem a ser determinados por forma a se obterem os proveitos permitidos por função. Os preços, para além de ficarem sujeitos a grandes oscilações anualmente, provocando grandes alterações da estrutura tarifária, não fornecem sinais económicos adequados associados à escassez do serviço prestado.

Caso os preços fossem determinados escalando os custos incrementais para os proveitos permitidos da actividade (agregado das três funções do terminal) e não por função ter-se-ia observado um acréscimo semelhante em cada um dos preços, conferindo-se uma maior estabilidade às variações tarifárias. Esta nova estrutura tarifária aderente à estrutura dos custos incrementais fomentaria uma utilização mais adequada dos vários serviços disponibilizados pelo terminal, em particular sinalizando de forma mais adequada a escassez do recurso.

Por último, importa introduzir uma maior flexibilidade na determinação de cada um dos preços, tendo em conta a necessidade de não ser ignorado o custo de oportunidade de prestação de alguns dos serviços, nomeadamente o de armazenamento de GNL, no espaço Ibérico. Assim, prevê-se a aplicação de factores de escala diferenciados a cada um dos custos incrementais.

Esta medida surge como resposta às preocupações de alguns *stakeholders* que consideram o preço da componente de armazenamento da tarifa de Uso do Terminal de GNL elevado, desincentivando os *shippers* entrantes de acederem ao Terminal de Sines.

Assim, esta proposta garante, por um lado, uma afectação de recursos mais eficiente e, por outro lado, uma maior flexibilidade na determinação do preço do armazenamento de GNL.

A ERSE propõe:

3. Os preços dos serviços da tarifa de Uso do Terminal de GNL sejam determinados com base na estrutura dos custos incrementais, aplicando-se factores de escala diferenciados, determinados por forma a se obterem os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 107.º do Regulamento Tarifário.

OPÇÃO DE CURTAS DURAÇÕES

Em Junho de 2009, procedeu-se à alteração do Regulamento Tarifário, introduzindo-se um conjunto de medidas que visavam garantir uma maior flexibilidade tarifária. Neste contexto aprovou-se a opção tarifária de curtas durações para a tarifa de Uso do Terminal de GNL. O objectivo foi o de garantir a viabilização do acesso dos utilizadores de curtas durações ao terminal.

A opção tarifária de curtas durações apresenta uma duração mensal, com preços de capacidade que representam cerca de 1,5 vezes os preços da tarifa base, mas que, quando aplicados numa base mensal, representam uma redução significativa nos custos dos utilizadores de curtas durações.

Com efeito, o valor elevado dos custos unitários excluía os utilizadores de curtas durações de acederem ao terminal, criando eventuais situações de capacidade ociosa e de redução de bem-estar social. Considera-se que a aprovação da opção tarifária de curtas durações facilita a entrada de novos agentes no mercado, aumentando o nível de utilização do terminal e reduzindo os seus custos unitários em resultado do aumento da procura, situação que beneficia todos os utilizadores.

Apesar desta alteração, diversos agentes propõem uma maior variabilização da tarifa de curtas durações, sugerindo a eliminação do termo de capacidade, sendo substituído por um termo proporcional às quantidades processadas, ou seja, aplicando-se um preço de energia mais elevado comparativamente com o da tarifa base.

Esta sugestão foi igualmente apresentada pelo Conselho Tarifário no seu parecer¹ sobre “Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural – Maior Flexibilidade Tarifária” de 15 de Maio de 2009.

¹ <http://www.erse.pt/pt/documentos/erse/ErseDocs/Attachments/289/Parecer%20CT.pdf>

A ERSE propõe:

4. A eliminação do termo de capacidade utilizada na opção de curtas durações, sendo substituído por um termo proporcional à energia processada, resultando assim um preço de energia regaseificada superior ao da opção tarifária base.

Em termos regulamentares esta poposta afecta os artigos 34.º e 107.º do Regulamento Tarifário.

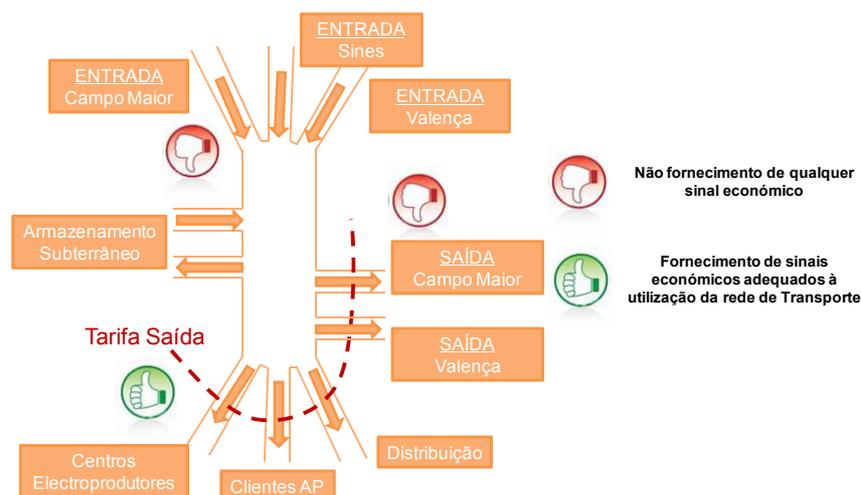
2.4 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

2.4.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A tarifa de Uso da Rede de Transporte é aplicável às entregas do operador da rede de transporte aos operadores das redes de distribuição, aos clientes directamente ligados à rede de transporte e à energia entrada nas redes de distribuição abastecidas por GNL, proporcionando os proveitos permitidos da actividade de Transporte de gás natural do operador da rede de transporte.

Actualmente a tarifa de Uso da Rede de Transporte baseia-se num modelo do tipo “selo postal”, sendo aplicável nas saídas da rede nacional de transporte de gás natural, nomeadamente nos centros electroprodutores, clientes abastecidos em alta pressão, interligações internacionais e entregas às redes de distribuição, conforme se ilustra na Figura 2-5.

Figura 2-5 - Actuais fronteiras de facturação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte



A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta como variáveis de facturação a capacidade utilizada, visando recuperar os custos associados aos troços periféricos da rede de transporte de gás natural e uma parte substancial dos custos associados aos troços comuns da rede, a energia em período de ponta, visando recuperar uma porção menor dos custos associados aos troços comuns da rede e a energia fora de ponta, procurando recuperar os custos operacionais.

Em primeiro lugar é de salientar que o actual modelo da tarifa de Uso da Rede de Transporte não permite acompanhar a evolução que se tem observado ao nível das melhores práticas da regulação, uma vez que as tarifas do tipo “selo postal” não permitem fornecer sinais locacionais de preço onde eventualmente existam restrições de capacidade de rede.

Tendo em conta esta situação, o ERGEG recomenda a adopção de tarifas de uso das redes de transporte do tipo entrada/saída com preços diferenciados para a entrada e saída, em oposição ao modelo do tipo “selo postal”.

Importa reforçar que o Regulamento n.º 715/2009/CE, que estabelece as regras de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento n.º 1775/2005/CE, define claramente que as tarifas devem ser estabelecidas de forma separada para os diferentes pontos de entrada e saída da rede.

É de salientar que actualmente a maioria dos países europeus, já tem implementado um modelo com preços de Entrada e Saída, nomeadamente, Espanha. Apresenta-se no Quadro 2-2 exemplos de países europeus cujas tarifas de transporte se baseiam em modelos do tipo entrada/saída.

Quadro 2-2 - Modelos de tarifas de Uso da Rede de Transporte na Europa

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

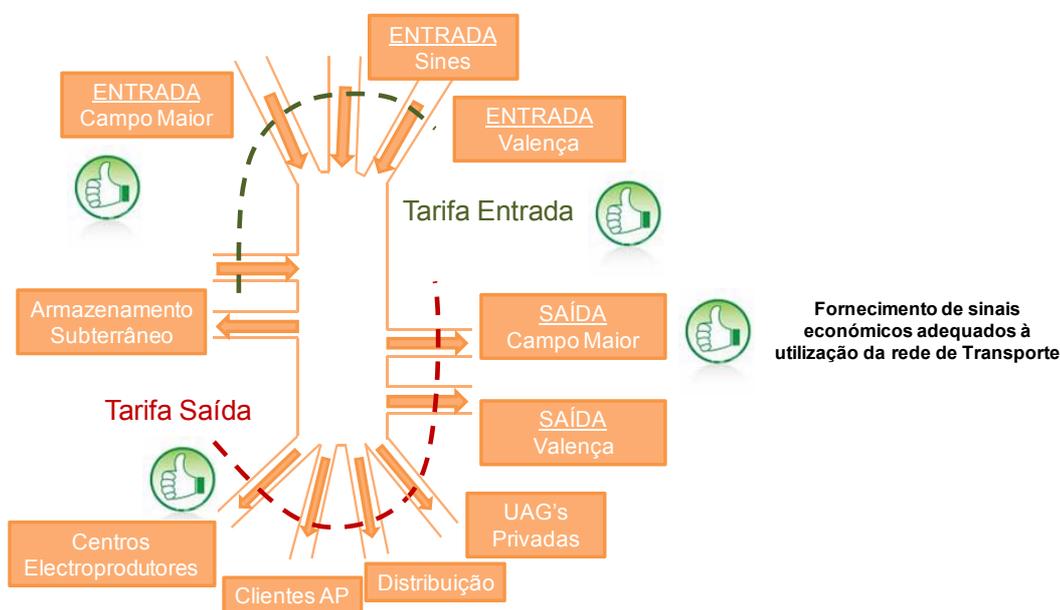
Fontes: Gas Transmission Tariffs - An ERGEG Benchmarking Report, C06-GWG-31-05, 18 July 2007
 GTE Tariff Report – 2005, June, 2006

Analisando a Figura 2-5, que sintetiza o modelo actualmente em vigor, é possível enumerar algumas limitações do modelo actual, nomeadamente pelo facto das entradas não pagarem tarifa de Uso da Rede de Transporte, não se incentivando, consequentemente uma utilização racional da infra-estrutura nos pontos de entrada.

Na sequência do referido e visando, por um lado, acompanhar as melhores práticas europeias e uma maior harmonização com Espanha e, por outro lado, cumprir com o estabelecido no Regulamento n.º 715/2009/CE, no sentido do aprofundamento dos mercados ibéricos de energia, propõe-se a implementação duma tarifa de Uso da Rede de Transporte com preços diferenciados de Entrada e de Saída.

Os pontos a considerar como pontos de entrada da rede de transporte de gás natural seriam as interligações de Campo Maior e Valença, o Terminal de GNL de Sines e o armazenamento subterrâneo do Carriço. Como pontos de saída seriam consideradas as interligações de Campo Maior e Valença, bem como as saídas para abastecimento de clientes em alta pressão, que incluem os centros electroprodutores, as saídas para as redes de Distribuição e as instalações de utilização abastecidas por UAG propriedade de clientes. A figura sintetiza o referido.

Figura 2-6 - Proposta de novas fronteiras de facturação para a tarifa de Uso da Rede de Transporte



A consideração do armazenamento como um ponto de entrada é uma questão consensual, sendo os fluxos e/ou caudais registados neste ponto normalmente facturados. A consideração do armazenamento como um ponto de saída não é uma questão consensual, existindo países em que este é considerado como um ponto de saída, não merecendo os seus fluxos e/ou caudais um tratamento distinto dos

restantes fluxos da rede de transporte, e países em que este não é considerado como um ponto de saída.

Tanto para os pontos de entrada, como para os pontos de saída considera-se a existência de preços de capacidade utilizada. Os preços de energia serão aplicados apenas à saída da rede, uma vez que facturar os consumos agregados dos comercializadores à entrada da rede é semelhante a facturar os consumos dos clientes.

A metodologia proposta prevê a existência de preços de entrada e de saída diferenciados, de modo a tratar-se convenientemente os acessos em contra-fluxo, uma vez que estes contribuem para a libertação de capacidade, evitando assim a necessidade de novos investimentos.

Apesar da metodologia proposta prever desde já a utilização de preços diferenciados, considera-se ser de introduzir numa fase inicial, preços de entrada e saída sem diferenciação entre os pontos de entrada e entre os pontos de saída, à semelhança do praticado em Espanha. O resultado da aplicação destes preços em base anual será acompanhado pela ERSE por forma a evoluir-se, caso se venha a considerar necessário, para a diferenciação de preços.

Em termos globais com esta alteração promove-se uma utilização mais eficiente das entradas da rede de transporte através da aplicação de preços diferenciados por ponto de entrada. Consegue-se adicionalmente uma maior integração do mercado ibérico de gás natural, harmonizando-se a estrutura tarifária com Espanha.

Por último, importa informar os agentes para a alteração das designações adoptadas para os períodos tarifários. No estudo dos diagramas de carga da rede o que efectivamente se denota é um período de vazio e um período de fora de vazio, pelo que as designações de energia fora de ponta e de energia de ponta serão substituídas por energia de vazio e energia de fora de vazio, respectivamente.

A ERSE propõe:

5. A tarifa de Uso da Rede de Transporte passe a ter preços de Entrada e Saída, que poderão ser diferenciados por ponto, em substituição da actual tarifa “selo postal”.
6. O Armazenamento Subterrâneo passa a ser considerado como um ponto de entrada.
7. A alteração da designação dos actuais períodos tarifários de ponta e fora de ponta para fora de vazio e vazio, respectivamente.

Em termos regulamentares, as propostas 5 e 6 afectam os artigos 10.º, 46.º e 109.º do Regulamento Tarifário e a introdução do artigo 46.º A.

A proposta 7 afecta os seguintes artigos: 15.º, 16.º, 18.º, 19.º, 21.º, 25.º e 27.º.

2.4.2 OPÇÃO DE CURTAS DURAÇÕES

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte são igualmente previstas duas opções tarifárias para entregas concentradas no tempo, a saber: (i) opção tarifária de curtas utilizações para entrega a clientes de alta pressão e (ii) opção tarifária de curtas durações para entregas internacionais.

A opção tarifária de curtas durações para entregas internacionais deve apresentar características semelhantes à opção tarifária de curtas durações do Terminal de GNL de Sines. Com efeito, a oferta de dois produtos de capacidade com características semelhantes facilita o aprovisionamento de gás natural dos fornecedores no espaço Ibérico.

Assim, propõe-se a eliminação do termo de capacidade utilizada na opção tarifária de curtas durações, sendo o mesmo substituído por um termo proporcional à energia transportada, resultando assim preços de energia superiores aos da opção tarifária base.

Esta proposta está em linha com os comentários do parecer do Conselho Tarifário² sobre “Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural – Maior Flexibilidade Tarifária” de 15 de Maio de 2009.

A ERSE propõe:

8. A eliminação do termo de capacidade utilizada na opção de curtas durações da tarifa de Uso da Rede de Transporte, sendo substituído por um termo proporcional à energia transportada, resultando assim preços de energia superiores aos da opção tarifária base.

Em termos regulamentares, esta proposta afecta os artigos 34.º e 107.º do Regulamento Tarifário.

2.4.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR PELOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Encontra-se estabelecido que os utilizadores devem efectuar os pagamentos referentes ao acesso às redes, através do seu comercializador, ao operador de rede a que se encontram directamente ligados.

Assim, os consumidores ligados à rede de distribuição efectuem os pagamentos referentes ao uso da rede de transporte através dos operadores da rede de distribuição, que por sua vez pagam o uso da rede de transporte ao operador da rede de transporte.

² <http://www.erse.pt/pt/documentos/erse/ErseDocs/Attachments/289/Parecer%20CT.pdf>

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição aos seus clientes consistem em preços de energia, com diferenciação por período tarifário, tal como definido no Regulamento Tarifário.

No entanto é de salientar o facto dos períodos de ponta e de fora de ponta não serem coincidentes entre a rede de transporte e a rede de distribuição, sendo que, como referido, a recolha dos montantes acaba por estar dessincronizada em termos temporais dos valores referentes à tarifa de uso da rede de transporte. Esta situação tem como resultado a criação de desvios tarifários dentro do próprio ano.

Visando minimizar a criação destes desvios, propõe-se eliminar a actual diferenciação dos preços de energia da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores das redes de distribuição aos consumidores em média e baixa pressão.

A ERSE propõe:

9. A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores de rede de distribuição aos consumidores em média e baixa pressão deixe de apresentar preços de energia diferenciados por período tarifário.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 47.º e 110.º do Regulamento Tarifário.

2.5 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de gás natural.

Estas tarifas são compostas por preços de capacidade utilizada, definidos em euros por kWh/dia, preços de energia com diferenciação entre períodos de ponta e fora de ponta, definidos em euros por kWh, e preços do termo fixo, definido em euros por mês.

Dadas as particularidades do sistema nacional de gás natural, nomeadamente a duração relativa dos períodos tarifários, definidos como consequência das análises efectuados ao comportamento da procura, considera-se mais adequado, e consequentemente mais próximo da realidade de operação, a alteração da designação dos períodos tarifários de ponta e fora de ponta para fora de vazio e vazio, respectivamente.

A ERSE propõe:

10. A alteração da actual designação dos períodos tarifários de ponta e fora de ponta para fora de vazio e vazio, respectivamente.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 50.º, 52.º, 53.º e 113.º do Regulamento Tarifário.

3 METODOLOGIA DO ALISAMENTO DO CUSTO COM CAPITAL

A regulação das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Transporte de Gás Natural e de Distribuição de Gás Natural foi durante o primeiro período regulatório (1 de Julho de 2007 até 30 de Junho de 2010, com excepção da actividade de Distribuição, para a qual o início foi em 1 de Julho de 2008) efectuada por custos aceites, com ajustamentos ao fim de dois anos com base em valores reais.

No entanto, tratando-se de actividades de capital intensivo, que se encontravam numa fase emergente, e que apresentavam sobrecapacidade ao nível dos equipamentos, nomeadamente das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Transporte de Gás Natural, a metodologia aplicada diferiu da tradicional regulação por custos aceites utilizada no sector energético português.

Nesta perspectiva, durante o primeiro período regulatório, foi aplicada uma metodologia de remuneração dos activos, designada por alisamento do custo com capital, que pretendia do ponto de vista financeiro, estabelecer um perfil de pagamentos adequado à procura de gás natural, permitindo uma repartição justa entre os consumidores actuais e os futuros.

Actualmente o custo com capital é calculado considerando todo o período das concessões (40 anos) ou das licenças de distribuição (20 anos) e é obtido pela aplicação de uma taxa de remuneração ao valor da base de activos fixos não financeiros adicionado do valor das amortizações do exercício, líquidas de participações e subsídios. O valor nivelado do custo com capital é obtido mediante a ponderação das quantidades futuras actualizadas.

Para a determinação do custo do capital utiliza-se a média ponderada do custo do capital próprio e do alheio (WACC), sendo a metodologia aplicada para cálculo do custo do capital próprio o CAPM (Capital Asset Pricing Model).

OPERADOR DO TERMINAL

No caso específico do Terminal, os investimentos apresentam valores elevados, caracterizados pela sua indivisibilidade no momento da entrada em exploração, não acompanhando de forma gradual o crescimento da procura que se situa abaixo do nível para o qual os activos foram dimensionados.

Durante o primeiro período regulatório, o cálculo dos proveitos permitidos foi efectuado, em separado, para cada uma das funções do operador do Terminal, recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, bem como para as ilhas de abastecimento de camiões cisternas.

A metodologia de remuneração dos activos afectos a cada uma dessas funções foi a do custo com capital alisado, calculado para todo o período da concessão (40 anos) para todas as funções, com

excepção das ilhas de abastecimento de camiões cisternas em que foi utilizada a metodologia tradicional de custo com capital.

A taxa de actualização das quantidades, medidas em m³, utilizada ao longo do período, foi de 15% e a de remuneração do capital de 8%.

OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

O operador da rede de transporte do Serviço Nacional de Gás Natural (SNGN) desempenha a actividade de Acesso à RNTGN, a qual resulta do somatório das actividades de Transporte de Gás Natural e de Gestão Técnica Global do Sistema de Gás Natural.

A metodologia de remuneração dos activos afectos a cada uma dessas actividades foi diferente ao longo do período regulatório. Enquanto que os activos afectos à actividade de Gestão Técnica Global do Sistema foram remunerados através da aplicação da tradicional metodologia de custo com capital, no caso da actividade de Transporte de gás natural utilizou-se o custo com capital alisado, calculado para todo o período da concessão (40 anos). O custo com capital assim obtido foi ponderado com as quantidades actualizadas a uma taxa de 11% e com uma taxa de remuneração do capital de 8%.

OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os operadores da rede de Distribuição do SNGN desenvolvem a actividade de Acesso à RNTGN e à RNDGN, a qual agrega a recuperação dos custos com os acessos à RNTGN, bem como a actividade de Distribuição de Gás Natural. Enquanto a aplicação das tarifas de Acesso (UGS e URT) correspondem a um *pass-through*, não havendo quaisquer imobilizados afectos às mesmas, a actividade de Distribuição de Gás Natural engloba os activos afectos aos operadores da rede de Distribuição.

O custo com capital da actividade de Distribuição foi calculado considerando para os bens do imobilizado um período de 40 anos para as empresas concessionadas, e de 20 anos para as licenciadas. O custo com capital assim obtido foi ponderado com as quantidades actualizadas, tendo sido usada uma taxa de 9%, tanto para remunerar o capital como para actualizar as quantidades de gás natural.

3.1 ACTIVIDADE DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

ENQUADRAMENTO

A actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL consiste na exploração e manutenção do terminal e da capacidade de armazenamento, bem como na gestão de fluxos de gás natural assegurando a interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligado.

Esta actividade é exercida em regime de concessão de serviço público pelo operador do terminal de GNL, REN Atlântico - Terminal de GNL, S.A., que em Setembro de 2006, adquiriu a totalidade do capital social da Transgás Atlântico – Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A., sendo uma actividade sujeita, desde 2007, a regulação.

À REN Atlântico compete, ao abrigo da referida concessão, a operação do terminal através da recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, a carga e expedição de camiões cisternas e navios metaneiros, bem como a construção e expansão das infra-estruturas do terminal, tendo em conta o cumprimento das exigências ao nível das condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço.

AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA APLICADA NO PRIMEIRO PERÍODO REGULATÓRIO

A aplicação do método do alisamento do custo com capital, para um período de 40 anos, correspondente ao período da concessão, apesar de ser justificável em termos teóricos, face à realidade do sector, evidenciou na prática os seguintes aspectos que merecem ponderação:

- Dificuldade de efectuar previsões de investimentos e de consumos a longo prazo, designadamente a 40 anos e por semestre;
- Dificuldades de previsão das necessidades de utilização do Terminal de GNL;
- Investimentos de montantes avultados no início da actividade e aquando da construção do 3º tanque, não existindo previsão de investimentos durante os restantes anos da concessão;
- Revisão dos planos de investimento no decorrer do primeiro período regulatório, com a inclusão de novos investimentos de montantes avultados;
- Deslizamento da data de conclusão do investimento de expansão no 3º tanque;
- Instabilidade dos proveitos permitidos do terminal ao longo do primeiro período regulatório;
- Complexidade no exercício da regulação em termos de tratamento da informação, com a necessidade de informação dos bens do imobilizado, discriminados para 40 anos e por semestre;
- Relação entre o custo com capital alisado e não alisado de 2 para 1 no presente ano gás.

METODOLOGIA A UTILIZAR NO PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

Face a esta avaliação, a ERSE entendeu reequacionar a forma de regulação da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Importa adicionalmente considerar que:

- O perfil de investimentos apresentado pelo operador do Terminal de GNL, dificulta, neste momento, o fim da aplicação da metodologia de alisamento de custo com capital. O valor do investimento na construção do 3º tanque e no reforço do sistema de regaseificação de GNL, bem como a indivisibilidade do mesmo no que se refere à sua entrada em exploração, implicaria, num cenário de inexistência do alisamento do custo com capital, um crescimento acentuado dos proveitos permitidos da REN Atlântico nesse ano. Estima-se que esse efeito possa ser de cerca de 97% dos proveitos anuais;
- A redução do período de alisamento apresenta menor impacte no equilíbrio económico-financeiro da empresa do que a possibilidade de não alisamento e ao mesmo tempo mitiga o impacte tarifário;
- A fórmula de alisamento do custo com capital permite recalcular os valores de modo a não haver necessidade de repor a neutralidade financeira, associada à alteração do período do alisamento.

A ERSE propõe:

11. Redução do período de alisamento do custo com capital para um horizonte temporal de 10 anos.

No primeiro período regulatório, o cálculo do alisamento do custo com capital, na actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL foi efectuado com base em taxas diferentes de remuneração do capital e de actualização de quantidades de gás natural.

Atendendo a que os métodos de avaliação económica, utilizados preferencialmente em projectos de produção de energia, não efectuam diferenciação entre as duas taxas (veja-se a título de exemplo o Levelised energy cost (LEC)), optou-se por propor o seguinte:

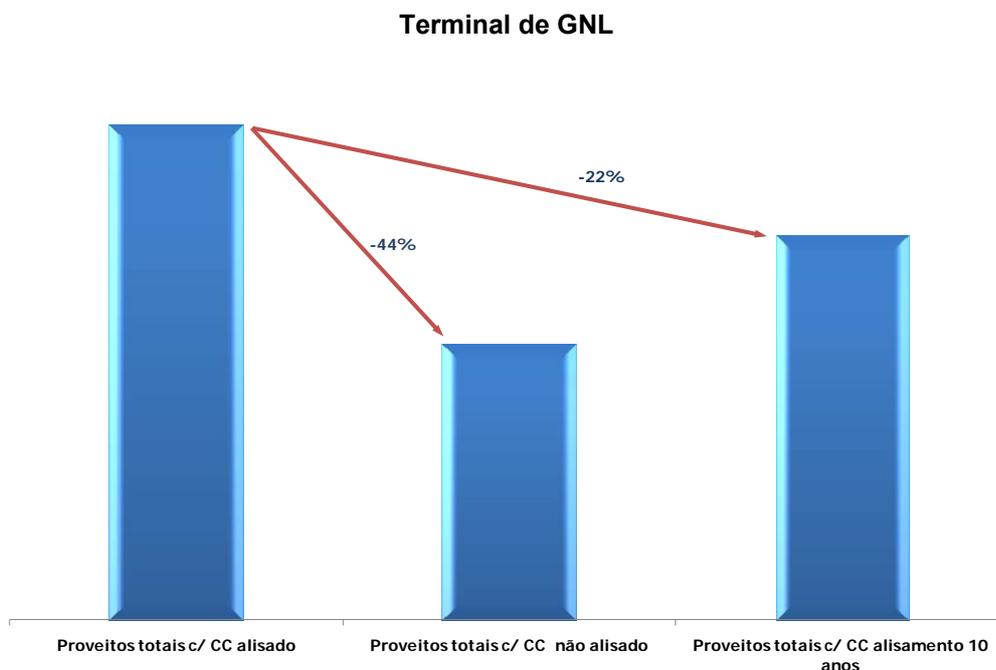
12. No cálculo do alisamento do custo com capital da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, as taxas de remuneração dos activos e de actualização das quantidades previstas de gás natural deverão ser iguais.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 57º, 58º, 59º, 60º, 124º, 125.º, 149º, 153º e 154º do Regulamento Tarifário.

Com estas alterações prevê-se uma redução do nível de proveitos permitidos de cerca de 22% nesta actividade.

A Figura 3-1 compara o custo com o capital actual com o não alisado e com o cenário proposto.

Figura 3-1 - Comparação do nível de proveitos permitidos com custo com capital alisado, não alisado e cenário proposto



3.2 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

ENQUADRAMENTO

O objecto da actividade de Transporte de gás natural consiste no recebimento, transporte e entrega de gás natural, através da rede de alta pressão, devendo a concessionária proceder à construção, manutenção, operação e exploração de todas as infra-estruturas que integram a RNTGN e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação.

O Estado Português celebrou com a Transgás, em 14 de Outubro de 1993, um contrato de concessão, cujo objecto é a importação de gás natural e o seu transporte e fornecimento através da rede de alta pressão. Em 2006, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de Junho, veio autorizar a REN a constituir uma nova sociedade, designada por REN, Gasodutos, S.A., a qual passou a ser a concessionária desta actividade.

A exploração da RNTGN é exercida em regime de serviço público e está sujeita a regulação desde 1 de Julho de 2007.

AValiação da Metodologia Aplicada no Primeiro Período Regulatório

A análise da forma de regulação utilizada nos três anos do período de regulação veio demonstrar que o cálculo dos proveitos permitidos, designadamente no que respeita ao alisamento a 40 anos dos bens do imobilizado fixo, embora tenha completa justificação em termos teóricos, na prática revelou os seguintes aspectos que merecem ponderação:

- Dificuldade de efectuar previsões de investimentos e de consumos a tão longo prazo;
- Inversão do efeito do alisamento a partir do 2º ano de regulação e não numa fase intermédia do período de concessão como seria expectável;
- Revisão dos planos de investimento no decorrer do primeiro período regulatório, com a inclusão de novos investimentos de montantes avultados;
- Complexidade no exercício da regulação em termos de tratamento da informação, com a necessidade de informação dos bens do imobilizado, discriminados para 40 anos e por semestre.

Assim, testou-se a hipótese de extinguir o alisamento do custo com capital, a qual implica a reposição da neutralidade financeira do período já decorrido (primeiro período regulatório). O diferencial apurado entre o custo com capital alisado e o não alisado necessita de ser repostos nos anos seguintes, acrescido de juros.

Metodologia Proposta para o Novo Período Regulatório

Face às dificuldades práticas identificadas na aplicação da metodologia do alisamento que foi utilizada no cálculo do custo com capital e, atendendo a que se está a iniciar um novo período regulatório, a ERSE entendeu reequacionar a forma de regulação desta actividade.

A solução proposta teve em conta que:

- A extinção do alisamento pode ser efectuada com impacte tarifário praticamente nulo;
- A simplificação do processo permite dispensar a previsão dos investimentos para 80 semestres, bem como o cálculo das respectivas amortizações e participações;
- A cadência de realização dos investimentos previstos para o período da concessão não apresenta variações anuais susceptíveis de perturbar a estabilidade das tarifas praticadas no âmbito desta actividade.

A ERSE propõe:

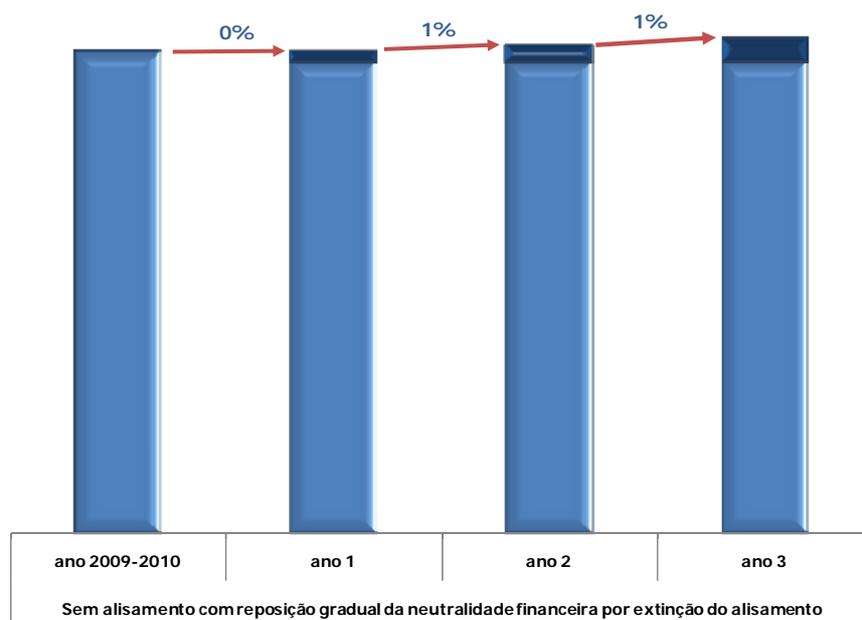
13. Extinguir o alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira. A reposição do diferencial apurado poderá ser efectuada num período máximo de três anos.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 65º, 130º e 153º do Regulamento Tarifário.

A alteração proposta implica a devolução ao operador da rede de transporte de uma verba de cerca de 10 milhões de euros (com juros), a qual corresponde a cerca de 9% dos proveitos permitidos do presente ano gás.

A Figura 3-2 apresenta a evolução dos proveitos permitidos no caso da extinção do alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira num período máximo de três anos.

Figura 3-2 - Evolução dos proveitos permitidos sem alisamento do custo com capital e com reposição gradual da neutralidade financeira num período máximo de três anos



3.3 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

ENQUADRAMENTO

O objecto da actividade de Distribuição de gás natural consiste na veiculação de gás natural em redes de distribuição de média e baixa pressão, para entrega ao cliente, excluindo a sua comercialização.

O Decreto-Lei n.º140/2006, de 26 de Julho de 2006, estabelece as bases de concessão das empresas das actividades reguladas do Acesso à RNTGN e à RNDGN, prevendo-se no n.º 2 do seu artigo 7.º que as concessões de distribuição regional sejam atribuídas mediante contratos de concessão a assinar entre o Estado e as empresas. Através do disposto no artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 30/2006 e no artigo 70.º do Decreto-Lei n.º140/2006 prevê-se a modificação das licenças de distribuição local, estando previsto no Decreto-Lei n.º 65/2008, de 9 de Abril, aplicar às empresas licenciadas os mesmos direitos para as concessionárias. Acontece que a modificação das licenças de distribuição local ainda está em curso.

O Estado Português, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 23 de Junho, aprovou as minutas dos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural a celebrar entre o Estado e as sociedades Beiragás – Companhia de Gás das Beiras, S.A., LisboaGás GDL – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Lisboa, S. A., Lusitaniagás – Companhia de Gás do Centro, S.A., Portgás – Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A., Setgás - Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A. e Tagusgás – Empresa de Gás do Vale do Tejo, S.A., os quais vieram a ser assinados em 11 de Abril de 2009.

Às empresas referidas acrescem as empresas que têm exercido a actividade de Distribuição de gás natural com licenças de distribuição local, Dianagás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Évora, S.A., Duriensegás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Douro, S.A., Medigás - Sociedade Distribuidora de Gás Natural do Algarve, S.A., Paxgás – Sociedade Distribuidora de Gás Natural de Beja, S.A. e Sonorgás – Sociedade de Gás do Norte, S.A..

A exploração da RNDGN é exercida em regime de serviço público e está sujeita a regulação desde 1 de Julho de 2008.

AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA APLICADA NO PRIMEIRO PERÍODO REGULATÓRIO

Após dois anos de regulação verificou-se que, os pressupostos base que conduziram à criação de um sistema de alisamento para determinação dos custos com capital, embora possa ser justificado em termos teóricos, na prática revelou os seguintes problemas:

- Dificuldades de previsão a muito longo prazo, acrescidas pelo facto dos investimentos na rede dependerem, na sua maioria, de decisões externas ao operador,
- A sobrecapacidade resultante dos investimentos em imobilizado esgota-se normalmente num horizonte temporal de curto ou médio prazo (< 5 anos). Sendo um período de eventual sobrecapacidade tão reduzido neste tipo de investimentos, o efeito do alisamento pode ser substituído com vantagem recorrendo ao mecanismo natural da amortização;
- As previsões de investimentos nesta actividade dificilmente se explicam em horizontes temporais longos (> 5 anos), pelo que a sua elaboração implica acréscimo de trabalho sem benefícios credíveis;
- O prazo de realização dos investimentos nesta actividade é em média de seis meses;
- Complexidade no exercício da regulação em termos de tratamento da informação, com a necessidade de informação dos bens do imobilizado, discriminados para 40 anos e por semestre.

Assim, testou-se a hipótese de extinguir o alisamento do custo com capital, tendo-se verificado que o alisamento, nos moldes actuais, gerou desvios significativos (valores baseados em dados previsionais), e que o prolongamento desta forma de cálculo do custo com capital só agravará a situação. Esta hipótese de extinção do alisamento pressupõe a reposição da neutralidade financeira referente ao período já decorrido (dois anos de regulação). Esta reposição é apurada pela diferença entre o custo com capital alisado e o não alisado e a sua reposição nos anos seguintes, deverá ser acrescida de juros.

Dado o montante elevado do diferencial, não se afigura viável que a reposição seja efectuada num único ano, seja para manutenção da estabilidade tarifária, seja para evitar que os consumidores de um único ano, por questões de equidade inter-temporal, suportem aquele diferencial.

Contudo deverá existir um compromisso regulatório do número máximo de anos em que a recuperação se processará. Assim, o ritmo da reposição deverá atender ao equilíbrio económico-financeiro das empresas envolvidas e procurar mitigar os impactes a nível dos consumidores.

METODOLOGIA PROPOSTA PARA O NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

Face às dificuldades práticas identificadas na aplicação da metodologia do alisamento que foi utilizada no cálculo do custo com capital e, atendendo a que se está a iniciar um novo período regulatório, a ERSE entendeu reequacionar a forma de regulação desta actividade.

Tendo em conta que:

- Os impactes da extinção do alisamento podem ser incorporados de forma gradual;

- A simplificação do processo, permite dispensar a previsão dos investimentos para 80 semestres, bem como o cálculo das respectivas amortizações e participações;
- A cadência de realização dos investimentos previstos para o período da concessão não apresenta variações anuais significativas que perturbem a estabilidade tarifária.

A ERSE propõe:

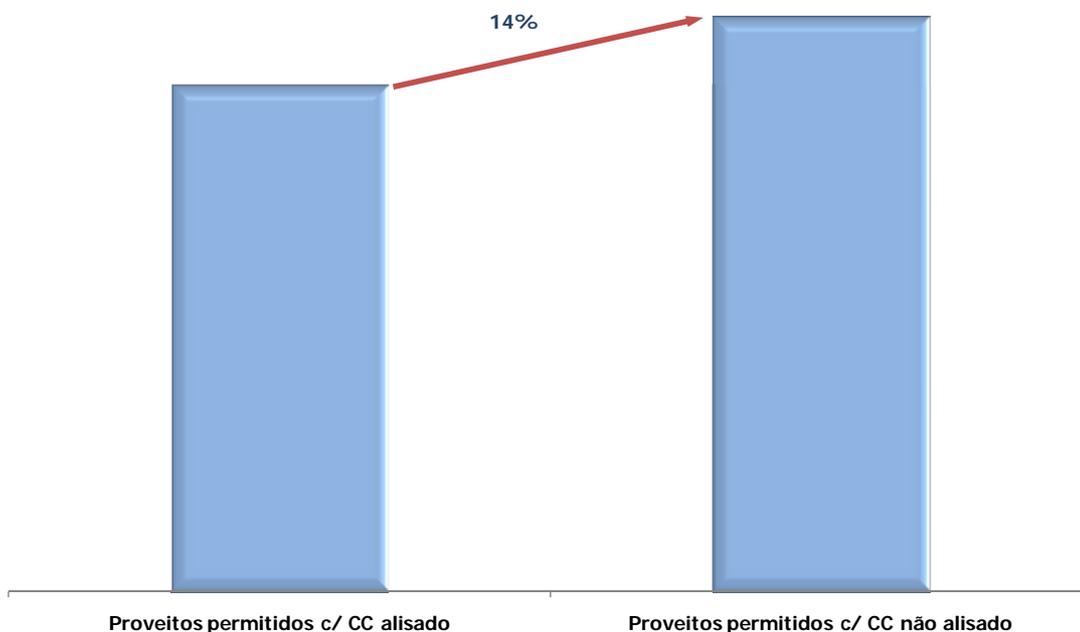
14. Extinção do alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira. A reposição do diferencial apurado poderá ser efectuada num período máximo de nove anos.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 69º, 133º e 153º do Regulamento Tarifário.

A alteração proposta implica a devolução ao operador da rede de distribuição de uma verba de cerca de 38% dos proveitos permitidos do presente ano gás, o que justifica o período proposto para a reposição da neutralidade financeira.

A Figura 3-3 compara os proveitos permitidos com a aplicação da metodologia de cálculo do custo com capital actual e os proveitos permitidos com a aplicação do custo com capital não alisado.

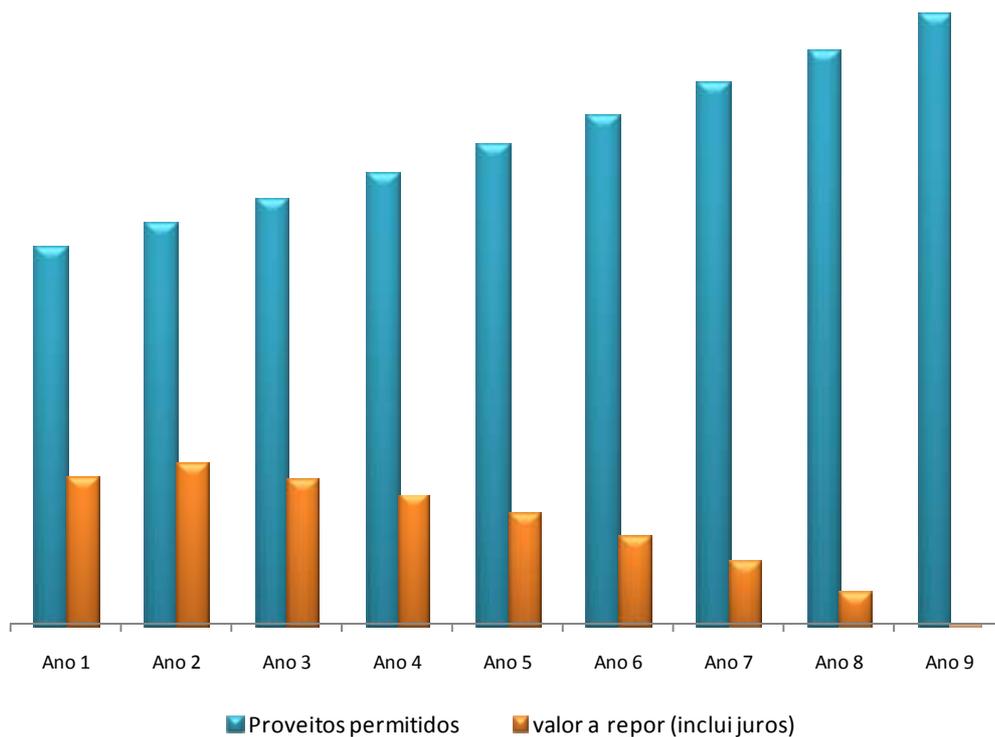
Figura 3-3 - Comparação ao nível de proveitos permitidos com capital alisado e não alisado



Conforme referido anteriormente, a extinção do alisamento pressupõe a reposição da neutralidade financeira referente ao primeiro período regulatório, resultante da diferença entre o custo com capital

alisado e o não alisado, acrescido de juros. Essa reposição deverá ser efectuada ao longo de um período por forma a mitigar os impactes a nível dos consumidores. A Figura 3-4 exemplifica a aplicação desse mecanismo ao longo de três períodos de regulação (9 anos).

Figura 3-4 - Hipótese de reposição da neutralidade financeira



4 INCENTIVOS À EFICIÊNCIA NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

No início da regulação, as empresas sujeitas a regulação encontravam-se em estádios diferentes de desenvolvimento do seu negócio, dificultando qualquer exercício de comparação. Assim, enquanto algumas empresas estavam ainda em fase de arranque de negócio ou em plena expansão, no limiar do *break-even point*, outras empresas já se encontravam numa fase de relativa maturidade, com perspectivas de crescimento do negócio muito mais reduzidas. Este facto implicou que não tenham sido aplicadas metas de eficiência às empresas, cujo negócio ainda se considerava em fase de forte expansão.

Em segundo lugar, o “unbundling” das actividades de distribuição e de comercialização de gás natural ainda era muito recente. Deste modo, não foi possível utilizar séries históricas com os custos de exploração alocados em separado às referidas actividades, o que obrigou ao tratamento em conjunto dos custos de exploração dos operadores da rede de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas.

A pequena dimensão da amostra, composta por 11 empresas, acrescida do facto das empresas laborarem há pouco tempo, não permitiu aplicar de uma forma clara qualquer meta de eficiência.

Assim, a metodologia aplicada no primeiro ano regulatório consistiu na aceitação do nível de custos de exploração³ unitários, por cliente⁴, da comercialização e da distribuição, até ao nível verificado em 2007, aplicado às quatro maiores empresas concessionárias de distribuição de gás natural. A meta de eficiência implícita nesta metodologia correspondeu à evolução da taxa de inflação, estando alheia ao verdadeiro nível de eficiência de cada empresa.

Findo o primeiro período regulatório, a experiência adquirida, que proporciona um melhor conhecimento do sector, bem como a consolidação da actividade no caso da maior parte das empresas reguladas, possibilitam a aplicação de diferentes metodologias regulatórias nesta actividade e distinguir os potenciais ganhos de eficiência existentes no conjunto das empresas de gás natural.

Pela relevância dos custos de exploração da actividade de Distribuição de gás natural, no conjunto dos custos de exploração do sector do gás natural, e tendo em conta que:

- Compete ao regulador aproximar o nível de custos regulados dos custos de uma empresa eficiente, com os evidentes benefícios sociais daí decorrentes;
- Devem ser premiadas as empresas que conseguem ultrapassar as metas de eficiência definidas pelo regulador.

³ Controláveis.

⁴ A análise efectuada identificou o número de clientes, como sendo o indutor de custos desta actividade.

A ERSE propõe:

15. Aplicar um modelo de regulação do tipo *price-cap* aos custos de exploração controláveis. A metodologia materializa-se na definição de uma parcela fixa e de uma parcela variável dos custos de exploração para o primeiro ano do período de regulação, os quais deverão evoluir com a taxa de inflação deduzida de um factor de eficiência definido para todo o período de regulação e para cada empresa. Assim, para além do factor de eficiência, deverão ainda ser definidos o indutor dos custos de exploração, assim como o peso das parcelas fixas e variáveis dos custos de exploração.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 69º; 133º e 149º do Regulamento Tarifário.

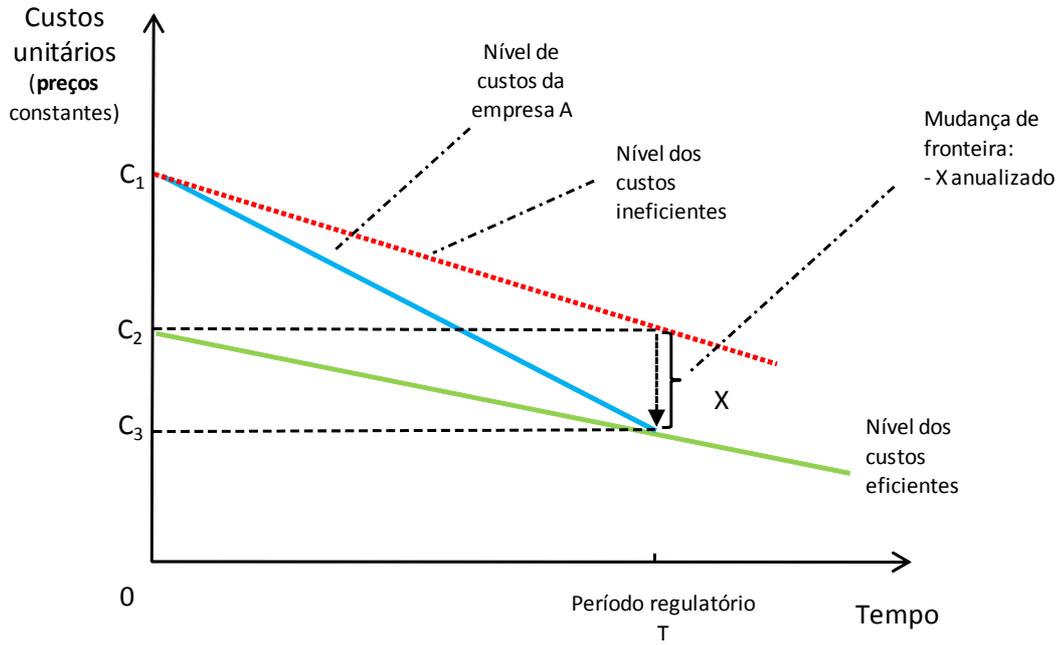
Está actualmente em elaboração uma análise de *benchmark* que visa diferenciar as empresas de distribuição de gás natural relativamente ao nível de eficiência operacional, bem como estimar quais são os ganhos de eficiência esperados a médio prazo. Neste estudo são contempladas as características em que laboram cada empresa em particular, bem como as características da actividade de distribuição de gás natural em Portugal. Os resultados obtidos serão reavaliados periodicamente no âmbito da presente proposta de revisão regulamentar.

A figura que se segue ilustra a aplicação da regulação por *price cap*. O ponto 0 representa o início do processo regulatório, no qual se verificam dois níveis de custos unitários reais, C2, o nível de custos eficientes, e C1, o nível de custos ineficientes. O ponto T representa o final do processo regulatório, no qual se podem verificar dois níveis de custos unitários reais, C2, o nível de custo ineficiente após o período regulatório T e C3, o nível de custos eficientes após o período regulatório T.

Pressupõe-se que os custos unitários reais sejam mais baixos no final do processo regulatório do que no início, por força do progresso tecnológico.

O factor X corresponde à diferença, anualizada, entre os níveis de custos eficientes e ineficientes, descontada do efeito do progresso tecnológico. Assim, a aplicação de um *price cap* no momento 0 na empresa com nível de custos ineficientes, C1, deverá levá-la no final do período regulatório a atingir o nível de custos eficientes C3.

Figura 4-1 - Aplicação do price cap na actividade de Distribuição de gás natural



5 HARMONIZAÇÃO ENTRE CONTAS REGULADAS E CONTAS ESTATUTÁRIAS

A ERSE quando iniciou a regulação do sector do gás natural definiu como ano regulatório o período de 1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte criando o conceito de ano gás. Este conceito está espelhado em vários regulamentos do sector e já está incorporado pelos agentes. No entanto, esta opção implica um desfasamento entre contas reguladas e contas estatutárias, o que acarreta os seguintes inconvenientes:

- Dificil comparabilidade entre contas reguladas e contas estatutárias;
- Menor fiabilidade dos valores incluídos nos proveitos permitidos;
- Necessidade de auditorias adicionais às já efectuadas, nomeadamente pelas empresas;
- Incoerência na especialização de exercícios entre semestres;
- Dificuldades para todos os *stakeholders* (e para o regulador) por haver necessidade de trabalhar com informação semestral e reportada a anos civis diferentes.

Face ao exposto, foi ponderada a possibilidade de adoptar uma solução de harmonização de contas que não prejudique o restante edifício regulamentar, nomeadamente o período de vigência dos preços.

Assim, a ERSE propõe:

16. Manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação e período de vigência das tarifas nas datas habituais;
17. A informação de natureza económica a prestar pelas empresas deverá regra geral basear-se em anos civis;
18. Calcular os proveitos permitidos com base nos anos civis que integram o ano gás;
19. Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseados em valores estimados;
20. Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseados em valores reais.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 3º, 57º, 61º, 62º, 64º, 65º, 67º, 68º, 69º, 70º, 75º, 79º, 124º, 125º, 126º, 127º, 128º, 129.º, 130º, 131º, 132.º, 133º, 134º, 135.º, 136.º, 138º, 142.º, 144º, 147.º, 149º, 154.º e 168.ºA do Regulamento Tarifário.

A hipótese que se propõe apresenta as seguintes vantagens face à situação actual:

- Simplificação da informação a enviar pelas empresas;
- Melhoria da comparabilidade entre contas regulatórias e contas estatutárias;

- Maior fiabilidade dos valores incluídos nos proveitos permitidos (previsões);
- Auditorias mais eficazes em termos de benefícios/custos.

Esta metodologia protege os interesses dos consumidores, na medida em que melhora a capacidade do regulador ao assegurar que os valores finais ajustados que determinam os proveitos permitidos são efectivamente aqueles que cumprem os requisitos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Adicionalmente, a proposta formulada beneficia a actividade das empresas reguladas, no que concerne ao esforço de preparação e certificação das contas reguladas.

Figura 5-1 - Novo cronograma do processo regulatório



6 SUSTENTABILIDADE DO MERCADO LIVRE E DO MERCADO REGULADO

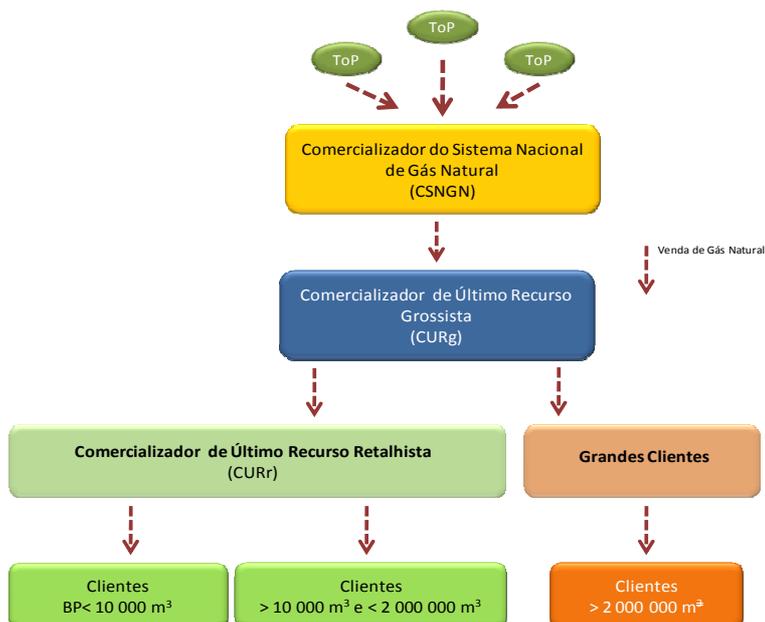
A ERSE deve criar condições favoráveis ao exercício eficiente das actividades do sector de gás natural ao longo de toda a cadeia de valor. Para o efeito, os modelos de regulação adoptados devem promover, por um lado, o melhor desempenho económico das actividades reguladas, em particular as que apresentam características de monopólio natural como as redes de transporte e de distribuição e, por outro lado, a eficiência na afectação de recursos através da aprovação de sinais de preços adequados.

Em Portugal, a partir de 1 de Janeiro de 2010 haverá total liberalização do sector do gás natural e consequentemente a coexistência de um mercado regulado com um mercado liberalizado, em todos os segmentos de mercado, o que reforça a necessidade de implementar formas de regulação que assegurem o funcionamento eficiente e sustentado dos dois mercados.

As tarifas de energia reflectem os custos unitários de aquisição de gás natural, os quais incluem os custos com a aquisição de energia no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *Take or Pay* (ToP), celebrados anteriormente à aprovação do Decreto-Lei n.º 140/2006, os custos com a utilização do armazenamento subterrâneo e do terminal de gás natural liquefeito (GNL), os custos de exploração do comercializador do SNGN e os custos com a imobilização das reservas estratégicas. O esquema do relacionamento comercial, no que respeita à venda de energia, é o que se ilustra na Figura 6-1.

O Comercializador de Último Recurso Grossista (CUR_G) adquire o gás ao Comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (C_{SNGN}). As tarifas de Energia são aplicadas pelo CUR_G aos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CUR_r) e ao Comercializador de Último Recurso a grandes clientes, permitindo assim recuperar os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de gás natural. Por sua vez, os CUR_r e o CUR_G no âmbito dos fornecimentos aos grandes clientes, recuperam esses proveitos através da tarifa de energia aplicada aos seus clientes.

Figura 6-1 - Relacionamento comercial na aquisição de Gás Natural



No actual enquadramento regulamentar os desvios de custos de aquisição de energia dos comercializadores de último recurso são recuperados através da tarifa de energia.

A existência de desvios extraordinários na componente de energia do comercializador de último recurso a reflectir nos proveitos permitidos da actividade de compra e venda de energia pode contribuir para o desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos no mercado liberalizado, prejudicando a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado e contribuindo para uma ineficiente alocação de recursos.

Num cenário de desvios positivos extraordinários a devolver aos consumidores através da tarifa de Energia, observar-se-ia o afundamento da tarifa de Último Recurso e o retorno dos consumidores ao mercado regulado com o conseqüente esvaziamento do mercado livre. Em contrapartida, num cenário de desvios negativos extraordinários a pagar pelos consumidores através da tarifa de Energia, observar-se-ia o agravamento da tarifa de Último Recurso e o abandono dos consumidores do mercado regulado para o mercado livre, comprometendo-se a recuperação dos desvios na medida em que seriam sucessivamente repercutidos num universo de consumidores cada vez menor e predominantemente constituído por consumidores domésticos. Esta situação é motivada pelo facto destes consumidores serem, por um lado, menos sensíveis aos sinais preço (a tarifa inclui uma maior proporção de custos de redes, sendo menos influenciada pela componente de energia) e, por outro lado, pelo mercado retalhista no segmento doméstico ainda não ser uma realidade (a abertura de mercado será efectuada em 2010).

As situações apresentadas podem ser particularmente graves no sector do gás natural, atendendo a que menos de 1% dos clientes representam 90% do consumo nacional (excluindo os centros electroprodutores em regime ordinário), conforme se observa no Quadro 6-1. Assim, uma pequena transferência de consumidores entre os dois mercados concentrada nos segmentos acima de 10 000 m³, ao corresponder a uma transferência de consumos considerável e conseqüentemente de facturação, pode conduzir à referida insustentabilidade.

Quadro 6-1 - Estrutura dos consumos e dos clientes dos CUR no ano gás 2009-2010

	Consumo		Número de clientes	
	GWh	%		%
Clientes > 2 000 000 m ³ /ano	25 213	68,5%	203	0,02%
10 000 m ³ /ano < Clientes < 2 000 000 m ³ /ano	8 074	21,9%	6 009	0,53%
Clientes BP < 10 000 m ³ /ano	3 503	9,5%	1 127 046	99,45%
Total	36 789	100%	1 133 258	100%

Tendo em conta a necessidade de, por um lado, assegurar a sustentabilidade quer do mercado livre quer do mercado regulado e, por outro lado, assegurar a protecção dos interesses económicos dos consumidores, em particular dos consumidores domésticos, propõe-se o reconhecimento na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) de desvios positivos ou negativos extraordinários da tarifa de Energia. Esta tarifa é paga por todos os consumidores, independentemente de serem fornecidos por um comercializador do mercado livre ou por um CUR, e apresenta uma estrutura monómia, com um preço de energia. Esta situação é apresentada na Figura 6-2. As situações extraordinárias referidas, serão avaliadas e justificadas pela ERSE na aprovação das Tarifas anuais de gás natural, as quais são apresentadas previamente ao Conselho Tarifário para emissão de parecer. Desta forma, e nos termos da legislação em vigor, o Conselho Tarifário que integra os vários interesses do sector, é envolvido no processo de decisão e aprovação das tarifas.

A tarifa de UGS aplica-se também às centrais de produção de energia eléctrica em regime ordinário, que não se encontram no grupo de consumidores passível de causar quaisquer desvios de custos de aquisição de energia do CUR. Por conseguinte, faz sentido isentá-los do recebimento/pagamento de qualquer termo de devolução/recuperação de desvios extraordinários de custos de aquisição de energia.

Assim, foi necessário criar uma nova parcela da tarifa de UGS, designada por parcela II, que visa devolver/recuperar os desvios extraordinários de custos de aquisição de gás natural transferidos para a tarifa de UGS e que não se aplica àqueles fornecimentos, conforme se ilustra na Figura 6-2.

Figura 6-2 - Termo de energia a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema



A transferência de valores entre o comercializador de último recurso grossista e o operador da rede de transporte deverá ser feita através de um valor mensal em função da facturação. Desta forma, os eventuais desvios ocorridos ficam reflectidos nos proveitos permitidos do comercializador de último recurso grossista.

Tendo em conta o volume de proveitos regulados do operador da rede de transporte, o volume de proveitos do comercializador de último recurso grossista e a dimensão possível destes ajustamentos considera-se, para efeitos de minimização de impactes no equilíbrio económico-financeiro do operador da rede de transporte que as transferências mensais entre estes operadores deverão ser efectuadas tendo em conta o peso do consumo previsto em cada mês, no consumo anual. Esta proporção deve ser calculada tendo em conta a energia fornecida no âmbito da aplicação da parcela II da tarifa de UGS

A ERSE propõe:

21. De modo a assegurar a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, os desvios extraordinários de custos de aquisição de energia da actividade de Compra e Venda de gás natural da comercialização de último recurso sejam transferidos dos proveitos a recuperar pela tarifa de Energia para os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema.
22. A transmissão dos referidos desvios no custo de aquisição de gás natural seja efectuada através de uma parcela II da tarifa de UGS, a aplicar a todos os consumidores, com excepção dos centros electroprodutores.
23. O valor a transferir deverá ser mensal de montante variável e indexado à facturação.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 41.º, 42.º, 64.º, 71.º e 111.º do Regulamento Tarifário.

7 AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

O contexto internacional tem suscitado que os reguladores intensifiquem esforços no sentido de garantir o reforço dos mecanismos de controlo e monitorização das disposições regulamentares. Essas vicissitudes conduziram à alteração do paradigma existente, impondo a necessidade de se realizarem auditorias mais abrangentes, que vão para além da verificação de aspectos contabilísticos e financeiros.

Paralelamente, é preocupação da ERSE reforçar, à semelhança do que tem ocorrido no sector eléctrico, a sua intervenção ao nível dos processos de auditoria, garantindo a transparência e integridade da informação a prestar pelas entidades reguladas. O avolumar da informação e a complexidade da regulação, exigem que as acções de verificação tenham um carácter mais abrangente do que era prática até esta data.

Durante o primeiro período regulatório, a ERSE solicitou às empresas reguladas que as contas reais, fossem acompanhadas por um relatório, elaborado por uma empresa de auditoria, comprovando que as mesmas respeitavam o disposto no Regulamento Tarifário. A ERSE não tem tido qualquer intervenção quer ao nível da selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias, quer ao nível da definição do âmbito dos trabalhos a realizar.

Todos os restantes trabalhos de validação da informação recebida, que suporta a determinação dos proveitos permitidos das actividades reguladas, tem sido executada pelos recursos internos da ERSE.

No início deste segundo período regulatório, com a revisão das formas de regulação e a informação a obter, elaboradas numa perspectiva de simplificação dos procedimentos, é necessário um maior enfoque na clarificação e controlo dos dados recebidos.

Importa referir que este enquadramento ((i) a alteração das formas de regulação, (ii) a entrada em vigor de novas normas contabilísticas e (iii) a alteração referente ao ano gás) conduz a ERSE a emitir sub-regulamentação relativa à elaboração das normas complementares, certificação de contas reguladas e restantes matérias associadas ao cálculo dos proveitos.

Neste sentido, a ERSE pretende alargar o âmbito das auditorias às empresas reguladas, considerando que em determinadas situações, esses procedimentos deverão ser levados a cabo por empresas de auditoria independentes, contratadas pela ERSE ou pelas empresas reguladas. Compete à ERSE, a definição da abrangência dos trabalhos de verificação e tipificação da validação a obter.

Nesse sentido, propõe-se:

24. As auditorias a efectuar podem ser contratadas pela ERSE ou pelas empresas reguladas, as quais neste caso devem cumprir com as seguintes regras:

- Ser desenvolvidas por empresas de auditoria externa independentes de reconhecida independência e idoneidade;
- Os critérios de selecção das entidades a contratar para executar as auditorias, bem como a discriminação das tarefas deverão ser objecto de aprovação prévia pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pelas empresas reguladas;
- A ERSE deverá ser ouvida nas principais questões que os trabalhos suscitarem;
- A ERSE deverá receber os relatórios das auditorias;

25. A ERSE poderá solicitar informação adicional sempre que assim o entenda, independentemente da mesma estar prevista no Regulamento Tarifário ou não. Nestas circunstâncias o prazo para cumprimento das solicitações deverá ser estabelecido caso a caso.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 124.º, 126.º, 128.º, 130.º, 133.º, 138.º, 143.º, 144.º, 148.º e 154.º do Regulamento Tarifário.

8 PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL E DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO

8.1 PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental são mecanismos de incentivo à melhoria do desempenho ambiental e está previsto poderem ser apresentados pelos operadores das actividades de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo de gás natural, de Transporte de gás natural e de Distribuição de gás natural.

AUTONOMIZAÇÃO DAS REGRAS

As regras relativas aos planos de promoção do desempenho ambiental das empresas reguladas do sector do gás natural (operadores de infra-estruturas) encontram-se actualmente estabelecidas no Regulamento Tarifário.

Considera-se desejável que o Regulamento Tarifário contenha apenas os princípios gerais deste instrumento regulatório e que as regras de funcionamento sejam vertidas num documento autónomo, uma vez que esta alteração poderá potenciar os seguintes benefícios:

- a) Decorrendo a discussão das regras dos PPDA fora da discussão do RT poder-se-á beneficiar de uma maior participação e envolvimento das partes interessadas e de um maior aprofundamento e especialização na discussão dos temas de ambiente;
- b) A divulgação das actividades desenvolvidas no âmbito dos PPDA;
- c) A autonomização permite ainda que as regras aplicáveis sejam mais detalhadas e beneficiem de uma melhor sistematização.

No sector eléctrico foi adoptada esta solução com resultados considerados satisfatórios, tendo a discussão das regras aplicáveis ao sector eléctrico sido muito participada.

Com vista a dar corpo a esta proposta, os actuais artigos 87.º a 96.º serão eliminados e substituídos por novos artigos que enquadram esta matéria, considerando os seguintes aspectos:

- a) Objectivos dos PPDA;
- b) Entidades que podem apresentar PPDA e respectivas actividades;
- c) Conteúdos e prazos para a futura sub-regulamentação (a publicar até 60 dias após a publicação do RT).

MEDIDAS VOLUNTÁRIAS

26. Propõe-se que passem a ser aceites exclusivamente medidas voluntárias, ou seja, medidas que não resultem em obrigações legais.

Em termos regulamentares esta proposta elimina os artigos 87.º a 96.º e cria os artigos 86.º A e 86.º B do Regulamento Tarifário.

RECUPERAÇÃO DE CUSTOS NAS TARIFAS

Custos previsionais

De acordo com as regras em vigor, no 1º período regulatório, os custos com os PPDA do sector do gás natural que sejam aprovados com os respectivos relatórios de execução anual são considerados nas tarifas dois anos após terem tido lugar. Pretende-se alterar o RT de modo a permitir o reconhecimento dos custos nas tarifas de forma mais célere e com base em previsões de custos. Deste modo, e tal como já estabelecido no sector eléctrico, propõe-se que os custos associados aos PPDA passem a ser considerados *a priori*, com base nos PPDA apresentados pelas empresas antes do início de cada período de regulação, os quais são ajustados ao fim de dois anos com base nos custos aceites com a aprovação dos respectivos relatórios de execução.

Ano gás

De acordo com o RT em vigor, os PPDA são apresentados para cada período regulatório, ou seja, um conjunto de 3 anos gás.

Uma vez que os proveitos para as actividades reguladas passam, na actual proposta de RT, a ser calculados para o ano civil, considera-se ser mais adequado que os PPDA respeitem a um conjunto de anos civis.

Tendo em vista ajustar o regime actualmente em vigor com o novo regime, é necessário prever um regime transitório, pelo que se propõe que:

1. A execução dos PPDA em curso seja prorrogada de 30 de Junho até 31 de Dezembro de 2010.
2. Os Relatórios de Execução dos PPDA em curso sejam entregues até 28 de Fevereiro de 2011.
3. Os próximos PPDA iniciem a sua execução a 1 de Janeiro de 2011.

De modo a permitir efectuar correctamente os ajustamentos para efeitos tarifários, os PPDA, os Relatórios Intercalares (relativos ao primeiro semestre do ano civil) e os Relatórios de Execução devem ter os custos discriminados por semestre.

CUSTOS DE GESTÃO

Os PPDA do sector do gás natural podem originar custos, distintos dos custos próprios de cada medida aprovada. Entre estes custos incluem-se ações de monitorização a realizar pela ERSE, que se prevê sejam incluídas na revisão das regras, assim como eventuais estudos técnicos ou científicos que se revelem necessários durante as fases de avaliação e monitorização das medidas.

Assim, propõe-se a sua consideração como custos de gestão dos PPDA

Os consumidores só suportarão os custos de gestão dos PPDA que realmente venham a ocorrer e sejam aprovados pela ERSE. Na discussão das regras específicas dos PPDA será fixado um montante máximo para os custos de gestão.

Os custos de gestão dos PPDA serão incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema. O operador da rede de transporte deverá explicitar estes custos na informação anual para efeitos tarifários, a qual será tornada pública.

A ERSE propõe que:

27. Os custos associados à promoção do desempenho ambiental (PPDA), passem a ser aceites de forma *ex-ante*, com base no PPDA a apresentar pelas empresas antes do início de cada período de regulação e ajustados dois anos depois com base nos valores efectivamente ocorridos e aceites pela ERSE;

28. A informação relativa aos PPDA deverá ser reportada ao ano civil;

29. Os custos de gestão dos PPDA serão incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 57º e 65º do Regulamento Tarifário.

8.2 PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO

As disposições regulamentares relativas ao Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de gás natural são simplificadas, em linha com o que foi efectuado no Regulamento Tarifário do sector eléctrico, remetendo para norma complementar, a aprovar pela ERSE, as regras de funcionamento do referido Plano. À semelhança do procedimento adoptado para o sector eléctrico, as regras serão previamente discutidas com todos os agentes.

Até à aprovação das regras os operadores de rede e os comercializadores de último recurso podem apresentar propostas de medidas de promoção da eficiência no consumo de gás natural.

As alterações propostas no articulado referentes ao Plano de Promoção da Eficiência no Consumo não são alterações de substância.

9 APERFEIÇOAMENTO E SIMPLIFICAÇÃO DAS ACTUAIS FORMAS DE REGULAÇÃO ECONÓMICA

Para além das alterações já mencionadas, ao longo deste documento justificativo com incidência na regulação económica dos proveitos permitidos, nomeadamente, as apresentadas nos capítulos 3, 4, 5 e 6 é oportuno rever alguns pormenores das formas de regulação de certas actividades com o objectivo de clarificar e simplificar a aplicação do Regulamento Tarifário.

Estas simplificações são necessárias numa óptica de melhoria continuada do processo de regulação sem, no entanto, alterarem substancialmente o espírito da regulamentação em vigor.

9.1 CLARIFICAÇÃO NA REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Esta actividade é assegurada pela Galp Gás Natural, SA enquanto comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e consiste na compra e venda de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

Os custos desta actividade são compostos pelos custos de aquisição de gás natural, pelos custos com a utilização das infra-estruturas de gás natural (Terminal de GNL e Armazenamento Subterrâneo) e pelos custos de exploração da actividade do comercializador do SNGN.

No entanto, no Regulamento Tarifário não está prevista de forma explícita a consideração dos custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias. Dado que estas reservas são impostas de forma legal e regulamentar justifica-se, em nosso entender, que o seu custo seja considerado a nível de cálculo dos proveitos permitidos.

Acresce que na presente revisão do Regulamento Tarifário se propõe que a tarifa de Uso da Rede de Transporte passe a ter preços de Entrada e Saída em substituição da actual tarifa “selo postal”, o que implica que no custo de aquisição de gás natural passe a ser considerado o custo de utilização da rede de Transporte.

De modo a clarificar o custo de aquisição de gás natural que é imputado ao comercializador de último recurso grossista, determinou-se uma metodologia de cálculo para cada uma das componentes do mesmo.

Assim, a ERSE propõe:

- | |
|--|
| <p>30. Considerar os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias no custo de aquisição de gás natural;</p> <p>31. Considerar o custo de utilização da rede de Transporte no custo de aquisição de gás natural;</p> |
|--|

32. Operacionalizar a metodologia de imputação das diversas componentes do custo de aquisição de gás natural nos comercializadores de último recurso.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 3º, 70º, 70ºA, 70ºB, 70ºC, 70ºD, 70ºE, 70ºF, 71º, 73º, 75º, 77º, 136º, 137º e 139ºA do Regulamento Tarifário.

9.2 SIMPLIFICAÇÃO E APERFEIÇOAMENTO DA REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A remuneração dos activos circulantes do comercializador de último recurso visa compensar as necessidades de financiamento derivadas do desfasamento entre as datas de pagamento e recebimento dos custos desta actividade.

Nesta revisão regulamentar pretende-se, por um lado, que os proveitos da actividade de comercialização estejam mais próximos de uma remuneração que garanta o equilíbrio económico - financeiro das empresas reguladas e, por outro, simplificar a forma de cálculo que estava definida no Regulamento em vigor.

Neste sentido a ERSE propõe:

33. Utilizar uma taxa de remuneração em linha com a taxa de remuneração dos custos de capital da actividade de Distribuição de gás natural;

34. Determinar o diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o de recebimentos em dias.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 79.º do Regulamento Tarifário.

Tendo em vista a clarificação das actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso grossista – compra e venda de gás natural e comercialização de último recurso a grandes clientes - foi individualizada a actividade de Compra e Venda de gás natural, e conseqüentemente os custos com o funcionamento deste operador passam a estar separados entre as duas actividades referidas.

Assim, a ERSE procederá às seguintes alterações:

O artigo 71.º Proveitos da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso passa a incorporar a parcela respectiva dos custos de funcionamento da empresa;

Os artigos 72.º a 75.º passam a constituir uma nova secção, dentro do Capítulo IV, com a designação “Proveitos do comercializador de último recurso a grandes clientes”.

9.3 SIMPLIFICAÇÃO NA REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE RECEPÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

O cálculo dos proveitos permitidos do operador do Terminal de GNL, por cada uma das funções, além de não se traduzir em vantagens visíveis no cálculo das tarifas, dificulta o processo de apuramento de proveitos permitidos por parte do regulador, bem como a prestação de informação por parte da empresa regulada, uma vez que aumenta significativamente o volume de informação e de trabalho subjacente ao cálculo dos proveitos.

Tendo em conta que:

- A repartição dos custos do operador do Terminal de GNL por funções dificulta o processo de cálculo de proveitos, sem acréscimo de benefícios significativos.

A ERSE propõe:

35. Simplificação do processo de cálculo dos proveitos permitidos para toda a actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, terminando a separação por funções para efeito de determinação de proveitos.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 57º, 58º, 59º, 60º, 124º e 125º do Regulamento Tarifário.

9.4 TAXA DE JURO

A taxa utilizada para actualização dos desvios apurados nos proveitos permitidos (ajustamentos) de t-2 tem sido a Euribor a 3 meses, reportada ao valor em vigor no último dia do mês de Dezembro do ano gás t-1 do ano seguinte àquele em que o desvio ocorreu.

A aplicação desta taxa tem como objectivo, compensar financeiramente as empresas e os consumidores pela existência de desvios nos proveitos permitidos.

Em face da actual conjuntura e consequente evolução das taxas de juro, entendeu-se que a melhor forma de manter uma correspondência mais directa ao custo de oportunidade de fundos comparáveis ao longo do período de formação dos desvios seria considerar uma taxa média ocorrida ao longo de todo o período.

No que respeita ao *spread*, a diminuição do risco resultante da alteração da taxa acima referida, assim como a evolução de novos instrumentos nos mercados financeiros desde a existência do Euro, pode justificar que o *spread* seja tratado como um parâmetro fixado anualmente.

Adicionalmente propõe-se que o *spread* a aplicar seja determinado anualmente de acordo com a melhor informação disponível sobre o funcionamento dos mercados financeiros.

Assim, propõe-se:

36. Considerar para os ajustamentos a taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados ao longo do período a que dizem respeito os ajustamentos, acrescida de um *spread* em pontos percentuais, determinado anualmente.

Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 57º, 61º, 62º, 64º, 65º, 67º, 68º, 69º, 71º, 73º, 75º, 77º e 79º do Regulamento Tarifário.

10 TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, ao estabelecer as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) prevê que a actividade de distribuição de gás natural seja exercida em regime de concessão de serviço público.

A actividade de distribuição de gás natural em regime de serviço público é regulada pelo Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Junho, o qual, no seu artigo 21.º, enumera as obrigações das concessionárias ou licenciadas de rede de distribuição, nomeadamente a obrigação de assegurar o planeamento, a expansão e gestão técnica da respectiva rede, ao mesmo tempo que lhes garante, nas bases anexas ao mesmo diploma, o equilíbrio económico e financeiro da concessão.

Com a publicação da Lei n.º 53-E/2006, de 29 de Dezembro, o regime geral das taxas das autarquias locais, consagrado naquele diploma, veio permitir a criação de taxas por regulamento aprovado pelo respectivo órgão deliberativo autárquico, fixando expressamente, como uma das bases de incidência objectiva das mesmas, a utilização e aproveitamento de bens do domínio público e privado municipal, dando, assim, enquadramento legal à cobrança de taxas, por ocupação do subsolo, às concessionárias de distribuição de gás.

Face à obrigatoriedade, estabelecida no artigo 70.º do referido Decreto-Lei n.º 140/2006, de os contratos de concessão de distribuição regional então em vigor serem alterados de acordo com o estabelecido no seu anexo IV, foram aprovadas, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, as minutas dos novos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural, as sociedades anónimas Beiragás, LisboaGás, Lusitâniagás, Portgás, Setgás e Tagusgás.

De acordo com essas minutas, os novos contratos prevêem que assiste à concessionária o direito de repercutir sobre os utilizadores das suas infra-estruturas o valor integral de quaisquer taxas, incluindo as taxas de ocupação do subsolo cobradas pelas autarquias locais, competindo à ERSE definir os termos em que os valores pagos pela concessionária em cada ano civil serão repercutidos por município sobre as entidades comercializadoras utilizadoras das infra-estruturas ou sobre os consumidores finais servidos pelas mesmas.

Tendo em conta a existência de situações em que, na vigência do contrato de concessão anterior, foram liquidadas pelas autarquias locais taxas de ocupação do subsolo ainda não pagas ou com impugnação judicial pela concessionária, nas escrituras que suportam os novos contratos é reconhecido à concessionária o direito de repercutir, igualmente, para as entidades comercializadoras de gás ou para os consumidores finais, o valor dessas taxas, caso tal pagamento venha a ser considerado obrigatório

pelo órgão judicial competente, após transito em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento prévio e expresso do concedente.

Ainda conforme acordado nas mesmas escrituras, essa repercussão será realizada por município, tendo por base o valor efectivamente cobrado pelo mesmo, nos termos a estabelecer pela ERSE.

REGULARIZAÇÃO DO PASSADO

Desde 2006, alguns Municípios facturaram a “Taxa de ocupação do subsolo” às empresas reguladas da rede de Distribuição de gás natural e estas ainda não procederam ao respectivo pagamento.

Pese embora, o facto de alguns daqueles operadores da rede de Distribuição de gás natural terem interposto recurso em tribunal e de terem ganho vários processos, tal situação inverteu-se após a entrada em vigor da referida Lei n.º 53-E/2006, de 29 de Dezembro.

Actualmente, os operadores da rede de Distribuição de gás natural possuem já montantes consideráveis em dívida aos Municípios, resultantes de decisões transitadas em julgado da respectiva sentença ou após consentimento prévio e expresso do concedente. Estas situações ocorreram em data anterior à assinatura dos novos contratos de concessão, ou das modificações dos títulos das licenças para exploração da rede de distribuição local de gás natural.

Assim, a ERSE propõe:

37. A recuperação dos passivos, relativos à “Taxa de ocupação de subsolo” do período anterior à assinatura dos novos contratos de concessão, ou das modificações dos títulos das licenças para exploração da rede de distribuição local de gás natural, contemple um período de reposição, a definir em função de cada caso concreto, de modo a evitar, por um lado, a ocorrência de situações de cobrança de valores muito elevados e, por outro lado que sejam os consumidores de um único ano a pagar por dívidas de vários anos.

38. Até à regularização total dos passivos transitados em julgado ou resultantes de consentimento expresso do concedente, num período não superior a cinco anos, as empresas reguladas deverão apresentar à ERSE, anualmente, um relatório elaborado por uma empresa de auditoria certificando os valores dos pagamentos/recebimentos do valor integral das taxas de ocupação de subsolo de cada Município, decorrentes das decisões após trânsito em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento expresso do concedente.

Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 162.ºB do Regulamento Tarifário.

TAXAS A APLICAR NO ÂMBITO DOS NOVOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Os contratos de concessão, assinados entre o Estado e as empresas distribuidoras de gás natural em Abril de 2008, determinam na cláusula 7.^a que será a ERSE a definir a metodologia de repercussão da “Taxa de ocupação do subsolo”, a pagar pelas concessionárias em cada ano civil aos Municípios que integram as áreas de concessão de cada uma delas.

O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, no seu artigo 66.º e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, no seu artigo 70.º, estabelecem que as licenças de distribuição local necessitam de ser modificadas de acordo com a nova legislação do sector. Algumas das licenças de distribuição local foram já modificadas e prevêem nos n.ºs 5 e 6 da Cláusula 11.^a o direito à repercussão sobre as entidades comercializadoras de gás ou sobre os consumidores finais, do valor integral da “Taxa de ocupação do subsolo”, nos termos a definir pela ERSE.

As empresas licenciadas são a Dianagás, a Duriensegás, a Medigás, a Paxgás e a Sonorgás. As licenças são atribuídas por pólo de consumo e não por empresa, não estando, ainda, aprovadas todas as modificações das licenças de distribuição local existentes.

Assim, a ERSE propõe:

39. As empresas reguladas deverão apresentar à ERSE, anualmente, um relatório elaborado por uma empresa de auditoria certificando os valores pagos aos Municípios, bem como aos valores recebidos dos consumidores, ambos referentes ao ano $s-2$, de forma a garantir, nomeadamente, que os pagamentos e os recebimentos revertem integralmente para o mesmo Município.

Em termos regulamentares, esta proposta afecta o artigo 162.ºD do Regulamento Tarifário.

DETERMINAÇÃO DA METODOLOGIA PARA REFLECTIR OS VALORES DAS TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO

O valor anual das taxas de ocupação do subsolo (TOS) considera valores das taxas previstos para o próprio ano ($\tilde{TOS}_{p,s}$), valores transitados em julgado ou aprovados pelo concedente, relativos aos anos de 2006, 2007 e 2008 ($TOS_{p,06,07,08}$), e ajustamentos a anos anteriores ($\Delta TOS_{p,s-2}$).

$$\tilde{C}TOS_{p,s} = \tilde{TOS}_{p,s} + TOS_{p,06,07,08} - \Delta TOS_{p,s-2}$$

O valor das taxas de ocupação do subsolo a pagar pelos operadores da rede de distribuição a cada município p , previsto para o ano gás t , será uma média dos valores previstos para os anos civis (s e $s + 1$).

$$\tilde{C}TOS_{p,t} = \frac{\tilde{C}TOS_{p,s} + \tilde{C}TOS_{p,s+1}}{2}$$

Os contratos de concessão assinados entre o Estado e as empresas operadoras da rede de distribuição, em Abril de 2008, determinam que será a ERSE a definir a metodologia de repercussão dos valores das TOS, pagos pelos operadores da rede de distribuição (ORDs), sobre as entidades comercializadoras ou sobre os consumidores finais.

Propõe-se que a estrutura de preços, a aplicar aos clientes do município p pelos operadores das redes de distribuição, seja proporcional à estrutura de preços das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição⁵ dos operadores da rede de distribuição.

A ERSE propõe:

Sejam calculados preços das taxas de ocupação do subsolo ($Preços_{p,t}$), pelos operadores da rede de distribuição, de forma a satisfazer a seguinte igualdade:

$$\tilde{CTOS}_{p,t} = \bar{Quantidades}_{p,t} \times \bar{Preços}_{p,t}$$

Sendo que:

$$\tilde{CTOS}_{p,t} = \text{Taxas de ocupação do subsolo pagas pelos ORDs ao município } p$$

$$\bar{Quantidades}_{p,t} = \text{Quantidades previstas pelos ORDs para o município } p$$

$$\bar{Preços}_{p,t} = \text{Preços das taxas de ocupação do subsolo a calcular pelos ORDs para o município } p$$

Em termos regulamentares esta proposta implica a introdução do artigo 162.º C do Regulamento Tarifário.

Por forma a conferir-se estabilidade à estrutura de preços a pagar pelas TOS considera-se adequado manter durante um período alargado a mesma estrutura de preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Assim, em cada ano, os preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição a utilizar deverão ser mantidos idênticos aos preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição do primeiro ano de aplicação da metodologia, podendo esta situação ser revista no início de cada período de regulação.

A ERSE propõe:

⁵ Estas tarifas permitem a recuperação dos custos da actividade de distribuição de gás natural.

Os preços das taxas de ocupação do subsolo ($Preços_{p,t}$) sejam calculados de acordo com a seguinte fórmula:

$$\bar{Preços}_{p,t} = F_{p,t} \times \bar{Tarifas\ Uso\ Rede\ Distribuição\ (URD)}_{1^o\ ano\ do\ período\ de\ regulação}$$

Sendo que:

$$\bar{Preços}_{p,t} = \text{Preços das taxas de ocupação do subsolo a calcular pelos ORDs para o município } p$$

$$\begin{aligned} \bar{Tarifas\ Uso\ Rede\ Distribuição\ (URD)}_{1^o\ ano\ do\ período\ de\ regulação} \\ = \text{Preços da tarifa URD para o primeiro ano do período de regulação} \end{aligned}$$

$$F_{p,t} = \text{Factor de escala calculado para o município } p$$

Em termos regulamentares esta proposta implica a introdução do artigo 162.º C do Regulamento Tarifário.

Assim, a ERSE propõe:

Os $Preços_{p,t}$ calculados pelos operadores da rede de distribuição sejam apresentados no seguinte formato:

Estrutura das taxas de ocupação do subsolo								
Tarifas	Opção tarifária	Escalação	(m ³ /ano)	Termo tarifário fixo		Energia		Capacidade Utilizada
				Leitura		Vazio	Fora de Vazio	
				Diária	Mensal			
				(EUR/mês)		(EUR/kWh)	(EUR/kWh)	(EUR/(kWh/dia)/mês)
MP	Diária			X		X	X	X
	Mensal		10 000 - 100 000		X	X	X	
			≥ 100.001		X	X	X	
BP>	Diária			X		X	X	X
	Mensal		10 000 - 100 000		X	X	X	
			≥ 100.001		X	X	X	
BP<	Outra	Escalação 1	0 - 220		X		X	
		Escalação 2	221 - 500		X		X	
		Escalação 3	501 - 1 000		X		X	
		Escalação 4	1 001 - 10 000		X		X	

X = Existência de preço a definir nos termos mencionados e a aplicar às quantidades associadas a cada ponto de entrega.

Em termos regulamentares esta proposta implica a introdução do artigo 162.º A do Regulamento Tarifário.