REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

DO SETOR DO GÁS NATURAL

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Novembro 2012

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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 uso da rede de transporte 3
2.1.1 Variáveis de faturação e relação entre os preços dos produtos de capacidade de curto prazo 3
2.1.2 Questões adicionais 10
2.2 Tarifa de uso do terminal de GNL 12
2.3 Tarifa de uso do armazenamento subterrâneo 14
2.4 Regime transitório e desfasamento temporal entre o ano tarifário e o ano de atribuição de capacidade 16
2.5 Tarifas de acesso às redes aplicáveis a clientes finais com utilizações intermitentes ou sazonais 17
2.6 Extinção das tarifas reguladas de Venda de gás natural a Clientes Finais e deveres de fornecimento dos Comercializadores de Último Recurso 22
3 PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS 25
3.1 Consolidação da regulação por incentivos 25
3.1.1 Opex 25
3.1.2 Capex 27
3.1.3 Custo padrão nos investimentos em Unidades Autónomas de Gás (UAG) 29
3.2 Simplificação e estabilização da atividade regulatória 30
3.2.1 Estabilidade tarifária – CAPEX 30
3.2.2 Estabilidade tarifária – Mitigação do Efeito dos Ajustamentos Tarifários 31
3.2.3 Ano civil versus ano gás 35
3.3 Outras alterações regulamentares 38
3.3.1 Serviços Partilhados 38
3.3.2 Taxa de juro e *spread* da reposição gradual da neutralidade financeira 39
3.3.3 Taxas de ocupação de subsolo (TOS) 40
3.3.4 Informação a fornecer à ERSE no âmbito do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia 41
3.3.5 Mecanismo de aprovisionamento eficiente do Comercializador de Último Recurso Grossista 41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Medidas necessárias para a integração dos mercados segundo a opinião dos agentes de mercado na consulta púbica sobre tarifas de acesso às interligações 5
Figura 2-2 – Comparação internacional dos preços dos produtos de capacidade de curto prazo 8
Figura 2-3 - Proposta de alteração das variáveis de faturação 9
Figura 2-4 – Desfasamento temporal: ano tarifa *vs* ano capacidade 16
Figura 2-5 – Exemplos de consumidores com diferentes perfis de consumo 17
Figura 2-6 – Preço médio da tarifa de acesso às redes anual e de curtas utilizações em alta pressão 18
Figura 2-7 – Exemplo de aplicação da nova opção tarifária flexível de acesso às redes 21
Figura 3-1 – OPEX na atividade de armazenamento subterrâneo 26
Figura 3-2 - Investimento ao longo da regulação do sector 27
Figura 3-3 - Quantidades transportadas e distribuídas de gás natural 28
Figura 3-4 - Investimento unitário e CAPEX unitário 28
Figura 3-5 – Evolução do consumo de gás natural por agregados de consumidores 32
Figura 3-6 – Desvios de previsão de consumo (tarifas – real) 33
Figura 3-7 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários 34
Figura 3-8 - Situação atual ano gás *vs* ano civil 36
Figura 3-9 - Proposta de simplificação ano gás *vs* ano civil 37

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação no modelo atual 4
Quadro 2-2 - Proposta de variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso da rede de transporte 7
Quadro 2-3 - Variáveis de faturação da tarifa de curta duração no modelo atual 10
Quadro 2-4 - Variáveis da tarifa de uso do terminal de GNL em vigor 12
Quadro 2-5 - Proposta de variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso do terminal de GNL 13
Quadro 2-6 - Variáveis da tarifa de uso do armazenamento subterrâneo em vigor 15
Quadro 2-7 – Proposta de variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso do armazenamento subterrâneo 15
Quadro 3-1 - Peso do CAPEX nos Proveitos Permitidos das atividades em AP 31

1 INTRODUÇÃO

A revisão dos regulamentos do gás natural acontece num momento de grande transformação do setor em Portugal e na Europa. No plano nacional, e na sequência da transposição das diretivas de 2009 para o mercado da energia, a liberalização do setor foi acelerada e a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais acontecerá em janeiro de 2013. No plano europeu, a diretiva estabeleceu novos instrumentos de regulação europeia das redes e infraestruturas de gás com o objetivo de construir um mercado interno de gás efetivo. A convergência europeia em matéria de integração dos mercados de gás natural e das abordagens regulatórias sofreu um forte impulso com as novas diretivas e com a regulamentação europeia em construção.

O processo de liberalização acelerada em Portugal torna o sucesso da integração do mercado português no contexto ibérico uma questão crucial. Para esse efeito, a ERSE tem desenvolvido iniciativas de cooperação com os reguladores e envolvimento dos operadores de rede e agentes de mercado no contexto da iniciativa regional de gás do sul, que inclui os mercados de Portugal, Espanha e França. A presente revisão regulamentar assume-se como mais um passo na promoção dessa integração através da harmonização regulatória ao nível dos mecanismos de atribuição de capacidade nas infraestruturas de alta pressão e da estrutura tarifária das tarifas reguladas de uso das infraestruturas. Estas questões fazem parte da lista de trabalhos prioritários identificados pelos agentes de mercado da iniciativa regional e a sua implementação reúne um consenso generalizado no setor.

Passados 2 períodos de regulação, a experiência adquirida pela ERSE permite-lhe conhecer melhor o setor e avaliar os resultados da aplicação de algumas das metodologias adotadas anteriormente. Assim, pretende-se consolidar e alargar a regulação por incentivos nas atividades de Alta Pressão, Distribuição e Comercialização de gás natural, adotando mecanismos que permitam minimizar o impacte da volatilidade da procura nos proveitos permitidos das atividades reguladas.

Outro eixo estratégico das alterações ao Regulamento Tarifário é a clarificação e simplificação dos processos de troca de informação entre as empresas reguladas e a ERSE no contexto da regulação económica. Espera-se que desta simplificação surja não só uma eficiência acrescida nas empresas reguladas no tema da prestação de contas mas também um melhor cumprimento destas obrigações e maior qualidade da informação enviada.

As alterações propostas ao RT são apresentadas e justificadas neste documento e enquadram-se nos seguintes vetores:

- Harmonização regulatória no plano ibérico e no contexto dos códigos de rede europeus que emanaram do 3.º pacote de diretivas do mercado interno da energia.
- Alteração do modelo de atribuição de capacidade e de tarifação do uso das infraestruturas de alta pressão.

- Medidas de eficiência na regulação através da consolidação/implementação de regulação por incentivos e adoção de mecanismos mitigadores do impacte da volatilidade da procura;
- Melhoria nos instrumentos de flexibilidade tarifária de modo a adaptar o modelo tarifário às utilizações intermitentes e sazonais de gás natural.
- Simplificação e concretização da relação entre a ERSE e as empresas reguladas no processo de fixação das tarifas.

Cada proposta é apresentada e contextualizada neste documento, sendo ainda referidos os artigos afetados para uma leitura guiada da proposta de alteração do articulado do regulamento.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações propostas ao articulado do RT, sendo que para os textos eliminados se adotou a forma "rasurado" e o novo articulado foi sombreado a amarelo. A numeração do novo articulado efetuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet (www.erse.pt) em "CONSULTAS PÚBLICAS", onde se encontram também o presente documento e as propostas de revisão dos articulados.

Estas contribuições podem ser enviadas à ERSE até 20 de dezembro de 2012, preferencialmente, por correio eletrónico para o endereço revreggasnatural2012@erse.pt, ou por correio ou fax, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

No dia 12 de dezembro de 2012, terá lugar, nas instalações da ERSE, uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do setor do gás natural. O programa da Audição Pública será oportunamente divulgado na página da ERSE na Internet.

Após a audição pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adotadas, que integra a análise dos comentários recebidos.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

2.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

2.1.1 VARIÁVEIS DE FATURAÇÃO E RELAÇÃO ENTRE OS PREÇOS DOS PRODUTOS DE CAPACIDADE DE CURTO PRAZO

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

No âmbito das infraestruturas que compõem a RNTIAT, um agente de mercado paga a utilização efetiva de uma infraestrutura, a qual é determinada no processo de nomeações que ocorre no dia anterior.

Para faturar as infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, do Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de GNL (que compõem a RNTIAT) são utilizadas as variáveis de faturação capacidade utilizada e energia.

A capacidade utilizada num dado ponto relevante da RNTIAT corresponde ao máximo valor diário nomeado nesse ponto nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita, em kWh/dia. A energia corresponde à quantidade acumulada de gás natural das nomeações, em kWh.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte apresenta preços de Entrada e Saída. Como pontos de entrada consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo (Carriço). Como pontos de saída consideram-se as interligações internacionais de Campo Maior e Valença, o terminal de GNL, os clientes em alta pressão (AP), as entregas às redes de distribuição e as entregas nas instalações abastecidas por UAG (propriedade de clientes).

Tanto para os pontos de entrada, como para os pontos de saída, considera-se a existência de preços de capacidade utilizada, aplicável à capacidade diária máxima nos últimos doze meses, para a tarifa anual. Os preços de energia em períodos de fora de vazio e de vazio são aplicados apenas à saída da rede, para clientes em AP (incluindo centros electroprodutores) e para os operadores de rede de distribuição. A tabela seguinte apresenta as variáveis de faturação no modelo atual.

Quadro 2-1 - Variáveis de faturação no modelo atual

	Infraestrutura	Variáveis de faturação (tarifa anual)
Entrada na RNT	Interligações internacionais	Capacidade utilizada
	Terminal de GNL	Capacidade utilizada
	Armazenamento Subterrâneo	Capacidade utilizada
Saída da RNT	Interligações internacionais	0 (contrafluxo)
	Terminal de GNL	0 (contrafluxo)
	Armazenamento Subterrâneo	n.a.
	Clientes em AP	Capacidade utilizada, Energia Fora de Vazio, Energia de Vazio
	Redes de distribuição	Capacidade utilizada, Energia Fora de Vazio, Energia de Vazio
	Instalações abastecidas por UAG	Energia

Legenda: n.a. – não aplicável.

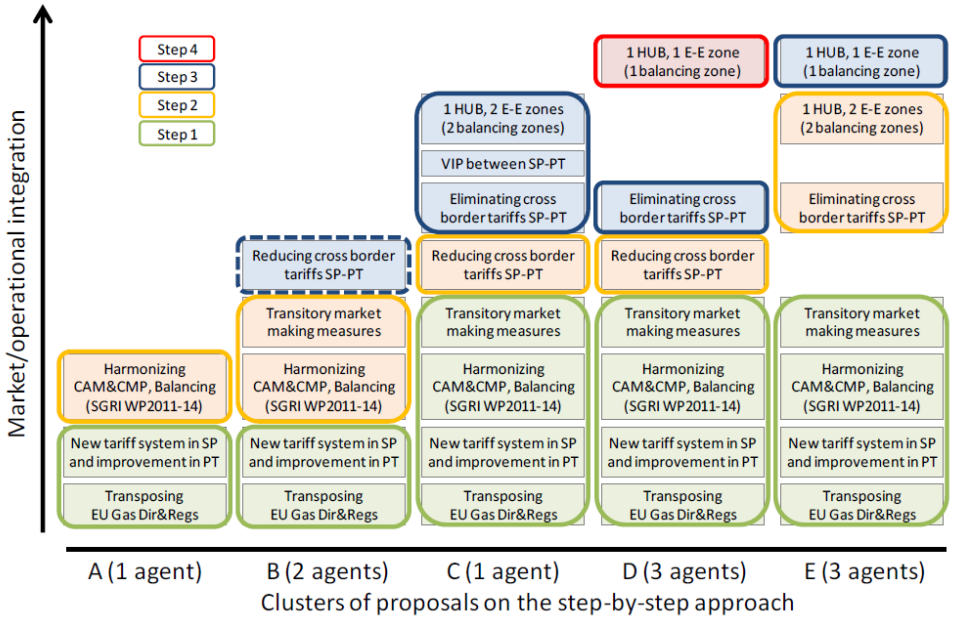
Vários fatores como i) a publicação do Código de Rede Europeu sobre Mecanismos de Atribuição de Capacidade (prevista para 2013)[1], ii) a vontade dos agentes expressa em sede de consulta pública sobre a harmonização das tarifas de interligação no MIBGAS e iii) a necessidade de harmonização com o modelo de atribuição conjunta de capacidade na interligação Portugal-Espanha (definido em junho de 2012), justificam a alteração do atual modelo de acesso às infraestruturas para um modelo baseado em reservas vinculativas de capacidade.

Em 2012 foi realizado um estudo conjunto ERSE/CNE sobre as tarifas de acesso às interligações das redes de transporte de gás natural entre Espanha e Portugal[2] tendo sido identificadas pelos agentes medidas que consideram necessárias para a harmonização das tarifas e para a remoção de obstáculos à comercialização de gás na Península Ibérica (Figura 2-1).

[1] http://www.entsog.eu/publications/camnetworkcode.html

[2] http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/39.aspx

Figura 2-1 - Medidas necessárias para a integração dos mercados segundo a opinião dos agentes de mercado na consulta púbica sobre tarifas de acesso às interligações



Todos os agentes concordam com a necessidade de harmonização dos mecanismos de atribuição de capacidade e de gestão de congestionamentos.

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

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Na proposta de alteração do RARII inclui-se a definição de um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sujeita a pagamento, através de mecanismos de mercado para atribuição de capacidade. Assim, altera-se o paradigma de uma tarifa anual aplicável a valores de capacidade nomeada determinados *ex-post* para tarifas aplicáveis a diferentes produtos de capacidade programada definidos *ex-ante*. Nestas circunstâncias a tarifa passa a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade. Com esta alteração considera-se que se incentiva a correta programação do uso das infraestruturas e um

planeamento adequado da sua utilização pelos agentes de mercado na medida em que a reserva de capacidade acima das necessidades implica um pagamento.

O preço de capacidade fixado será aplicado mensalmente à capacidade reservada pelos agentes de mercado nos referidos mecanismos de atribuição de capacidade.

Este modelo de contratação da capacidade não se aplica aos pontos de saída para clientes finais em AP, para as redes de distribuição e para as instalações abastecidas por UAG, pois nestes pontos não se antevê escassez de capacidade. Nestes pontos prevalece a metodologia atual de programação não vinculativa onde a capacidade atribuída depende dos consumos dos clientes em AP ou das carteiras de clientes nas redes de distribuição, sem prejuízo da proposta apresentada no ponto 2.5.

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

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

A solução proposta relativamente às variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso da rede de transporte está resumida no quadro seguinte.

Quadro 2-2 - Proposta de variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso da rede de transporte

	Infraestrutura	Proposta de variáveis de faturação	Proposta de produtos de Capacidade
Entrada na RNT	Interligações internacionais	Capacidade contratada	Anual, Mensal, Diário
	Terminal de GNL	Capacidade contratada	Anual, Mensal, Diário
	Armazenamento Subterrâneo	Capacidade contratada	Diário
Saída da RNT	Interligações internacionais	0 (contra-fluxo)	Anual, Mensal, Diário
	Terminal de GNL	0 (contra-fluxo)	Anual, Mensal, Diário
	Armazenamento Subterrâneo	n.a.	Diário
	Clientes em AP (*) (**)	Capacidade utilizada, Energia	n.a.
	Redes de distribuição (*)	Capacidade utilizada, Energia	n.a.
	Instalações abastecidas por UAG (*)	Energia	n.a.

Notas: (*) Sem alteração face ao RT em vigor. (**) Não inclui a proposta de uma nova opção tarifária descrita no capítulo 2.5.

Conforme proposto no RARII, passam a existir os seguintes produtos de capacidade:

- Produto anual, com um valor de capacidade igual para os 12 meses do ano
- Produto mensal, com um valor de capacidade igual para todos os dias do mês
- Produto diário, com um valor de capacidade para um dia específico

O preço do produto anual é dado pelo preço da tarifa base de uso da rede de transporte. Para determinar os preços dos produtos mensais e diário são aplicados fatores multiplicativos aos preços anuais.

A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador deve garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas de longo prazo de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelo operador da rede de transporte e, por outro lado, não sejam criadas barreiras à contratação de curto prazo prejudicando-se a flexibilidade tarifária e a entrada de novos agentes no mercado.

Propõe-se que a variável de energia, que tem um peso reduzido na recuperação das receitas (cerca de 10%), deixe de ter discriminação por período tarifário, pois o sinal temporal passa a ser dado pelos multiplicadores mensais e diários aplicados aos produtos de capacidade de curto prazo.

A figura seguinte apresenta a relação entre os preços de produtos mensais/diários e produtos anuais em vários países da Europa.

Figura 2-2 – Comparação internacional dos preços dos produtos de capacidade de curto prazo

País	Multiplicador para produtos mensais (aplicado ao preço de referência anual/12)	Multiplicador para produtos diários (aplicado ao preço de referência anual/365)
Áustria	2	2
Bélgica	0,7- 2,6	0,7- 2,6
França	1,5	2,3
GB	1	-
Alemanha	1	1
Itália	1,4	n.a.
Espanha	1 – 2	3-11,8
Grécia	2,3	2,3
Rep.	1,9	-
Lituânia	0,96-5,4	1,46-10,95

Legenda: n.a. – não aplicável.

Nota: Os valores apresentados estão referidos no documento *Initial Impact Assessment for the Framework Guidelines on Harmonized Transmission Tariff Structures*, da ACER, publicado em 2012.

A compraração internacional revela que a maioria dos países emprega multiplicadores superiores a 1 e que quanto menor o prazo do produto maior o multiplicador a aplicar ao preço de referência.

Pelo contrário, as Framework Guidelines sobre Estrutura Tarifária do Transporte (que estão atualmente em consulta pública lançada pela ACER[3]) indicam que, em média, os multiplicadores devem ser inferiores a 1, podendo ascender até 1,5 caso se antecipe sub-faturação do operador da rede de transporte.

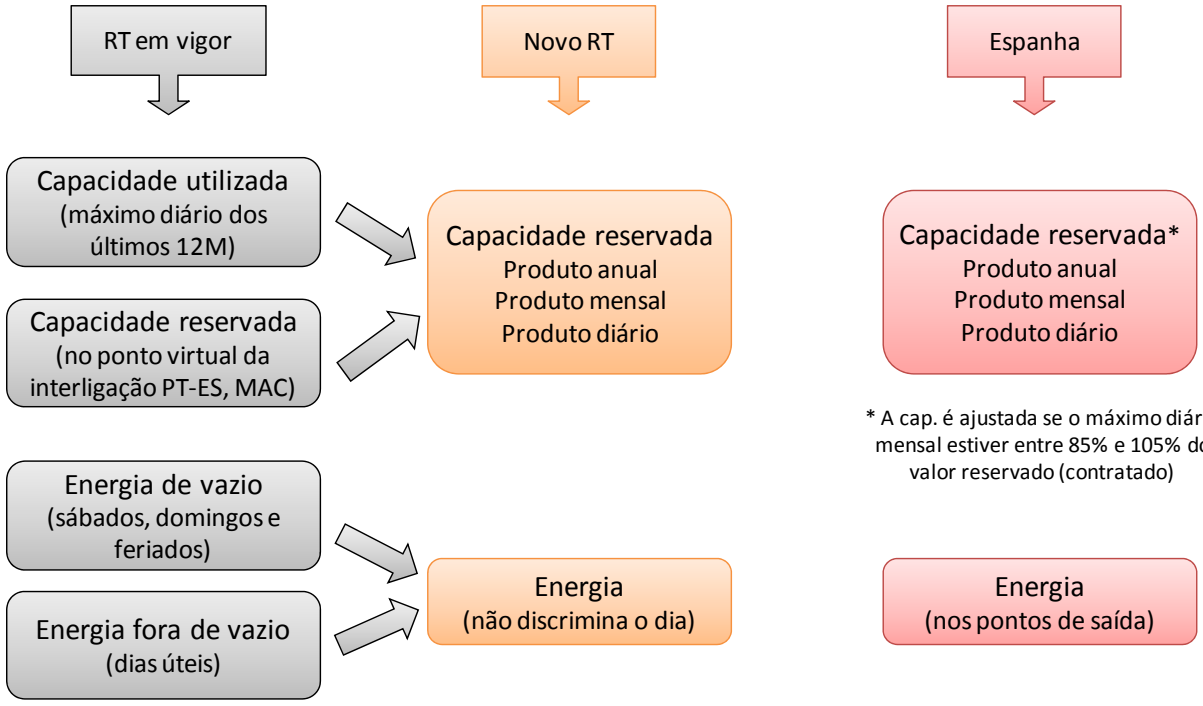
Propõe-se ainda que os multiplicadores possam apresentar diferenciação sazonal, em linha também com o defenido nas Framework Guidelines sobre Estrutura Tarifária do Transporte.

[3] http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2012_G_14.aspx

Por último, propõe-se que a variável de energia, que tem um peso reduzido na recuperação das receitas (cerca de 10%), deixe de ter discriminação por período tarifário, pois o sinal temporal passa a ser dado pelos multiplicadores mensais e diários aplicados aos produtos de capacidade de curto prazo.

A figura seguinte resume a proposta de alteração das variáveis de faturação aplicáveis às entradas na rede de transporte e saídas internacionais e para as infraestruturas de alta pressão, comparando o modelo atual com o modelo proposto e em que medida este se encontra harmonizado com o modelo espanhol.

Figura 2-3 - Proposta de alteração das variáveis de faturação



PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

1. Alterar a atual variável de capacidade utilizada para capacidade contratada definida *ex-ante*, nos pontos de entrada na RNTGN e nas saídas internacionais e para o terminal de GNL.
2. Estabelecer que os valores dos multiplicadores a aplicar ao preços dos produtos de curto prazo sejam definidos anualmente, no momento de fixação anual das tarifas, ficando esse princípio consagrado no RT.
3. Eliminar a atual diferenciação dos preços de energia por período tarifário de vazio e fora de vazio na tarifa de uso da rede de transporte.

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 10.º, 14.º, 15.º, 45.º, 49.º, 107.º e 126.º do Regulamento Tarifário.

2.1.2 QUESTÕES ADICIONAIS

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

No sentido de aumentar a flexibilidade tarifária, de forma a viabilizar o acesso à rede de transporte de agentes de mercado que apresentam utilizações da rede concentradas no tempo, a tarifa de Uso da Rede de Transporte inclui 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 agentes de mercado (comercializadores).

As tarifas de curta duração aplicáveis a agentes de mercado utilizadores das infraestruturas como as interligações e o terminal de GNL, só têm preços de energia, não apresentando preços de capacidade. Assim, estas opções são totalmente substituíveis pelos novos produtos de capacidade diários.

A tabela seguinte apresenta as variáveis de faturação da tarifa de curta duração no modelo atual.

Quadro 2-3 - Variáveis de faturação da tarifa de curta duração no modelo atual

	Infraestrutura	Variáveis de faturação (tarifa de curta duração)
Entrada na RNT	Interligação	Energia fora de vazio
	Terminal GNL	Energia fora de vazio
	Armazenamento Subterrâneo	Energia fora de vazio
Saída da RNT	Interligação	0 (contrafluxo)
	Terminal GNL	0 (contrafluxo)
	Armazenamento Subterrâneo	n.a.
	Clientes em AP	n.a.
	Redes de distribuição	n.a.
	Instalações abastecidas por UAG	n.a.

No modelo atual são oferecidos produtos de capacidade interruptível na interligação (no âmbito do mecanismo conjunto de atribuição de capacidade nas interligações), com preços de capacidade

inferiores aos preços dos produtos equivalentes da capacidade firme. O preço da capacidade interruptível é de 80% do preço da capacidade firme.

No terminal de GNL e nas interligações internacionais (incluindo o ponto virtual de interligação) enquanto pontos de saída, aplicam-se preços nulos de capacidade e energia. Esta opção é justificada por se tratar de nomeações dominantemente em contrafluxo que contribuem para libertar capacidade no sentido do fluxo dominante.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

A definição dos produtos de capacidade de curto prazo exige que sejam compatibilizadas as opções tarifárias existentes, nomeadamente as tarifas de curta duração. De facto, deixa de haver necessidade da atual tarifa de curta duração, pois os agentes que pretendem utilizações pontuais podem, no novo modelo, reservar capacidade para os períodos pretendidos através dos produtos de capacidade diários. Assim, propõe-se a eliminação da opção tarifária de curta duração da tarifa de uso da rede de transporte.

Em linha com o estabelecido nas Framework Guidelines sobre Estrutura Tarifária do Transporte, propõe-se esclarecer no Regulamento Tarifário, em linha com a prática atual da ERSE, que o desconto derivado da interruptibilidade na interligação deve ser função da probabilidade de interrupção e que o preço dos produtos de capacidade em contrafluxo deve ter em conta os reduzidos custos marginais, nomeadamente associados aos custos dos sistemas informáticos e aos custos administrativos necessários.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

4. Estabelecer no RT que a relação entre o preço dos produtos de capacidade interruptível e o preço dos produtos de capacidade firme deve ser função da probabilidade de interrupção.
5. Estabelecer no RT que o preço dos produtos de capacidade em contrafluxo deve ter um conta os custos administrativos e de sistemas informáticos.
6. Eliminar a opção tarifária de curta duração.

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 14.º, 45.º, 46.º e 46-A.º e 107.º do Regulamento Tarifário.

2.2 TARIFA DE USO DO TERMINAL DE GNL

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Durante o 1.º semestre de 2012 entrou em exploração o terceiro reservatório de GNL no terminal de Sines, elevando a capacidade de armazenamento de GNL para 390 000 m^3 GNL (2,8 TWh). Também a capacidade técnica de regaseificação foi aumentada passando para 900 m^3(n)/h (280 GWh/dia).

Com esta expansão de capacidade no terminal, a sua disponibilidade operacional foi melhorada e adicionalmente passou a ser possível fazer um uso comercial da sua capacidade, não tendo que ser unicamente associada à descarga dos navios metaneiros. Constituem exemplos de utilização flexível do armazenamento comercial o caso de um agente de mercado que pretenda regaseificar o GNL num período de tempo superior ao pré-determinado (*slot*) ou o armazenamento de GNL para posteriores utilizações ou para abastecimento de UAG.

Assim, para além do serviço de receção e emissão de gás natural para a rede, o terminal assume uma função de flexibilidade na operação do sistema e de gestão de balanços dos agentes de mercado.

Refira-se que terá prioridade de regaseificação a energia proveniente dos navios metaneiros, dentro do *slot* atribuído ao agente de mercado.

A tarifa de acesso ao terminal de GNL tem atualmente as seguintes variáveis.

Quadro 2-4 - Variáveis da tarifa de uso do terminal de GNL em vigor

Função/serviço	Variável	Preço
Receção	Energia	€/kWh
Armazenamento de GNL	Energia armazenada	(€/kWh)/dia
Emissão		
Regaseificação	Capacidade utilizada (máximo diário de 12 meses)	€/(kWh/dia)/mês
	Energia regaseificada	€/kWh
Carregamento de camiões cisterna	Termo fixo de carregamento	€/carregamento

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

As alterações propostas no acesso à rede de transporte justificam a revisão da estrutura tarifária do terminal de GNL no que respeita ao modelo de acesso à capacidade e às respetivas tarifas de acesso à

infraestrutura. A capacidade atribuída quer na regaseificação quer no armazenamento de GNL passa a ser vinculativa, isto é, o pagamento dos termos de capacidade da tarifa passa a ser condicionado pela capacidade contratada ou reservada. Com esta modificação, o modelo de acesso às infraestruturas em alta pressão em Portugal aproxima-se do modelo mais comum na Europa e também do modelo espanhol, favorecendo a participação destas infraestruturas no mercado ibérico, em particular o terminal de Sines.

A proposta de alteração da tarifa de uso do terminal de GNL contempla a atribuição de produtos anuais, mensais e diários de capacidade de armazenamento de GNL e de regaseificação. Na regaseificação, os preços dos produtos anuais correspondem aos atuais preços de capacidade utilizada, também ela definida numa base anual. No armazenamento, a variável de energia armazenada existente atualmente corresponde ao novo produto de capacidade diária. A metodologia de cálculo da tarifa para o produto anual deverá manter-se como atualmente, alterando-se a variável de capacidade utilizada para capacidade contratada.

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano serão relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos, cujo valor será proposto no momento da fixação anual de tarifas, aplicando-se os princípios genéricos já apresentados para a rede de transporte. No caso do terminal de GNL, é relevante referir que o uso do armazenamento operacional durante a duração do *slot* de regaseificação (cerca de 7 dias) se ajusta melhor ao produto diário de capacidade de armazenamento do GNL. Propõe-se ainda que os multiplicadores possam apresentar diferenciação sazonal.

A solução proposta inclui as seguintes variáveis e produtos de capacidade.

Quadro 2-5 - Proposta de variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso do terminal de GNL

Função/serviço	Produtos de capacidade	Variável	Preço
Receção	n.a.	Energia	€/kWh
Armazenamento de GNL	A, M, D	Capacidade de armazenamento	€/(kWh/dia)/dia, mês ou ano
Emissão			
Regaseificação	A, M, D	Capacidade contratada	€/(kWh/dia)/dia, mês ou ano
	n.a.	Energia regaseificada	€/kWh
Carregamento de camiões cisterna	n.a.	Termo fixo de carregamento	€/carregamento

Legenda: n.a. – não aplicável; A – anual; M – mensal; D – diário.

Com o novo modelo tarifário, a tarifa de curta duração existente é substituída pelo produto diário de capacidade regaseificada. Assim, propõe-se a eliminação desta opção tarifária utilizada para fornecer flexibilidade à utilização do terminal de GNL.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

7. Substituir a variável de faturação energia armazenada pela variável capacidade de armazenamento de GNL.
8. Substituir na regaseificação a variável de faturação capacidade utilizada pela variável capacidade de regaseificação contratada.
9. Criar preços diferenciados para cada produto de capacidade de armazenamento de GNL e de capacidade de regaseificação.
10. Eliminar a opção tarifária de curta duração.

Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 32.º, 33-A.º, 34.º, 35.º, 105.º e 120.º do Regulamento Tarifário.

2.3 TARIFA DE USO DO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Durante os próximos 2 anos entrarão em exploração duas novas cavernas de armazenamento subterrâneo, elevando significativamente a capacidade de armazenamento disponível. A expansão de capacidade de armazenamento permite a sua utilização para fins comerciais e sobretudo como instrumento principal de gestão de balanços dos agentes de mercado. A gestão de balanços e a constituição de reservas estratégicas são as principais vocações do armazenamento subterrâneo em Portugal.

A utilização para fins comerciais e de gestão de balanços valoriza o espaço disponível no armazenamento e não apenas a sua utilização efetiva. A atribuição da capacidade disponível em 2012-13 resultou na atuação do mecanismo de gestão de congestionamentos e na atribuição vinculativa da capacidade de armazenamento aos agentes de mercado. Esta situação é expectável desde o momento que a capacidade seja um recurso escasso no horizonte temporal de atribuição de capacidade.

A tarifa de acesso ao armazenamento tem atualmente as seguintes variáveis.

Quadro 2-6 - Variáveis da tarifa de uso do armazenamento subterrâneo em vigor

Função/serviço	Variável	Preço
Armazenamento	Energia armazenada	(€/kWh)/dia
Injeção	Energia injetada	€/kWh
Extração	Energia extraída	€/kWh

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Em coerência com as alterações propostas na rede de transporte e no terminal de GNL, foi revisto o modelo de acesso à capacidade e as respetivas tarifas de acesso ao armazenamento subterrâneo. A capacidade atribuída no armazenamento passa a ser vinculativa, condicionando o pagamento da tarifa em função das quantidades reservadas. Esta modificação promove a harmonização tarifária e das regras de acesso às infraestruturas no mercado ibérico.

A proposta de alteração da tarifa de uso do armazenamento subterrâneo contempla a atribuição *ex-ante* de produtos anuais e mensais de capacidade de armazenamento. A injeção e extração permanecem inalteradas no modelo tarifário do armazenamento subterrâneo. A variável de energia armazenada existente atualmente corresponde ao novo produto de capacidade de armazenamento diária. A metodologia de cálculo da tarifa para o produto anual deverá manter-se como atualmente.

Os preços dos produtos de capacidade de prazo inferior a um ano serão relacionados com os produtos anuais através de coeficientes multiplicativos, cujo valor será proposto no momento da fixação anual de tarifas, aplicando-se os princípios genéricos já apresentados para a rede de transporte. Propõe-se ainda que os multiplicadores possam apresentar diferenciação sazonal.

A solução proposta inclui as seguintes variáveis e produtos de capacidade.

Quadro 2-7 – Proposta de variáveis e produtos de capacidade para a tarifa de uso do armazenamento subterrâneo

Função/serviço	Produtos de capacidade	Variável	Preço
Armazenamento	A, M	Capacidade de armazenamento	€/(kWh/dia)/mês ou ano
Injeção	D	Energia injetada (sem preço de capacidade)	€/kWh
Extração	D	Energia extraída (sem preço de capacidade)	€/kWh

Legenda: A – anual; M – mensal; D - diário.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

11. Substituir a variável de faturação energia armazenada pela variável capacidade de armazenamento subterrâneo.

12. Criar preços diferenciados para cada produto de capacidade de armazenamento.

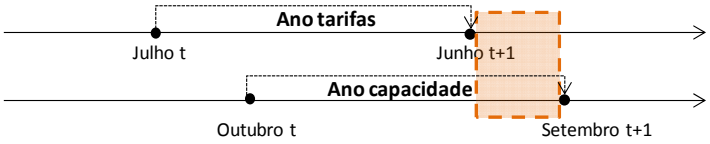
Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 37.º, 37-A.º, 106.º e 122.º do Regulamento Tarifário.

2.4 REGIME TRANSITÓRIO E DESFASAMENTO TEMPORAL ENTRE O ANO TARIFÁRIO E O ANO DE ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE

Conforme referido no RARII, propõe-se a alteração do ano de atribuição de capacidade para o período entre 1 de outubro do ano civil t e 30 de setembro do ano civil t+1 em linha com o período adotado no Código de Rede Europeu dos Mecanismos de Atribuição de Capacidade e com o período acordado no processo de harmonização de atribuição de capacidade na interligação Portugal-Espanha.

Este período é desfasado do ano em que vigoram as tarifas, estas são definidas em julho do ano civil t até junho do ano civil t+1. A figura seguinte apresenta os prazos esquematicamente.

Figura 2-4 – Desfasamento temporal: ano tarifa *vs* ano capacidade



A falta de sincronia tem como consequência que existe um período entre junho de t+1 e setembro de t+1 no qual os agentes farão reservas de capacidade sem conhecerem a tarifa base anual. Este facto é uma prática habitual em vários países, em virtude da atribuição de capacidade em produtos de longo prazo (com prazos superiores a 1 ano), em que os agentes desconhecem a tarifa aplicável durante a maior parte da duração do produto.

O desfasamento referido entre as tarifas e a atribuição de capacidade coloca um problema relativo à transição entre o modelo atual e o modelo a vigorar após estas alterações. As novas tarifas aplicáveis a produtos de capacidade não se adaptam ao modelo atual de atribuição de capacidade que ainda vigorará até setembro de 2013. Assim, propõe-se a definição no RT de um regime transitório que resulte na fixação de tarifas transitórias de uso das infraestruturas de alta pressão com a estrutura atualmente em vigor, durante o período do desfasamento (julho a setembro de 2013).

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

13. Definir um regime transitório para as tarifas de uso das infraestruturas de alta pressão a vigorar entre julho e setembro de 2013, compatível com o modelo de atribuição de capacidade.

Em termos regulamentares, a proposta altera o Capítulo VIII, Secção II do Regulamento Tarifário.

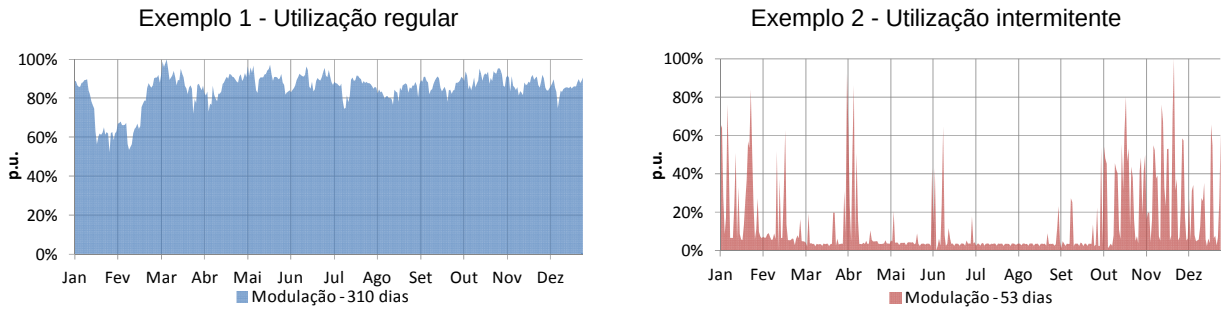
2.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS A CLIENTES FINAIS COM UTILIZAÇÕES INTERMITENTES OU SAZONAIS

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

As opções tarifárias de acesso aplicáveis atualmente aos clientes finais quer no acesso à rede de transporte em alta pressão (AP), quer no acesso à rede de distribuição em média (MP) e baixa pressão (BP), definidas no Regulamento Tarifário são: a tarifa anual e a tarifa de curtas utilizações. A tarifa anual tem termos de capacidade utilizada dominantes, que refletem os custos com as redes associados ao consumo diário máximo da instalação de consumo. Os clientes com uma utilização continuada e uniforme (com máximos pouco superiores ao valor médio do consumo) pagam um preço médio de acesso às redes baixo, quando comparado com o preço médio pago por clientes com utilizações intermitentes ou sazonais. Para estes últimos, a opção tarifária mais vantajosa é a tarifa de curtas utilizações que apresenta preços de capacidade utilizada mais reduzidos e preços de energia mais elevados.

Na Figura 2-5 estão ilustrados 2 exemplos de consumidores com perfis de consumo distintos.

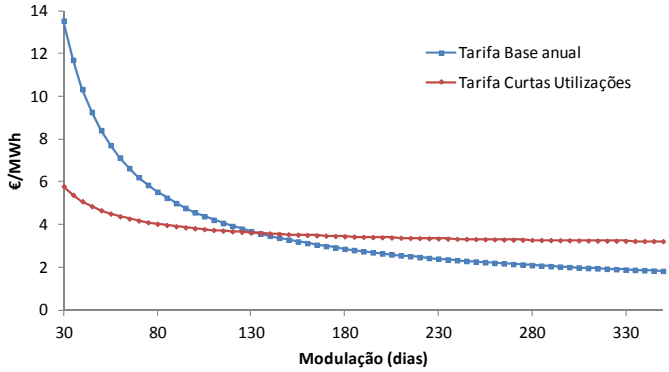
Figura 2-5 – Exemplos de consumidores com diferentes perfis de consumo



A opção tarifária de acesso de curtas utilizações foi introduzida no ano gás 2009-10, atendendo à existência de consumidores com baixas modulações anuais. Esta opção tarifária contribui para aumentar a flexibilidade tarifária viabilizando o acesso às infraestruturas de gás natural por consumidores com utilizações pontuais ou concentradas no tempo. Na Figura 2-6 mostra-se a relação do preço médio entre a tarifa de acesso anual e a tarifa de acesso de curtas utilizações. Verifica-se que até uma determinada

utilização (modulação) da rede, a tarifa de curtas utilizações é mais vantajosa quando comparada com a tarifa anual.

Figura 2-6 – Preço médio da tarifa de acesso às redes anual e de curtas utilizações em alta pressão



Fonte: Estrutura tarifária no ano gás 2012-2013, ERSE

As opções tarifárias de acesso às redes existentes colocam ainda alguns problemas a determinados tipos de consumidores, a saber:

- As centrais de ciclo combinado a gás natural têm muita imprevisibilidade no consumo de gás pois a produção de energia elétrica depende de fatores exógenos às centrais como a eolicidade e hidraulicidade, o consumo elétrico e a evolução comparativa dos preços dos combustíveis fósseis. Estas condições levam a um regime de funcionamento irregular, de apoio ao sistema elétrico (prestação de serviços de sistema). Para estes clientes, as opções atuais não excluem um certo risco associado ao custo fixo das redes e a tarifa de curtas utilizações não é adequada dado que se destina a usos mais pontuais. O risco referido interfere na participação destas centrais no mercado elétrico.
- Os consumidores sazonais (caso de indústrias que laboram poucos meses por ano) estão sujeitos ao pagamento dos termos de capacidade, ainda que mais reduzidos na opção de curtas utilizações, mesmo durante o período em que o seu consumo é nulo ou quase nulo. Esta situação gera inconvenientes de gestão de tesouraria para estes clientes.

A criação da tarifa de curtas utilizações minora o problema dos consumidores que têm modulações mais baixas, em termos do peso do termo de capacidade na fatura anual. No entanto, uma vez que o termo de capacidade é faturado mensalmente, com base no valor máximo de capacidade verificado nos últimos 12 meses, continua a existir uma condicionante para os consumidores com utilizações mais pontuais ou intermitentes.

O modelo tarifário atual tem sido contornado por certas práticas que importa desincentivar. No caso dos ciclos combinados, tem-se verificado a separação de contagem por grupos geradores e a associação de

grupos individuais a opções tarifárias distintas: tarifa anual (utilização de base, mais constante) e tarifa de curtas utilizações (utilização suplementar, em dias pontuais). Estas reações trazem custos adicionais para o sistema (mais contadores) e para os clientes (grupos geradores explorados em condições sub-ótimas e sujeitos ao enquadramento tarifário particular). No entanto, não se traduzem em benefícios para a rede de transporte, apesar de significarem reduções das receitas da tarifa de acesso às redes. No caso dos clientes sazonais, verifica-se a intenção de desligar as instalações durante os meses sem consumo, obrigando à intervenção do operador de rede (na desligação e, posteriormente, na religação), de modo a evitar o pagamento dos termos de capacidade da tarifa de acesso.

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

Por último, importa acrescentar que o Conselho Tarifário tem vindo a alertar, designadamente no seu parecer relativo às tarifas de gás natural para o ano gás 2012-2013, para a necessidade de adoção de soluções de contratação de períodos de acesso inferiores a 1 ano, com a justificação de aproximar as opções tarifárias de acesso aos perfis de consumo dos consumidores, nomeadamente, consumidores com atividades económicas que se caracterizam por consumos irregulares no tempo.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Com o objetivo de introduzir flexibilidade tarifária no acesso às redes a ERSE propõe a introdução de uma nova opção tarifária de acesso designada por opção tarifária flexível, adicional às existentes, a ser disponibilizada para os clientes finais em alta pressão, média pressão e baixa pressão com leitura diária, com a estrutura definida na expressão seguinte.

$$\text{Facesso}_{\text{m}}=\text{TCanual}\times\text{Cbase}_{\text{anual}}+\text{TCmensal}_{\text{m}}\times\text{máx}\left(\text{Cmáx}_{\text{m}}-\text{Cbase}_{\text{anual}}\,;0\right)+\text{TF}+\text{TW}\times\text{W}$$

$$\text{TCmensal}_{\text{m}}=\text{k}_{\text{m}}\times\text{TCanual}$$

Em que:

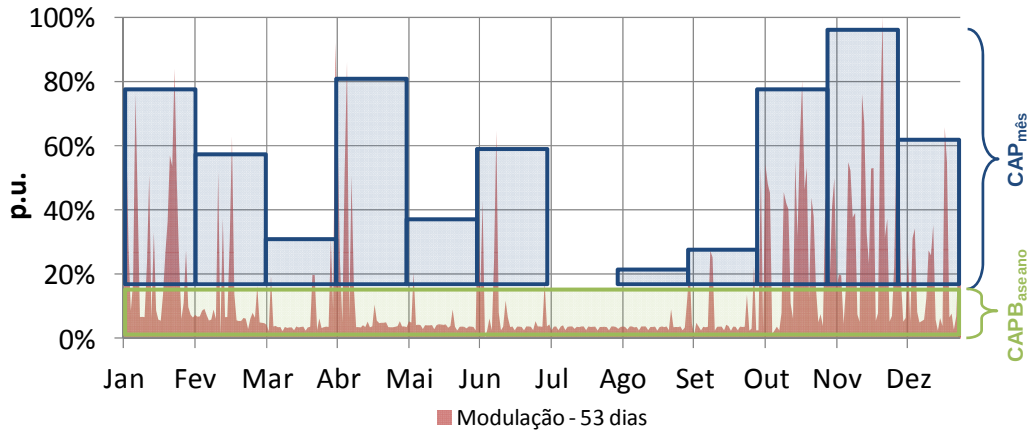
$Facesso_{\text{m}}$	Faturação mensal da tarifa de acesso às redes
TCanual	Preço de capacidade base anual (igual à tarifa anual), em €/(kWh/dia)/mês

$TCmensal_m$	Preço de capacidade mensal no mês *m*, em €/(kWh/dia)/mês
k_m	Coeficiente multiplicativo mensal
TF	Preço do termo fixo mensal, em €/mês
TW	Preço de energia (igual à tarifa anual), em €/kWh
$Cbase_{anual}$	Capacidade base anual, em kWh/dia
$Cmáx_m$	Capacidade máxima mensal no mês *m*, correspondente ao máximo consumo diário medido no mês da fatura, em kWh/dia
W	Energia medida em kWh

O valor de capacidade base anual é um valor definido anualmente pelo consumidor (que pode ser definido como zero). Nos meses em que a capacidade mensal seja inferior ao valor anual contratado, o cliente paga o valor da capacidade contratada anual. Nos meses em que a capacidade mensal seja superior ao valor anual contratado, o excedente de capacidade nesse mês é faturado por um preço mensal agravado. A definição desse preço mensal agravado depende do valor fixado para o coeficiente multiplicativo (k), a definir no processo anual de tarifas. A título indicativo, as atuais opções tarifárias de curta utilização apresentam uma penalização dos consumos pontuais de cerca de 2, 3 e 4 para AP, MP e BP>, respetivamente, face à opção de longas utilizações. Esta penalização é o compromisso de um preço de capacidade anual reduzido nas opções de curtas utilizações, permitindo pagamentos reduzidos nos meses sem consumo.

Na nova opção tarifária de acesso flexível, os termos de energia são iguais aos definidos para a tarifa anual e é no termo fixo e no termo de capacidade onde residem as diferenças das opções tarifárias. O termo fixo será calculado no início de cada ano gás e o termo de capacidade incorpora um termo de capacidade base anual, a definir no início de cada ano, e um termo de capacidade mensal que resulta da diferença entre a capacidade máxima verificada no mês de fatura e a capacidade base anual contratada. O preço de capacidade mensal é obtido a partir do preço de capacidade da opção tarifária anual, sendo aplicado um fator multiplicativo mensal, a definir no processo de fixação das tarifas de acesso às redes. Utilizando o perfil de consumo ilustrado no exemplo 2 da Figura 2-5, os termos de capacidade a faturar na nova opção tarifária flexível poderiam ser ilustrados da seguinte forma (Figura 2-7).

Figura 2-7 – Exemplo de aplicação da nova opção tarifária flexível de acesso às redes



A definição da nova opção tarifária de acesso às redes determina que essa opção seja também prevista nas tarifas por atividade de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição. Esta nova opção tarifária não terá expressão nos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, aos quais se aplicam as tarifas transitórias existentes.

A ERSE considera que esta solução reúne as seguintes vantagens:

- Promove a flexibilidade do sistema tarifário viabilizando a utilização do sistema de gás natural por clientes de utilizações intermitentes e sazonais.
- Reduz o risco associado ao custo fixo de capacidade para uma utilização intermitente de capacidade.
- Concilia numa única tarifa a faturação de um funcionamento anual regular – possibilidade de contratação de uma capacidade base anual - com a existência de picos pontuais – contratação mensal de capacidade.
- Sincroniza os custos de acesso com a utilização das redes, caso o cliente opte por definir o termo de capacidade base igual a zero.
- Evita soluções indesejadas como a separação de contadores com diferentes opções tarifárias ou desligação temporária das instalações de consumo.
- Incorpora soluções próximas das práticas europeias (existência de capacidade base anual e capacidade mensal), promovendo a harmonização tarifária no espaço ibérico.

A ERSE reconhece ainda que a solução proposta coloca desafios aos consumidores e operadores de rede e apresenta alguns riscos que importa avaliar:

- A nova opção tarifária flexível responsabiliza os consumidores na definição da capacidade base anual, contratada.

- A criação desta nova opção tarifária obriga à adaptação dos sistemas comerciais dos operadores de rede e dos comercializadores.
- A definição dos coeficientes multiplicativos mensais tem de considerar a eficiência na alocação de custos de capacidade nas redes entre uma tarifa aplicável a clientes "regulares" e uma tarifa de curto prazo, sob pena de incentivar para a generalidade dos fornecimentos a contratação em base mensal e a subfacturação do acesso às redes que estaria associada.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

14. Criar uma nova opção tarifária de acesso às redes e nas tarifas por atividade de uso das redes, que contempla uma capacidade base anual, definida *ex-ante* pelo cliente, e um preço associado à capacidade mensal determinada *ex-post*.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 14.º, 15.º, 17.º, 20.º , 22.º , 24.º , 45.º, 45-A.º, 49.º, 51.º, 52-A.º, 53.º, 54.º, 54-A.º, 55.º, 107.º, 111.º, 126.º e 129.º do Regulamento Tarifário.

2.6 EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA DE GÁS NATURAL A CLIENTES FINAIS E DEVERES DE FORNECIMENTO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

O Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, estabelece o regime de extinção gradual das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais estabelecendo um regime transitório de 1 de julho de 2012 a 31 de dezembro de 2014 para os clientes com um consumo anual de gás superior a 500 m^3 e inferior ou igual a 10 000 m^3, e um período transitório de 1 de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com um consumo anual de gás natural inferior ou igual a 500 m^3. Durante o período de aplicação das tarifas transitórias os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador no mercado livre.

Segundo o Decreto-Lei referido, as tarifas transitórias são calculadas pela soma das tarifas de Acesso às Redes, das tarifas transitórias de Energia (que incluem um incentivo à contratação de gás natural no mercado liberalizado) e das tarifas transitórias de Comercialização. Estes preços poderão ser revistos trimestralmente.

No enquadramento deste processo de extinção, a ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação, por forma a assegurar a consolidação e normalidade do processo de liberalização.

Para além do fornecimento de gás natural aos clientes finais durante os referidos períodos transitórios, os comercializadores de último recurso retalhistas são ainda responsáveis, de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, pelo fornecimento de gás natural a clientes finais economicamente vulneráveis, sendo-lhes aplicadas as tarifas sociais de fornecimento de gás natural previstas no Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, publicadas pela ERSE de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Adicionalmente, e de acordo com o mesmo diploma, os comercializadores de último recurso retalhistas são ainda responsáveis por fornecer gás natural aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, bem como por assegurar o fornecimento de gás natural em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás natural em regime de mercado. De acordo com o Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, os comercializadores de último recurso retalhistas aplicam as tarifas reguladas ou as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa social de fornecimento de gás natural, nos termos do Decreto –Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

O RT deve ser alterado de modo a traduzir o novo âmbito limitado de atuação dos comercializadores de último recurso retalhistas, considerando a tarifa regulada de venda a clientes finais no contexto do regime transitório definido na legislação. Deve ainda prever o fornecimento a clientes no mercado cujo comercializador tenha cessado atividade ou clientes em zonas sem ofertas de fornecimento no mercado.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

15. Alteração da estrutura tarifária da tarifa regulada dos comercializadores de último recurso retalhistas no contexto do seu novo âmbito de atuação.
16. Introdução da modalidade de fornecimento dos comercializadores de último recurso retalhistas a clientes no mercado cujo comercializador tenha cessado atividade ou clientes em zonas sem ofertas de fornecimento no mercado

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos as secções I, II, IV, V e XI do capítulo III, as secções I, VII e VIII do capitulo V e o artigo 164-A.º do Regulamento Tarifário.

3 PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

3.1 CONSOLIDAÇÃO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

O atual período regulatório caracterizou-se pela introdução da regulação por incentivos nas atividades reguladas do setor do gás natural. Constatou-se que, num sector que apresentava os primeiros sinais de maturidade tendo em conta a evolução do consumo de gás natural, se encontravam reunidas as condições para que fossem introduzidos incentivos à diminuição dos custos.

Por um lado, a maturidade do sector permitia que as empresas assumissem parte dos riscos associados a este tipo de regulação, diminuindo os efeitos da assimetria de informação entre empresa regulada e o regulador e, por outro lado, a experiência adquirida permitiu à ERSE aplicar metodologias e definir parâmetros com maior segurança. Porém, nesta primeira fase, a regulação por incentivos apenas incidiu na definição de metas de eficiência para os custos operacionais (OPEX[4]).

A crescente maturidade do sector do gás natural e o aprofundamento dos conhecimentos adquiridos ao longo do atual período regulatório permitem aprofundar e alargar a regulação por incentivos, adaptando-a aos desafios do próximo período regulatório.

3.1.1 OPEX

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

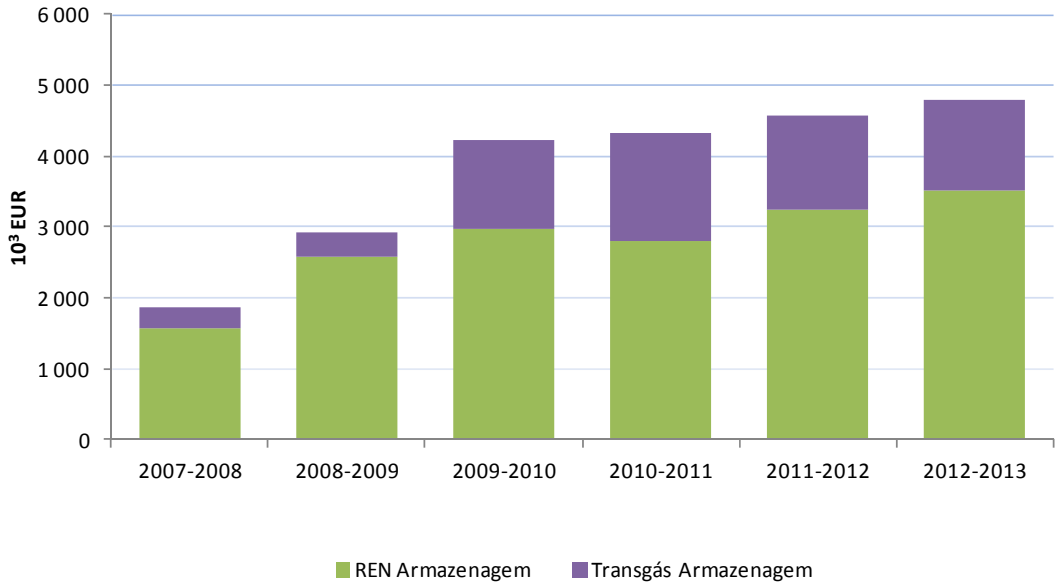
A implementação da regulação por incentivos, que incindiu sobre o OPEX, foi aplicada ao longo de quase toda a cadeia de valor do sector do gás natural, isto é, na receção, armazenamento e regaseificação de GNL, transporte, distribuição e na comercialização de gás natural. Apenas não foi aplicada na atividade de armazenamento subterrâneo e gestão técnica e global do SNGN.

Com o fim das tarifas de venda a clientes finais e com a importância acrescida que terão as tarifas de acesso na promoção da concorrência, importa assim refletir acerca das melhorias a introduzir na metodologia regulatória por incentivos, não apenas na distribuição, como também no transporte e receção, armazenamento e regaseificação de GNL. Designadamente, importa avaliar os resultados da aplicação da regulação por incentivos no OPEX face aos objetivos pré-estabelecidos, redefinindo as metas impostas, bem como os drivers de custos.

[4] *Operational expenditures*

Na Figura 3-1 é apresentada a evolução do OPEX[5] na atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural. A sua análise permite indicar que os custos apresentam uma tendência crescente, ao longo dos dois períodos regulatórios.

Figura 3-1 – OPEX[6] na atividade de armazenamento subterrâneo



Nota: O valor de 2011 é uma estimativa apresentada pelas empresas para Tarifas de 2012-2013. Os valores de 2012 e de 2013 referem-se a previsões consideradas nas Tarifas de 2012-2013.

Ao nível das instalações de alta pressão, a experiência regulatória adquirida permitirá entender melhor qual é a amplitude de ganhos de eficiência existente e permitirá igualmente, a introdução de metas de eficiência ao nível da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

17. Introdução de metas de eficiência ao nível do armazenamento subterrâneo.
18. Reavaliar os drivers de custos e redefinir o peso dos custos fixos e variáveis nos custos de exploração das atividades de transporte; receção, armazenamento e regaseificação; distribuição e comercialização de gás natural, tendo em conta a experiência regulatória adquirida.

[5] Valores reais doas anos gás 2007-2008 a 2010-2011, estimativa 2011-2012 e previsão 2012-2013.
[6] OPEX líquido de outros proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

19. Alteração de m^3 para kWh na aplicação da unidade de medição da componente variável (quantidades de gás natural) do operador da rede de distribuição.

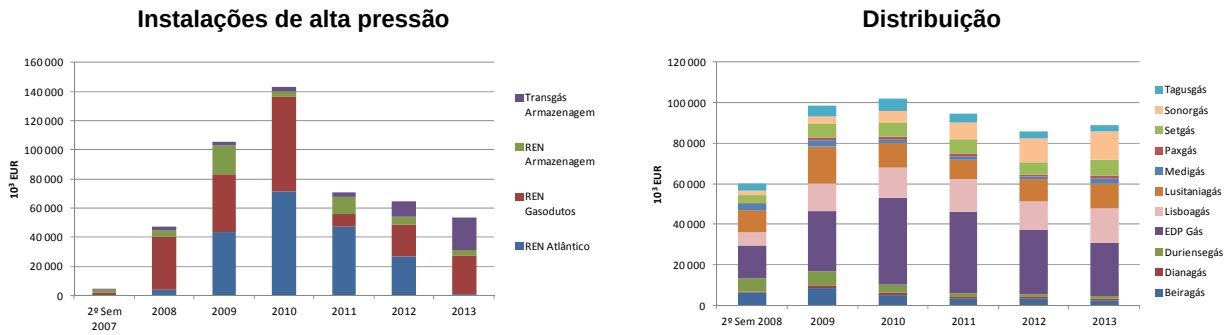
Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 59.º, 60.º, 64.º, 68.º, 84.º, 120.º, 122.º, 126.º e 141.º do Regulamento Tarifário.

3.1.2 CAPEX

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Até 2010 verificou-se o crescimento do investimento em instalações de alta pressão e ao nível das redes de distribuição. A partir de 2011 estima-se que o valor do investimento se reduza, sendo esta redução mais evidente ao nível das instalações de alta pressão, conforme se apresenta na Figura 3-2.

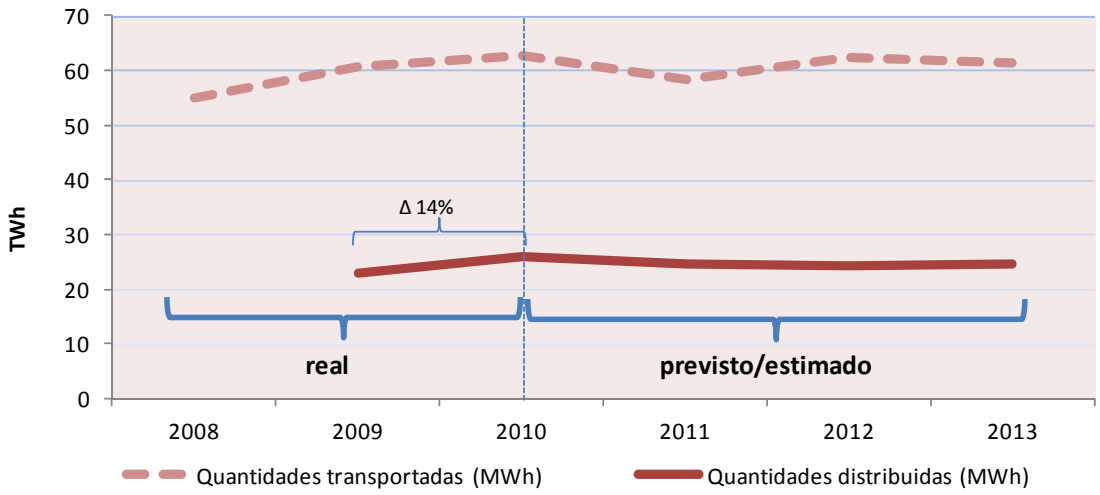
Figura 3-2 - Investimento ao longo da regulação do sector



Nota: O valor de 2011 é uma estimativa apresentada pelas empresas para Tarifas de 2012-2013. Os valores de 2012 e de 2013 referem-se a previsões consideradas nas Tarifas de 2012-2013.

A evolução dos investimentos não foi acompanhada, ao longo de todo o período em análise por um aumento das quantidades, sobretudo ao nível das quantidades distribuídas pelos Operadores da Rede de Distribuição (ORD), para as quais prevê-se uma diminuição em 2011 e, um estagnamento até 2013, conforme se apresenta na Figura 3-3.

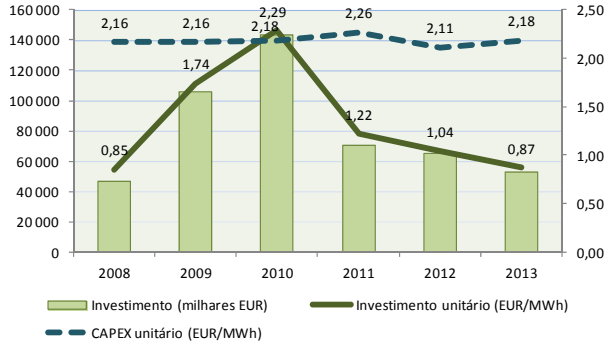
Figura 3-3 - Quantidades transportadas e distribuídas de gás natural



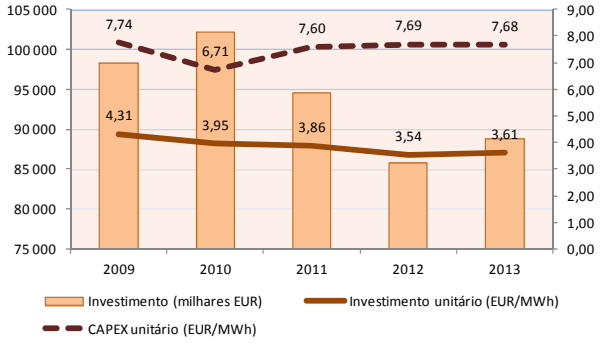
Ao nível das instalações de alta pressão, o CAPEX unitário situou-se no período de 2008 a 2010 (valores ocorridos), entre os 2,16 €/MWh e os 2,18 €/MWh. Ao nível da distribuição, tem ocorrido uma maior instabilidade, com os custos com CAPEX a descerem de 7,74 €/MWh de 2009 para os 6,71 €/MWh, em 2010, como consequência do crescimento das quantidades distribuídas, que excecionalmente ocorreu em 2010 (+14%). A partir de 2010 estima-se um aumento do CAPEX unitário, face à estagnação do crescimento das quantidades referido anteriormente. Tal é possível observar na Figura 3-4.

Figura 3-4 - Investimento unitário e CAPEX unitário

Instalações de alta pressão



Distribuição



Assim, e pese embora a desaceleração dos investimentos em redes de distribuição de média e de baixa pressão, estes investimentos continuam a contribuir para o aumento do ativo líquido a remunerar (RAB). Na atual conjuntura, em que se assiste a uma estagnação da procura face ao nível de ativos a

remunerar, observa-se um aumento dos custos unitários totais, que se reflete num agravamento das tarifas de acesso às redes.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

O alargamento da regulação por incentivos ao CAPEX pode acarretar vários benefícios, não apenas em termos de controlo de custos para o conjunto dos operadores, como também entre os diferentes operadores, quando, como é o caso na distribuição do gás natural, vários operadores realizam a mesma atividade. Neste último caso, a regulação por incentivos no CAPEX contribuirá para harmonizar práticas ao nível do investimento e reduzir as compensações tarifárias entre os operadores da rede de distribuição.

A introdução da regulação por incentivos no CAPEX pode-se efetuar dos seguintes modos:

- Na definição de custos-padrão para os ativos regulados;
- Na responsabilização das empresas pelo nível de investimentos projetado para cada período regulatório, reduzindo *ex post* as taxas de remuneração caso exista investimento excessivo, à semelhança da situação vigente no setor elétrico.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

20. Definição de custos padrão de investimento para determinados itens de imobilizado.
21. Introdução de um sistema de penalização do sobre-investimento dos operadores de redes, no fim de um período de regulação. Pretende-se evitar os investimentos realizados excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 59.º, 60.º, 63.º, 64.º e 68.º do Regulamento Tarifário.

3.1.3 CUSTO PADRÃO NOS INVESTIMENTOS EM UNIDADES AUTÓNOMAS DE GÁS (UAG)

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Anualmente a ERSE efetua o relatório de Investimentos do Sector do Gás Natural, que apresenta e analisa a informação prestada pelos operadores das várias infraestruturas do setor e estabelecida nas normas complementares do Regulamento Tarifário. Em 2012, no processo de elaboração do referido relatório, através de comparação dos valores apresentados pelos vários operadores das redes de

distribuição, foram detetadas discrepâncias entre valores unitários apresentados pelos diferentes operadores.

No seguimento desta análise, a ERSE solicitou informações complementares aos diferentes operadores das redes de distribuição para complementar a comparação de custos unitários e para verificar se os processos de contratação dos investimentos foram realizados seguindo regras de transparência e critérios de eficiência, bem como regras comunitárias de contratação pública.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

A ERSE propõe alterar o RT de forma a enquadrar as solicitações de informação adicional sobre investimentos, nomeadamente através de auditorias aos investimentos aprovados e efetuados, já considerados ativos em exploração para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das infraestruturas.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

22. Inclusão no RT da realização de auditorias internas ou externas aos ativos que se encontrem em exploração, em que o resultado das mesmas poderá ter efeitos retroativos, na definição da base de ativos regulados a remunerar.

Em termos regulamentares a proposta altera o artigo 129.º do Regulamento Tarifário.

3.2 SIMPLIFICAÇÃO E ESTABILIZAÇÃO DA ATIVIDADE REGULATÓRIA

3.2.1 ESTABILIDADE TARIFÁRIA – CAPEX

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Nas atividades do setor do gás natural em Alta Pressão (AP) os custos com capital representam a quase totalidade dos custos a recuperar. O quadro seguinte evidencia, para os anos gás 2011-2012 e 2012-2013, este resultado.

Quadro 3-1 - Peso do CAPEX nos Proveitos Permitidos das atividades em AP

%	Terminal	Armazenamento	Transporte
2011-2012	73%	80%	78%
2012-2013	75%	74%	78%

Por outro lado, e especialmente nas atividades de Armazenamento Subterrâneo e de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL os montantes de investimento são indivisíveis, pelo que, quando entram em exploração fazem aumentar extraordinariamente a base de ativos a remunerar. Circunstâncias desta natureza conduzem a variações tarifárias ao nível do acesso muito significativas. No Terminal, a entrada do novo tanque associada à redução do período de alisamento para 10 anos, poderá representar um acréscimo do CAPEX de cerca de 20% em quatro anos, caso a taxa de remuneração se mantenha nos níveis atuais.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

De modo a controlar o impacto do aumento do nível do CAPEX por força da entrada em funcionamento de infraestruturas com volume de investimento muito significativo (como é o caso do novo tanque no terminal de GNL) poder-se-á equacionar o alargamento do número de anos de alisamento no terminal de GNL.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

23. Introdução da possibilidade de alargamento do período do mecanismo de alisamento do CAPEX do terminal de GNL. O referido alargamento destina-se a diminuir os impactos tarifários decorrentes da entrada em exploração de avultados investimentos.

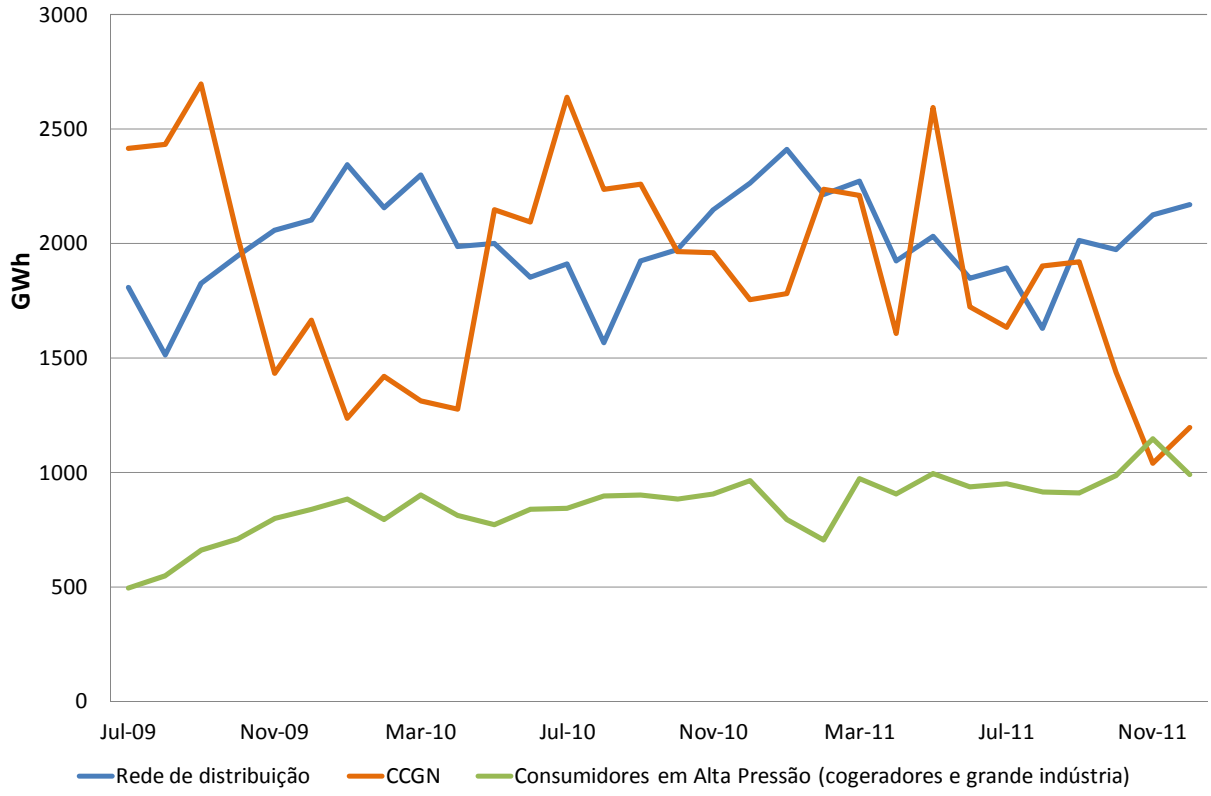
Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 59.º do Regulamento Tarifário.

3.2.2 ESTABILIDADE TARIFÁRIA – MITIGAÇÃO DO EFEITO DOS AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

A figura que segue mostra a evolução do consumo mensal de gás natural, tendo em conta os três grandes agregados de consumo: as centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGN), os grandes industriais e cogeradores e os consumos em média e baixa pressão abastecidos pelas redes de distribuição.

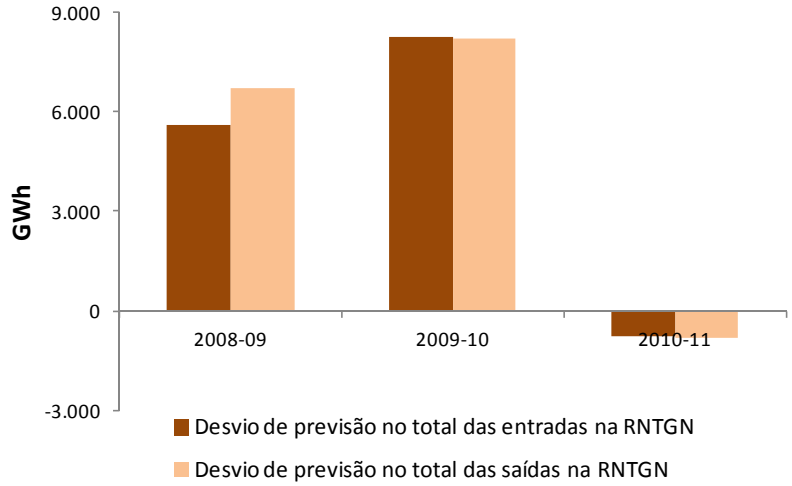
Figura 3-5 – Evolução do consumo de gás natural por agregados de consumidores



No que diz respeito às atividades em alta pressão verifica-se um incremento do consumo sobretudo por via dos cogeradores e da grande indústria. E embora, no consumo das CCGN não se verifique um incremento ao longo do período apresentado, a entrada em exploração de várias centrais de ciclo combinado a gás natural nos últimos anos levou ao aumento da amplitude da curva dos consumos de gás natural por parte das CCGN. Observa-se uma grande variabilidade do consumo destas infraestruturas que representam, em média, cerca de 40% do consumo anual. Este tipo de consumo é bastante complexo de prever pois a procura de gás natural por parte das CCGN está fortemente relacionada com fatores externos de difícil previsão, como a hidraulicidade e a produção em regime especial. O consumo associado às redes de distribuição apresenta também alguma volatilidade mas, relacionada com a sazonalidade implícita no consumo, e portanto, este consumo torna-se relativamente mais antecipável.

A figura seguinte apresenta os desvios de previsão de consumo à entrada e à saída da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RTNGN).

Figura 3-6 – Desvios de previsão de consumo (tarifas – real)[7]



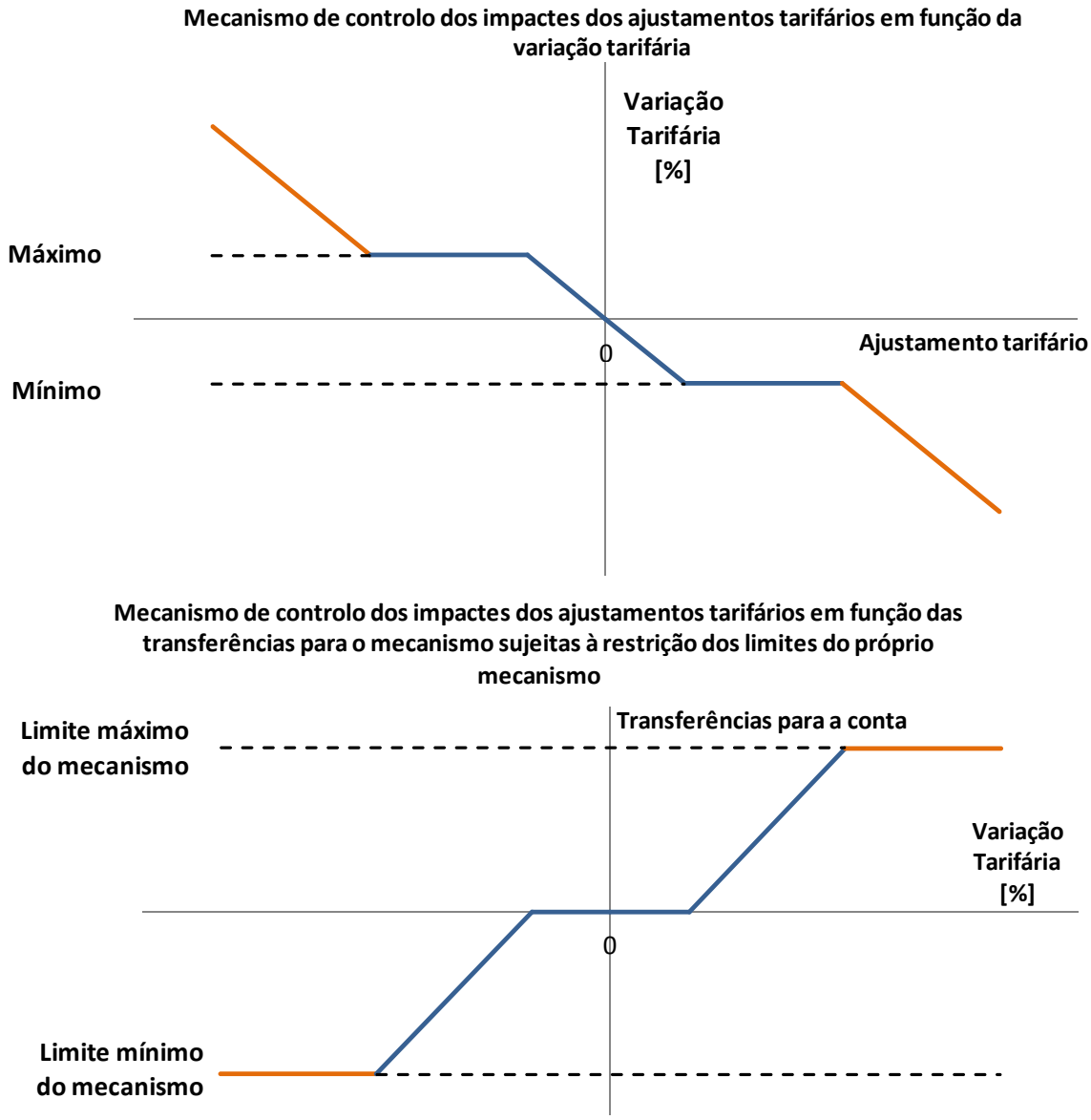
Como se pode constatar, o desvio em 2009-2010 chegou a ultrapassar os 8 mil GWh. Estes desvios produzem efeitos em dois momentos de tempo distintos, por um lado o enviesamento que provoca na tarifa do ano para o qual é feita a previsão desviada e, pelo condicionamento da tarifa dois anos depois, por via do ajustamento. Estes efeitos devem ser contrariados, pelo menos ao nível dos ajustamentos, por forma a minimizar a transmissão para o mercado de sinais económicos destorcidos.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

De forma a melhor controlar o impacto da volatilidade da procura, poder-se-á analisar a introdução de um sistema de *cap and floor* nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades reguladas em alta pressão, de forma a que os desvios não impliquem um aumento da tarifa acima ou abaixo de um determinado nível. Para além deste nível os desvios passam para uma conta de estabilização, a qual terá um limite máximo e mínimo de saldo. Uma vez ultrapassados estes limites da conta, o mecanismo já não se aplicará. A variação tarifária é justificada pelo efeito acumulado de uma série de factores, em que o ajustamento é um deles. Desta forma, o mecanismo funcionará apenas nos momentos em que o ajustamento contribuia como alavancador do sinal da variação tarifária. A figura seguinte apresenta o mecanismo descrito, nesta situação.

[7] Os desvios de previsão de consumo calculados nos dois pontos de medição apresentados (à entrada e à saída da RNTGN) resultam da diferença entre as quantidades de GN previstas nas tarifas e as quantidades realmente consumidas.

Figura 3-7 - Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários



A leitura da figura anterior evidencia que, entre o ponto zero e até um determinado nível do ajustamento tarifário, é permitido que o seu efeito seja refletido na tarifa, não havendo desta forma transferências para a conta de estabilização. A partir de um determinado valor de ajustamento tarifário pretende-se que, o seu efeito deixe de se refletir na tarifa, ou seja, pretende-se neutralizar o efeito dos ajustamentos na variação tarifária de forma a controlar essa mesma variação, utilizando para este fim o mecanismo de transferências para a conta de estabilização ou da referida conta para a tarifa. Este controlo da variação tarifária será limitado (superior e inferiormente) pelo que, para valores de ajustamentos superiores ou inferiores a um certo nível de variação tarifária, os ajustamentos voltam a ter impacto na tarifa. Dado que a conta de estabilização também apresentará limites, as transferências acumuladas não poderão exceder os limites que serão estabelecidos para essa conta.

Os limites máximo e mínimo da variação percentual das tarifas, bem como os limites do saldo da conta de estabilização serão definidos pela ERSE.

A criação deste tipo de mecanismo foi estudada e debatida no âmbito da *Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas* da ACER e que se encontra em consulta pública[8] até 5 de novembro de 2012. Desta forma, a criação de um mecanismo desta natureza segue as melhores práticas europeias.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

24. Introdução de um mecanismo de *cap and floor* nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades reguladas em alta pressão. O referido mecanismo destina-se a diminuir os impactos tarifários decorrentes designadamente dos desvios nas previsões de consumo sobretudo associadas às CCGN.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 59.º, 63.º e 64.º, 97-B.º do Regulamento Tarifário.

3.2.3 ANO CIVIL VERSUS ANO GÁS

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

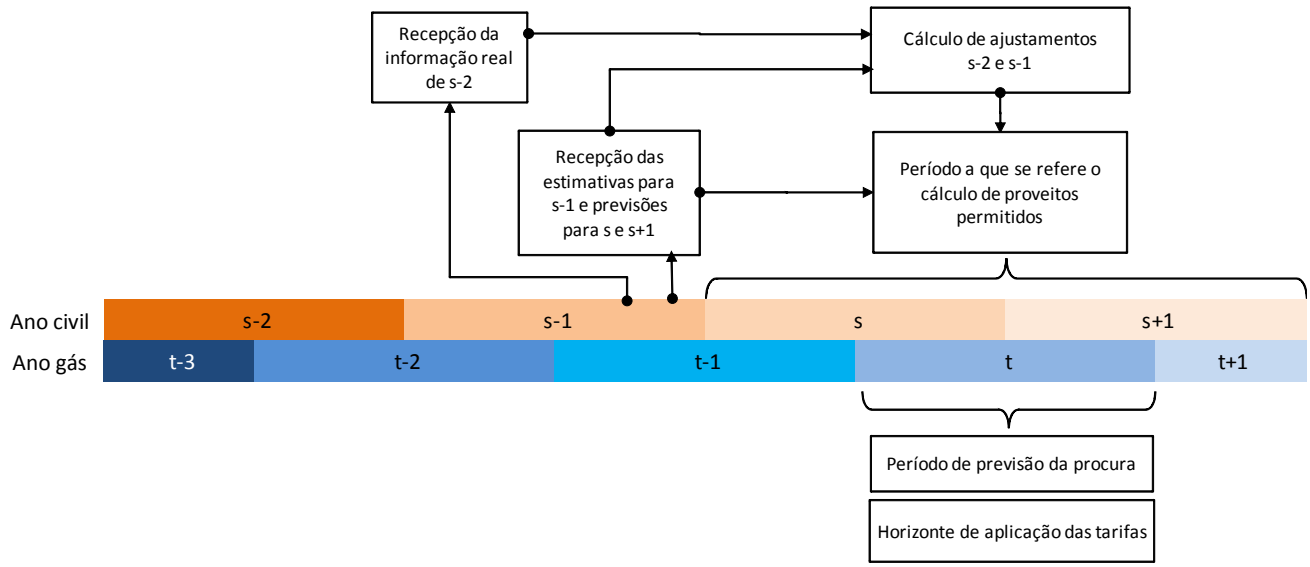
As tarifas reguladas do setor do gás natural são calculadas para o horizonte temporal de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, tendo sido atribuída a designação de "ano gás" a este período. Para efeitos da determinação destas tarifas reguladas são usados os proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis intersetados pelo ano gás em causa. No que respeita aos ajustamentos incorporados nos proveitos permitidos, a sua determinação também tem por base a informação financeira e técnica ocorrida em anos civis[9]. No caso dos ajustamentos realizados com a informação real e auditada, os mesmos respeitam ao ano civil s-2.

Por outro lado a determinação das tarifas em ano gás tem subjacente uma previsão de procura de gás natural efetuada para o mesmo período.

[8] http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2012_G_14.aspx

[9] Esta metodologia é aplicada para todas as atividades, exceto em algumas funções da Comercialização, nomeadamente a compra e venda de GN, para as quais os proveitos são calculados em ano gás e os ajustamentos são calculados com informação dos preços trimestrais.

Figura 3-8 - Situação atual ano gás *vs* ano civil



Esta metodologia apresenta algumas complexidades no que respeita ao volume de informação a prestar pelas empresas e ao seu tratamento pela ERSE. Refira-se em particular que, para cada exercício de cálculo de tarifas, são requeridas previsões financeiras e técnicas num horizonte alargado (2 anos civis quer para informação financeira quer para informação relativa à procura de gás natural, tendo esta última que ser também apresentada em ano gás) e é necessária a consolidação da informação técnica entre anos civis e anos gás. Por outro lado, os valores reportados com os Relatórios e Contas das empresas dizem respeito a ano civil e a sua comparação com os valores referentes a ano gás torna-se difícil.

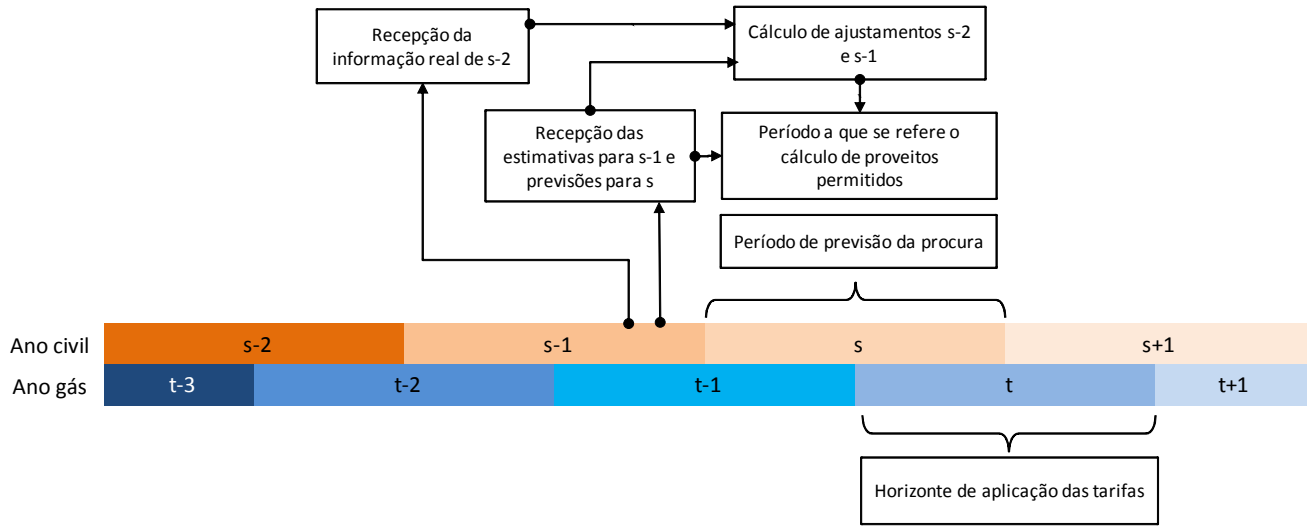
SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Numa perspetiva de simplificação dos processos de cálculo envolvidos na determinação das tarifas, da preparação pelas empresas da informação para efeitos de regulação e dos exercícios de previsão da procura de gás natural, a ERSE considera oportuna uma alteração na metodologia de cálculo dos proveitos permitidos e das tarifas, nomeadamente às bases temporais de cálculo e de aplicação das tarifas.

A formulação proposta considera os proveitos permitidos das atividades reguladas e a previsão da procura no ano civil s, para determinar as tarifas reguladas a aplicar no ano gás que se inicia em julho desse mesmo ano civil. Fazendo uso da nomenclatura atualmente em vigor no Regulamento Tarifário do setor do gás natural, esta reformulação corresponde a determinar os proveitos permitidos das atividades reguladas para o ano civil s, os quais podem incorporar os ajustamentos dos anos civis s-2 e s-1, sendo o processo de cálculo das tarifas baseado nos proveitos obtidos desta forma e na procura de gás natural estimada para o ano s. As tarifas calculadas desta forma aplicam-se entre julho do ano civil s e junho do ano civil s+1. Refira-se que este desfasamento temporal representa a não incorporação nas tarifas de

evoluções de custos previstas para o primeiro semestre do ano civil s+1, o que pode ter impacto ao nível dos ajustamentos, em particular em situações em que ocorram grandes desníveis nos custos e quantidades. Neste contexto, espera-se contudo a atenuação imposta pelos mecanismos de estabilidade tarifária. Em algumas atividades haverá também a necessidade de considerar um período transitório para regularizar a metodologia de cálculo dos ajustamentos.

Figura 3-9 - Proposta de simplificação ano gás *vs* ano civil



Esta reformulação do procedimento de cálculo e aplicação das tarifas tem as seguintes vantagens:

- Na determinação dos proveitos permitidos, a utilização da informação relativa a apenas um ano civil (s) evita que se façam previsões a médio prazo, com risco de as mesmas se encontrarem desfasadas da realidade
- Simplificação dos processos de cálculo e diminuição dos desvios de previsão.
- Diminuição do volume de informação financeira e técnica[10] a prestar pelas empresas e a analisar pela ERSE, sendo expectável uma melhoria da sua qualidade.
- Simplificação dos processos de auditoria, pelo facto de toda a informação ter um referencial de tempo comum que é o ano civil.

[10] Nota-se contudo que a informação técnica enviada pelas empresas relativas a consumos e clientes, deverá manter uma desagregação temporal em base mensal, trimestral ou semestral, dependendo das atividades.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

25. Efetuar o cálculo de tarifas com base em proveitos permitidos e procura de gás natural relativa ao ano civil e sua aplicação no período de 1 de julho desse ano a 30 de junho do ano civil seguinte.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 59.º a 68.º, os artigos 76.º a 91.º, os artigos 98.º a 116.º e os artigos 120.º a 145.ºA do Regulamento Tarifário.

3.3 OUTRAS ALTERAÇÕES REGULAMENTARES

3.3.1 SERVIÇOS PARTILHADOS

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

As atuais estruturas societárias das empresas reguladas são caracterizadas por uma diversidade de situações, designadamente (i) ter empresas que fornecem serviços a atividades reguladas e não reguladas, (ii) ter empresas que fornecem serviços a atividades reguladas do setor elétrico e do setor do gás natural, ou ainda (iii) deter participações, em parte ou na totalidade do capital, em empresas, cuja atividade não faz parte do seu *core business*.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Tal como se considerou na revisão regulamentar do sector elétrico, importa no caso do gás natural aplicar novos modelos de reporte, a facultar pelas empresas reguladas à ERSE, quando integradas em grandes grupos económicos (EDP, Galp e REN), permitindo assim obter de forma transparente informação acerca da imputação dos custos provenientes dos serviços prestados por empresas do grupo às atividades reguladas, evitando subsidiações cruzadas nas suas diversas formas.

Acresce que este modelo de reporte visa garantir que a ERSE aceda a toda a informação necessária para validar os custos dos serviços prestados por empresas de serviços partilhados, designadamente quando foram criadas em grupos, cujas áreas de negócio estão integralmente enquadradas pela regulação. A receção desta informação possibilitará igualmente desenvolver e estabelecer mecanismos de análise que permitirão concluir se os custos incluídos nas tarifas são os mais eficientes e, desta forma, garantir a defesa dos interesses dos consumidores evitando a passagem de custos entre atividades reguladas e não reguladas e entre empresas com diferentes *core business*.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

26. Inclusão no RT de pedidos de informação com a desagregação adequada para dar resposta às necessidades de informação acima identificadas.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 120.º, 122.º, 126.º, 129.º, 134.º, 136.º e 141.º do Regulamento Tarifário.

3.3.2 TAXA DE JURO E *SPREAD* DA REPOSIÇÃO GRADUAL DA NEUTRALIDADE FINANCEIRA

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

De acordo com o artigo 68.º do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, "o diferencial resultante da extinção do alisamento do custo com capital referente aos anos gás 2008/2009 e 2009/2010, acrescido dos respetivos encargos financeiros, é efetuado anualmente através de reposição gradual da neutralidade financeira por um período não superior a n anos a definir pela ERSE". O número de anos estabelecido foi de 6 anos, com início no ano gás 2010/2011 e a terminar no ano gás 2015/2016 (para a distribuição de GN).

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

O Decreto-Lei n.º 87/2011, de 18 de julho, estabelece que "os valores dos ajustamentos tarifários e respetivos encargos financeiros incluídos nas tarifas de gás natural estão sujeitos a adequado registo contabilístico". Após o valor definitivo, a ERSE enviou às empresas uma carta com o valor remanescente a receber pelas empresas, descriminando o capital e os juros.

Como tal, torna-se assim necessário estabelecer a titulo definitivo a taxa de juro e *spread* a imputar à divida remanescente.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

27. Inclusão no RT de taxa de juro e *spread* a imputar à reposição gradual da neutralidade financeira.

Em termos regulamentares a proposta altera o artigo 68.º do Regulamento Tarifário.

3.3.3 TAXAS DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO (TOS)

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, de 8 de Abril, onde foram aprovadas as minutas dos novos contratos de concessão de serviço público de distribuição regional de gás natural e do Anexo III da Portaria n.º 1213/2010, de 2 de dezembro, onde foi estabelecido o modelo de licença de distribuição local de gás natural, prevê-se que os custos com as taxas de ocupação do subsolo (TOS) serão repercutidos sobre os consumidores de gás natural de cada Município, sendo a sua cobrança feita através das faturas do fornecimento do gás natural emitidas pelos comercializadores que operam na área de cada Município. A legislação acima mencionada determina que compete à ERSE definir a metodologia de repercussão nos consumidores das TOS aprovadas por cada Município. Como tal a ERSE enquadrou as TOS no regulamento tarifário, tendo, no seu artigo 163.º definido a informação a fornecer à ERSE pelos operadores de rede de distribuição (ORD).

Atualmente e passados 3 anos do início de transferência das TOS pagas pelos ORD aos Municípios para os consumidores de gás natural surgiu a necessidade dos comercializadores, enviarem informação à ERSE, uma vez que são estes que cobram as TOS aos consumidores finais, para que esta seja devidamente validada e cruzada com a informação enviada pelos operadores das redes de distribuição.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Atenta à necessidade de melhorar a monitorização da repercussão das TOS nos consumidores finais, garantindo que todos os intervenientes são abrangidos por este processo, a ERSE tem em curso um estudo para a definição dos termos de referência das auditorias e dos procedimentos de controlo à aplicação das TOS, cujo resultado apoiará a definição das disposições regulamentares e de subregulamentação sobre este tema. Refira-se que com base neste estudo serão definidos os requisitos e normas complementares para a informação a prestar à ERSE pelos ORD e Comercializadores no âmbito das TOS. Este estudo estará concluído até ao final de 2012.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

28. Inclusão das disposições relativas às necessidades de informação da ERSE para permitir a adequada supervisão da repercussão das TOS nos consumidores de gás natural de forma integral, nomeadamente a inclusão da necessidade dos comercializadores enviarem à ERSE informação periódica sobre as TOS faturadas aos clientes.

Em termos regulamentares a proposta altera o artigo 163.º do Regulamento Tarifário.

3.3.4 INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE NO ÂMBITO DO APOIO SOCIAL EXTRAORDINÁRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Em setembro de 2011 a ERSE alterou o Regulamento Tarifário em conformidade com o Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, onde foi criado o Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).

Este financiamento será operacionalizado através de transferências entre os operadores da rede de distribuição e os comercializadores, pelo que importa que os fluxos financeiros identificados nas contas reguladas estejam devidamente segregados. Para o efeito e no que respeita aos pedidos de informação foi aditado o artigo 145.ºA do Regulamento Tarifário, em conformidade.

Verificou-se que a data estipulada para a entrega à ERSE, por parte dos comercializadores de gás natural, de um relatório certificado por uma empresa de auditoria, comprovando o número de clientes abrangidos pelo ASECE, os montantes concedidos a esses clientes e os montantes recebidos trimestralmente pelo Estado, se encontrava desajustada.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

Como tal propõe-se a alteração do artigoº 145.ºA do Regulamento Tarifário de forma a adequar as datas estipuladas para a prestação de informação.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

29. Alteração da redação do Art.º 145.ºA n.º 2, de forma a adequar as datas para a prestação da informação.

3.3.5 MECANISMO DE APROVISIONAMENTO EFICIENTE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ATUAL

Atualmente, o comercializador de último recurso grossista, procede ao aprovisionamento de gás natural para satisfação das necessidades dos seus clientes unicamente através de aquisições ao comercializador do SNGN. Este gás é adquirido pelo comercializador do SNGN, no âmbito dos contratos

de aprovisionamento de longo prazo em regime *take-or-pay*, celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho.

O n.º 1 do artigo 42.º, do Decreto-lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, introduz alterações na forma de aprovisionamento de gás natural, por parte do comercializador de último recurso grossista para satisfação das necessidades dos comercializadores de último recurso retalhistas. Assim, o comercializador de último recurso grossista, passa a poder adquirir gás natural fora dos âmbito dos contratos *take-or-pay*, referidos anteriormente, podendo fazê-lo através de mercados organizados ou de contratos bilaterais, assegurado, em qualquer dos casos, que o preço de aquisição é o mais baixo dos praticados à data da compra.

O n.º 3 do artigo 42.º, do Decreto-lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, prevê, ainda, a criação por parte da ERSE, no âmbito da sua regulamentação, de um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado.

SOLUÇÕES ENCONTRADAS

A implementação de um mecanismo de incentivo à aquisição de gás natural em mercado, por parte da ERSE, poderá passar pela criação de duas funções dentro da atividade de Compra e Venda de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista. Para tal, é necessário apresentar em separado as contas afetas a cada uma das duas funções, onde se identifiquem claramente os custos associados à aquisição de gás natural ao comercializador do SNGN, no âmbito dos contratos de *take-or-pay*, e os custos com a aquisição de gás natural em mercados organizados. O incentivo, bem como, os requisitos de informação serão detalhados em subregulamentação ao abrigo do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais.

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RT

30. Separação da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimentos aos comercializadores de último recurso em duas funções:

1) Função de Compra e Venda de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, do comercializador do SNGN;

2) Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

31. Implementação de um mecanismo de incentivo para promover a progressiva aquisição de gás natural em mercado, por parte do comercializador de último recurso grossista.

Em termos regulamentares a proposta altera os artigos 75-A.º, 76.º, 76-A.º, 97-A.º, 134.º e 135.º.