

"PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL"



A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) cujos estatutos foram aprovados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, revistos pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT): "(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector elétrico e gás natural: "(...) emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços", parecer este que é aprovado por maioria, não tem carácter vinculativo e deve ser emitido no prazo máximo de 30 dias após a receção da proposta.

O Conselho de Administração da ERSE entregou ao Conselho Tarifário uma "Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás natural"², solicitando parecer sobre a mesma.³

No decurso do prazo para emissão de parecer foi promovida, pela ERSE, uma audição pública sobre os documentos em consulta pública.

Nos termos do n.º 3 do artigo 147º do Regulamento Tarifário (RT), conjugado com o n.º 1 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, a Secção do Setor Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

I – GENERALIDADE

A - AVALIAÇÃO IMPACTO DAS MEDIDAS REGULATÓRIAS

1. A avaliação dos impactos económicos, administrativos e outros das medidas regulamentares, é uma boa prática regulatória, sensível a políticas sociais e de crescimento económico, recomendada pela generalidade das organizações internacionais como a OCDE, a Comissão Europeia ou o Parlamento Europeu.
2. Uma revisão da regulamentação, porque gera uma cadeia complexa de intervenções e de interações, deve ter os seus efeitos acautelados e cuidadosamente projetados com vista a minimizar impactos negativos sobre empresas e consumidores, pelo que obriga a uma ponderação quanto:
 - Ao impacto da regulamentação e efetividade das medidas;
 - Aos custos efetivos das medidas;
 - À eficiência;

¹ Cf. artigo 48º do Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro.

² Doravante abreviado por CT.

³ Cf Ref: E-Técnicos/2015/115/AT/ec de 18 dezembro.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '12' and various initials.

- À equidade, no que toca à distribuição dos custos e dos benefícios.
3. Antes de avançar para uma regulamentação, deve ser realizado um estudo de impacto que, pelo menos, responda às seguintes questões:
 - Qual a relação custo-benefício da nova regulamentação?
 - Qual a sua eficiência?
 - Quais serão os impactos sobre o setor específico e a economia em geral?
 4. O CT valoriza o processo de discussão pública que a ERSE desencadeia previamente à alteração regulamentar, bem como a forma participada como as entidades reguladas e os representantes dos consumidores dos vários níveis de pressão intervêm no mesmo.
 5. Mas, o CT também tem alertado a ERSE para a necessidade de fazer uma avaliação sistemática dos efeitos da regulação na atividade económica e para a necessidade de encontrar indicadores que permitam medir os resultados das medidas que adota.
 6. Um dos elementos invariavelmente solicitado pelo CT é que, atendendo ao seu enquadramento estatutário, a ERSE disponibilize, atempadamente, uma avaliação do período regulatório anterior, o balanço das medidas que apresentou e que justificam as alterações que propõe, o que não tem vindo a acontecer.
 7. Importará, assim, antes de aprovar a regulamentação, identificar e quantificar os impactos que as propostas terão, designadamente: (i) Impactos económicos (ex obrigações novas incluindo administrativas); (ii) Impactos administrativos (ex atividades burocráticas, reportes, armazenagem/ conservação registos ou notificação de terceiros); e (iii) Custos cumulativos (obrigações adicionais, duplicadas).
 8. O sector do gás natural tem características específicas, entre as quais se destaca, do ponto de vista da procura, uma maior concentração, quer dos consumos, quer do número de consumidores em atividades produtivas e, do lado da oferta, uma grande diversidade das estruturas dos prestadores, o que exige uma adaptabilidade regulamentar que possa acomodar todas as entidades reguladas.
 9. O CT sugere que a ERSE, aquando da avaliação da regulamentação que coloca em discussão pública para aprovar, pondere minimizar a carga regulamentar, recomendando medidas como:
 - Isenções (parciais, totais ou temporárias) da aplicação de certos requisitos;
 - Estabelecimento de períodos transitórios alargados de adaptação;
 - Diminuição dos encargos administrativos resultantes da aplicação da regulamentação;
 - Adoção de procedimentos simplificados (ex. supressão de encargos relativos ao preenchimento/manutenção de documentos e registos ou relativos ao ónus de prova do cumprimento das normas em caso de fiscalização);
 - Implementação de estudos de impacto, aplicando o “Teste PME”.

B - FALTA DE SUBREGULAMENTAÇÃO

1. A proposta de alteração ao RT remete, em vários aspetos críticos, para subregulamentação a aprovar posteriormente pela ERSE.
2. Atendendo a que, 15 de abril e 1 de outubro são datas já muito próximas, em que a subregulamentação prevista deverá estar definida, o CT incentiva a ERSE a rodear este processo de aprovação de particular celeridade e cautela a fim de conseguir assegurar, nos prazos, um desejável envolvimento dos agentes para o seu desenvolvimento.

C - ESTABILIDADE E PREVISIBILIDADE REGULATÓRIAS

C 1. ANOS GÁS DE PROVEITOS E TARIFÁRIOS

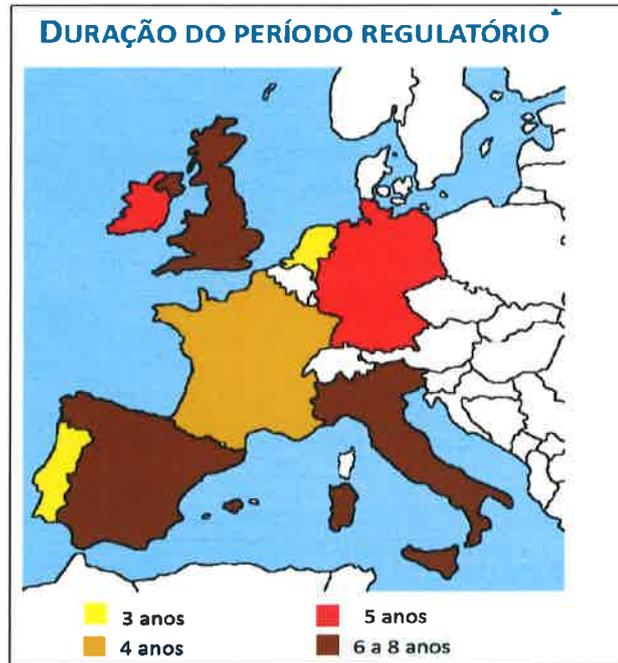
1. No enquadramento regulatório atual, nota-se a coexistência de dois “anos gás” para a definição dos proveitos permitidos:
 - (i) $Jul_n - Jun_{n+1}$, para os proveitos estimados;
 - (ii) Ano civil para o cálculo dos ajustamentos, a incidir no 2º ano gás tarifário subsequente.
2. No que respeita ao tarifário é aplicado o ano $Jul_n - Jun_{n+1}$, na sequência do processo de análise e aprovação de tarifário, que decorre entre Abril e Junho.
3. Com a incorporação do Código de Rede Europeu de Compensação das Redes na Regulamentação do SNGN, passará a existir um 3º “ano gás de capacidade”, relativo ao período de reserva de capacidade nas infraestruturas, a decorrer entre $Out_n - Set_{n+1}$.
4. Desde logo, o CT nota que a não coincidência do ano gás tarifário com o de capacidade criará uma incerteza tarifária, dado que os agentes e clientes terão de tomar decisões envolvendo custos, sem conhecimento do preço a aplicar.
5. Por outro lado, a não coincidência dos períodos aplicados para cálculo dos proveitos, cria uma incerteza nos operadores, obrigando à realização de auditorias financeiras sobre períodos distintos, com as notadas dificuldades de comparação entre as Contas Estatutárias e as Contas Reguladas.
6. De modo a criar um enquadramento operativo mais coerente, bem como simplificar e aumentar a transparência do processo de fixação de tarifas e cálculo dos proveitos permitidos, o CT coloca à consideração da ERSE uma simplificação dos conceitos associados aos anos gás, identificando dois períodos relevantes:
 - Ano Gás Tarifário do ano $(n+1)$ – decorreria entre outubro do ano n e setembro do ano $n+1$;

- Ano Gás de Proveitos Permitidos – seria calculado sobre anos civis, pelo que na determinação do Tarifário do ano (n+1) acima indicado, seria considerada a informação previsional dos anos civis n e (n+1), incorporando os Ajustamentos do ano (n-2).
7. O CT considera, ainda, de relevar que, com esta metodologia, o calendário atualmente estabelecido em Regulamento Tarifário em nada seria alterado, nomeadamente:
- (i) Datas de entrega de informação pelas empresas - auditada (em outubro_{n-1}) e previsional (dezembro_{n-1});
 - (ii) Proposta ao CT (abril_n);
 - (iii) Aprovação e publicação pela ERSE (junho_n).
8. Genericamente, o processo decorreria do mesmo modo, apenas que as tarifas aprovadas em junho seriam aplicadas a partir do outubro seguinte.

C 2. DURAÇÃO DO PERÍODO REGULATÓRIO

1. O CT reconhece os desenvolvimentos verificados na regulamentação do SNGN, bem como o aumento sustentado da maturidade deste mercado. Igualmente, considera, que se tem observado uma resiliência dos consumos e estabilidade dos proveitos permitidos no conjunto do SNGN, que poderão ser considerados numa análise mais aprofundada da própria estrutura regulamentar, que poderia ter sido avançada na presente proposta de revisão.
2. Em particular, o CT nota que, no conjunto dos países europeus, a duração do Período Regulatório em Portugal está no limite mínimo observado:

Handwritten notes and signatures in the top right corner, including initials and a signature.



Fonte: REN

3. Reconhecendo-se que a estabilidade e previsibilidade regulatórias devem ser princípios norteadores da regulamentação, o CT considera que se deveria ter colocado à discussão a revisão deste parâmetro regulatório, que permitiria uma maior clareza e fundamentação em decisões que os principais *stakeholders* do SNGN assumem, em particular os operadores de infraestruturas, os agentes de mercado e os grandes consumidores.
4. Recomenda, assim, o CT que seja avaliada a possibilidade de aumento do período regulatório, tomando como exemplo mercados europeus similares.

C 3. ESTABILIDADE TARIFÁRIA NO PERÍODO REGULATÓRIO

1. Em linha com o ponto anterior, novamente valorizando a procura da estabilidade e previsibilidade regulatórias, o CT considera que deveria ter sido colocada à discussão a estabilidade tarifária dentro do período regulatório, no que concerne às Tarifas de Acesso às Infraestruturas. Também aqui se valoriza a limitada variação dos consumos e proveitos do SNGN, variáveis fundamentais para o cálculo tarifário, em especial na distribuição.
2. A fixação das tarifas deve seguir os princípios de objetividade, transparência e não discriminação. Neste sentido, fixações anuais mais facilmente conduzem a decisões de curto prazo, que ao corrigir desvios pontuais criados numa atividade, podem levar ao surgimento de desvios noutras.

3. O CT considera que uma fixação de tarifas plurianual, não apenas levaria a uma clareza e previsibilidade dos custos a considerar pelos agentes e consumidores (novamente se releva questão dos consumidores industriais), permitindo uma análise comparativa com outras formas de energia mais fundamentada; como também criaria um ambiente de enquadramento económico-financeiro mais estável para os operadores, benéfico para os seus planos de desenvolvimento e incremento da eficiência operacional, com efeitos positivos para o SNGN no seu todo.
4. Em particular, no que respeita aos custos operacionais, o CT reconhece que planos de redução de custos implementados pelos operadores de infraestruturas, coerentes com os objetivos de eficiência estabelecidos pela ERSE, devem ser analisados sobre períodos suficientemente alargados, quer para aquilatar da efetiva obtenção e sustentabilidade dos ganhos, quer para mais fundamentadamente os rever.
5. Reconhecendo que, no caso particular do mercado elétrico as flutuações de consumo são ainda uma variável menos controlável, o CT nota contudo que, não apenas o Regulamento Tarifário contém já disposições para uma fixação extraordinária de tarifas, como este segmento de consumo acaba apenas por influenciar mais significativamente o transporte.
6. Em qualquer caso, sem prejuízo dum necessário balanço anual, uma (eventual) fixação extraordinária de tarifas durante um período regulatório – cuja obrigatoriedade poderia ser estabelecida *ex-ante*, por exemplo para desvios, negativos ou positivos, de recuperação de proveitos acima de um dado limiar – parece preferível a uma fixação anual.
7. Numa última nota, o CT considera que esta possibilidade de fixação de tarifas sobre o período regulatório seria consequente com a hipótese avançada pela ERSE na Consulta Pública de criação de contratos de acesso de longo prazo, sendo menos evidente como tais contratos poderiam ser subscritos pelos participantes sem garantias de preço sobre a sua duração.

D. DESENVOLVIMENTO MIBGAS

1. A implementação do mercado organizado de gás natural teve um marco importante no passado dia 12 de dezembro de 2015, com o arranque deste *hub* de Espanha onde atualmente está a funcionar em pleno.
2. De referir que o processo de implementação desta importante ferramenta, que se pretende de âmbito ibérico de acordo com a Portaria nº 643/2015, de 21 de agosto, teve a participação ativa sobretudo de agentes de mercado e operadores espanhóis, o que permitiu que estes encetassem uma adaptação atempada e progressiva das suas operações, nomeadamente relativamente a responsabilidades de balanceamento.
3. Recorda-se que, estas responsabilidades terão de ser assumidas pelos comercializadores a partir de outubro de 2016, com a entrada em vigor, tanto em Espanha como em Portugal, do Código de Rede Europeu.
4. Do lado de Portugal, já foram dados passos importantes na implementação de legislação para que este mercado passe a funcionar também deste lado da fronteira, no entanto, recomenda que, no âmbito da atual revisão regulamentar do setor do gás natural, a ERSE

robusteza, desde já, de forma mais intensa o enquadramento regulatório nesta matéria, a fim de possibilitar aos agentes e operadores portugueses, o cumprimento tempestivo do Código de Rede Europeu.

5. Assim, o CT entende ser fundamental que a ERSE reflita na revisão regulamentar em curso, maiores desenvolvimentos sobre a organização do mercado em Portugal e respetivo calendário de implementação, tendo em consideração, não só a obrigatoriedade de implementação do Código de Rede Europeu, como os desenvolvimentos já implementados em Espanha.

E - DESENVOLVIMENTO DE MERCADO E ADIAMENTO DA EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

1. O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais previsto na legislação foi, através da Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, adiado para 31 de dezembro de 2017.
2. Neste contexto, o CT começa por registar que o processo de liberalização do setor do gás natural tem evidenciado um crescimento positivo, nomeadamente no último triénio, com adesão dos clientes do denominado segmento dos clientes domésticos às ofertas dos comercializadores em mercado livre.
3. Efetivamente, entre o final de 2012 e o final do primeiro semestre de 2015⁴, o número de clientes fornecidos em mercado livre cresceu aproximadamente 8 vezes, passando de cerca de 118 mil clientes em dezembro-2012 para 923 mil clientes em junho-2015.
4. O CT recupera a preocupação, já expressa em anteriores pareceres, relativamente à necessidade de serem asseguradas as condições que permitam que a concorrência no setor não seja prejudicada pela existência de tarifas transitórias que não reconheçam os efetivos custos de fornecimento e, portanto, sejam geradoras de défice tarifário, o que resultará sempre em prejuízo dos consumidores finais.
5. Neste sentido, o CT reitera as recomendações dirigidas a ERSE em anteriores pareceres:
 - i. Complete o processo de convergência para a aditividade e uniformidade tarifária nacional consagrada no RT;
 - ii. Considere e adeque a revisão da tarifa de Energia implícita nas tarifas transitórias praticadas pelos CURR à evolução dos preços de mercado;
 - iii. Considere os custos efetivos da atividade de comercialização regulada, num contexto em que os custos fixos dos CURR são diluídos por cada vez menos clientes no mercado regulado;
 - iv. Defina de forma transparente para o próximo período regulatório, uma trajetória de evolução das tarifas que permita aos comercializadores em mercado avaliar a sustentabilidade das suas ofertas comerciais.

⁴ Cf. Última informação publicada a esta data pela ERSE no seu relatório "Resumo Informativo Mercado Liberalizado Gás Natural"

A - TARIFAS DE ACESSO À REDE DE TRANSPORTE - CONTRATOS DE CAPACIDADE DIÁRIA PARA ENTREGA A CLIENTES

1. Na contratação para entrega a clientes finais o CT reconhece o esforço continuado da ERSE na procura de soluções de flexibilização contratual para satisfazer as necessidades de utilizadores finais sujeitos a forte sazonalidade ou variações bruscas de produção. Estas ações reduzem o risco e custo contratual para este tipo de consumidores.
2. Devendo todos os custos ser recuperados no ano em que são incorridos, a redução de custos para um conjunto de consumidores deve ser compensada pelo aumento de atividade decorrente ou conduzirá necessariamente ao aumento de custo para os restantes utilizadores.
3. Neste contexto o CT reconhece o rigor da análise da ERSE sobre a introdução dos contratos de capacidade diária, que conclui sobre a criticidade da escolha criteriosa dos multiplicadores a aplicar ao peço da capacidade de longas utilizações que *“terá de acautelar o interesses dos consumidores simultaneamente no que respeita à flexibilidade oferecida e ao desvio de receitas associado”*.

Quadro 2-4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e distribuição em Espanha, para 2015

Mês	Termo de Capacidade* (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia* (€/kWh)			
	Base Anual	Anual	Flexível Mensal	Diária	Base Anual	Anual	Flexível Mensal	Diária
Inverno								
Jan	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Fev	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Mar	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Abr	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Verão								
Ma	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Jun	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Jul	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Ago	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Set	0,001146	0,001146	0,001146	0,002091	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Inverno								
Out	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Nov	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852
Dez	0,001146	0,001146	0,002291	0,003485	0,000852	0,000852	0,000852	0,000852

* - Tarifas correspondentes à tarifa 2.6 > 500 GWh/ano (Orden IET/2445/2014, de 19 Dezembro)

4. Das análises efetuadas é igualmente identificável que, quando se avaliam numa base comparável os preços da tarifa de uso das rede em Espanha⁵ e Portugal⁶, fica evidente a prática de preços substancialmente mais reduzidos em Portugal para todos os horizontes.

⁵ Quadro 2-4 do documento justificativo

⁶ Quadro 2-5 do documento justificativo



Quadro 2-6 - Preços da tarifa de acesso à rede de transporte aplicável aos CEP, para o ano gás

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

2014-2015

CONSELHO TARIFÁRIO		Termo de Capacidade (€/kWh/dia/dia)				Termo de Energia (€/kWh)			
		Longas	Curtas	Flexível		Longas	Curtas	Flexível	
				Anual	Mensal			Anual	Mensal
Inverno	Jan	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Fev	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Mar	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Verão	Abr	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Mai	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Jun	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Inverno	Jul	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Ago	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Set	0,000899	0,000270	0,000899	0,000899	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
Inverno	Out	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Nov	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238
	Dez	0,000899	0,000270	0,000899	0,001797	0,000238	0,002534	0,000238	0,000238

- A introdução de uma tarifa diária terá por certo uma aplicação restrita para consumidores que tenham consumos muito concentrados no tempo o que será, porventura, o caso de alguns CEP (Centros electroprodutores), no caso de uma reduzida produção em linha com um ano de elevada produtividade hidroelétrica.
- O estudo realizado baseia-se no comportamento dos CEP. O estudo realizado ao considerar o consumo para o ano-gás 2014-2015 de 6TWh nos ciclos combinados reflete um nível de procura reduzido.
- Ao realizar a avaliação da introdução da tarifa diária, a ERSE considerou três cenários com multiplicadores⁷:

Quadro 2-6 - Multiplicadores considerados na avaliação da introdução da opção flexível diária

Mês	Fatores multiplicativos Tarifa diária			
	Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3	
Inverno	Jan	3,04	4,56	6,00
	Fev	3,04	4,56	6,00
	Mar	3,04	4,56	6,00
Verão	Abr	1,83	3,01	3,60
	Mai	1,83	3,01	3,60
	Jun	1,83	3,01	3,60
Inverno	Jul	1,83	3,01	3,60
	Ago	1,83	3,01	3,60
	Set	1,83	3,01	3,60
Inverno	Out	3,04	4,56	6,00
	Nov	3,04	4,56	6,00
	Dez	3,04	4,56	6,00

- Avaliado o impacto de introdução de uma tarifa diária, a ERSE reconhece que o aumento de consumo induzido⁸ não é acompanhado com o aumento de receita⁹ e por outro lado a variação de quantidades entre os diversos cenários é reduzida.

Quadro 2-8 - Consumo dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

Centros Electroprodutores		2014/2015		
		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Consumo Real	GWh	6 000	6 000	6 000
Novo Consumo	GWh	6 654	6 585	6 582
Δ Consumo Gás	GWh	654	586	583
	%	10,9%	9,8%	9,7%

⁷ Quadro 2-6 do documento justificativo

⁸ Quadro 2-8 do documento justificativo

⁹ Quadro 2-9 do documento justificativo



ERSE - Faturação da tarifa de acesso à rede de transporte dos CEP em função dos cenários dos fatores multiplicativos

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

		Centros Eletroprodutores		
2014/2015		Cen. 1	Cen. 2	Cen. 3
Fatores multiplicativos da Tarifa Diária				
Inverno		3,04	4,56	6,00
Verão		1,83	3,01	3,60
Faturação Real (acesso) (1)	M€	22,06	22,06	22,06
Faturação c/ opção diária (acesso) (2)	M€	14,83	20,84	23,87
Δ Faturação (3)=(2)/(1)	M€	-7,23	-1,22	1,81
Provetos URT (4)	M€	113,03	113,03	113,03
Δ Faturação (3)/(4)	%	-6,4%	-1,1%	1,6%

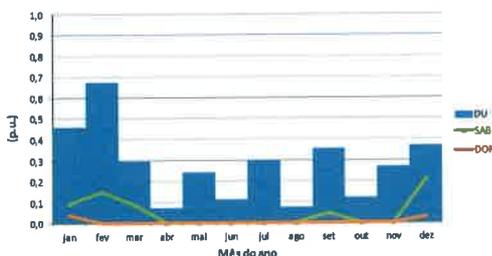
Handwritten signatures and initials in the top right corner.

- Com os cenários analisados, conclui a ERSE que apenas os multiplicadores do cenário 3¹⁰ asseguram um aumento de consumos sem comprometer o aumento das receitas.
- Pelo facto, recomenda o CT a maior prudência no dimensionamento destes multiplicadores e que seja avaliado o nível tarifário resultante para que os custos sejam recuperados de forma adequada.
- Adicionalmente, o CT regista a preocupação de assegurar o bom funcionamento das CEP dos diversos regimes que se possam colocar, mas não pode deixar de sublinhar que seria adequado que o custo da rede de transporte de gás para centrais com compromisso de produção e apoio ao sistema elétrico fosse suportado pelos beneficiários dessa disponibilidade i.e. o próprio sistema elétrico.

B - DIFERENCIAÇÃO DE PREÇOS DE CAPACIDADE DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS FLEXÍVEIS

- O CT congratula a ERSE pela análise que efetua na procura de uma solução de atribuição eficiente de preços, em linha com uma sugestão do Conselho no parecer sobre a proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2015-2016, importando, agora, ponderar a globalidade das propostas e a pertinência da sua implementação.
- A ERSE realizou uma detalhada análise da alocação eficiente de custos da rede de transporte, tendo por base a informação diária de movimento de gás que agrupou, considerando cargas acima de 75% da ponta, que se registaram em 20% dos dias do ano, por serem consideradas as indutoras dos investimentos.

Figura 2-30 - Evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP (2010 a 2014)



Fonte e legenda: A figura 2-30 do documento justificativo indica a evolução da alocação eficiente de custos da rede de transporte em AP considerando a média de uma série de 5 anos (2010-2014). A diferenciação de preços indicada reflete-se no mês e no dia da semana.

¹⁰ Cf. Figura 2-6 do documento justificativo

3. O CT concorda com a proposta da ERSE de manter a opção atualmente em vigor com um “verão” de abril a setembro, como critério de diferenciação mensal na opção tarifária flexível mensal, dado que foram testadas detalhadamente as estruturas tarifárias simplificadas com preços de inverno duplos dos de verão para diversas durações do verão, apresentando uma aderência similar à estrutura ótima. A solução uniformiza com a prática em Espanha.
4. Embora para as tarifas flexíveis diárias, a ERSE tenha realizado uma análise semelhante que conduz a uma diferenciação entre dias da semana e fim-de-semana, acumulando com a diferenciação por mês para a capacidade contratada na opção tarifária flexível diária, o CT entende que, não se afigura existir um claro benefício para a introdução, neste momento, desta complexidade adicional.
5. Com efeito, a introdução dum tarifário com diferenciação diária assume contornos de complexidade e de dificuldade acrescida da sua avaliação pelos utilizadores que, no limite, terão de recorrer a simuladores para avaliar e ponderar o recurso às diversas opções tarifárias, não se afigurando ao Conselho, numa lógica de custo benefício, que neste momento se justifique. Esta diferenciação acabaria por divergir com o atualmente praticado em Espanha, onde só se diferenciam as tarifas diárias por mês e não por dia da semana.
6. Neste quadro, por considerar que a estrutura tarifária de contratação diária terá uma adesão muito pequena pois só se aplicará a utilizadores com usos muito esparsos da infraestrutura, o CT mantém que as tarifas devem ser simplificadas.

C - CONTRATAÇÃO DE CAPACIDADE DE CURTO E LONGO PRAZO NAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

1. Ambos os processos de contratação, curto e longo prazo, são aqui entendidos no quadro do acesso às infraestruturas e redes a montante do ponto virtual de trocas (VTP) ou seja, aplicáveis às entradas de GN/GNL na RNTIAT até esse ponto.
2. O processo de abastecimento de GN deve permitir aos importadores de energia uma ampla escolha de opções e garantir uma correta repartição do risco de utilização das infraestruturas entre consumidores e importadores. A indústria do gás natural antes da liberalização foi construída com base em obrigações de longo prazo entre as partes, sem o que os elevados investimentos necessários em infraestruturas nunca teriam sido possíveis.
3. O CT reconhece a importância da contratação de longo prazo como instrumento essencial para a estabilização do mercado de capacidade e de gestão de risco, sendo estes os valores a assegurar através dos necessários incentivos aos utilizadores para assegurar a sua introdução. É, também, importante reconhecer a necessidade de uma harmonização nos prazos de contratação com Espanha, promovendo uma maior transparência nas relações comerciais no âmbito Ibérico.
4. Atualmente, com as disposições regulamentares europeias em vigor, o risco de abuso de posição dominante de um detentor de capacidade está fortemente mitigado, permitindo

assim incentivar a contratação de longo prazo que terá procura se oferecer um benefício como contrapartida pelo maior risco tomado.

5. A volatilidade de preços e multiplicidade de opções tarifárias dos processos competitivos de acesso nas interligações impostas pelo CAM (Mecanismo de Aprovação de Capacidade), a par dos processos de ajustamento tarifário, introduzem um potencial de volatilidade nas tarifas de entrada que não contribui para a estabilidade de recuperação dos custos por parte dos operadores de infraestruturas, nem estabilizar os preços de gás no VTP, gerando desvios significativos em cada ano com reflexo nas tarifas.
6. O CT entende que a contratação de longo prazo pode ser um fator estabilizador e dinamizador do mercado secundário de capacidade, desde que com um preço baseado em critérios de estabilidade, previsibilidade e compromisso, incorporando também a aplicação dum multiplicador que confira um desconto face à contratação anual.
7. Quanto à contratação de curto prazo nas entradas, a ERSE propõe seguir as obrigações decorrentes do CAM, ao que o CT dá o seu acordo.
8. O CT refere, ainda, que é essencial que a utilização intradiária e diária do GTG das infraestruturas de armazenamento e do terminal de GNL passem a pagar tarifas para que os custos da sua utilização no âmbito da gestão global do sistema fiquem explicitados, devendo a ERSE apresentar propostas fundamentadas neste sentido.

D - APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM AP A CLIENTES LIGADOS ÀS REDES DE MP

1. No sector do gás natural a ligação dos consumidores a redes de baixa ou média pressão não depende das características das instalações desses consumidores mas sim das opções de desenvolvimento das redes de distribuição pelos seus operadores. Em relação às redes de alta pressão, com exceção de consumidores com necessidades específicas de pressões elevadas de fornecimento, o mesmo princípio também se aplica.
2. Apesar desta característica, a opção da ERSE desde o início da regulamentação do sector do gás natural para os clientes não-domésticos, tem sido pelo desenvolvimento de uma estrutura tarifária de acesso às redes de distribuição e transporte assente na pressão de ligação à rede de cada consumidor.
3. Esta opção regulamentar tem provocado instabilidade sobretudo nos consumidores com características de consumo/pressão nas zonas de fronteira entre escalões tarifários, uma vez que são fortemente penalizados, situação que tem, por um lado, induzido a ERSE a introduzir regimes de exceção na aplicação das tarifas de acesso e, por outro lado, suscitado iniciativas por parte dos consumidores, designadamente a solicitação da construção de ligações físicas diretas à rede que lhes permitam diminuir os custos de acesso.
4. Efetivamente, desde o início da regulação do sector do gás natural, a ERSE introduziu algumas exceções nas regras de acesso, designadamente a possibilidade dos clientes com consumos anuais superiores a 1 milhão de m³ (2 milhões de m³ aquando da introdução da regra), poderem optar por tarifas de média pressão mesmo quando abastecidos fisicamente por redes de BP e a possibilidade de opção por tarifas de alta pressão por clientes com consumo anual superior a 50 milhões de m³, como forma de minimizar os impactos

tarifários negativos sobre estas tipologias de consumidores e evitando a realização de investimentos desnecessários.

5. Ora, a opção continuada por este tipo de exceções contribui inevitavelmente para a perda de competitividade do SNGN, ao retirar progressivamente volumes de determinados escalões tarifários, não resolvendo a questão de fundo, ou seja, a descontinuidade entre escalões tarifários.
6. Acresce que esta metodologia, ao mover o limiar da exceção mas mantendo a estrutura tarifária, também não evita que novos clientes se sintam afetados e que os mesmos venham a solicitar a construção de ramais de ligação à rede com pressão acima daquela a que estejam a ser abastecidos, como forma de minimizar os seus custos de acesso.
7. Assim, o CT avalia que a melhor solução para resolver a questão dos consumidores das zonas de “fronteira tarifária”, passa pela revisão pela ERSE da estrutura tarifária aplicável, introduzindo, por exemplo, um *mix* entre pressão e volume de forma a atenuar as diferenças tarifárias nas mudanças de escalão entre níveis de pressão.
8. Desta forma, o Conselho entende que se poderá atingir o objetivo de imputação correta de custos, evitando subsídição cruzada entre consumidores, mas, também, de melhoria da competitividade nos custos com o abastecimento de gás natural para cada segmento de consumidores.

E - MECANISMO DE INCENTIVO ÀS TROCAS REGULADAS DE GNL

1. O terminal de GNL tem uma limitação estrutural imposta pela grande dimensão dos navios que o servem e por ser uma infraestrutura de receção descontínua de GNL e emissão contínua de GN. Um agente, para utilizar o terminal, deve ter um consumo pelo menos superior a um navio e a taxa de vaporização desse navio deve ser tal que assegure um custo de armazenamento competitivo, quanto menor for a taxa de vaporização mais tempo de residência tem o gás no terminal e mais armazenamento paga.
2. Para procurar obviar a este problema, a ERSE implementou o que designa por mecanismo de trocas reguladas que basicamente impõe um preço para que o utilizador histórico do terminal que tem escala para o efeito, partilhe o seu custo médio de armazenamento de GNL.
3. Este mecanismo de trocas pretende reproduzir a oportunidade que existe em Espanha de realizar trocas de GNL em tanque, de acordo com a livre iniciativa dos agentes para assegurar que minimizam os seus custos de armazenamento.
4. Este mecanismo não tem tido procura em Portugal porque tem um conjunto de restrições à sua aplicação que decorrem dos direitos e custos que afetam a utilização do GNL por um terceiro e que o quadro regulado condiciona a liberdade negocial, levando à implementação de restrições de dimensão e tempo que são dificilmente ultrapassáveis.
5. A ERSE procurou ajustar alguns dos parâmetros, nomeadamente reduzindo o limiar de acesso à aplicação deste mecanismo, de 2TWh para 1TWh, ainda assim superior ao volume de uma carga típica de GNL.

6. Neste quadro, o CT entende que o mecanismo continua insuficiente para assegurar a solução ao problema inicialmente descrito. Para ser mais eficaz o CT considera importante o seu aperfeiçoamento, conforme a proposta da ERSE, nomeadamente na alteração do limiar de acesso, até 1TWh.
7. Face ao exposto, atenta a criticidade do tema, o CT recomenda que, antes da entrada em vigor do novo período regulatório, a ERSE, envolvendo o utilizador histórico do terminal e demais *stakeholders*, analise e coloque em consulta mecanismos alternativos que permitam assegurar uma gestão integrada dos *stocks* de GNL, associados a uma prática tarifária que homogeneize os custos de utilização entre os diversos utilizadores.

F - TARIFAS TRANSITÓRIAS DE GÁS NATURAL

1. Nos termos legalmente estabelecidos, a ERSE deve continuar a publicar as Tarifas Transitórias (TT) de Venda a Clientes Finais, para aplicação pelos CURRs, quer para os clientes que ainda não tenham optado por contratar o fornecimento de gás natural em regime de mercado, ou que se vejam sem fornecedor por inabilitação do mesmo, ou por ausência de propostas comerciais na sua área geográfica; quer ainda para os clientes vulneráveis, com direito aos descontos sociais (Tarifa Social e ASECE) que exerçam o seu direito de solicitar a realização de contrato de fornecimento com um CURR.
2. A relevância das TT, em termos de sinalização de preço, tem vindo a tornar-se progressivamente menos relevante, com a grande redução de clientes fornecidos pelos CURRs. Esta realidade está reforçada pela regulação ao proibir a indexação das ofertas comerciais em regime de mercado às TT.
3. Coerentemente, nos seus Pareceres mais recentes, o CT notou a necessidade da ERSE passar a realizar comparações das variações tarifárias com as ofertas comerciais de comercializadores em regime de mercado, muito mais representativas da efetiva dinâmica concorrencial.
4. Aproveitando o processo de consulta pública em curso, o CT sugere algumas alterações que poderiam melhorar o processo de fixação das TT, incentivando em simultâneo a migração dos clientes para o regime de mercado:
 - i. Sendo certo que a revisão legislativa que retirou à ERSE as competências para fixar o fator de agravamento das TT tornou menos claros os fundamentos e a metodologia aplicados nessa determinação, o CT considera que a ERSE poderia publicar periodicamente uma análise da evolução das ofertas comerciais e das TT, de modo a clarificar o posicionamento desta, incentivando a mudança dos clientes para o regime de mercado;
 - ii. Ainda de modo a sinalizar a necessidade de contratação em regime de mercado, em especial para os clientes profissionais, o CT recomenda que a ERSE cesse progressivamente a publicação das TT, conforme previsto na legislação, em particular nos segmentos de maior consumo, em que o número de clientes é já residual;

- iii. Ao anterior, a ERSE deveria estabelecer a metodologia de aplicação de TT para clientes que se vissem sem contrato de fornecimento, por inabilitação do comercializador, recomendando-se a aplicação da TT do escalão de consumo mais próximo;
- iv. Finalmente, no médio prazo, o CT recomenda que a ERSE pondere passar a aprovar as TTs para os escalões de consumo domésticos – mandatório, enquanto se mantiverem as obrigações de fornecimento dos CURRs a estes consumidores -, sendo que para os consumos acima de 10.000 m³/a deveria ser aprovada uma única tarifa, aplicável independentemente do consumo do cliente.

G - ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

1. O CT sempre defendeu como positiva a regulação por incentivos desde que o resultado da sua aplicação reflita o esforço sustentável de otimização dos custos das operações das empresas em favor dos consumidores e da eficiência do SNGN;
2. Assim, reconheceu a excecionalidade de atividades sobre as quais não havia um período suficientemente longo para inferir um conhecimento completo e adequado da respetiva estrutura de custos, como foi o caso da atividades de armazenamento subterrâneo em 2010;
3. A Atividade de Gestão Técnica do Sistema tem abarcado um conjunto crescente de atividades, cada vez mais complexas em resultado dos desenvolvimentos regulatórios nacionais e europeus; por exemplo, no próximo período regulatório, haverá necessidade de proceder a desenvolvimentos, formação e dotação de recursos para assegurar todas os novos processos decorrentes da entrada em vigor dos novos códigos europeus, do MIBGAS, da Diretiva de Transparência (REMIT), da nova atividade de ERP (entidade responsável pelas previsões), etc.
4. Neste contexto, o CT recomenda que a ERSE pondere se a atividade de gestão de sistema, pela sua criticidade e atenta a prática internacional, deverá alterar a forma de regulação como proposto ou, por ora, ser mantida no regime de custos aceites.

H - APURAMENTO DE PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

H.1 Proposta de Regime Regulatório da Atividade de Reenchimento de Navios Metaneiros e Outros Serviços no Terminal de GNL

1. O CT não se pronuncia sobre o enquadramento de competências que leva a ERSE a propor a substituição do regime definido pela Portaria nº 201/2013, em vigor até abril de 2016, pela aplicação de um regime de acesso regulado nas mesmas condições.
2. O CT manifesta preocupação com uma possível descontinuidade ou duplicação de enquadramentos, legal e regulatório, desta atividade.

[Handwritten signature and initials]

3. Apesar de, segundo o Operador, não haver previsão de realização de operações de reinjeção de gás em navios metaneiros, o CT entende que o enquadramento atual se deverá manter enquanto não for substituído por outro, para que, caso surja alguma hipótese de operação, esta não deixe de ser realizada por falta de cobertura legal/regulatória com perda de valor para o operador de terminal e os consumidores.
4. O CT entende que o regime regulatório que se venha a aplicar a funções ou prestações de serviço específicas, à margem da atividade base de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, deverá ser fundado num regime de incentivo através da partilha equitativa de ganhos entre a atividade regulada e o operador da infraestrutura.

H.2. Metodologia de Atenuação de Ajustamento dos Proveitos Permitidos na Atividade de Armazenamento Subterrâneo

1. As infraestruturas de Armazenamento Subterrâneo, tal como o Terminal de GNL, constituem infraestruturas chave para a segurança do sistema que beneficiam todos os utilizadores do SNGN.
2. Esta característica diferenciadora destas infraestruturas está já reconhecida ao Terminal de GNL no período regulatório cessante.
3. O CT corrobora a opção da ERSE em reconhecer, agora, o carácter estratégico da Atividade de Armazenamento Subterrâneo, que nos termos da legislação nacional e europeia, assegura uma função de garante da estabilidade para a gestão do SNGN na sua globalidade, muito para além do seu contributo para o sistema numa ótica de apoio à concorrência.
4. Assim, concorda com a implementação de um mecanismo, semelhante ao já implementado para o Terminal de GNL, que possibilita a recuperação de parte dos seus custos, através da tarifa de Uso Global do sistema (Parcela I).
5. O CT concorda com o princípio de base de fixação do parâmetro que definirá a parcela de proveitos a recuperar através deste mecanismo, correspondente à evolução do proveito unitário face ao valor ocorrido em t-2, permitindo estabilizar a evolução tarifária e contribuindo, também, para a sustentabilidade desta infraestrutura cuja utilização está fortemente dependente das condições de mercado.

H 3. Recuperação dos Proveitos Permitidos das Atividades de Transporte e de Distribuição de Gás Natural Associada à Evolução da Procura

1. Os proveitos das empresas reguladas são por definição apurados no âmbito da regulação económica, tendo em conta os custos eficientes determinados no quadro do modelo regulatório definido, nomeadamente através da fixação da remuneração aplicada aos seus ativos. Esta remuneração reflete o nível de risco associado à recuperação dos proveitos e será tanto maior, quanto maior for esse risco.

2. O modelo de regulação aplicado no SNGN, pela ERSE, é o modelo implementado direta ou indiretamente pela maioria dos reguladores europeus na aferição dos proveitos eficientes das empresas e que o CT considera adequado.
3. No quadro da regulamentação e das diretivas europeias em vigor, as tarifas devem ter aderência aos custos, para que os custos do ano sejam recuperados, tanto quanto possível na totalidade, pela aplicação das tarifas em vigor no mesmo período em que foram incorridos.
4. A sua não recuperação no ano, situação mais comum no caso português relativo ao SNGN e em particular à RNTIAT, distorce os preços futuros e potencia subsídio cruzada entre consumidores. Os montantes acumulados demonstram uma perenidade e montante em desvio que não pode ser atribuída exclusivamente a deficiências de previsão que, no limite, explicariam apenas uma variação em torno da tendência. Esta prática tem mantido, ao longo dos anos, valores em dívida de 25% a 40%, dos proveitos anuais da RNTIAT, o que compromete decisões e atos futuros do regulador e consumidores.
5. A realidade mostra igualmente que no caso nacional, embora a procura global seja relativamente estável e previsível, entre 45 e 52 TWh, são as estimativas das variáveis tarifárias e as procuras subjacentes que historicamente têm induzido maiores desvios. O seu efeito, contrariamente à eletricidade que tem um preço de energia relativamente estável, é particularmente gravoso para a competitividade e para as decisões de consumo futuras.
6. É de referir que, a variação na procura acima referida não tem origem na distribuição onde o nível de consumo se tem mantido ainda mais resiliente e relativamente constante não existindo desvios nesta atividade, ao contrário do que é verificado na RNTIAT.
7. Dado que os desvios dependem quase na totalidade de decisões tarifárias, as estimativas das procuras por variável tarifária tornam-se críticas. Estas são particularmente complexas e difíceis quando existe um grande e crescente número de opções tarifárias como é o caso nacional.
8. Neste quadro, entende o CT que o reflexo da variabilidade das procuras deve ser transmitido ao mercado tão cedo quanto possível à semelhança do que ocorre com o preço do gás, evitando a sua acumulação pelo que o CT não se revê na criação deste tipo de mecanismos.

I - PROVEITOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO DE GÁS NATURAL

I.A – Custos de Referência da Atividade CURR

1. O CT tem expressado preocupação quanto à sustentabilidade da atividade CURR, face à acelerada diminuição do número de clientes.

2. Tendo sido opção do regulador, até à data, que esta diminuição não deveria implicar redução dos níveis de qualidade de serviço prestado, nos termos definidos no RQS e RRC, e sendo os custos permitidos dos CURRs definidos diretamente função do número de clientes, como reconhecido pela própria ERSE na definição dos indutores de custos aplicáveis, coloca-se a dúvida de como manter equilibrada a operação.
3. Retomando o exposto noutros pontos do Parecer, o CT reforça, assim, a necessidade de que a metodologia de controlo de custos seja aplicada de modo transparente e estável ao longo dos períodos regulatórios, de modo a que as empresas possam estabelecer planos de otimização de custos no médio prazo e que as economias observadas possam vir a ser repartidas equilibradamente com os consumidores.
4. A ERSE aponta o estabelecimento de “custos de referência” como metodologia adequada à prossecução daqueles objetivos (cf. o novo artigo nº 89º-A), o que o CT considera um ponto de partida equilibrado, sem prejuízo da posterior sustentação quantitativa a realizar na apresentação da Proposta dos Parâmetros Regulatórios.
5. A concretização do indicado no número anterior, parece aliás, particularmente necessária quando o novo artigo nº 89-A indica uma “definição anual dos custos de referência”, considerando o CT que a relevância deste parâmetro para o planeamento de atividades das empresas se coadunaria antes com uma definição para o período regulatório, sob pena de se privilegiarem ações de curto prazo, menos compatíveis com a manutenção dos níveis de serviço desejados.
6. O CT admite a criação de alguma diferenciação entre empresas, considerando, por exemplo, o número de clientes ou a dispersão geográfica da área de atuação das empresas, como discutido no Documento Justificativo.
7. Contudo, alerta que o atrás exposto não deve permitir a validação duma dispersão de resultados¹¹, pelo que se antecipa que, na proposta de Parâmetros Regulatórios, a ERSE apresente um estudo detalhado que suporte eventuais diferenças entre empresas quanto a valores unitários adotados, no respeito pelos princípios de transparência e não discriminação.
8. O CT considera, ainda, de relevar que a ERSE parece sugerir¹² que a aplicação do mecanismo de custos eficientes será, de algum modo, limitada temporalmente até 2017, por via do calendário de extinção das Tarifas Transitórias.
9. O CT recomenda alguma prudência nesta posição, especialmente pela disposição legal que obriga a que os CURRs mantenham a sua atividade, quer para fornecimento a clientes que fiquem sem comercializador, ou que não disponham de ofertas comerciais na sua zona de residência, quer para os consumidores vulneráveis, elegíveis para Tarifa Social e/ou ASECE que poderão sempre optar por contratar o fornecimento de GN junto destas empresas.

¹¹ Cf. observada na Figura 3-9 do Documento Justificativo

¹² Cf. pág. 76 do Documento Justificativo



10. Deste modo, o CT recomenda que, enquanto se mantiver o enquadramento legal e regulamentar em vigor para a atividade CURR, as questões associadas à sua sustentabilidade sejam analisadas no médio-longo prazo, nestas se incluindo a definição da base de custos operacionais e a avaliação da possibilidade da função do CURR ser assegurada pela atividade de comercialização.

I.B – OPEX e Custos Não Controláveis

1. O CT nota a referência à revisão regulamentar do SEN em que a ERSE optou pelo reconhecimento da existência de uma base de custos não controláveis pelas empresas comercializadoras, i.e. não sujeita aos objetivos de eficiência, aprovados pela ERSE, para controlo dos proveitos permitidos destas empresas, o que o CT considera ser uma metodologia adequada, desde que corretamente enquadrada e aplicada.
2. O alargamento desta metodologia ao SNGN resulta, assim, coerente quer na prossecução do objetivo de manter equilibrada a exploração destas atividades, quer na procura de harmonização da regulamentação aplicável aos dois setores.
3. No entanto, o CT nota que, pela nova redação do RT, apenas após a publicação dos parâmetros regulatórios será possível aquilatar da eficácia e transparência da aplicação desta nova metodologia, pelo que o CT recomenda que a aplicação da mesma siga os princípios da previsibilidade e estabilidade regulatórias, de modo a que os CURRs possam elaborar e executar os planos de incremento de eficiência operacional que serão necessários, sem pôr em causa as suas obrigações resultantes do RRC e RQS.
4. O CT nota finalmente o lapso de redação no artigo 90º, que refere uma discriminação dos custos “por nível de tensão”, conceito marcadamente elétrico, admitindo-se que se trata de “nível de pressão” ou “escalão tarifário”, como tem sido norma no RT do SNGN.

I.C – Remuneração do Fundo de Maneio

1. O CT nota que a ERSE propõe uma alteração significativa da metodologia de cálculo dos Proveitos Permitidos dos CURRs, ao eliminar a parcela relativa ao diferencial entre os prazos médios de pagamento e recebimentos¹³, sem que no Documento Justificativo seja apresentado o racional subjacente a esta proposta.
2. Esta parcela de remuneração deveria corresponder, na prática, à “*adequada remuneração do fundo de maneio*” que foi estabelecida aquando da revisão dos Contratos de Concessão da Distribuição e da separação da atividade CURR, resultando menos claro de que modo a ERSE pode justificar uma alteração desta natureza.
3. O CT considera que a proposta não se encontra fundamentada, recomendando, assim, que até melhor justificação, se mantenha a atual redação do RT neste ponto, sem prejuízo da cuidada avaliação, no momento de definição dos Parâmetros Regulatórios, das componentes quantitativas da sua aplicação.

¹³ Cf. nova redação proposta para o artigo nº 90 do RT

[Handwritten signature and initials]

J - OPERAÇÕES INTRAGRUPU

1. O CT considera relevante a atenção concedida pela ERSE às operações intragrupo, atendendo à estrutura societária de alguns dos participantes empresariais no SNGN, relevando igualmente o objetivo de harmonização da regulamentação com o SEN.
2. No enquadramento apresentado no capítulo sobre “Informação Auditada”, o CT avalia positivamente o aprofundamento introduzido na redação do RT sugerindo, contudo, que, nos artigos relevantes, seja explicitado que a informação a apresentar pelas empresas reguladas corresponde aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT), que são explicitamente referidos no Documento Justificativo, mas não no regulamento.
3. O CT destaca a importância dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT) como fonte de informação privilegiada para a monitorização das operações realizadas entre empresas reguladas e não reguladas, fundamental para a deteção de eventuais subsidiações cruzadas e/ou duplicação de custos.
4. Sem prejuízo do referido, no caso da informação pretendida pela ERSE ser mais alargada do que a constante dos DFPT, deverão ser clarificados os modelos de reporte a apresentar pelas empresas, por exemplo através da sua incorporação nas Normas Financeiras.
5. O CT nota ainda a sugestão de harmonização das datas de entrega de informação pelas empresas reguladas, sugeridas no ponto “Informação Auditada” deste Parecer, a considerar nos artigos relevantes.

L - INFORMAÇÃO AUDITADA

L 1. Alterações ao Regulamento Tarifário

1. O CT nota a incorporação do novo artigo 166º-A que pretende clarificar a utilização da informação auditada prestada pelas empresas, especialmente para o cálculo dos Ajustamentos aos Proveitos Permitidos.
2. O CT teve já a oportunidade de expressar a sua concordância ao reforço da utilização de auditorias independentes, como metodologia de melhoria da qualidade da informação disponível no SNGN, princípio que foi especialmente incorporado na última revisão regulamentar ordinária de 2013.
3. Contudo, o CT notou igualmente em Pareceres recentes sobre as Propostas de Tarifário que a utilização de valores distintos dos constantes nos Relatórios de Auditoria na fixação das tarifas e proveitos, de algum modo ia contra aquele princípio, especialmente pela notada ausência de justificação nos documentos de aprovação do tarifário, bem como pelo facto de ter sido descontinuada a incorporação no documento “Ajustamentos” das Demonstrações Financeiras Auditadas das empresas.
4. Releva-se, ainda, que a recente aprovação e publicação pela ERSE das Normas Financeiras de Reporte, a utilizar pelas empresas para a submissão, quer da informação previsional, quer da auditada, criou um referencial e formato único, que o CT valoriza positivamente

pelo incremento da transparência e objetividade. Eventuais insuficiências, em âmbito e detalhe, que, na sua aplicação, o regulador venha a observar nas normas agora aprovadas, poderão ser objeto de revisão, permitindo que a ERSE obtenha a complementação da informação prestada pelas empresas (previsional ou auditada) numa mesma base.

5. O enquadramento anterior parece assim ser posto em causa pelo novo artigo que, *a contrario*, confere ainda maiores poderes de tratamento da informação auditada à ERSE. O CT considera que, numa lógica de equilíbrio, a exigência de realização de auditorias deve comprometer todas as partes, seja a empresa (na prestação de informação adequada e completa), o auditor (na verificação profissional da informação), e o regulador (na utilização da informação). Desvios a estes princípios prejudicam a própria credibilidade do processo, colocando finalmente em causa a relevância das auditorias¹⁴.
6. Em qualquer caso, o CT considera que as prerrogativas atuais do Regulamento Tarifário que concedem à ERSE plenos poderes para ordenar auditorias suplementares à informação prestada pelas empresas, bem como as disposições do Estatuto Sancionatório, deveriam ser utilizadas preferencialmente.
7. O CT recomenda, assim, uma revisão do novo artigo 166º-A, tornando-o mais conforme aos princípios regulatórios de objetividade e transparência.

L.2. Envio da Informação

1. O CT nota que o RT passa a definir 3 datas distintas para o envio da informação auditada das empresas reguladas (operadores de infraestruturas e comercializadores de último recurso):
 - i. 30 de junho para as Contas Estatutárias;
 - ii. 30 de outubro para as Contas Reguladas Auditadas;
 - iii. 31 de outubro para os Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).
2. O CT considera que deve ser dado ênfase à harmonização de procedimentos, pelo que sugere a definição de 2 datas únicas para o envio de informação por estas empresas, consoante se trate de informação previewal ou auditada.
3. Neste sentido, atendendo ao que tem sido prática regulatória, sugere-se a adoção do seguinte procedimento:
 - i. 31 de outubro para as Contas Estatutárias, Contas Reguladas Auditadas e DFPT;
 - ii. 15 de dezembro para a informação previewal (Estimativa de Fecho do ano em curso e Orçamento para os 2 anos seguintes).

¹⁴ Nota-se, ainda, que sendo alguns dos *stakeholders* do SNGN empresas cotadas, os procedimentos seguidos pela ERSE criam insegurança regulatória a outro nível que parece evitável.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'H.L.' and 'S. Pin'.

L.3 Informação a Fornecer à ERSE após Cessação das Atividades dos Operadores Regulados

O CT valoriza positivamente a introdução do novo artigo 140º-A, relativo à obrigatoriedade de continuação de prestação de informação pelas empresas reguladas, durante o período de 2 anos após cessação das suas atividades, de modo a permitir a correta computação dos custos e proveitos a alocar ao SNGN, enquanto estes forem enquadráveis no âmbito de regulação da ERSE.

L.4. Reporte de factos ocorridos em momentos posteriores às datas de reporte da informação regulatória

1. O CT considera adequada a disposição proposta que prevê que todas as informações com impacto tarifário relevante sejam obrigatoriamente reportadas no imediato à ERSE, apesar de os factos que as originam poderem vir a ocorrer em momentos posteriores às datas de reporte regulamentar.
2. O CT reconhece que, tratando-se de uma obrigação para as empresas, eventualmente sujeita às disposições do Estatuto Sancionatório, a clareza dos procedimentos torna-se particularmente relevante.
3. Deste modo, a redação proposta de “*impacte tarifário relevante*” carece, no entendimento do CT, de tipificação em sede de Diretiva ou Subregulamentação, com a finalidade de obviar interpretações diferenciadas pelos vários intervenientes do setor.

M – INCORPORAÇÃO DO REGULAMENTO EUROPEU – CÓDIGO DE COMPENSAÇÃO

M.1. Custos/proveitos de compensação para os agentes

1. Nos termos da aplicação do regulamento UE 312/2014 (código de rede para a compensação das redes de transporte de gás), os encargos de compensação diária aplicados a cada utilizador são apurados e imputados em função do desvio diário (Entradas – Saídas) de acordo com a metodologia de preço de compra e venda desses desvios calculados nos termos do capítulo V do Regulamento europeu de compensação de rede. Estes incluem diferenças de medição e autoconsumos que, quando providos pelo operador de rede, são imputados diretamente aos agentes.
2. O CT reconhece que, por questões de transparência e similitude com o mercado em Espanha, o operador de rede deve ser responsável pela aquisição do gás para perdas e autoconsumos, e balanço das diferenças de medição. Estes custos deverão ser reconhecidos como eficientes, caso esta aquisição/venda seja realizada em mercado organizado ou por leilão.

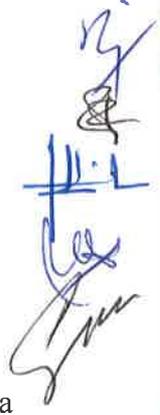
M.2. Encargos de neutralidade

1. As novas exigências dos códigos de rede obrigatórios, em particular o de compensação definido no Regulamento europeu 312/2014, implicam a sua implementação em Portugal a partir de outubro de 2016, no quadro do fomento ao desenvolvimento de um mercado grossista.
2. Este código vem estabelecer em particular o processo e o preço de compra e venda das posições de desequilíbrio dos agentes e bem como a imputação de custos e/ou proveitos que o Gestor Técnico tenha de incorrer para manter em operação segura o processo físico de movimentação de GN. É o valor resultante deste conjunto de custos e proveitos do operador que é considerado no quadro dos encargos de neutralidade, dado que o referido regulamento impõe que o operador não ganhe ou perca com estas operações assegurando a sua repercussão direta e proporcional nos agentes de mercado.
3. Estes encargos de neutralidade encontram-se regulamentarmente previstos no capítulo VII (artigos 29 a 31 do Código do referido Regulamento EU 312/2014, e devem ser repercutidos nos utilizadores sendo o operador da rede de transporte neutral¹⁵, propondo a ERSE três mecanismos alternativos para o efeito:
 - a) Distribuição dos encargos de neutralidade através: (i) da aplicação de uma tarifa de encargos de neutralidade em função do consumo do agente de mercado e (ii) em função dos desequilíbrios de cada agente.
 - b) Repartição de encargos de neutralidade em função dos desequilíbrios de cada agente.
 - c) Aplicação de uma tarifa de encargos em função do consumo do agente de mercado.
4. Mais do que pronunciar-se sobre um mecanismo específico, entende o CT que deve ser desenvolvida pela ERSE uma metodologia que permita a repercussão direta dos custos/proveitos de neutralidade nos utilizadores na sua fatura sem que seja criada uma tarifa para o efeito, mas que assegure em função da sua natureza, a imputação de custos comuns (não dependentes do desvio) aos utilizadores, em função da energia entregue e os restantes, proporcionalmente ao seu desvio.

N - TARIFA SOCIAL

1. O Terceiro Pacote de Energia da União Europeia, através das Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, determinou que cada Estado Membro deve definir a proteção e o conceito de clientes vulneráveis.
2. A nível interno, Portugal transpôs as referidas Diretivas através do Decreto-lei n.º 138 - A/2010, de 28 de dezembro – tarifa social de fornecimento de energia elétrica e do Decreto-lei n.º 101/2011, de 30 de setembro - tarifa social de fornecimento de gás natural.
3. Desde logo se verificam diferenças de tratamento para os consumidores do SNGN e do SEN, nomeadamente com a metodologia de financiamento da Tarifa social (TS):

¹⁵ De acordo com o disposto no nº1 do artigo 29º do regulamento EU 312/2014, "O operador da rede de transporte não deve ter lucros ou prejuízos com o pagamento ou o recebimento de encargos de compensação diária, encargos intradiários, encargos relativos a ações de compensação e outros encargos relacionados com as suas atividades de compensação, que são consideradas como todas as atividades realizadas pelo operador da rede de transporte para o cumprimento das obrigações estabelecidas no presente Regulamento"



- No SNGN, são todos os consumidores que suportam os encargos inerentes à sua atribuição, incluindo os beneficiários da TS;
 - Enquanto no SEN *incide* sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.
4. O Decreto-lei n.º 101/2011, no seu artigo 10.º, estabelece: *“A caracterização do regime da tarifa social e do seu financiamento deve ser avaliada em 2013 e, posteriormente nos últimos seis meses de cada período subsequente de quatro anos, com vista à adequação à realidade do sector do gás natural.”*
 5. O CT considera que não tendo ocorrido até à presente data a reavaliação legalmente estatuída, é premente ser realizada, aliás na senda da reavaliação no SEN, com a publicação do Decreto-lei n.º 172/2014 de 14 de novembro, que Republica o Decreto-lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro.
 6. Da comparação da legislação em vigor constata-se, adicionalmente, as seguintes divergências na definição de elegibilidade dos clientes finais economicamente vulneráveis:
 - SNGN, art.º 2º ponto 2:
 - a) Beneficiários do complemento solidário para idosos;
 - b) Beneficiários do rendimento social de inserção;
 - c) Beneficiários do subsídio social de desemprego;
 - d) Beneficiários do 1.º escalão do abono de família;
 - e) Beneficiários da pensão social de invalidez.
 - SEN, art.º 2º pontos 2 e 3:
 - d) Beneficiários do abono de família;
 - f) Os beneficiários da pensão social de velhice;

3 — Para efeitos do disposto no n.º 1, são ainda considerados clientes finais economicamente vulneráveis as pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social, considerando -se, para tal, o rendimento total verificado no respetivo domicílio fiscal, bem como o número de coabitantes que não auferam qualquer rendimento.
 7. Do *supra* exposto é entendimento do CT que urge ser efetuada a reavaliação da legislação em vigor sobre TS no setor do gás natural, nomeadamente quanto ao seu financiamento e elegibilidade dos beneficiários, instando a ERSE a diligenciar esta reavaliação junto do legislador.

Handwritten notes in the top right corner, including the number '3' and some illegible signatures.

8. O CT tem recorrentemente plasmado nos seus pareceres, que a ERSE deveria garantir a intervenção dos serviços de Segurança Social, entidade que atribui e monitoriza a aplicação das prestações sociais, no sentido desta notificar por *mailing* os beneficiários de que são potenciais beneficiários da Tarifa Social e ASECE, incentivando-os a solicitarem a atribuição da mesma junto dos seus comercializadores.
9. A concretização desta pretensão do CT iria potenciar a penetração da Tarifa Social e ASECE, dando por fim o desfasamento existente entre potenciais e efetivos beneficiários.
10. Com a alteração introduzida pelo ponto 3, do art.º 2º do Decreto-lei n.º 172/2014 de 14 de novembro, igualmente importa que a ERSE promova o envolvimento da Autoridade Tributária e Aduaneira, uma vez que é esta a quem compete a validação da elegibilidade dos clientes com base no critério do rendimento.
11. Finalmente, o CT expressa a sua concordância quanto à alteração proposta ao RT/SGN de aplicação obrigatória da tarifa social a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário entende que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser revista tendo em conta as preocupações e recomendações que antecedem.

Em 3 de fevereiro de 2016, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE** tendo sido aprovado por **UNANIMIDADE** com uma abstenção EXCETO quanto aos pontos II A 11 e II H 3 que ficaram aprovados por **MAIORIA**. O parecer tem 26 páginas, incluindo a das assinaturas, e com a seguinte **VOTAÇÃO** XIII (treze) anexos

Large handwritten signature in blue ink, spanning across the bottom of the page.

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO	NOME	ENTIDADE REPRESENTADA	ASSINATURA		
			FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.º	Alfredo Rocha	Representante de Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	—	—	GLOBALDADE —
Eng.ª	Ana Telxela Pinto	Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural - (EDP)	ANEXO I o ANEXO II - p ANEXO III	II A 11 cf. ANEXOS I e II	—
Dr.	António Domingues Pires	Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural - (AGN)	ANEXO IV p ANEXO III	—	—
Dr.	Arlindo Gouveia	Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (Fenacoop)	ANEXO V e VI	II H. 3. cf. ANEXOS V e VI	—
Dr.	Carlos Chagas	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (UGC)	ANEXO VII	—	—
Dr.	Eduardo Quinta Nova	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (UGC)	ANEXO VII	—	—
Eng.º	Francisco Telxela	Representantes de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (Fenacoop)	ANEXO V p ANEXO VI	II H. 3. cf. ANEXOS V e VI	—
Eng.ª	Isabel Fernandes	Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) - (REN)	Isabel Fernandes	—	—
Eng.º	Celso Pedrelras	Representante as associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m3	ANEXO VIII	—	—
Eng.º	José Ricardo Rodrigues	Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000m3. (CELPAQ)	ANEXO IX	—	—
Dr.	José M. Saldanha Bento	Representante do comercializador de último recurso grossista de gás natural - (Transgás)	ANEXO X p ANEXO III	—	—
Eng.ª	Jorge Lúcio	Representante das entidades titulares de distribuição de gás natural em regime de serviço público (GALP ENERGIA)	ANEXO XI p ANEXO XII	—	—
Eng.ª	Manuela Moniz	Representante de associações de defesa do consumidor de carácter genérico - (DECO)	Manuela Moniz	—	—
Dr.ª	Maria Cristina Portugal	Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro de 2012	Maria Cristina Portugal	—	—
Dr.	Gonçalo Santos	Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	ANEXO XII p ANEXO III	—	—
Dra.	Patrícia Gomes	Representante da Direcção-Geral do Consumidor	ANEXO XIII	—	—
Eng.º	Pedro Furtado	Representante da concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) - (REN)	Isabel Fernandes	—	—

Assunto: Voto CURRs - Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural

De: Ana Isabel Teixeira Pinto

Exmas. Senhoras Presidente e Vice-Presidente do CT,

Os Comercializadores de Último Recurso Retalhistas de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural – à Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural, com exceção da alínea 11 do ponto A- Tarifas de Acesso à rede de transporte – contratos de capacidade diária para entrega a clientes, da Parte II - Especialidade, sobre o qual votam contra, com a declaração de voto em anexo.

Adicionalmente, votam conjuntamente com os comercializadores em regime de mercado, o comercializador de último recurso grossista, os distribuidores regionais e com as entidades licenciadas de distribuição de gás natural, a declaração de voto relativa ao tema "Gestão da Dívida".

Com os melhores cumprimentos,

Ana Teixeira Pinto

Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas

**DECLARAÇÃO DE VOTO DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO
RETALHISTAS**

Relativamente à alínea 11 do ponto A – Tarifas de Acesso à rede de transporte – contratos de capacidade diária para entrega a clientes -, da Parte II - Especialidade, entendemos que como princípio, a subsidiação cruzada entre o sector eléctrico e o sector do gás natural deve ser evitada, devendo os dois sistemas garantir a sua sustentabilidade de forma independente

Adicionalmente, com base na informação disponível publicamente, atentos os consumos históricos dos clientes de gás natural, e do segmento eléctrico em particular, pode concluir-se por um lado que os pressupostos de consumo que estiveram na base do projecto de introdução de gás natural em Portugal têm vindo a ser cumpridos e no seu todo até mesmo antecipados, dado que os volumes actuais estão em linha com os que se perspectivavam para o ano 2020.

Desta forma, consideramos também por este motivo não existir fundamento ou necessidade para que se introduzam mecanismos menos transparentes na regulamentação aplicável em ambos os sectores.

Lisboa, 3 de Fevereiro de 2016

Ana Teixeira Pinto, Representante dos Comercializa-
dores de Último Recurso Retalhistas

**Declaração de Voto dos Representantes dos Comercializadores Livres;
Comercializadores em Regime de Último Recurso Grossista e Retalhistas;
Concessionárias e Licenciadas de Distribuição de Gás Natural**

Gestão da Dívida

As entidades signatárias desta Declaração de Voto lamentam a oportunidade perdida de nesta revisão regulamentar não se terem dado passos concretos para limitar o crescente problema da existência de dívida vencida na comercialização de gás natural. Sendo certo que práticas inadequadas devem ser sinalizadas e prevenidas, a existência de dívida vencida prejudica os clientes cumpridores, notando-se particularmente que, no caso dos CURRs pela sua natureza regulada, as dívidas vencidas se tornam custos para o SNGN, tornando-o menos eficiente.

Não tendo sido possível incorporar no Parecer do Conselho Tarifário uma redação consensuada sobre as propostas da ERSE, os signatários registam o seu acordo à proposta que, a exemplo do já incorporado na regulamentação do SEN desde dezembro de 2014, permite que os CURRs possam solicitar a interrupção do fornecimento ao cliente após a mudança de comercializador, em caso de não pagamento de dívida não contestada, notando ainda que, por um princípio de equidade, esta disposição deveria também ser alargada aos comercializadores em regime de mercado.

Identicamente, os signatários deixam registado o seu acordo à proposta da ERSE que prevê que os comercializadores em regime de mercado possam passar a solicitar cauções a clientes domésticos, após uma situação de interrupção de fornecimento.

Os signatários da Declaração de Voto aproveitam ainda para reiterar a sua convicção de que seria mais eficiente a declaração de inibição de CUI para mudança, em caso de emissão de Aviso de Corte por existência de Dívida Vencida não contestada, no lugar do mecanismo de apresentação de fatura única pelo novo comercializador, cuja sustentabilidade jurídica não é evidente, para lá das questões práticas de aplicabilidade verificadas no SEN, sector em que o mesmo mecanismo, tendo sido aprovado pela ERSE em dezembro de 2014, continua por aplicar.

Enquanto operadoras reguladas, as distribuidoras de gás natural, algumas das quais com atividade integrada de CURR, reconhecem que a questão de dívidas vencidas e não pagas revertem para o sistema, transformando-se em custo ineficiente para o SNGN. Neste sentido, estas empresas subscrevem esta Declaração de Voto.

Lisboa, 3 de Fevereiro de 2016

Representante dos Licenciados de distribuição GN -
- Jorge Manuel Nunes

Representante do CURR - João Manuel Salgueiro

REPRESENTANTE DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS -

Representante dos CURR - Ana Teixeira Pinto

REPRESENTANTE DOS COMERCIALIZADORES EM REGIME LIVRE - António E. Santos

ANEXO IV

Data: 03/02/2016 [15:05:41]

De: António Pires

Para: Maria Cristina Portugal

Manuela Moniz

Assunto: Voto Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural

Cara Presidente e Vice-Presidente,

As Concessionárias da Rede de Distribuição Regional de Gás Natural votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário – Secção do Gás Natural – à Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural.

Adicionalmente, votam conjuntamente com os comercializadores livres, os comercializadores em regime de último recurso grossista e retalhistas e com as entidades licenciadas de distribuição de gás natural, a declaração de voto relativa ao tema "Gestão da Dívida".

Segue em anexo o voto assinado.

Com os melhores cumprimentos,

António Pires

Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural

ANEXO V

Data: 03/02/2016 [15:10:17]

De: Arlindo Ramos Gouveia

Para: Manuela

, mcportugal

Cc: <dados pessoais>

Assunto: VOTAÇÃO e Declaração de Voto ao Parecer do CT-GN sobre Proposta de RT

Caras Presidente e Vice-presidente do CT-GN :

Informamos que, relativamente ao Parecer do CT em assunto, os representantes da FENACCOOP, votam favoravelmente a Proposta de parecer final do CT na sua generalidade.

Igualmente informamos que o ponto H3 do referido Parecer do CT não merece a nossa concordância.

Em anexo segue a DECLARAÇÃO de VOTO que entendemos apresentar.

Com os nossos cumprimentos:

Arlindo Gouveia
Francisco Teixeira

DECLARAÇÃO DE VOTO

Os representantes da FENACCOOP, Federação Nacional das Cooperativas de Consumidores, votam favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural. Este Regulamento apresenta uma enorme variedade de contextos abordados e um nível de complexidade que se pode compreender considerando a dimensão económica e social que o Sector do GN naturalmente representa em Portugal. Como representantes de consumidores manifestamos especial preocupação com a possibilidade de oneração de tarifas, decorrentes do que venha a ser objecto de revisão nos inúmeros capítulos do Regulamento e sua especificidade. Na interpretação e previsão de consequências futuras decorrentes das alterações propostas nas diversas especialidades, como é óbvio, os representantes de consumidores não apresentam o mesmo nível conhecimento que os representantes no CT-GN das diversas Empresas - até porque são profissionais das mesmas - que atuam no sector, e que como tal poderão aportar alguma vantagem nas propostas de parecer que eventualmente venham a beneficiar, caso consideradas, nas futuras execuções regulatórias.

Considerando os consensos que foi possível construir no trabalho do CT-GN, e considerando ainda a retirada de pontos do Parecer concluído que não mereceram concordância da maioria, como por exemplo "*As dívidas de consumidores*" foi-nos possível encarar positivamente o presente Parecer do CT.

Entendemos relativamente a alguns pontos específicos tecer as seguintes considerações.

1.No seu Parecer o CT recomenda que seja discutida e avaliada a possibilidade de aumento do período regulatório, posição com a qual concordamos, por princípio, pelos sinais de estabilidade e previsibilidade que tal poderá implicar.

Todavia consideramos que o referido alargamento poderá não ser aconselhável no imediato, pois subsistem vários fatores imponderáveis, decorrentes da situação social e económica do país e do mundo, e mesmo das significativas alterações regulamentares em curso e à implementação do mercado ibérico de gás natural, que poderão ser mais bem geridos num quadro de períodos de regulação relativamente curtos. Subsiste a dúvida de que a estabilidade do setor esteja já alcançada ou suficientemente amadurecida.

2.Também nada temos a obstar à fixação de tarifas por períodos mais alargados, por exemplo para o período regulatório de 3 anos, pelos benefícios de previsibilidade que poderá trazer sobretudo à atividade económica, desde que acautelada a possibilidade de revisão extraordinária, se e quando a situação o justifique.

3.Um dos pontos do Parecer introduz uma discussão relativa à gestão dos sistemas energéticos que se reveste da maior importância: a recuperação económica dos custos das infraestruturas de transporte de GN construídas para alimentar as centrais térmicas.

Com efeito, a duplicação e triplicação de sistemas de produção de eletricidade, centrais térmicas a carvão, centrais de ciclo combinado, produção hídrica, eólica e fotovoltaica, da forma como estão a ser geridas as respetivas remunerações, quer produzam eletricidade ou não, quer a eletricidade esteja a ser necessária ou não, é um fator que pesa muito sobre o SEN

e sobre os consumidores. E acaba por impactar sobre o SNGN, cujos consumidores pagam as estruturas das centrais. Pensamos que este problema não poderá ser resolvido simplesmente chamando os consumidores do SEN a compensar os consumidores do SNGN, exigindo portanto uma reflexão muito mais aprofundada.

4. Quanto ao mecanismo das trocas reguladas no Terminal de Sines, consideramos com o objetivo do mesmo – impor um teto máximo nos custos para novos agentes, de menores dimensões que o utilizador histórico, para que possam trazer verdadeira concorrência ao mercado – não deve ser esquecido em qualquer mecanismo alternativo que eventualmente se venha a considerar.

5.H 3. Recuperação dos Proveitos Permitidos das Atividades de Transporte e de Distribuição de Gás Natural Associada à Evolução da Procura

Não podemos concordar com este ponto. Como sempre foi referido a estabilidade tarifária é um objetivo desejável, pelo que tem sentido atenuar grandes variações nos preços a pagar pelos consumidores quando ocorram grandes variações de consumo (por exemplo em anos de grande hidraulicidade em que as centrais térmicas não produzam).

Evidentemente que qualquer mecanismo de atenuação, nos termos propostos pela ERSE ou outros, devem preocupar-se em evitar défices acumulados e consistentes, fazendo a análise crítica do passado regulatório, respetivas previsões e implicações tarifárias. Inclusive com mecanismos que, perante a necessidade de aumento de tarifas, decorrente de baixas acentuadas de consumos, possam não impactar exclusivamente sobre os consumidores, mantendo incólumes os proveitos das empresas reguladas.

Finalmente, entendemos que compete à ERSE, dentro das suas atribuições estatutárias, uma firme atitude de defesa dos interesses dos consumidores, dos diversos níveis de consumos e atividades. A defesa dos interesses empresariais e das suas preocupações rentabilísticas não pode ser preocupação da ERSE. Em especial no que concerne à evolução, num futuro próximo, nos preços desta energia, impõem-se assim medidas que proporcionem a descida nos preços, permitindo aos consumidores domésticos um acesso mais económico, com a importância social que daí pode relevar. E aos consumidores comerciais e industriais, que o preço do GN deixe ser um custo de contexto a pesar na sua competitividade e como tal a limitar o objetivo da “reindustrialização” do país e o crescimento e desenvolvimento económico nacional.

Os representantes da FENACOOOP no CT-GN:

Francisco Teixeira

Arlindo Gouveia

Data: 02/02/2016 [21:03:35]

De: Eduardo Jorge Glória Quinta Nova

Para: Maria Cristina Portugal

Cc: <dados pessoais>

Assunto: Parecer sobre a "Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural"

Exma. Senhora
Presidente do Conselho Tarifário da ERSE
Dra. Maria Cristina Portugal

Carlos Alberto Chagas e Eduardo Quinta-Nova, representantes da **União Geral de Consumidores (UGC)** no Conselho Tarifário da ERSE, vêm comunicar a V. Exa. que **votam favoravelmente na globalidade** (generalidade e especialidade) o Parecer do CT sobre a "*Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural*".

Com os melhores cumprimentos.

Carlos Alberto Chagas
Eduardo Quinta-Nova

ANEXO VIII

Assunto: RE: parecer final

De: Celso Pedreiras

Data: 16:00:00 WET

Para: <dados pessoais>

Exmas Presidente e Vice-Presidente,
Caro(a)s Conselheiro(a)s,

Na impossibilidade de estar presente na reunião de hoje na ERSE, venho comunicar que aprovo na generalidade o texto final do parecer da " Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural".

Com os melhores cumprimentos,

Celso Pedreiras

(em representação das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³)

0 IX

Data: 03/02/2016 [15:55:40]

De: Jose Ricardo Rodrigues

Para: Maria Cristina Portugal

Cc: Manuela Moniz

Assunto: RE: parecer final co CT da ERSE - Proposta de Revisão do RT do Setor do GN - Declaração de Voto

Estimadas Presidente (Sr^a Dr^a Maria Cristina Portugal) e Vice-Presidente (Sr^a Eng^a Manuela Moniz) do CT da ERSE,

Venho por este meio apresentar a

Declaração de voto anexa ao parecer do Conselho Tarifário sobre "PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL", em consulta pública até 3/Fevereiro/2016, do representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³:

O representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos superiores a 10.000 m³, **declara votar o parecer favoravelmente na generalidade.**

Com os melhores cumprimentos,
José Ricardo C. Rodrigues

3 de Fevereiro de 2016

ANEXO X

Data: 03/02/2016 [15:25:13]

De: Saldanha Bento

Para: <dados pessoais>, Manuela Moniz

Assunto: Voto Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural

Senhoras Presidente e Vice- Presidente,

O representante do Comercializador de Último Recurso Grossista comunica o seu voto favorável ao Parecer sobre a Revisão Regulamentar de SNGN.

Mais confirma a subscrição da Declaração de Voto conjunta apresentada pelos Comercializadores em Regime de Mercado, CURG, CURRs e Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural, relativa à "Gestão da Dívida".

Com os melhores cumprimentos,

José Manuel Saldanha Bento

Representante da CURG

O conteúdo desta mensagem de correio eletrónico e seus anexos é confidencial e de uso reservado.

Se não é o destinatário, não a guarde, não a reenvie a terceiros, nem faça qualquer uso da informação nela contida. Por favor, apague-a e informe de imediato o remetente. A Internet não garante a confidencialidade e a entrega correta de mensagens de correio eletrónico. A Galp Energia não aceita responsabilidade por danos causados pela receção incorreta desta mensagem.

Apesar de esta mensagem ter sido verificada pelo nosso sistema de antivírus, não podemos garantir que não contenha vírus informáticos e não aceitamos qualquer responsabilidade por danos causados por vírus que possam estar contidos nesta mensagem.

Para informações sobre a Galp Energia visite o nosso website em <http://www.galpennergia.com>.

This e-mail and related attachments contain confidential and legally privileged information.

If you are not the intended recipient you must not keep it in your records or forward it to any third parties, nor use the information contained in it. Please delete it and notify by return Email. Internet email does not guarantee the confidentiality or the proper receipt of messages sent. Galp Energia declines any liability for damages caused by improper receipt of this message.

Our own virus checking system has swept this e-mail and its attachments. However, we cannot guarantee that it is virus-free and cannot take responsibility for any virus which may be present.

For further information about Galp Energia please visit our website at <http://www.galpennergia.com>.

Data: 03/02/2016 [15:44:00]

De: Jorge Manuel Lúcio

Para: Maria Cristina Portugal , Manuela Moniz

Assunto: Voto no Parecer do CT relativo à Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural

Prezadas Presidente e Vice-Presidente do CT,

O representante das Entidades Licenciadas de Distribuição Local de Gás Natural comunica o seu voto favorável ao Parecer sobre a Revisão Regulamentar do SNGN. Identicamente, confirma a subscrição da Declaração de Voto conjunta apresentada pelos Comercializadores em Regime de Mercado, CURG, CURRs e Concessionárias e Licenciadas da Distribuição de Gás Natural, relativa à "Gestão da Dívida".

Aproveitando para agradecendo a condução bem sucedida dos trabalhos, apresento os melhores cumprimentos,

Jorge Lúcio

Representante das Entidades Licenciadas de Distribuição Local de Gás Natural

O conteúdo desta mensagem de correio eletrónico e seus anexos é confidencial e de uso reservado.

Se não é o destinatário, não a guarde, não a reenvie a terceiros, nem faça qualquer uso da informação nela contida. Por favor, apague-a e informe de imediato o remetente. A Internet não garante a confidencialidade e a entrega correta de mensagens de correio eletrónico. A Galp Energia não aceita responsabilidade por danos causados pela receção incorreta desta mensagem.

Apesar de esta mensagem ter sido verificada pelo nosso sistema de antivírus, não podemos garantir que não contenha vírus informáticos e não aceitamos qualquer responsabilidade por danos causados por vírus que possam estar contidos nesta mensagem.

Para informações sobre a Galp Energia visite o nosso website em <http://www.galpennergia.com>.

This e-mail and related attachments contain confidential and legally privileged information.

If you are not the intended recipient you must not keep it in your records or forward it to any third parties, nor use the information contained in it. Please delete it and notify by return Email. Internet email does not guarantee the confidentiality or the proper receipt of messages sent. Galp Energia declines any liability for damages caused by improper receipt of this message.

Our own virus checking system has swept this e-mail and its attachments. However, we cannot guarantee that it is virus-free and cannot take responsibility for any virus which may be present.

For further information about Galp Energia please visit our website at <http://www.galpennergia.com>.

ANEXO XIII

Data: 03/02/2016 [15:48:14]

De: Gonçalo Santos

Para: Maria Cristina Portugal, Manuela Moniz

Cc: <dados pessoais>

Assunto: RE: Voto Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural

Cara Presidente e Vice-Presidente,

Os Comercializadores em Regime Livre votam favoravelmente o Parecer do CT | Gás Natural à Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural.

Juntamos ainda uma declaração de voto conjunta dos Comercializadores em Regime Livre, dos Comercializadores em Regime de Último Recurso Grossista e Retalhista, das Entidades Licenciadas de Distribuição de Gás Natural e das Concessionárias da Rede de Distribuição Regional de Gás Natural, sobre o tema "Gestão da Dívida".

Cumprimentos,

Gonçalo Santos

EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.

Gestão de Energia e Preços

Diretor

Av. 24 de Julho, 12, Torre Nascente – 3º piso

1249-300 Lisboa

ANEXO XIII

Declaração de voto da Direção-Geral do Consumidor

Declaração de voto da representante da Direção Geral do Consumidor - DGC ao parecer do Conselho Tarifário sobre a Consulta pública relativa à Proposta de revisão do Regulamento Tarifário GN.

Voto favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário.

Lisboa, 03.02.2016

Patrícia Cruz Gomes