

**DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR DO GÁS NATURAL**

Abril 2013

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
	COMENTÁRIOS RECEBIDOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE.....	3
	RT – CONSELHO TARIFÁRIO.....	5
	RT – CONSELHO CONSULTIVO.....	21
	RT – AdC	29
	RT – AGN.....	33
	RT – DECO	37
	RT – DGEG	43
	RT – EDP COMERCIAL	45
	RT – EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL	47
	RT - ENDESA	51
	RT – GAS NATURAL FENOSA	55
	RT – GALP.....	59
	RT – GOLDENERGY	83
	RT - IBERDROLA	87
	RT - PORTGÁS.....	89
	RT – REN	97
	RT – SONORGÁS.....	103
	RT - TAGUSGÁS	109

1 INTRODUÇÃO

Em Novembro de 2012, a ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), do Regulamento Tarifário (RT), do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

Esta revisão regulamentar foi justificada, nomeadamente, pela necessidade de proceder a uma harmonização regulatória nos planos europeu e ibérico decorrente dos códigos de rede europeus emanados do 3.º pacote de diretivas do mercado interno da energia bem como o acolhimento, nele consagrado, designadamente ao reforço dos poderes às entidades reguladoras nacionais e aprofundamento das regras destinadas a assegurar a proteção dos consumidores.

Por outro lado, procurou assegurar-se um melhor enquadramento regulamentar às condições de contexto do mercado justificados pelo desenvolvimento do mercado de gás natural, bem como uma eficiência acrescida na regulação, através da consolidação e/ou implementação da regulação por incentivos e adoção de mecanismos mitigadores do impacte da volatilidade da procura.

A proposta de revisão regulamentar submetida a discussão pública tomou em consideração o terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em 13 de julho de 2009, designadamente a Diretiva 2009/73/CE, o Regulamento (CE) 715/2009 sobre as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de gás natural e o Regulamento (CE) 713/2009, também do Parlamento Europeu e do Conselho, que instituiu a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER).

Foi igualmente considerado no quadro da revisão regulamentar a publicação do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e transparência dos mercados grossistas de energia (REMIT) e as alterações legislativas decorrentes da publicação do Decreto-Lei n.º 230/2012 e do Decreto-Lei n.º 231/2012, ambos de 26 de outubro.

A presente revisão do RT foi ainda justificada pelas seguintes razões:

- 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.

A proposta de alterações, acompanhada do correspondente documento justificativo, foi submetida a parecer dos Conselhos Consultivo e Tarifário da ERSE e a consulta pública.

No âmbito do processo de consulta pública, lançado a 19 de novembro de 2012, que culminou com a realização de uma Audição Pública no passado dia 12 de dezembro, para além do parecer do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo, a ERSE recebeu comentários e sugestões de diversas entidades, designadamente de entidades públicas, empresas do setor, reguladas e em regime de mercado, bem como de associações de consumidores. Estas entidades foram as seguintes:

- AdC – Autoridade da Concorrência
- AGN - Associação Portuguesa das Empresas de Gás Natural
- DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia
- EDP Comercial
- EDP Gás Serviço Universal
- Endesa
- Gas Natural Fenosa
- Galp
- Goldenergy
- Iberdrola Portugal
- Portgás
- REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
- Sonorgás – Sociedade de Gás do Norte
- Tagusgás

O presente documento integra as observações da ERSE aos comentários que lhe foram remetidos, devidamente identificados, mencionando e justificando os que foram aceites e os que não puderam ser considerados no texto regulamentar. Os comentários aceites motivaram a alteração em conformidade dos artigos do RT, também eles identificados. Os comentários recebidos estão reproduzidos na íntegra na página da ERSE na Internet.

Importa reforçar que a qualidade dos comentários apresentados pelos vários interessados no setor permitiu robustecer a proposta apresentada a consulta pública, melhorando a qualidade das regras agora aprovadas. Agradece-se a participação de todos neste processo de consulta pública.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
1.	Cálculo de impactos e realização de balanço	1. ... o CT sublinha a ausência de sustentação de algumas das medidas propostas, nomeadamente quanto a: a) Impactes tarifários das medidas propostas pois, não tendo sido apresentados cenários dos mesmos, dificulta uma análise sustentada do respetivo custo-benefício. b) Impactos temporais e de custos das medidas propostas, designadamente o impacto dos novos regulamentos nos sistemas informáticos de agentes e operadores que se afigura significativo justificando uma operacionalização faseada no tempo, a ser objeto de definição em fase posterior a fim de permitir a latitude de ação necessária ao regulador para acomodar a sua implementação.	O documento justificativo das propostas de revisão regulamentar discute as propostas e apresenta qualitativamente as suas motivações e impactes. A apresentação em concreto de cenários ou simulações numéricas obrigaria a definir um conjunto de pressupostos cuja validade e aplicabilidade passaria a estar em discussão pública, em vez do pretendido, que são os mecanismos regulamentares propostos. A ERSE considera adequado manter a opção do modelo de discussão pública dos regulamentos, embora reconheça a importância de, sempre que justificado, incluir avaliações quantificadas dos impactes ou do funcionamento dos mecanismos regulamentares propostos, a bem da sua clarificação.
2.	Realização de balanço	O Conselho apela à necessidade de conferir ao setor estabilidade regulatória, conceito que, não pretendendo significar estagnidade relativamente a alterações e aperfeiçoamentos pontuais, recomendaria que, uma revisão profunda do RT/SGN fosse precedida dum balanço, ainda que parcial, sobre os primeiros períodos regulatórios, a fim de permitir uma discussão atempada sobre a estabilidade tarifária, a remuneração das empresas, a recuperação dos proveitos, o risco de	Antes de iniciar um processo de revisão regulamentar é prática da ERSE proceder internamente à avaliação do impacto das medidas aplicadas ao longo do período de regulação anterior avaliando os resultados que daí advieram. Só assim é possível propor as alterações para o novo período regulatório que

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		custo crédito, as metas de eficiência entre outros conforme, aliás, o CT já tinha recomendado anteriormente¹ e lamenta que não tenha sucedido. O CT recomenda ainda que, aquando da preparação da sub-regulamentação necessária à implementação do RT, a ERSE envolva as partes interessadas e consulte o conselho de modo a estabelecer regras e calendários exequíveis.	de acordo com as boas práticas regulatórias se adequam às necessidades de cada atividade regulada. A subregulamentação prevista no Regulamento Tarifário, a elaborar pela ERSE, será apresentada ao CT, antes da sua aplicação.
3.	Ano tarifário	1. Com a proposta de revisão, o ano de capacidade passa a ser de 1 de outubro a 30 de setembro (adiante referenciado como ano térmico) e o ano-gás, referência para tarifas, mantém-se de 1 julho a 30 de junho. Existe, ademais, informação de reporte que adota como referência o ano civil. 2. O CT considera que deve ser evitada a multiplicação de períodos de referência, pelo que recomenda a sincronização dos períodos de contratação de capacidade com os períodos de vigência das tarifas de acesso às redes mantendo-se a respetiva definição e publicação como atualmente.	Tendo revisto o mecanismo de estabilidade tarifária proposto para o conjunto das infraestruturas de alta pressão de forma a limitá-lo ao terminal de GNL, não seria despiciente o risco de agravamento de desvios de faturação decorrente do desfasamento de 6 meses entre o período de referência para a definição dos proveitos e o período de recuperação dos mesmos (ver doc. justificativo). Deste modo, a ERSE mantém a situação atual em que 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 (ano gás) sendo considerados (i) proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis intersetados pelo ano gás em causa e (ii) uma previsão de procura de gás natural efetuada para o período do ano gás em causa Este procedimento foi alargado à atividade de

¹ Cf. Parecer CT de 15 de maio de 2012, ponto 12 da Generalidade.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			compra e venda de gás natural.
4.	Opção tarifária flexível	O CT regista a introdução de novas opções tarifárias, como é caso da "opção tarifária flexível", que permitam ir ao encontro das necessidades dos utilizadores do sistema cujo perfil de consumo não se ajustava às soluções até aqui existentes. Considera o Conselho ser fundamental que, na definição e implementação de novas soluções tarifárias, a ERSE tenha em consideração, por um lado, a sustentabilidade do sistema através da garantia da manutenção da procura e, por outro lado, a repartição equilibrada dos custos entre os vários segmentos de utilizadores do sistema por forma a assegurar uma correta alocação dos custos entre atividades e consumidores. O CT nota que a fixação dos multiplicadores dos preços de tarifas de capacidade e de energia deve ter em conta o recurso excessivo a utilizações de curto prazo e a necessária recuperação dos proveitos permitidos.	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá em consideração o risco de subsidiação cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o processo anual de fixação dos multiplicadores.
5.	Drivers de custos do OPEX e respetivo peso	1. 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, pelo que a partir 31 de dezembro de 2015, os CURR's assumirão a sua função e natureza residual de salvaguarda das necessidades dos consumidores vulneráveis. 2. O CT não encontrou, ainda, na presente proposta referências ao futuro dos atuais CURR's, cujos custos têm impactos na tarifa UGS, aguardando com expectativa a apresentação de propostas que se baseiem na eficiência dos custos desonerando maximamente as tarifas. 3. Com a extinção gradual das tarifas reguladas e a sua passagem para o mercado livre ao longo do próximo período regulatório, a base de clientes dos CURR's deverá diminuir significativamente	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência. Neste exercício é considerado o caso particular de cada atividade, efetuando as comparações possíveis e recorrendo a toda a informação disponível para este fim.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		pelo que o CT recomenda que a repartição da base de custos destas empresas, entre fixos e variáveis, seja repensada tendo em conta o exetável aumento proporcional dos custos fixos, atendendo à sua rigidez designadamente com o pessoal das empresas, em contexto de abertura de mercado. 4. ... 5. Já no que respeita aos indutores de custo, tal como referido em parecer anterior, o CT faz notar que o indutor de custo "energia" aplicado aos operadores de infraestruturas e aos comercializadores de último recurso é uma variável totalmente dependente de questões exógenas às atividades das empresas reguladas, que ficam desta forma expostas ao risco de mercado, bem como a estimativas realizadas por terceiros, na definição de custos que se pretendem "controláveis". Recomenda o CT, por isso, a sua eliminação.	
6.		6. Sem prejuízo do estrito cumprimento dos procedimentos de segurança, das obrigações legais decorrentes dos contratos de concessão, e da natureza cíclica de alguns custos, o CT considera que na presente conjuntura económica negativa, com redução de consumos, a ERSE deverá especialmente diligenciar junto das entidades competentes a revisão dessas obrigações, e incentivar as empresas a aprofundar a otimização dos seus procedimentos operacionais, de forma a que os operadores regulados possam reduzir os custos de operação e manutenção, permitindo desta forma uma redução das tarifas para os consumidores.	O exercício sugerido pelo CT faz parte integrante do esforço exigido às empresas na aplicação da regulação por incentivos nas suas diversas formas.
7.	Incentivos à eficiência	1. A metodologia de incentivo à eficiência deve ser objetiva, fomentar a partilha de ganhos com o consumidor e reconhecer o esforço da empresa no investimento em medidas cujos resultados, em muitos casos, só serão visíveis no médio prazo, pelo que não deve	A regulação por incentivos no setor do gás natural apenas foi implementada no período regulatório iniciado no ano gás 2010-2011. Após esse período, a ERSE procedeu à

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		dependem dos valores ocorridos num único ano, nem ser descontínua entre períodos de regulação. 2. No caso português o período de regulação é de 3 anos, limitando a implementação de medidas para redução de custos com retorno desse investimento com duração superior àquele prazo. Sendo um setor recente e tendo em conta a trajetória de custos reais do atual período regulatório (já sujeito a metas de eficiência), as oportunidades de ganhos de eficiência são mais reduzidas exigindo medidas de médio/longo prazo para a sua identificação e implementação. 3. Considera o CT importante definir um mecanismo de partilha de ganhos para além do período regulatório de forma a incentivar as empresas a implementar medidas para redução de custos de forma sustentável com prazo compatíveis. 4. O CT reconheceu já como positiva a introdução da regulação por incentivos na componente de custos operacionais aquando da revisão regulamentar de 2010. Regista, agora, como positiva a proposta de extensão da regulação por incentivos aos custos operacionais da atividade de armazenamento subterrâneo, atividade que tinha justificadamente ficado excluída do processo anterior face ao facto de ser muito recente e não haver um período suficientemente longo de atividade para um conhecimento completo e adequado sobre a sua estrutura de custos. 5. O CT recomenda que sejam claramente definidos e revistos os termos gerais da atual proposta no sentido de assegurar a sua eficiência e razoabilidade futuras, em particular a aderência dos mecanismos à natureza e estrutura de custos de modo a que o resultado da sua aplicação reflita o esforço sustentável de otimização dos custos das operações das empresas em favor dos	avaliação do impacte das medidas aplicadas e procederá no próximo período regulatório à implementação de algumas alterações. Julga-se prematura a aplicação de mecanismos de partilha de ganho que extravasem um período regulatório, sem haver a consolidação da regulação por incentivos, em cada atividade regulada.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		consumidores e da eficiência do SNGN.	
8.	Mecanismo de eficiência nas atividades de AP	6. Relativamente aos mecanismos em vigor para as atividades de utilização da rede de transporte em alta pressão e uso do terminal de GNL, não foi apresentado um balanço da sua aplicação. O CT recomenda que na redação definitiva do regulamento, sejam definidos os princípios a seguir e a sua formulação explicitada.	A fixação de parâmetros para as atividades de alta pressão será devidamente enquadrada no documento de definição de parâmetros a publicar em conjunto com as tarifas para 2013/2014
9.	Reavaliação dos drivers de custos e redefinição do peso dos custos fixos e variáveis	7. A alteração proposta pela ERSE para cálculo dos custos operacionais explicita a separação entre custos fixos e custos variáveis em função de um indutor de custos. Considera-se que no caso da parte variável, deveria estar prevista a existência de mais do que um indutor de custos por forma a permitir diferentes indexantes. Para além disso, é importante considerar uma componente adicional que agregue os custos não controláveis pelas empresas, muitas vezes impostos pela própria regulação e até pelo Estado que, por conseguinte, não devem ser sujeitos a metas de eficiência.	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência. A existência de mais do que um indexante de evolução de custos foi contemplada no caso do Terminal de GNL, dada a particularidade do peso do custo com eletricidade nos custos totais de exploração daquela infraestrutura.
10.	Mecanismo de penalização do sobre investimento dos operadores de rede	1. Num período de retração económica com eventuais reduções de consumos de GN, a ERSE deverá equacionar e analisar de forma muito estreita o investimento que não evidenciem claramente o benefício para os utilizadores/consumidores do SNGN contribuindo para a redução a curto/médio prazo das tarifas de acesso. Considera mesmo o CT que, no caso de projetos anteriormente aprovados, em conjuntura mais favorável, mas não adjudicados,	A ERSE irá introduzir um sistema de penalização do sobreinvestimento dos operadores de redes de distribuição em sede de ajustamentos definitivos. Com esta medida pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		estes deverão ser reavaliados podendo ser suspensos até que existam melhores condições para a sua execução. 2. Considera-se positiva a adoção de medidas de regulação por incentivos do CAPEX e adequado, para este efeito, a implementação de um sistema de controlo dos planos de investimento das ORD. 3. Adicionalmente, a revisão regulamentar em curso reforça os mecanismos para o aumento das garantias de transparência e racionalidade dos custos, nomeadamente através da adoção dos procedimentos do código da contratação pública² e da realização de auditorias aos investimentos realizados/ativos em exploração.	justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior, a aplicar ao diferencial entre os investimentos propostos inicialmente e os efetivamente realizados, sempre que não haja justificação plausível para o referido desvio.
11.	Custos padrão ao nível dos investimentos	4. Já no que diz respeito à introdução de custos-padrão para a definição dos valores admissíveis para investimento em ativos de distribuição, o CT alerta para as dificuldades associadas a este processo, nomeadamente devido às assimetrias regionais e de dimensão entre as várias empresas distribuidoras bem como às potenciais alterações das condições de mercado ao longo do período regulatório. 5. Faz-se notar também que a associação desta metodologia dos custos-padrão à realização de concursos públicos poderá conduzir a situações contraditórias em que os resultados desses concursos sejam superiores em custos unitários aos permitidos pelos padrões que venham a ser estabelecidos. 6. Neste sentido, e considerando que a conjugação entre os restantes	A ERSE tem privilegiado o recurso à regulação por incentivos, pela sua eficácia e facilidade de implementação. Assim sendo, a ERSE concorda com a posição do CT no que diz respeito ao recurso aos custos padrão, sendo que a eventual recurso aos mesmos deverá sempre considerar as particularidades de cada situação.

² RARI - Proposta de Revisão do Artigo 278 - Realização de investimentos nas infra estruturas.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		mecanismos propostos, designadamente a responsabilização dos operadores pelos seus planos de investimento, o recurso ao código de contratação pública e a realização de auditorias à base de ativos em exploração, parece adequada à concretização dos objetivos propostos, o CT considera que a definição de custos-padrão deverá ser de aplicação em itens específicos, a definir <i>ex ante</i> pela ERSE. 7. O CT entende que a fixação adicional de custos-padrão de investimentos no setor do gás natural deveria ter sido antecedida da avaliação pela ERSE da aplicação deste tipo de mecanismo no setor elétrico a fim de, acauteladas as diferenças, poder colher a melhor experiência e resultados. 8. Sem prejuízo do anteriormente referido, o CT considera no entanto que, quer a definição de planos de investimento com penalização <i>ex post</i> dos operadores, quer a implementação de auditorias aos ativos regulados, são mecanismos que carecem de maior explicação e definição de âmbito, sendo desejável que os princípios associados à estabilidade e previsibilidade regulatória e a minimização dos riscos regulatórios sejam respeitados.	
12.	Mitigação do Efeito dos Ajustamentos Tarifários	1. No contexto de elevada volatilidade do mercado gasista, é crítica a criação de mecanismos adequados para promover a sustentabilidade da RNTIAT - em particular no que diz respeito ao tratamento dos desvios tarifários. A suficiência das tarifas para a recuperação dos proveitos deve ser uma norma. 2. O CT rejeita a institucionalização por via regulatória da criação de défices tarifários. 3. Nesta revisão regulamentar surge uma nova opção tarifária, particularmente indicada para as centrais termoeletricas. O CT	A ERSE também considera que não devem ser criados mecanismos que institucionalizem a criação de défices tarifários. No entanto, em certos casos a grande volatilidade tarifária pode tornar algumas infra-estruturas menos competitivas, designadamente no quadro de integração dos mercados ibéricos de gás natural. É neste contexto, que a ERSE irá implementar um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		considera que será crítico avaliar adequadamente os níveis tarifários - nas componentes energia e capacidade - a alocar, bem como os níveis de procura desta tarifa, para prevenir o surgimento de novos desvios tarifários, potencialmente significativos.	diminuir o impacte dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade. Este mecanismo garante a recuperação dos custos e, consequentemente, não gera défice tarifário. Este mecanismo possibilita, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da tarifa de UGS I. Nas restantes atividades de alta pressão não será implementado qualquer mecanismo de mitigação do efeito dos ajustamentos tarifários. De forma a conter a volatilidade tarifária, o regulamento tarifário passa também a explicitar que a aplicação dos ajustamentos de s-1 está condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários.
13.	Remuneração e alisamento do custo com capital no Terminal de GNL	1. No caso do terminal de Sines o mecanismo de alisamento introduzido em 2007, teve como objetivo o diferimento temporal dos custos com capital, no pressuposto que as taxas de utilização futuras destas infraestruturas cresceriam, possibilitando que todos os utilizadores pagassem a mesma tarifa média corrigida de ajustes financeiros. 2. A ERSE propõe agora tornar a duração do período de alisamento variável, colidindo com os objetivos de sustentabilidade tarifária do SNGN, além de criar uma instabilidade regulatória que se afigura desnecessária. 3. Assim, o CT defende que seja mantido o processo em curso até 2017, evitando o risco de transferência de custos para um futuro ainda mais longínquo que possam induzir o aumento do défice tarifário (com aumento real das tarifas no futuro).	A ERSE decidiu não contemplar na versão final do articulado a proposta efetuada no âmbito da consulta pública, mantendo o período de alisamento nos 10 anos (até 2017), voltando a equacionar o seu alargamento no final deste período regulatório.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		4. O CT mantém, assim, a sua posição de que os mecanismos que possam conduzir a reduções artificiais de tarifas à custa da criação de défices, que vencem juros, são negativos para a sustentabilidade do sistema, para as empresas e atividades reguladas e para os consumidores.	
14.	Mecanismo de remuneração da contribuição das infraestruturas para a segurança de abastecimento	1. O terminal de GNL e a armazenagem subterrânea constituem infraestruturas chave para a segurança de sistema e concorrência no mercado gasista, de que beneficiam todos os utilizadores do Sistema Nacional de Gás Natural. 2. O CT entende que, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico, esta característica deve ser avaliada em conjunto com Espanha, de modo a que a harmonização regulatória seja efetiva, pelo que recomenda à ERSE que acompanhe as evoluções e práticas aí adotadas a fim de, em articulação com o regulador congénere, avaliar a oportunidade de medidas de garantam a sustentabilidade das infraestruturas de SNG.	Pelo facto de em Espanha este tema se encontrar em consulta pública e devido à necessidade de harmonização da prática regulatória entre os dois países, considera-se que parte dos custos do Terminal de GNL devem ser recuperados na parcela I da UGS do operador da rede de transporte, paga por todos os utilizadores, com o objetivo de equiparar as condições competitivas nos dois países.
15.	Serviços partilhados	1. O CT considera necessária a avaliação do nível de custos e preços praticados pelas empresas de serviços partilhados no âmbito das atividades exercidas pelos grupos empresariais, pelo que dá o seu acordo a esta proposta, reconhecendo que estas empresas não estão sujeitas a regulação. 2. Para análise do nível de custos e competitividade dos fornecimentos contratados pelas empresas reguladas a estas empresas, usualmente fornecedoras de atividades não reguladas nos mesmos grupos empresariais, a ERSE deverá auditar itens específicos e considerar estudos de <i>benchmarking</i> de custos para o mesmo tipo de serviços.	A ERSE definiu um novo modelo de reporte a entregar pelas empresas de forma a proporcionar informação transparente e inequívoca relativa à imputação dos custos de prestações de serviços por empresas do grupo às atividades reguladas. Desta forma pretende-se evitar a subsidiação cruzada entre empresas e entre atividades. Este modelo será aplicado a partir no ano gás 2014-2015.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
16.	Taxas de ocupação do subsolo	1. Na proposta de alteração ao RT consta que os operadores das redes de distribuição devem fornecer à ERSE um relatório relativamente à aplicação das TOS que contenha, nomeadamente, os valores reais faturados pelos comercializadores e entregues aos operadores de distribuição, por Município, no ano s-2. 2. Considera o CT que a anterior redação - que referia que este relatório devia conter os valores reais faturados aos (e não "pelos") comercializadores -, é uma opção mais correta na medida em que os distribuidores não conhecem exatamente os valores que são cobrados pelos comercializadores, mas apenas os que lhe forem entregues por não existir sincronização entre os momentos de faturação dos ORDs e dos comercializadores aos clientes finais, especialmente dos domésticos. 3. Salienta-se, ainda, que a manutenção desta disposição na redação proposta pode inclusivamente levar a conclusões incorretas, aquando da confrontação desta informação com a informação a prestar pelos comercializadores retalhistas e de último recurso, constante do n.º 4, alínea b) do art.º 163º da proposta de alteração ao RT, relativa aos valores reais faturados aos consumidores de gás natural. 4. Igualmente, sugere-se que, no n.º 4 do art.º 163º acima referido o relatório elaborado por uma empresa de auditoria seja levado a cabo com base numa amostragem de clientes, com metodologia e frequência aprovada pela ERSE, que permitindo validar a adequação dos montantes faturados pelos comercializadores aos seus clientes, será menos exigente em termos de alocação de custos e recursos por parte dos comercializadores. 5. Salienta-se, também, que algumas das informações que constarão deste relatório, nomeadamente a constante da alínea a) do n.º 4 do	A ERSE está ciente dos problemas mencionados, nomeadamente dos impactos das TOS na fatura de gás natural dos consumidores de alguns municípios. Nesse sentido, a ERSE recorreu a uma empresa de consultoria para definir termos de referência de auditorias, que permitam aferir de que modo a repercussão das TOS é convenientemente incorporada na faturação.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		artigo acima referido, já poderá ser obtida através do relatório a entregar pelo operador de redes (de acordo com o n.º 3, alínea b)). 6. Sendo estes relatórios elaborados por auditores, considera-se desnecessária a duplicação no compêndio desta informação. 7. Tendo em conta os efeitos sobre o preço pago pelos consumidores, o CT junta como parte integrante deste parecer um anexo específico sobre TOS e recomenda que a ERSE intensifique a sua ação, nomeadamente junto do legislador, tendo em vista a fixação de critérios e limites em termos de Euros/kWh.	
17.	Mecanismo de aprovisionamento eficiente do Comercializador de Último Recurso Grossista	1. O CT nota a transposição para o RT do estabelecido no Decreto-Lei n.º 231/2012, que manteve centralizado no CURG o aprovisionamento de gás natural para fornecimento ao mercado regulado. Sendo certo que este está já quase limitado ao mercado doméstico, conseguir-se-á deste modo garantir de um modo transparente a uniformidade tarifária nacional na Tarifa de Energia sem necessidade de recorrer a transferências entre CURs. 2. O CT regista positivamente a decisão de alargar os mecanismos de compra de gás natural pelo CURG a procedimentos de mercado, sejam os leilões, sejam contratos bilaterais, desde que supervisionados pela ERSE. 3. Contudo, considera o CT que estes objetivos, de modo a garantir a transparência e previsibilidade regulatórias, deverão atender ao seguinte: • Os resultados dos leilões terão de ser consideradas firmes em respeito do princípio do <i>pacta sunt servanda</i>; • Aquando da realização de leilões devem ser privilegiados	Para dar cumprimento às necessidades decorrentes da publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, a nova redação do Regulamento Tarifário contempla, ao nível da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, a separação dos custos em duas funções distintas: (i) função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, do comercializador de SNGN, para fornecimento aos comercializadores de último recurso e (ii) função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais para fornecimento aos comercializadores de último recurso. É também criado um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		mecanismos de contratação pública ou plataformas eletrônicas reconhecidas pela ERSE (por ex. OMIP), para garantia da independência do processo; Finalmente, os princípios do mecanismo de incentivo à contratação eficiente pelo CURG deveriam ser concretizados no texto final.	mercado, cujas regras serão definidas pela ERSE em subregulamentação.
18.	Ausência de ofertas no mercado	4. ... o CT recomenda que a ERSE avalie a eventualidade de se verificarem situações como a exposta anteriormente e atue no sentido de ser acomodada a possibilidade de perante uma única opção de escolha de um comercializador em regime de mercado, o consumidor possa, neste caso particular, optar pelo fornecimento de um comercializador de último recurso retalhista.	A lei (art.º 41.º do Decreto-Lei n.º 231/2012) estabelece que os Comercializadores de Último Recurso retalhistas devem “assegurar o fornecimento de gás natural em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás natural em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência de oferta se mantenha”. A ERSE deverá reger-se por este regime, sem prejuízo da supervisão atenta dos aspetos mencionados.
19.	Tarifa de fornecimento pelo CURR no caso de ausência de oferta no mercado	5. No processo de liberalização expectável para o próximo período regulatório, a função dos CURR's é redefinida, ficando estas empresas obrigadas a assegurar o abastecimento aos clientes finais economicamente vulneráveis, às situações em que não existem ofertas de mercado e sempre que um cliente fique sem comercializador livre. 6. O CT considera que os procedimentos a adotar no abastecimento a clientes finais economicamente vulneráveis são claros mas, no que se refere às restantes situações, carecem de uma melhor concretização. Em particular, o CT nota que se alguma garantia de fornecimento a um cliente doméstico poderá ser entendível, mas num prazo curto, só em situações absolutamente excecionais e por períodos muito mais reduzidos poderá ser entendível para clientes	O preço a praticar pelos Comercializadores de Último Recurso retalhistas aos clientes que não disponham de oferta e/ou clientes que fiquem sem comercializador é estabelecido no n.º 4 do art.º 41.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, a saber: “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”.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		empresariais. 7. Adicionalmente, o CT alerta para a necessidade de o preço a praticar pelos CURR's aos clientes que não disponham de oferta e/ou clientes que fiquem sem comercializador seja, por um lado, calculado de forma transparente e de um modo que efetivamente represente um custo de mercado, por outro lado, evite um perpetuar da atividade dos CURR's em alternativa à comercialização livre.	
20.	Tarifas transitórias	8. O CT regista, também, que o processo de liberalização do mercado do Gás Natural tem evoluído de uma forma positiva, sobretudo nos segmentos de clientes industriais de maior dimensão de consumo. 9. O principal objetivo no processo de abertura de mercado passa a ser os clientes abaixo de 10.000m³, assumindo a extinção das tarifas reguladas, substituídas pelas tarifas transitórias, um papel determinante na dinâmica da liberalização. 10. O CT tem presente as características particulares deste tipo de clientes como sejam: (i) Faturas de valores relativamente baixos em que as tarifas de acesso - que são mero "pass-through" para os ORDs -, podem equivaler a 2/3 do total em detrimento do peso da energia; (ii) A menor sofisticação na compra de energia limita os instrumentos de captação de clientes incentivadores da mudança para o mercado livre (ex. políticas descontos sobre a tarifa transitória; sobre energia). 11. Face a estas condicionantes, que afetam sobretudo os clientes de	A proposta de RT mantém o mecanismo de convergência gradual para tarifas aditivas com vista a minimizar os impactes que essa transição provocaria nas tarifas. No entanto, a aplicação do mecanismo deve atender ao efeito das decisões na comparação entre as tarifas transitórias e as tarifas do mercado. Neste contexto a ERSE mantém a sua proposta.

RT – CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		mais pequeno consumo, o CT recomenda que a ERSE: (i) Complete o processo de convergência para a aditividade tarifária consagrado no RT; (ii) Tenha em consideração e adeque a revisão da tarifa de Energia implícita nas tarifas transitórias praticadas pelos CURR aos preços de mercado; Defina de forma transparente para o próximo período regulatório, uma trajetória de evolução das tarifas que permita aos comercializadores em mercado fazer avaliação da sustentabilidade das ofertas comerciais a praticar.	

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
21.	Análises custo-benefício	Sem prejuízo do anterior, o CC considera que a ERSE deveria ter concretizado quantitativamente, com análises custo-benefício, o impacto das propostas apresentadas sobre os tarifários, para permitir uma análise mais aprofundada da revisão, mesmo que as análises apresentadas fossem realizadas sobre cenários e não com base em dados reais. O CC recomenda assim, nomeadamente em futuros exercícios de revisão regulamentar, que estas avaliações sejam apresentadas para habilitar os conselheiros com informação que lhes permita uma emissão mais fundamentada dos seus pareceres.	O documento justificativo das propostas de revisão regulamentar discute as propostas e apresenta qualitativamente as suas motivações e impactes. A apresentação em concreto de cenários ou simulações numéricas obrigaria a definir um conjunto de pressupostos cuja validade e aplicabilidade passaria a estar em discussão pública, em vez do pretendido, que são os mecanismos regulamentares propostos. A ERSE considera adequado manter a opção do modelo de discussão pública dos regulamentos, embora reconheça a importância de, sempre que justificado, incluir avaliações quantificadas dos impactes ou do funcionamento dos mecanismos regulamentares propostos, a bem da sua clarificação. Neste sentido, antes de iniciar um processo de revisão regulamentar a ERSE procede à avaliação do impacte das medidas aplicadas ao longo do período de regulação anterior, avaliando os resultados que daí advieram, designadamente em termos de comportamento dos diversos <i>stakeholders</i> e do desempenho das empresas nas atividades reguladas. As alterações propostas para o novo período regulatório decorrem da ponderação da análise efetuada, seguindo as boas práticas regulatórias e as particularidades de cada

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			atividade regulada.
22.	Calendário de implementação das alterações	A exemplo do referido no Parecer sobre os outros Regulamentos, o facto das alterações propostas merecerem um acordo generalizado do CC, não invalida uma recomendação de que seja estabelecido um calendário considerado exequível pelos diferentes participantes no Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), para uma implementação faseada, que decorra sem a criação de constrangimentos que prejudiquem a eficácia das mesmas.	As alterações ao Regulamento Tarifário serão implementadas, salvo indicação em contrário, no primeiro ano do período regulatório 2013/2014 a 2015/2016.
23.	Taxas de ocupação do Subsolo (TOS)	No que respeita ao ponto específico das Taxas de Ocupação de Subsolo (TOS), considera-se indispensável que a ERSE atue a montante, promovendo junto das entidades competentes para que sejam estabelecidos critérios de fixação equilibrados e justificados a aplicar pelos Municípios.	A ERSE está ciente dos problemas mencionados, nomeadamente dos impactos das TOS na fatura de gás natural dos consumidores de alguns municípios. Nesse sentido, a ERSE recorreu a uma empresa de consultoria para definir termos de referência de auditorias, que permitam aferir de que modo a repercussão das TOS é convenientemente incorporada na faturação.
24.	Consulta na elaboração da sub-regulamentação	Finalmente, recomenda-se que a implementação das medidas em subregulamentação seja precedida da adequada consulta aos <i>stakeholders</i> relevantes e Conselhos da ERSE, bem como se estabeleça um calendário sustentado para a sua implementação em bases eficazes.	Conforme tem sido prática da ERSE, a publicação de sub-regulamentação é precedida de consulta aos Conselhos da ERSE e, quando se justifica, também de consulta pública generalizada.
25.	Contratação de capacidade e tarifas aplicáveis	O CC dá o seu acordo ao estabelecimento do princípio da reserva de capacidade, nas diferentes infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminal de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT), coerente com a regulamentação europeia aplicável, e favorável igualmente à integração ibérica, na medida em que harmoniza os procedimentos. O CC recomenda igualmente que o estabelecimento dos procedimentos de contratação e tarifas aplicáveis deverá permitir	A ERSE terá em consideração o comentário quando do estabelecimento das tarifas aplicáveis.

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		equilíbrio no acesso às redes pelos diferentes agentes.	
26.	Opção tarifária flexível	B.2 Flexibilidade Tarifária O CC considera que a proposta tem potencialidades, desde que o estabelecimento dos multiplicadores tarifários siga critérios transparentes e objetivos, em especial nas estimativas de procura, garantindo a recuperação dos proveitos permitidos dos operadores de infraestruturas sem recurso a subsidiações cruzadas. O CC recomenda igualmente que a aplicação desta nova estrutura tarifária seja monitorizada, para verificar a adequação dos níveis tarifários às procuras verificadas/induzidas, bem como a sua adequação às necessidades dos diversos tipos de utilizadores, designadamente os consumidores sazonais e as centrais de ciclo combinado, que podem representar volumes significativos.	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá em consideração o risco de subsidiação cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o processo anual de fixação dos multiplicadores
27.	Regulação por Incentivos	B.3 Regulação por Incentivos O CC considera vital que a regulação dos custos das empresas (OPEX e CAPEX) permita assegurar um nível eficiente de custos a prazo, reconhecendo que um sistema de incentivos é adequado ao seu estabelecimento. O CC recomenda uma especial atenção na fixação dos mecanismos de acompanhamento da atividade, devendo privilegiar-se as figuras da Contratação Pública e Auditorias, em contraponto à definição de "Custos Padrão" (que apenas em alguns <i>items</i> serão aplicáveis) atentas, por exemplo, as diferenças geográficas que podem implicar variabilidade nos custos de construção. O CC nota que no caso dos OPEX, o processo deve ser especialmente transparente e acomodar incentivos por períodos suficientemente longos, se necessário para além da duração de um período regulatório, para justificar a estabilidade e o retorno adequado aos investimentos exigíveis para a sua concretização. O CC recomenda assim que a definição dos indutores de custos	A ERSE tem privilegiado o recurso à regulação por incentivos, pela sua eficácia e facilidade de implementação. Assim sendo, a ERSE concorda com a posição do CT no que diz respeito ao recurso aos custos padrão, sendo que a eventual recurso aos mesmos deverá sempre considerar as particularidades de cada situação. No que diz respeito à definição de metas de eficiência nos custos, este princípio regulatório iniciou-se com o período que agora termina. Após esse período, a ERSE, procedeu à avaliação do impacte das medidas aplicadas e procederá no próximo período regulatório à implementação algumas alterações. No

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		aplicados seja cuidadosamente estabelecida, com critérios objetivos definidos de forma transparente, recomendando um processo conjunto aprofundado de análise com os interessados, e garantindo a partilha dos ganhos de eficiência com os consumidores.	entanto, julga-se prematura a aplicação de mecanismos de partilha de ganho que extravasem um período regulatório, sem haver a consolidação da regulação por incentivos, em cada atividade regulada.
28.	Estabilidade Regulatória e Tarifária	O CC considera que os mecanismos de estabilização dos proveitos e tarifas, em si mesmo potencialmente positivos, até pela presente situação de crise económica e financeira, deveriam ter sido quantitativamente concretizados em termos de impacto nas tarifas e sua evolução, para uma apreciação melhor fundamentada. Em qualquer caso, o CC nota que qualquer mecanismo de estabilização terá de ser acompanhado de cenários de procura sólidos, sob pena de se criarem condições para a criação e perpetuação de défices tarifários, sujeitos a custos financeiros, indesejáveis e penalizadores para as gerações futuras de consumidores. Assim sendo, com a eventual quebra de procura resultante da crise económica, que poderá trazer no curto prazo um aumento das tarifas, considera-se positivo que a ERSE tenha alargado a regulação por incentivos a outras atividades e também aos investimentos. O CC recomenda igualmente que a ERSE avalie outras formas de contenção de crescimentos do tarifário de acesso, sempre evitando a criação de défices tarifários. Nos termos do anterior, considera-se que em particular para este mecanismo qualquer decisão sobre parâmetros quantitativos e sua aplicação seja precedida de consulta aos <i>stakeholders</i> e Conselhos da ERSE.	A ERSE concorda com o ponto de vista do CC, tendo integrado no RT várias formas de contenção da volatilidade tarifária, condicionadas ao princípio da não criação de deficit.
29.	Serviços Partilhados	O CC, reconhecendo a mais-valia dos procedimentos propostos, considera que a ERSE no seguimento dos custos das empresas reguladas, deverá considerar a natureza não regulada das empresas de <i>serviços</i> partilhados que prestam serviços ao conjunto do grupo integrado.	A ERSE definiu um novo modelo de reporte a entregar pelas empresas de forma a proporcionar informação transparente e inequívoca relativa à imputação dos custos de prestações de serviços por empresas do grupo

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			às atividades reguladas. Desta forma pretende-se evitar a subsidiação cruzada entre empresas e entre atividades. Este modelo será aplicado a partir no ano gás 2014-2015.
30.	Aprovisionamento eficiente do Comercializador de Último Recurso Grossista	Relativamente a esta proposta, o CC faz referência aos comentários apresentados no seu Parecer CC-GN/1, sobre as propostas de alteração aos outros regulamentos, aprovado no dia 10 de Janeiro de 2013. Sem prejuízo do anterior, o CC recomenda que para lá do RRC, sejam também vertidas no RT as necessárias referências e disposições da legislação aplicável. ³	Para dar cumprimento às necessidades decorrentes da publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, a nova redação do Regulamento Tarifário contempla, ao nível da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, a separação dos custos em duas funções distintas: (i) função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, do comercializador de SNGN, para fornecimento aos comercializadores de último recurso e (ii) função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais para fornecimento aos comercializadores de último recurso. É também criado um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no mercado, cujas regras serão definidas pela ERSE em subregulamentação.
31.	PPDA	B.9 Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) e Plano de	A ERSE tem vindo a divulgar os resultados

³ Refira-se os mecanismos regulados de contratação constantes dos artigos 201.º a 203.º do RRC, que se encontram omissos no RT, nomeadamente nos seus artigos 6.º, 97.º-A e 135.º, bem como a concretização do artigo 42.º, nos n.ºs 2, 3 e 4, do Decreto-Lei n.º 140/2006, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012.

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) O CC regista a manutenção do PPDA e PPEC no regulamento tarifário, recomendando que seja consagrada no regulamento a obrigação de divulgação nos <i>sites</i> da ERSE e dos promotores dos PPDA à semelhança do que sucede para o PPEC.	obtidos com os PPDA nas suas páginas na internet e recomendado às empresas promotoras de medidas que também o façam.
32.	Ano tarifário	B.10 Desfasamento temporal adicional do ano tarifário O CC recomenda que a ERSE pondere a oportunidade desta alteração tão significativa na metodologia, atendendo a que a mesma introduz uma maior variabilidade e se afigura suscetível de ter efeitos indesejados na estabilidade regulamentar. O CC recomenda, assim, que seja previamente efetuado um balanço aprofundado da alteração da metodologia introduzida na última revisão regulamentar que instituiu o ano civil para efeitos de cálculo de proveitos a considerar no estabelecimento das tarifas.	Tendo revisto o mecanismo de estabilidade tarifária proposto para o conjunto das infraestruturas de alta pressão de forma a limitá-lo ao terminal de GNL, não seria desproporcionado o risco de agravamento de desvios de faturação decorrente do desfasamento de 6 meses entre o período de referência para a definição dos proveitos e o período de recuperação dos mesmos (ver doc. justificativo). Deste modo, a ERSE mantém a situação atual em que 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 (ano gás) sendo considerados (i) proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis interpostos pelo ano gás em causa e (ii) uma previsão de procura de gás natural efetuada para o período do ano gás em causa Este procedimento foi alargado à atividade de compra e venda de gás natural.
33.	Custos campanhas DGEG	B.11 Custos de campanhas de anúncio de liberalização e extinção das tarifas O CC recomenda que o RT contemple os custos incorridos pelo operador da RNTGN com as campanhas de informação previstas no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, os quais devem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema.	Os custos com a plataforma de mudança de comercializador, previstas no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, serão refletidos na tarifa de uso global do sistema II<.

RT – CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
34.	Ausência de ofertas no mercado	B.12 Obrigações de Fornecimento CUR O CC reitera os comentários apresentados no Parecer sobre a revisão de outros regulamentos relativamente aos deveres de fornecimento dos comercializadores de último recurso, manifestando a sua preocupação em ver asseguradas as condições que permitam a existência de uma efetiva concorrência no sector. Neste sentido, o CC recomenda que a ERSE avalie da possibilidade da ocorrência, em determinado local, do consumidor dispor apenas de uma oferta comercial por parte de um comercializador de gás natural em regime de mercado, sem qualquer opção de escolha. Neste caso particular, considera o CC que a ERSE deve atuar no sentido de ser mantida a possibilidade de opção do consumidor pelo fornecimento pelo comercializador de último recurso retalhista local.	A lei (art.º 41.º do Decreto-Lei n.º 231/2012) estabelece que os Comercializadores de Último Recurso retalhistas devem “assegurar o fornecimento de gás natural em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás natural em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência de oferta se mantenha”. A ERSE deverá reger-se por este regime, sem prejuízo da supervisão atenta dos aspetos mencionados.

RT – AdC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
35.	Mecanismo de ajustamento de desvios tarifários	1. A proposta de alteração tarifária procura garantir a estabilidade tarifária, procurando acautelar crescimentos tarifários acentuados sem ajustar os proveitos, através de um mecanismo de <i>cap and floor</i> dos ajustamentos, mediante a movimentação de uma conta de estabilização. 2. A conta de estabilização consiste na prática na possibilidade de criação de dívida dos consumidores a favor das empresas reguladas. De facto, porque é previsível que a retoma dos consumos não aconteça sem retoma da atividade económica, numa despectiva de médio prazo, não será possível manter tarifas com custos médios controlados sem fazer ano após ano incrementos das transferências para conta de estabilização. 3. Na prática, o modelo que a ERSE propõe, não é um modelo de estabilidade tarifária, é antes um modelo de estabilidade dos proveitos, à custa de tarifas médias crescentes e variação de dívida, seguindo uma trajetória porventura insustentável - a capacidade pagadora está eminentemente ligada à dimensão da procura. Quando a procura se encontra em queda e sem despectivas de retoma a curto ou a médio prazo, uma dívida crescente pode tornar-se insustentável. 4. Na verdade, o modelo de remuneração dos operadores de rede tem que ser reajustado baseado numa mais equilibrada partilha do risco. 5. De facto, a dificuldade de assegurar uma determinada remuneração num contexto de procura inferior à estimada e a sob reutilização do fator capital são factos estilizados da teoria da regulação associados ao modelo de reconhecimento de custos em aplicação. 6. A existência de ajustamentos tem por detrás um princípio de	A ERSE considera que não devem ser criados mecanismos que institucionalizam a criação de défices tarifários. No entanto, em certos casos a grande volatilidade tarifária pode tornar algumas infra-estruturas menos competitivas, designadamente no quadro de integração dos mercados ibéricos de gás natural. É neste contexto, que a ERSE irá implementar um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacte dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade. Este mecanismo garante a recuperação dos custos e, consequentemente, não gera défice tarifário. Este mecanismo possibilita, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da tarifa de UGS I. Nas restantes atividades de alta pressão não será implementado qualquer mecanismo de mitigação do efeito dos ajustamentos tarifários. De forma a conter a volatilidade tarifária, o regulamento tarifário passa também a explicitar que a aplicação dos ajustamentos de s-1 está condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários.

RT – AdC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		retorno garantido sobre os investimentos efetuados. O risco de ajustamentos é assumido pelos consumidores e não pelas empresas. Não se está na situação normal vivida na maior parte dos sectores de atividade, em que o risco do investimento é assumido pelo investidor. Na verdade, no sector do gás natural, o risco do investidor em infra-estruturas não existe, já que ele é artificialmente transferido para os consumidores. Se existirem vendas e quantidades veiculadas nas redes inferiores às projetadas, o retorno garantido não se altera, apenas se alterando o modo como este retorno é obtido, uma parte em receitas do exercício e a outra parte em desvios/ajustamentos a recuperarem exercícios futuros. A ERSE, com esta proposta, pretende apenas alargar o período mediante o qual se recupera os proveitos garantidos no passado. 7. Os consumidores são assim duplamente penalizados em caso de crises económicas que gerem quebras no consumo. Por um lado, têm a penalização que resulta da menor disponibilidade para consumir e que explica a quebra do consumo. Por outro lado, nos exercícios seguintes, têm que assumir os desvios financeiros para garantir o retorno que havia sido garantido às empresas reguladas. 8. Persistir num modelo que transfere a totalidade os riscos para os consumidores poderá tornar-se desequilibrado e originar situações em que, pelo agravamento do custo tarifado (consequência dos ajustamentos, mesmo que limitados por mecanismos de <i>cap and floor</i>), se contraia a procura ao ponto de se tomar ainda mais difícil a recuperação das verbas em dívida. 9. Assim, propõe-se uma reflexão sobre a alteração das formas de regulação das atividades em monopólio natural do gás natural. A AdC recomenda que se reflitam sobre as soluções que garantam uma partilha mais equilibrada dos riscos de exploração.	

RT – AdC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
36.	Aprovisionamento dos CUR retalhistas	10. Atualmente, todo o aprovisionamento dos CUR retalhistas é feito junto do comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural, no âmbito dos contratos <i>take-or-pay</i> celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE. de 26 de Junho. 11. O mecanismo de aprovisionamento dos CUR retalhistas, conforme o modelo consagrado no artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de Outubro, prevê que seja o comercializador de último recurso grossista a encarregar-se da função de aprovisionamento, podendo optar por fontes de aprovisionamento alternativas aos atuais contratos de aprovisionamento <i>take-or-pay</i>. 12. Nos termos da legislação citada, a ERSE foi encarregada de estabelecer incentivos para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado. Ora, na presente alteração regulamentar, a ERSE remete a publicação de incentivos para sub-regulamentação, sem clarificar o modelo de funcionamento deste incentivo. 13. Seria útil clarificar, face aos contratos de aprovisionamento atualmente em vigor, a possibilidade de efetivamente conseguir uma maior abertura em termos de concorrência no abastecimento da função de último recurso, tipificando também obrigações e modalidades contratuais a adotar para as formas alternativas de aprovisionamento a desenvolver pelo comercializador de último recurso grossista.	Para dar cumprimento às necessidades decorrentes da publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, a nova redação do Regulamento Tarifário contempla, ao nível da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, a separação dos custos em duas funções distintas: (i) função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, do comercializador de SNGN, para fornecimento aos comercializadores de último recurso e (ii) função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais para fornecimento aos comercializadores de último recurso. É também criado um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no mercado, cujas regras serão definidas pela ERSE em subregulamentação.

RT – AGN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
37.	Fatores de atualização das tarifas transitórias	Deve ser garantida a publicação de um fator de agravamento trimestral às tarifas transitórias que de forma transparente promova uma migração efetiva de clientes do Mercado Liberalizado para o Mercado Livre;	A definição dos fatores de atualização da tarifa de energia trimestral e da convergência tarifária é feita de forma integrada, sendo tornada publica atempadamente.
38.	Tarifas transitórias após o fim do período transitório	Devem ser cumpridos os períodos de vigência das Tarifas Transitórias, propondo-se que após a extinção das Tarifas Transitórias, os clientes possam ser abastecidos pelos CURR apenas durante um período limitado. A tarifa a aplicar pelo CURR deve incentivar a entrada destes clientes no Mercado Livre;	A extinção das tarifas é matéria definida pelas leis do setor. O legislador deixou ao regulador a decisão de extinguir as opções tarifárias nas quais permaneçam menos de 10% dos clientes.
39.	Atividades de alta pressão	• Mitigação do efeito dos ajustamentos tarifários - A criação de um mecanismo de mitigação dos impactos dos ajustamentos tarifários considera-se positiva. No entanto, deve limitar-se a possibilidade de criar um deficit tarifário no Gás Natural, através de um mecanismo que não contempla um montante máximo acumulável nem um limite temporal; • Estabilidade tarifária – Relativamente ao terminal deveria manter-se o período de alisamento atual, evitando a transferência de custos para o futuro, sob pena da criação de um potencial deficit tarifário; • Com a criação de um futuro mercado Ibérico de Gás Natural, é fundamental garantir a sustentabilidade do SNGN, nomeadamente das atividades de alta pressão cuja utilização está sujeita a maior volatilidade. Assim, sugere-se que a ERSE monitorize de forma adequada a competitividade das infraestruturas do SNGN enquanto parte deste mercado alargado, tomando as medidas necessárias para garantir a sua sustentabilidade;	A ERSE considera que não devem ser criados mecanismos que institucionalizam a criação de défices tarifários. No entanto, em certos casos a grande volatilidade tarifária pode tornar algumas infraestruturas menos competitivas, designadamente no quadro de integração dos mercados ibéricos de gás natural. É neste contexto, que a ERSE irá implementar um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacte dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade. Este mecanismo garante a recuperação dos custos e, conseqüentemente, não gera défice tarifário. Este mecanismo possibilita, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da tarifa de UGS I. Nas restantes atividades de alta pressão não será implementado qualquer mecanismo de mitigação do efeito dos ajustamentos tarifários. De forma a conter a volatilidade tarifária, o

RT – AGN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			regulamento tarifário passa também a explicitar que a aplicação dos ajustamentos de s-1 está condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários. Relativamente ao alisamento dos custos com capital do Terminal de GNL, a ERSE decidiu não contemplar na versão final do articulado a proposta efetuada no âmbito da consulta pública, mantendo o período de alisamento nos 10 anos (até 2017), voltando a equacionar o seu alargamento no final deste período regulatório.
40.	Drivers de custos do OPEX e respetivo peso	• A base de custos fixos deveria refletir a diminuição de clientes dos CURRs, mas a manutenção de obrigatoriedade de um conjunto de serviços mínimos é independente do número de clientes. Logo, a proporção de custos fixos a aceitar deveria ser aumentada; • O atual indutor de custos variáveis de OPEX, “Quantidades de GN” deveria ser retirado, já que este não reflete de forma adequada os níveis de custo variáveis das comercializadoras. A variável que parece ter melhor aderência aos custos é o número de pontos de entrega;	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório bem como o peso dos custos fixos e variáveis. Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência.
41.	Custos padrão dos investimentos	A criação de custos padrão de investimentos para itens de imobilizado acarreta riscos de falta de equidade regional e potenciais problemas quando conjugado com a obrigatoriedade de adoção de procedimento de contratação pública. Considera-se que a adoção dos procedimentos de contratação pública em conjunto com o sistema de auditorias e	Importa esclarecer que na consulta pública a ERSE não propôs a implementação de um mecanismo generalizado de custos de referência à semelhança do que acontece no Setor Elétrico, na atividade de transporte. Na

RT – AGN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		penalização de sobre-investimentos oferece garantias suficientes quanto à eficiência, racionalidade e correta execução dos investimentos;	realidade, a ERSE refere que poderão ser implementados custos de referência mas apenas para alguns itens de imobilizado específicos, nomeadamente as UAG. Esta medida surge na sequência de um pedido expresso pelo Conselho Tarifário, no seu parecer às tarifas fixadas para 2012-2013. Recorde-se a resposta da ERSE deu a essa solicitação do CT: “O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do “reservatório de UAG”. A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar.”
42.	Contadores	Recomenda-se a inclusão do valor investido na aquisição dos contadores na base de ativos regulados para efeitos de apuramento dos proveitos permitidos de cada ORD;	A decisão da ERSE de não considerar os contadores na base de ativos regulados decorre da aplicação da Lei 12/2008, de 26 de Maio.
43.	Veículos a Gás Natural	A promoção do transporte com base em Gás Natural poderia ser refletido nos regulamentos. A promoção do transporte a Gás Natural traria benefícios ambientais, económicos e para a sustentabilidade do SNGN.	A promoção do transporte com base em Gás Natural poderia ser refletido nos regulamentos. A promoção do transporte a Gás Natural traria benefícios ambientais, económicos e para a sustentabilidade do SNGN.

RT – DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
44.	Multiplicadores tarifários na URT	Tarifa Uso Rede de Transporte: Proposta de produtos de capacidade O processo de uniformização das tarifas com Espanha e a restante Europa é de elevada importância para a integração num mercado Europeu de GN. Contudo a introdução desta alteração neste momento terá, certamente, custos de natureza logística para o sistema, que não são quantificados na proposta. Também a existência de um "multiplicador" para ajustar os produtos de capacidade, sejam anual, mensal ou diário, vai criar uma subsídio cruzada entre os diferentes tipos de utilização da rede de transporte. Concordamos com a eliminação da tarifa de curta duração que, embora benéfica para alguns consumidores em AP e/ou com atividades sazonais, criava uma subsídio cruzada entre consumidores do sistema de GIM.	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. 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 anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.
45.	Opção tarifária flexível	Tarifa de acesso as redes aplicável a clientes finais com utilizações intermitentes ou sazonais (opção tarifária flexível) Medidas que visam a harmonização com o mercado ibérico e/ou europeu vão, geralmente, positivas. Esta medida visa permitir aos clientes com utilizações intermitentes ou sazonais reduzir os custos com a contratação de capacidade, contudo, no atual regime regulatório, se existe um benefício para um consumidor, esses proveitos permitidos das empresas reguladas, são suportados pelos restantes consumidores. Esta situação cria uma subsídio cruzada entre consumidores e, mais uma vez, não é apresentado nenhum cenário que explique o impacto tarifário da medida.	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá em consideração o risco de subsídio cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o processo anual de fixação dos multiplicadores.
46.	Tarifas transitórias após o fim do período transitório	Tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais Com a extinção das tarifas reguladas é necessário salvaguardar os interesses dos consumidores e garantir o fornecimento quando o mercado for ineficiente. Neste sentido, concordamos com a	A lei (art.º 41.º do Decreto-Lei n.º 231/2012) estabelece que os Comercializadores de Último Recurso retalhistas devem “assegurar o fornecimento de gás natural em locais onde não exista oferta dos comercializadores de gás

RT – DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		obrigatoriedade de os CURR fornecerem os clientes onde não existam ofertas de mercado ou onde o comercializador de mercado tenha cessado atividade. Esta medida garante o fornecimento, contudo fica aquém do expectável na proteção dos interesses dos consumidores, pois não prever situações onde o mercado seja ineficiente, ou não exista, e seja apenas o comercializador em mercado a atuar, o que coloca os consumidores numa situação muito frágil. É indispensável, para garantir a proteção dos consumidores, que exista uma tarifa de referência para o mercado, calculada como uma tarifa eficiente pelo regulador, tornando-se numa informação de extrema importância para a tomada de decisão dos consumidores. É também necessário que, nas situações onde o mercado não consiga ser mais eficiente e apelativo que a tarifa de referência, os CURR assegurem o fornecimento destes consumidores com base na tarifa de referência.	natural em regime de mercado, pelo tempo em que essa ausência de oferta se mantenha”. A ERSE deve reger-se por este regime, sem prejuízo da supervisão atenta dos aspetos mencionados.
47.	Regulação por incentivos	O alargamento das metas de eficiência para o armazenamento subterrâneo é positivo, permitindo uma maior equidade entre as empresas reguladas. A reavaliação dos drivers de custos deve ser acompanhada também por uma avaliação do modelo de regulação e dos resultados da sua aplicação prática, não só no sector do GN, mas comparando também com os resultados do sector elétrico. Do mesmo modo, o sistema de custos padrão para o CAPEX deve ser avaliado, uma vez que já se encontra implementado no SE, e devem ser avaliadas as mais-valias da sua aplicação do sector do GN. O sistema de penalização de sobre investimento é positivo, contudo fica quem do expectável. O correto planeamento do investimento é um aspeto fulcral da atividade, pois tem um grande impacto nas tarifas. Os erros de planeamento são suportados pelos consumidores, não existindo qualquer rico de negócio para as reguladas no que toda aos investimentos que são aprovados nos planos, sejam adequados ou não. A inclusão da possibilidade de realizar auditorias aos custos padrão dos ativos já em exploração das UAG, e a possibilidade destas auditorias terem efeitos retroativos na definição dos ativos a remunerar	No que diz respeito à definição de metas de eficiência nos custos, este princípio regulatório iniciou-se com o período que agora termina. Após esse período, a ERSE, procedeu à avaliação do impacte das medidas aplicadas e procederá no próximo período regulatório à implementação de algumas alterações. O recurso à aplicação de custos padrão, deverá sempre considerar as particularidades de cada situação. Deste modo, a ERSE privilegia o recurso à regulação por incentivos, em cenário de partilha de ganhos entre consumidores e empresas.

RT – DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		é uma medida bastante positiva, pois já se tinha verificado o problema das discrepâncias entre os custos de investimento dos diferentes operadores. Relativamente as taxas de ocupação de subsolo, embora a legislação aplicável não seja da responsabilidade da ERSE, entendemos que é da sua responsabilidade garantir equidade entre os consumidores e a sustentabilidade do sistema. Nas tarifas apresentadas para o ano gás 2012-2013 o peso das TOS em alguns municípios, no preço final aos consumidores, era superior a 20%, sendo que noutros é nulo. Esta situação revela uma falta de equidade enorme, pelo que o problema deve ser alvo de esforços por parte da ERSE, justo do legislador, no sentido de averiguar a legitimidade e utilidade destas taxas e caso sejam mantidas, criar limites às mesmas, limites esses que deverão ser da responsabilidade da ERSE.	
48.	Remuneração e alisamento do custo com capital do Terminal de GNL	A introdução da possibilidade de se alargar o período de alisamento do CAPEX do terminal de GNL é uma situação preocupante. Embora o objetivo da medida seja positivo, por impedir grandes variações nas tarifas resultantes de grandes investimentos que entram em funcionamento, o alisamento de custos resulta na criação de um "deficit" que terá custos no futuro, acrescido de juros. Recomendamos a possibilidade de se encontrar outros mecanismos ou alteração do modelo de regulação que não levem a criação de encargos futuros. O mecanismo proposto de mitigação dos efeitos dos ajustamentos tarifários resultantes de desvios na procura é claramente mais um mecanismo de controlo tarifário que irá gerar défices. O objetivo da regulação deve ser manter o equilíbrio do SNGN, garantindo um serviço contínuo, de qualidade, a preços acessíveis e mantendo o sistema sustentável, quer do ponto de vista dos consumidores como das empresas reguladas. Pretende-se que o planeamento da sustentabilidade do sistema seja analisado, reduzindo a necessidade de criação de mecanismos que geram défices tarifários. Por fim, a adoção do ano civil para cálculo dos proveitos permitidos e da previsão da procura será uma boa medida, no sentido em que	A ERSE decidiu não contemplar na versão final do articulado a proposta efetuada no âmbito da consulta pública, mantendo o período de alisamento nos 10 anos (até 2017), voltando a equacionar o seu alargamento no final deste período regulatório.

RT – DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		simplifica a comunicação da informação que as empresas disponibilizam a ERSE.	
49.	Mecanismo de ajustamento de desvios tarifários	O mecanismo proposto de mitigação dos efeitos dos ajustamentos tarifários resultantes de desvios na procura é claramente mais um mecanismo de controlo tarifário que irá gerar défices. O objetivo da regulação deve ser manter o equilíbrio do SNGN, garantindo um serviço contínuo, de qualidade, a preços acessíveis e mantendo o sistema sustentável, quer do ponto de vista dos consumidores como das empresas reguladas. Pretende-se que o planeamento da sustentabilidade do sistema seja analisado, reduzindo a necessidade de criação de mecanismos que geram défices tarifários.	A ERSE considera que não devem ser criados mecanismos que institucionalizam a criação de défices tarifários. No entanto, em certos casos a grande volatilidade tarifária pode tornar algumas infraestruturas menos competitivas, designadamente no quadro de integração dos mercados ibéricos de gás natural. É neste contexto, que a ERSE irá implementar um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacto dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade. Este mecanismo garante a recuperação dos custos e, consequentemente, não gera défice tarifário. Este mecanismo possibilita, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da tarifa de UGS I. Nas restantes atividades de alta pressão não será implementado qualquer mecanismo de mitigação do efeito dos ajustamentos tarifários. De forma a conter a volatilidade tarifária, o regulamento tarifário passa também a explicitar que a aplicação dos ajustamentos de s-1 está condicionada à análise prévia dos seus impactos tarifários.
50.	Serviços partilhados	A necessidade de informação detalhada, por parte do regulador, no sentido de prevenir subsidiação das atividades reguladas a atividades não reguladas dentro do mesmo grupo empresarial, tem, com esta proposta, uma melhoria significativa, ficando as atividades reguladas obrigadas a prestar toda a informação necessária à ERSE.	A ERSE definiu um novo modelo de reporte a entregar pelas empresas de forma a proporcionar informação transparente e inequívoca relativa à imputação dos custos de prestações de serviços por empresas do grupo

RT – DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			às atividades reguladas. Desta forma pretende-se evitar a subsídio cruzada entre empresas e entre atividades.
51.	Taxas de ocupação de subsolo (TOS)	Relativamente as taxas de ocupação de subsolo, embora a legislação aplicável não seja da responsabilidade da ERSE, entendemos que é da sua responsabilidade garantir equidade entre os consumidores e a sustentabilidade do sistema. Nas tarifas apresentadas para o ano gás 2012-2013 o peso das TOS em alguns municípios, no preço final aos consumidores, era superior a 20%, sendo que noutros é nulo. Esta situação revela uma falta de equidade enorme, pelo que o problema deve ser alvo de esforços por parte da ERSE, justo do legislador, no sentido de averiguar a legitimidade e utilidade destas taxas e caso sejam mantidas, criar limites às mesmas, limites esses que deverão ser da responsabilidade da ERSE.	A ERSE está ciente dos problemas mencionados, nomeadamente dos impactos das TOS na fatura de gás natural dos consumidores de alguns municípios. Nesse sentido, a ERSE recorreu a uma empresa de consultoria para definir termos de referência de auditorias, que permitam aferir de que modo a repercussão das TOS é convenientemente incorporada na faturação.

RT – DGEG			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
52.	II. Observações específicas	3. Regulamento Tarifário (RT) Alerta-se para o facto de a disciplina dos mecanismos regulados de contratação agora consagrados nos artigos 201.º a 203.º do RRC se encontrar omissa no RT, nomeadamente nos artigos 6.º (que contém o conjunto das atividades reguladas), 97.º-A (relativo aos mecanismos de incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo CURg em mercado) e 135.º (respeitante à desagregação da informação contabilística da atividade de compra e venda de gás natural para fornecimento aos CURr). Neste plano, importaria também dar concretização no RT ao disposto nos n.ºs 2, 3 e 4 do artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012. Alerta-se ainda para a necessidade de o RT contemplar os custos incorridos pelo operador da RNTGN com as campanhas de informação previstas no artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, os quais devem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema, tal como exigido nesta norma legal.	A ERSE terá em conta os comentários da DGEG na versão final do articulado do RT.

RT – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
53.	Aditividade das tarifas transitórias Fatores de atualização das tarifas transitórias	Deste modo, face a estas condicionantes que afetam principalmente os clientes que tenham consumos mais reduzidos, considera-se que o papel da ERSE, enquanto reguladora e entidade que deverá supervisionar a efetiva dinamização do mercado, passará necessariamente por completar o processo de convergência para a aditividade tarifária, tal como consagrado nos princípios gerais do Regulamento Tarifário. Também será necessário proceder a uma revisão trimestral da componente de energia constante das tarifas transitórias praticadas pelos comercializadores de último recurso retalhistas. Nesse sentido, será relevante definir, de antemão, uma trajetória de como irão evoluir as tarifas transitórias, nomeadamente através da definição dos fatores que irão contribuir para a sua atualização, para possibilitar que os comercializadores que operam no mercado livre possam fazer avaliações do risco e determinar a sustentabilidade das suas ofertas.	A proposta de RT mantém o mecanismo de convergência gradual para tarifas aditivas com vista a minimizar os impactos que essa transição provocaria nas tarifas. No entanto, a aplicação do mecanismo deve atender ao efeito das decisões na comparação entre as tarifas transitórias e as tarifas do mercado. Adicionalmente, a definição dos fatores de atualização da tarifa de energia trimestral e da convergência tarifária é feita de forma integrada.
54.	Produtos de curto prazo	Concorda-se com muitas das alterações sugeridas, designadamente com a criação de produtos mensais e diários, sendo que se considera, não obstante, que o agravamento proposto não deverá ultrapassar os 10%, valor que se justifica adiante neste documento nos comentários ao RARII.	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. 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 anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.
55.	Taxas de ocupação do subsolo (TOS) - informação a fornecer à ERSE	A alínea b) do número 3 do artigo 163.º da proposta de alteração ao RT prevê que os operadores das redes de distribuição forneçam à ERSE um relatório relativamente à aplicação das Taxas de Ocupação de Solo (TOS) que contenha, nomeadamente, os valores reais faturados pelos comercializadores e entregues aos operadores de distribuição, por	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 adquiriu serviços de

RT – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Município, no ano s-2. Considera-se que a anterior versão, que referia que este relatório devia conter os valores reais faturados “aos” (e não “pelos”) comercializadores, será uma opção mais correta. De facto, os distribuidores não saberão exatamente quais foram os valores cobrados pelos comercializadores, apenas conhecendo os valores que lhes foram entregues. Assim, considera-se ser de recuperar a anterior redação desta alínea. A manutenção desta disposição na redação proposta pode inclusivamente levar a conclusões incorretas, aquando da confrontação desta informação com a informação a prestar pelos comercializadores retalhistas e de último recurso, constante do número 4, alínea b), relativa aos valores reais faturados aos consumidores de gás natural. Igualmente, sugere-se que, no número 4 deste artigo, o relatório elaborado por uma empresa de auditoria seja levado a cabo com base numa amostragem de clientes e não com base na totalidade dos clientes de gás natural de cada município. A elaboração de um relatório com base na totalidade de clientes leva a um incremento de trabalho e de custos desnecessário, uma vez que os resultados que se pretendem obter podem ser conseguidos através de uma análise por amostragem. Igualmente, algumas das informações que constarão deste relatório, nomeadamente a constante da alínea a) do número 4, já poderá ser obtida através do relatório a entregar pelo operador de redes (de acordo com o n.º 3, alínea b)). Sendo estes relatórios elaborados por auditores, considera-se desnecessária a duplicação no compêndio desta informação.	consultoria, para a definição de termos de referência das auditorias e implementação de um mecanismo de monitorização da repercussão das TOS. Como tal, está a ser preparado um Manual de Procedimentos das Taxas de Ocupação de Subsolo, sendo o Regulamento Tarifário alterado em concordância.

RT – EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
56.	Calendário de implementação das alterações	Face às muitas alterações sugeridas, com impactos a diversos níveis nas organizações e respetivos sistemas, considera-se que deveria ser previsto um período de adaptação pelos operadores do SNGN, de forma a acomodar alterações ao nível dos sistemas de informação e das peças contratuais. Esse período deverá ser objeto de acordo entre a ERSE e as empresas, após a conclusão desta revisão regulamentar.	As alterações ao Regulamento Tarifário serão implementadas, salvo indicação em contrário, no primeiro ano do período regulatório 2013/2014 a 2015/2016.
57.	Reavaliação dos drivers de custos e redefinição do peso dos custos fixos e variáveis	Como proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT), aponta-se como fundamental a reflexão sobre a metodologia regulatória por incentivos, sendo desejável o aprofundamento da mesma no próximo período regulatório. No entanto, qualquer análise sobre este tema deverá ter em conta determinados fatores que afetam necessariamente o exercício das atividades reguladas do sector do gás natural. Desde logo, no que respeita à manutenção da regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração, não se concorda com a manutenção do indutor de custo “energia” aplicado aos comercializadores de último recurso, sendo o “número de pontos de entrega” uma variável que aparenta ter maior aderência. Efetivamente, e tal como referido em ocasiões anteriores, os comercializadores de último recurso não têm qualquer controlo sobre as quantidades vendidas. Ou seja, não fará sentido que estas empresas sejam afetadas por fatores que não controlam. Neste âmbito, aproveitamos também para salientar a necessidade de revisão dos pressupostos de repartição dos custos de exploração das empresas entre fixos e variáveis, atualizando-os. Deste modo, à semelhança do que ocorreu no sector da eletricidade, considera-se importante o aumento do peso dos custos fixos na ponderação dos custos da atividade de comercialização de último recurso, de forma a considerar-se custos de operação que têm de ser recuperados. Por outro lado, atendendo também à liberalização total do sector, que decorrerá neste período regulatório, e à redução significativa dos seus	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência.

RT – EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		universos de clientes (ficarão dedicados essencialmente aos clientes vulneráveis), tendo no entanto de manter padrões de qualidade de serviço alinhados com os atuais, propõe-se a revisão da alocação da estrutura de custos destas empresas entre fixos e variáveis, aumentando significativamente a percentagem de custos fixos. Dada a semelhança entre estas empresas no sector do gás natural e no sector elétrico, propõe-se que a percentagem seja idêntica à do CUR elétrico, que se fixa em 50% para os custos fixos e 50% para os variáveis. Face ao exposto, considera-se que uma reavaliação dos drivers de custos deverá passar, em primeiro lugar, pela redução significativa do peso do indutor de custo “energia”, ou mesmo pela sua eliminação completa e, em segundo lugar, pelo aumento do peso dos custos fixos na definição dos custos de exploração.	
58.	Serviços partilhados	São sugeridas alterações no RT no sentido de aplicar novos modelos de reporte, a facultar pelas empresas reguladas à ERSE, quando integradas em grupos económicos, sendo identificados no documento justificativo a EDP, a GALP e a REN. De facto, sendo certo que os grupos identificados detêm empresas que prestam atividades reguladas e não reguladas, tanto no sector de gás natural como da eletricidade, também é certo que as obrigações elencadas nos artigos que estabelecem estas obrigações de reporte são de aplicação geral, devendo objetiva e claramente englobar todos os operadores que prestarem serviços regulados. Sendo certo que os artigos em causa no RT não fazem qualquer referência específica a qualquer grupo económico ou entidade, considera-se que o documento justificativo também não deveria especificar qualquer entidade em concreto, devendo a aplicação do regulamento ser de âmbito sempre geral.	A ERSE definiu um novo modelo de reporte a entregar pelas empresas de forma a proporcionar informação transparente e inequívoca relativa à imputação dos custos de prestações de serviços por empresas do grupo às atividades reguladas. Desta forma pretende-se evitar a subsídio cruzada entre empresas e entre atividades
59.	Taxas de ocupação do subsolo (TOS) - informação a fornecer à ERSE	Na proposta de alteração ao RT que ora se comenta consta, na alínea b) do número 3 do artigo 163.º, que os operadores das redes de distribuição devem fornecer à ERSE um relatório relativamente à aplicação das Taxas de Ocupação de Solo (TOS) que contenha, nomeadamente, os valores reais faturados pelos comercializadores e	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 adquiriu serviços de

RT – EDP GÁS SERVIÇO UNIVERSAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		entregues aos operadores de distribuição, por Município, no ano s-2. Considera-se que a anterior versão, que referia que este relatório devia conter os valores reais faturados “aos” (e não “pelos”) comercializadores, será uma opção mais correta. De facto, os distribuidores não saberão exatamente quais foram os valores cobrados pelos comercializadores, apenas conhecendo os valores que lhes foram entregues. Assim, considera-se ser de recuperar a anterior redação desta alínea. A manutenção desta disposição na redação proposta pode inclusivamente levar a conclusões incorretas, aquando da confrontação desta informação com a informação a prestar pelos comercializadores retalhistas e de último recurso, constante do número 4, alínea b), relativa aos valores reais faturados aos consumidores de gás natural. Igualmente, sugere-se que, no número 4 deste artigo, o relatório elaborado por uma empresa de auditoria seja levado a cabo com base numa amostragem de clientes e não com base na totalidade dos clientes de gás natural de cada município. A elaboração de um relatório com base na totalidade de clientes leva a um incremento de trabalho e de custos desnecessário, uma vez que os resultados que se pretendem obter podem ser conseguidos através de uma análise por amostragem. Igualmente, algumas das informações que constarão deste relatório, nomeadamente a constante da alínea a) do número 4, já poderá ser obtida através do relatório a entregar pelo operador de redes (de acordo com o n.º 3, alínea b)). Sendo estes relatórios elaborados por auditores, considera-se desnecessária a duplicação no compêndio desta informação.	consultoria, para a definição de termos de referência das auditorias e implementação de um mecanismo de monitorização da repercussão das TOS. Como tal, está a ser preparado um Manual de Procedimentos das Taxas de Ocupação de Subsolo e o Regulamento Tarifário foi alterado em concordância.

RT - ENDESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
60.	Cenários e análise de impactes	Consideramos que hubiera sido de utilidad, para analizar con mayor detalle los nuevos productos el acompañamiento de una propuesta de peajes (valores numéricos orientativos). Por ejemplo, compartiendo los criterios generales de la nueva tarifa flexible para clientes telemedidos, no podemos valorar su utilidad sin llevar a cabo la comparación con los peajes actuales.	O documento justificativo das propostas de revisão regulamentar discute as propostas e apresenta qualitativamente as suas motivações e impactes. A apresentação em concreto de cenários ou simulações numéricas obrigaria a definir um conjunto de pressupostos cuja validade e aplicabilidade passaria a estar em discussão pública, em vez do pretendido, que são os mecanismos regulamentares propostos. A ERSE considera adequado manter a opção do modelo de discussão pública dos regulamentos, embora reconheça a importância de, sempre que justificado, incluir avaliações quantificadas dos impactes ou do funcionamento dos mecanismos regulamentares propostos, a bem da sua clarificação.
61.	Ano tarifario	Valoramos positivamente la adopción del año gas europeo en los procesos de programación y asignación de capacidad. La adopción de años gas distintos para las tarifas y para la asignación de capacidad, junto a otras obligaciones marcadas por el año natural, implican la utilización de tres tipos de años gas distintos. Consideramos que debería estudiarse la adopción de este mismo año gas para la publicación de las tarifas de gas.	Tendo revisto o mecanismo de estabilidade tarifária proposto para o conjunto das infraestruturas de alta pressão de forma a limitá-lo ao terminal de GNL, não seria desprecioso o risco de agravamento de desvios de faturação decorrente do desfasamento de 6 meses entre o período de referência para a definição dos proveitos e o período de recuperação dos mesmos (ver doc. justificativo). Deste modo, a ERSE mantém a situação atual em que 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 (ano gás), sendo considerados (i) proveitos permitidos que

RT - ENDESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis intersetados pelo ano gás em causa e (ii) uma previsão de procura de gás natural efetuada para o período do ano gás em causa Este procedimento foi alargado à atividade de compra e venda de gás natural.
62.	Acesso ao terminal de GNL	En nuestra opinión, en la presente modificación del modelo regulatorio debería realizarse cambios de mayor calado enfocados hacia la maximización de la utilización de la planta de Sines, facilitando el uso de un mayor número de agentes. En primer lugar proponeos desvincular la asignación de slots a la capacidad nominal de la planta, limitando la asignación de slots a valores más adecuados: la regasificación programada de la planta y los productos de capacidad de almacenamiento. Es decir, que no se oferten más slots que los que la demanda y la capacidad de almacenamiento puedan absorber. Por otro lado, consideramos que la asignación de capacidad de almacenamiento de GNL base (producto anual) y el pago por capacidad independientemente de su uso, pueden no encajar con el funcionamiento de un terminal de GNL que busque maximizar su utilización y la entrada de más agentes. En términos generales, los comercializadores no precisan de una capacidad constante de almacenamiento durante un largo periodo de tiempo: Una vez descargado un buque, a medida que se va regasificando, el agente va necesitando menor capacidad de almacenamiento y este hueco que se va liberando, permite la descarga de buques de terceros. En el caso de que varios usuarios mantengan capacidad de largo plazo contratada, podría conllevar que agentes que quieran descargar un buque (y descargarlo en un plazo superior a 7 días) no puedan realizarlo porque no exista capacidad de almacenamiento, a pesar de que la planta pudiera estar vacía. Adicionalmente, el disponer de una capacidad base anual cuyo coste anual sea fijo, independientemente del uso, podría conllevar que la terminal acabe siendo un almacenamiento de	Clarifica-se que não existirá reserva de capacidade de armazenamento operacional e que essa capacidade será cobrada em função dos <i>slots</i> usados, através de um produto de capacidade diária. A flexibilização do acesso ao terminal permite a sua utilização por agentes de menor dimensão. No entanto, o efeito de escala é inerente a uma infraestrutura de custos dominantemente fixos. As tarifas conciliam dois interesses distintos e potencialmente contrários: i) a promoção do mercado e incentivo aos novos agentes; ii) a aderência aos custos e a indução de uma utilização eficiente das infraestruturas. Neste sentido propõe-se criar um produto diário de capacidade operacional de armazenamento de GNL, atribuído automaticamente (sem reserva) com as características acima mencionadas. De notar que a existência de um mecanismo de incentivo às trocas reguladas já se destina a promover uma maior convergência do preço médio no uso do terminal.

RT - ENDESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		largo plazo y eso impediría destinar el almacenamiento a la entrada de nuevos agentes, agentes que al tener una menor rotación de stocks necesitan mayor capacidad de almacenamiento.	
63.	Fatores de atualização das tarifas transitórias	Debería explicitarse la manera en que es calculado el precio de la molécula en la tarifa y este debe obedecer a criterios de mercado, el uso de los contratos “históricos” debería ser amortiguado en las tarifas de acceso.	A componente de energia da tarifa transitória é revista trimestralmente considerando os preços de energia nos mercados internacionais. A definição dos fatores de atualização da tarifa de energia trimestral e da convergência tarifária é feita de forma integrada.
64.	Sub-regulamentação	Debería acompañarse toda la sub-reglamentacion mencionada pues su ausencia deja el texto en análisis incompleto.	A discussão e aprovação dos regulamentos precede a sub-regulamentação, permitindo um processo de discussão pública que caminha do geral para o particular. Este projeto não prejudica o envolvimento dos agentes do setor e dos Conselhos da ERSE na discussão e aprovação da sub-regulamentação.

RT – GAS NATURAL FENOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
65.	Ano tarifário	Consideramos que operativamente, seria melhor coordenar o início do Ano Gás (1 de Julho) com o início do Ano de Contratação de Capacidades (1 de Outubro).	Tendo revisto o mecanismo de estabilidade tarifária proposto para o conjunto das infraestruturas de alta pressão de forma a limitá-lo ao terminal de GNL, não seria despiciente o risco de agravamento de desvios de faturação decorrente do desfasamento de 6 meses entre o período de referência para a definição dos proveitos e o período de recuperação dos mesmos (ver doc. justificativo). Deste modo, a ERSE mantém a situação atual em que 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 (ano gás), sendo considerados (i) proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis intersetados pelo ano gás em causa e (ii) uma previsão de procura de gás natural efetuada para o período do ano gás em causa Este procedimento foi alargado à atividade de compra e venda de gás natural.
66.	Aditividade das tarifas transitórias	É necessário um mecanismo de revisão trimestral de tarifas previsível , que responda aos princípios de aditividade e suficiência , de forma a que seja um incentivo para promover a passagem de clientes do mercado regulado para o liberalizado. Neste sentido devem ser tidos em conta os custos de comercialização e de atendimento aos clientes das comercializadoras do mercado liberalizado, e não os do CUR, uma vez que este não capta clientes (não há despesas de comercialização) e têm economias de escala no atendimento a clientes.	A proposta de RT mantém o mecanismo de convergência gradual para tarifas aditivas com vista a minimizar os impactes que essa transição provocaria nas tarifas. No entanto, a aplicação do mecanismo deve atender ao efeito das decisões na comparação entre as tarifas transitórias e as tarifas do mercado. Relativamente ao custo de comercialização utilizado considera-se o custo eficiente, atendendo à atividade. Adicionalmente, a legislação prevê a aplicação de um fator incentivador nas tarifas

RT – GAS NATURAL FENOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			transitórias, de modo a promover a adesão ao mercado liberalizado.
67.	Tarifas transitórias após o fim do período transitório	Devem ser cumpridos estritamente os prazos fixados para o fim dos períodos transitórios sem possibilidade de prorrogação, pelo o que é necessário regular o tratamento dos clientes que, atingido o fim desses períodos, não tenham saído para o mercado.	A extinção das tarifas é matéria definida pelas leis do setor. O legislador deixou ao regulador a decisão de extinguir as opções tarifárias nas quais permaneçam menos de 10% dos clientes.
68.	Multiplicadores dos preços dos produtos de capacidade URT	Parece-nos adequada a criação de produtos diários que deem flexibilidade aos agentes de mercado para resolver imprevistos, e particularmente, como indicado pela ERSE, para fornecer plantas de geração. No entanto, a flexibilidade é um serviço ao qual deve ser atribuído um valor proporcional ao benefício obtido pelos que usufruem dela, pelo que solicitamos à ERSE que seja muito cuidadosa a este respeito. Caso não fosse assim, poderia dar-se o caso de que o sector gasista proporcionasse às centrais de geração uma flexibilidade que beneficiaria o sector elétrico, mas que paga, total ou parcialmente, o sector gasista. Deveria evitar-se esta subvenção cruzada por todos os meios.	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. 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 anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.
69.	Opção tarifária flexível	Consideramos muito positiva a convergência da estrutura tarifária pelo uso da rede de transporte de gás natural com a estrutura tarifária utilizada em Espanha (termo de condução de tarifa de transporte e distribuição). No entanto, na hora de determinar os multiplicadores das tarifas a curto prazo, consideramos que se deve analisar cada tipo de consumidores por separado, e especialmente no caso particular das centrais de geração de energia elétrica. Neste caso, o critério de que apenas se devem aplicar multiplicadores superiores a	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá em consideração o risco de subsidiação cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o

RT – GAS NATURAL FENOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		1 no caso de que seja previsível uma redução da receita pelo uso das redes de transporte, deve ser considerada analisando de forma isolada este tipo consumidores. Se não fosse feito desta forma, poderia acontecer que se regulasse uma estrutura tarifária ou um modelo de multiplicadores que proporcionasse maior flexibilidade ao sector elétrico sem que fosse compensado este serviço com um aumento na receita do sistema gasista, o qual não seria justo para os restantes consumidores de gás natural	processo anual de fixação dos multiplicadores

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
70.	Preços em contrafluxo de entrada no terminal de GNL	Não temos oposição de princípio à utilização da figura de contra fluxo, no que ela pode representar de instrumento de flexibilidade para o sistema. No entanto, de modo a não desvirtuar a sua utilização nem a do TGNL, deverá ser definido um valor máximo de armazenamento ou de capacidade para utilização em contra fluxo por forma a garantir que a mesma apenas assegura a função de GN para carga de cisternas e um armazenamento, pouco significativo, para fazer face a desbalanceamentos na RNTGN. Com efeito, esta capacidade (contra fluxo) só é possível ser disponibilizada pelo operador do TGNL, porque existem comercializadores a programar regaseificação, sendo esses comercializadores que são o garante da capacidade em contra fluxo, não retirando nenhum benefício da oferta implícita que fazem ao mercado de uma forma gratuita. Nesta medida deveria ser criada uma tarifa, mesmo que de valor reduzido que, para lá dos custos administrativos e de sistemas informáticos, desse um sinal positivo de preço para quem assegura a existência da capacidade de contra fluxo (comercializadores que utilizam a regaseificação).	O preço de saída da URT inclui a mobilização do gás desde o ponto de balanço até ao ponto de saída. O preço nulo nos movimentos em contrafluxo é precisamente um sinal eficiente à utilização do sistema pelos clientes. A redução de custos momentânea na regaseificação do terminal é redistribuída por todos os utilizadores do terminal. O serviço de receção de gás no terminal a partir da rede de transporte tem custos administrativos que são de sentido contrário com os custos evitados referidos. Refira-se ainda que a “Framework Guideline on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas”, atualmente em discussão, refere que estes preços não deverão ser inferiores a zero. Neste sentido a ERSE mantém a proposta.
71.	Ano tarifário	A proposta discute a descontinuidade temporal que passará a existir entre Junho (momento de fixação das tarifas) e de reserva de capacidade (no “ano térmico” de Outubro a Setembro). A GE valoriza positivamente a fixação do período de reserva de capacidade para este ano térmico, o qual está em consonância com os programas associados aos contratos de aprovisionamento, em especial de GNL. Assim, de modo a limitar o número de períodos de referência (até porque fica estabelecido na proposta, consideramos que corretamente, a adoção do Ano Civil para reporte financeiro e de RQS), propomos que o Ano Tarifário passe também a ser o “ano térmico”. Esta alteração em nada prejudicaria o período de fixação do tarifário de acesso (Abril a Junho) dado que com o fim do ciclo de investimento das operadoras de infraestruturas os ativos e custos das empresas podem ser	Tendo revisto o mecanismo de estabilidade tarifária proposto para o conjunto das infraestruturas de alta pressão de forma a limitá-lo ao terminal de GNL, não seria despiciente o risco de agravamento de desvios de faturação decorrente do desfasamento de 6 meses entre o período de referência para a definição dos proveitos e o período de recuperação dos mesmos (ver doc. justificativo). Deste modo, a ERSE mantém a situação atual em que 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 (ano gás), sendo

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		estabelecidos com suficiente antecedência, e permitiria que a reserva de capacidade a realizar a meio do ano civil, fosse realizada já com conhecimento das tarifas aplicáveis sobre todo o período de reserva.	considerados (i) proveitos permitidos que resultam da média dos proveitos permitidos dos dois anos civis intersetados pelo ano gás em causa e (ii) uma previsão de procura de gás natural efetuada para o período do ano gás em causa Este procedimento foi alargado à atividade de compra e venda de gás natural.
72.	Estrutura tarifária entre julho de setembro de 2013	Para a sincronização temporal necessária no primeiro ano do período regulatório, sugere-se a manutenção transitória no 3º trimestre de 2013 da atual estrutura tarifária (capacidade utilizada).	A nova estrutura tarifária está dependente da entrada em vigor do novo modelo de atribuição de capacidade. Assim, até esse momento, a ERSE concorda que se deve manter a estrutura tarifária em vigor, minimizando custos de adaptação dos sistemas comerciais e prevenindo eventuais confusões nos agentes de mercado.
73.	Multiplicadores tarifários na tarifa de URT	Identicamente, consideramos de interesse a criação de produtos de curto prazo (mensais e diários) para as infraestruturas da RNTIAT, no que podem representar de maior flexibilidade para o mercado. Contudo, a fixação dos multiplicadores tarifários, cujos princípios são insuficientemente descritos na proposta, deverá ter em atenção a necessidade de prevenir comportamentos desnecessariamente oportunistas dos agentes com potencial impacto ao nível da recuperação de proveitos permitidos e criação de défices tarifários. À nova opção tarifária (Tarifas Flexível), que vai de encontro às necessidades de clientes com perfil de consumo mais irregular, aplicam-se comentários idênticos aos das tarifas de acesso de curto prazo, especialmente no caso das centrais de ciclo combinado. Sendo de interesse a criação de condições mais favoráveis à maior utilização destas, no que representam de crescimento de volumes veiculados no SNGN, uma incorreta construção dos multiplicadores poderá implicar uma transferência da recuperação de proveitos para outros segmentos de mercado, o que será de evitar, especialmente se impactar negativamente o segmento industrial.	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. 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 anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
74.	Eliminação da diferenciação tarifária por período vazio/fora de vazio na tarifa de URD	Consideramos que a proposta realizada para a RNTIAT de eliminar a diferenciação do Termo de Energia nos períodos de Vazio e Fora de Vazio poderá igualmente ser alargada à Distribuição. Não se vê, com efeito, para lá da maior complexidade em termos de faturação, vantagens evidentes nesta diferenciação, notando-se que mesmo os clientes com maior modulação sazonal de Verão não têm consumos exclusivamente concentrados em Agosto, pelo que as economias verificadas com a Tarifa de Curtas Utilizações resultam fundamentalmente do termo de capacidade. Notando-se igualmente a inexistência de congestionamentos nas redes de distribuição, que poderia justificar algum sinal de preço, propõe-se assim a eliminação da diferenciação tarifária na distribuição de gás natural.	A ERSE reconhece que o sinal tarifário é fraco, uma vez que apenas o mês de agosto é considerado como vazio. No entanto, justifica preços baixos de acesso às redes para algumas indústrias com um perfil de consumo sazonal. Em Espanha, está a ponderar-se a utilização de tarifas com períodos tarifários e neste momento existe sazonalidade nos preços dos produtos de capacidade mensais. Pelas razões apresentadas a ERSE propõe preservar a diferenciação de preços entre os períodos de vazio e fora de vazio nas tarifas Uso de Rede de Distribuição. A definição do período de vazio é reavaliada periodicamente.
75.	Fornecimento ao Mercado Regulado – Aprovisionamento CURG	14. Fornecimento ao Mercado Regulado A GE considera adequada a opção legislativa que manteve centralizada no CURG a responsabilidade de aprovisionamento do mercado regulado, garantido aquele a aquisição do gás natural para fornecimento aos diferentes CURRs, no que representa de superior garantia de transparência na formação de uma tarifa de energia transitória nacional, especialmente importante para a definição de tarifas transitórias realmente indutoras de transferência para o mercado livre do segmento doméstico, intrinsecamente menos atreito à mudança. Coerentemente, consideramos positiva a criação de regime de aquisição de gás natural pelo CURG em regimes de mercado, com vista a eliminar a ligação histórica aos contratos de take-or-pay da GE, até porque com a presença de novos entrantes no mercado nacional aqueles poderão não ser já os mas representativos do preço disponibilizado em regime de mercado, criando assimetrias entre a	O mecanismo de aquisição progressiva de gás natural em mercado será desenvolvido em sede de sub-regulamentação, seguindo o princípio da partilha de ganhos entre consumidores e empresas, assegurando que todas as condições estejam reunidas para garantir o estabelecido no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		fixação da tarifa transitória e o preço de mercado. O regime de leilões proposto, desde que realizado sob a supervisão da ERSE, com regras transparentes e não discriminatórias, parece-nos ser o melhor mecanismo de contratação de gás natural para estes fornecimentos. No entanto, consideramos que, tomando-se esta opção, a mesma terá forçosamente de ser assumida em toda a sua extensão. Deve portanto ser definido um calendário em que seja definida qual a percentagem de gás a adquirir em mercado ao longo do tempo. Isto permitirá aos operadores prepararem-se adequadamente para esses leilões e à Galp permitirá encontrar soluções de que lhe permita gerir o take-or-pay dos seus contratos. Nesse sentido, a referida “garantia de melhor preço à data da compra” não poderá pôr em causa os resultados dos leilões. Admitindo que a realização destes ocorra alguns meses antes da período de entrega de gás, não seria concebível nem para o agente vencedor do leilão que se tivesse comprometido com quantidades/preços, nem para a GE que se teria desobrigado do fornecimento via contratos de longo prazo, que no momento das entregas uma suposta “verificação” do preço do leilão vs. contratos <i>take-or-pay</i> da GE ainda tivesse lugar.	
76.	Extinção da venda a clientes do CURG	Ainda que pelas notícias mais recentes (aprovação de Decreto-Lei) se antecipe a prorrogação da data de cessação da publicação das tarifas transitórias para o mercado profissional (>10.000 m3/ano), prevista para 31Dez2012, considera-se que a ERSE poderia transmitir sinais quanto à necessidade de migração atempada destes clientes. É neste sentido que consideramos positivo o anúncio da extinção da atividade de comercialização a grandes clientes da CURG: com apenas 1 cliente ativo, está mais que justificada a aplicação da regra que aos 90% de mudança de clientes, as tarifas deixam de ser publicadas. No entanto, e no pressuposto de que não se poderá simplesmente “cortar o gás” (aliás, trata-se de um Hospital Central...), deveriam ser explicitadas os procedimentos contratuais a seguir. Neste sentido, propomos que o contrato seja passado à CURR local e aplicada a tarifa transitória	As tarifas transitórias para clientes com consumos anuais superiores a 10 000 m3 foram prorrogadas até junho de 2014 pela Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro. A atribuição da obrigação de fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso é feita na legislação do setor. A situação residual no Comercializador de Último Recurso Grossista referida deverá solucionar-se em breve, naturalmente, não se considerando necessário promover uma reconfiguração contratual neste momento.

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		disponível mais próxima. Consideramos que este procedimento aliás deverá ser aplicado à medida que a ERSE, por aplicação do referido critério dos 90%, fosse cessando a publicação das Tarifas Transitórias industriais (MP diária; BP diária; BP>) até à exclusiva publicação de tarifas para o segmento doméstico.	
77.	Evolução das tarifas transitórias	Numa nota adicional, e atendendo à manutenção nas CURRs da GE de 890 clientes industriais com consumo acumulado de cerca de 52 Mm3/ano, cremos não ser por demais notar a importância de as tarifas transitórias manterem uma evolução divergente dos preços de mercado, para garantir a criação de espaço concorrencial e incentivo claro à conclusão da migração para o regime de mercado. No caso do mercado doméstico, o anterior apenas se pode considerar ainda mais aplicável.	No estabelecimento das tarifas transitórias a ERSE tem em consideração por um lado a necessidade de incentivar os consumidores a migrar para o regime de mercado e por outro a proteção dos consumidores. A abertura de mercado abrange agora pequenos consumidores, nos quais a barreira à mudança de comercializador relativa à falta de informação tem um peso elevado, sendo de considerar ainda a atual situação de carência económica. Estas preocupações têm sido referidas nos pareceres do Conselho Tarifário.
78.	Fornecimento de último recurso por cessação de atividade do comercializador livre	Finalmente, em termos de tarifa a aplicar nestes períodos transitórios, propõe-se que o CURR disponibilize a sua melhor tarifa de energia disponível no momento acrescida de custos de comercialização, naturalmente aprovados pela ERSE, acrescidos das tarifas de acesso aplicáveis. Ou seja, de modo a evitar tentativas de arbitragem com uma tarifa de fornecimento de emergência” que fosse publicada ex-ante, estes fornecimentos seriam disponibilizados aos custos aplicáveis no momento. Para o segmento doméstico, aplicar-se-ia a tarifa aditiva em vigor.	O n.º 4 do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 231/2013, de 26 de outubro, já estabelece que “o comercializador de último recurso retalhista aplica 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”. Após o fim do regime transitório deverá ser definida a tarifa aplicável, no espírito determinado na legislação e considerando as preocupações referidas no comentário da Galp.
79.	Mecanismo de estabilização tarifária na	Como referimos na discussão das propostas de revisão do Regulamento Tarifário um mecanismo que promova a estabilização dos	A implementação de um mecanismo de estabilização tarifária na atividade de

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	atividade de distribuição	proveitos permitidos e, sequencialmente, a das tarifas de acesso no período regulatório, tem méritos e deve ser procurado. No entanto, em primeiro lugar e considerando a própria discussão no Documento Justificativo relativa aos desvios verificados na recuperação de Proveitos Permitidos em anos anteriores, frisa-se a necessidade de qualquer mecanismo ser suportado por estimativas de procura sólidas, preferencialmente realizadas pelas entidades mais próximas das áreas em questão. Considera-se que as ORDs conhecedoras dos seus mercados regionais, bem como dos desenvolvimentos potenciais previstos, estarão numa posição única para estimar os volumes a veicular, os quais deverão ser considerados como base de cálculo. De outro modo, as ORDs ver-se-iam, mais do que a suportar um risco de mercado, antes um risco associado a estimativas realizadas por terceiros, as quais não poderiam controlar e seriam indutoras de desvios tarifários. No pressuposto anterior, e considerando a maturidade já alcançada no mercado de distribuição, menos sujeita a variações imprevisíveis e de maior dimensão como a RNTIAT, por força do impacto do mercado de produção de eletricidade, parece-nos que um mecanismo de estabilização de proveitos poderá até ser mais bem sucedido na atividade de distribuição, com criação de um quadro tarifário estável ao longo do período regulatório. Neste sentido – insiste-se que com um cenário de procura robusto – as empresas poderiam apresentar a informação para o conjunto dos três anos, com a inerente simplificação burocrática. Acresce que o anterior é especialmente compatível com a previsível diminuição do investimento das empresas, bem como o proposto controlo do plano de investimento sobre o período regulatório, o que traria uma coerência superior ao processo.	distribuição não foi objeto de consulta pública, não sendo neste momento intenção da ERSE proceder à sua implementação.
80.	Reavaliação dos drivers de custos e redefinição do peso dos custos fixos e variáveis	A GE nota que a ERSE mantém a Energia Veiculada/Vendida como indutor de custos para os ORDs e CURRs, respetivamente. Por mais de uma vez se evidenciou a quase nula aderência dos custos operacionais variáveis das empresas a este indutor, no sentido que o que impacta realmente o nível destes custos são os Pontos de Consumo ou	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Consumidores fornecidos. Acresce que esse modelo acaba por ter um duplo efeito contrário: (i) as empresas assumem um risco de quantidades que não é ditado pelo mercado, mas por estimativas feitas por terceiros que não podem controlar; (ii) é dissuasor de incentivos à eficiência do consumo que as ORDs em particular deveriam desenvolver, dado representarem uma diminuição do seu nível de custos aceite... Com efeito, e a presente situação de retração de consumo evidencia-o de novo, as empresas reguladas não observam variações sensíveis dos seus custos pelo menor volume. Inversamente, não é uma ligação de um cliente industrial significativo que faz crescer os seus custos, mas apenas o facto de se tratar de uma nova ligação. No caso específico dos CURRs notamos ainda que com a previsível diminuição da sua carteira de clientes, por efeito da extinção das tarifas reguladas, estas se verão confrontadas com uma diminuição sensível do seu custo aceite, que não será proporcional ao número de clientes, até porque tipicamente se tem verificado a saída dos clientes domésticos de maior consumo, mais atreitos à mudança. Finalmente, no que respeita ao peso dos Custos Fixos, considera-se que a fração dos mesmos deve ser revista em alta, quer no caso dos ORDs (não permite recuperar os custos com pessoal, de elevada inflexibilidade como é reconhecido), quer dos CURRs (a proposta necessidade de manutenção dos níveis de RQS, num universo de clientes progressivamente mais reduzido, impedirá a continuada melhoria variável da eficiência nos custos).	das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência.
81.	Metodologia de Remuneração dos Ativos	A GE nota que o atual mecanismo de remuneração baseado no RAB apresenta o inconveniente de, uma vez que já está concluído o ciclo de desenvolvimento massivo das redes de distribuição, apenas permitir às ORDs uma expectativa de EBITDAs decrescentes, dado que o valor das amortizações anuais é já superior ao do investimento do exercício. Para limitar o anterior, seria necessário “promover” a realização de investimentos menos justificáveis em termos de aporte de gás natural à	A ERSE não considera que atualmente haja motivos que justifiquem a alteração da forma de determinação da base de ativos. Por um lado, a metodologia de remuneração dos ativos está em linha com o procedimento utilizado na regulação das atividades reguladas em grande parte dos países

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		rede, realizados quase na lógica de manutenção dos proveitos permitidos, o que se considera contrário ao objetivo de desenvolvimento eficiente das redes, dado representar custos e tarifas acrescidos. Coloca-se assim à consideração da ERSE um modelo alternativo, baseado na remuneração do Ativo Bruto, com a correspondente alteração da metodologia de fixação da taxa de remuneração. Deste modo, as empresas teriam um perfil de proveitos estável, com um efeito idêntico nas tarifas, sendo que o próprio investimento anual seria percentualmente inferior face ao impacto que tem no RAB, contribuindo assim igualmente para uma maior estabilidade tarifária. Esta opção, cuja implementação não se afigura especialmente dificultada, apresentaria vantagens para o ambiente regulatório, no que representaria de previsibilidade e estabilidade para os diversos <i>stakeholders</i> do SNGN, incentivando a realização de investimentos eficientes.	Europeus. Por outro lado, esta metodologia encontra-se em consonância com o praticado na generalidade das atividades do setor elétrico.
82.	Contratos de Concessão	As empresas distribuidoras voltam a notar a necessidade de a ERSE respeitar e aplicar os mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro previstos nos respetivos Contratos de Concessão. O direito aos referidos mecanismos não decorre de decisão do regulador, mas por opção do concedente, exercida no momento de renegociação dos referidos contratos, tornada necessária pelo processo de liberalização e <i>unbundling</i>. Notamos que se vai já no terceiro ano tarifário de não aplicação dos mecanismos, o que implica um acumular de valores a recuperar que, finalmente, onerará financeiramente os clientes finais, considerando-se que, prática, a ERSE tem permitido a criação na prática de um défice tarifário desnecessário que urge terminar e recuperar.	Relativamente às reavaliações sucessivas, a ERSE já manifestou em diversas ocasiões a sua posição estando a decorrer um processo judicial sobre o tema.
83.	Contadores	Também por uma questão de princípio, as ORDs deixam registado o seu total desacordo à decisão da ERSE de não incluir o ativo relacionado com os equipamentos de medição no seu RAB, por uma interpretação demasiado extensiva e literal da legislação de serviços públicos.	A decisão da ERSE de não considerar os contadores na base de ativos regulados decorre da aplicação da Lei 12/2008, de 26 de Maio.

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Cumprir notar a indissociabilidade da atividade de medição do gás natural dos serviços prestados pelas distribuidoras, aliás estabelecida nos próprios contratos de concessão. Nota-se finalmente que as concessões estão a atingir os primeiros 20 anos de atividade, pelo que será necessário iniciar a substituição dos equipamentos, não se entendendo como este investimento poderá ser realizado com a necessária remuneração-	
84.		A GE nota que não se deve perder a oportunidade desta revisão regulamentar para corrigir alguns aspetos da regulamentação associada às UAGs, especialmente tendo em conta a liberalização verificada, e o aumento de instalações privadas, em particular as ditas “mini-UAGs” que não permitem uma descarga total do camião-cisterna. Separando as vantagens de se manter uma gestão logística integrada das UAGs de sistema (propriedade das distribuidoras e licenciadas), no que representa de utilização racional de recursos e <i>back-up</i> operacional, a GE desde sempre tem defendido a necessidade de se liberalizar o transporte rodoviário para as UAGs privadas. Com efeito, enquanto para as UAGs de sistema, o princípio da uniformidade tarifária nacional pode justificar a perequação dos custos rodoviários na Tarifa de Transporte, consideramos que tal não é aplicável em instalações privadas. Por outro lado, nota-se que o custo do transporte rodoviário para as “mini-UAGs” não é sequer comparável com as outras instalações, dado obrigarem a cargas partilhadas, e muito provavelmente a apoio logístico de outras instalações para evitar deslocações longas com o camião em carga parcial, situação não desejável em termos de segurança. Contudo, este serviço do sistema – e será do SNGN pois dificilmente existirão outras UAGs na vizinhança daquelas com capacidade de acomodar a descarga – não está sequer previsto em RT. A perequação destas situações na Tarifa de Transporte criaria um sobrecusto para o SNGN, que se entende não ser defensável.	

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Considera-se que apenas com a efetiva liberalização do transporte rodoviário e com a assunção da sua gestão logística e risco de aprovisionamento por parte das instalações privadas, se incentivará uma utilização concorrencial e eficiente destas. Qualquer serviço de apoio pelo SNGN deverá ser pago, concedendo-se em contrapartida a liberdade aos agentes de mercado para contratarem a carga no terminal que lhes for mais adequado, sem limitação da referência ao “custo de transporte desde o TGNL de Sines”, que num mercado concorrencial parece menos adequado e até sinalizador de um preço máximo aceite.	
85.	Remuneração do GL-UAG	A GE, através do CURG, tem garantido a gestão logística do transporte rodoviário, desde a programação das cargas e descargas e reprogramações em situações de potencial rutura, até à própria gestão da segurança e qualidade dos contratos de transporte. Como repetidamente referido à ERSE, a relevância dos serviços prestados, cuja abrangência terá tendência a aumentar com o previsível aumento de apoio logístico às UAGs privadas (e esta evidência não prejudica o anteriormente referido quanto à necessária liberalização do negócio destas instalações), não pode deixar de ser reconhecida e remunerada pelo SNGN. Sendo certo que a remuneração destes serviços até ao momento apenas foi muito parcialmente reconhecida na Tarifa de Comercialização do CURG e esta, nos termos que vigorava será extinta com o fim da Atividade de Comercialização de Grandes Clientes, torna-se imperativo estabelecer os mecanismos de remuneração da atividade de gestão logística, que deve reconhecer os meios empregues pela GE na realização destas funções (pessoal, sistemas e apoio corporativo).	Esta questão será avaliada ao longo do próximo período regulatório, com o acompanhamento dos custos associados a esta atividade.
86.	Multiplicadores tarifários na tarifa de URT	Q2 Estabelecer que os valores dos multiplicadores a aplicar aos preços dos produtos de curto prazo sejam definidos anualmente, no momento de fixação anual das tarifas, ficando esse princípio consagrado no RT.	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. A definição dos preços de curto prazo bem como a escolha do valor do multiplicador deve

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação. No entanto, a fixação dos multiplicadores deve garantir que as utilizações de curto prazo, seja a mensal ou a diária, permitem a recuperação dos proveitos permitidos, evitando nomeadamente a utilização oportunista de capacidade. Assim, consideramos que os multiplicadores deverão ser superiores a 1, recomendando-se um <i>benchmarking</i> suficientemente alargado com mercados efetivamente comparáveis. No que respeita às estimativas de procura, de modo a garantir uma efetiva recuperação de proveitos permitidos, as estimativas de utilização em tarifários de curto prazo não deverão ser excessivamente otimistas, sob pena de ao prejudicar a referida recuperação, induzindo défices tarifários indesejáveis.	garantir que, por um lado, não sejam desencorajadas as reservas anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.
87.	Eliminação da diferenciação tarifária por período vazio/fora de vazio na tarifa de URD	Q3 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. As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação. Como referido na introdução aos nossos comentários, deixamos igualmente à consideração a eliminação desta diferenciação no tarifário da distribuição, o qual não tem efeitos práticos em termos de competitividade tarifária (não há clientes apenas com consumos em Agosto), não responde a um suposto congestionamento nestas redes (de facto não existe), e é fonte de complexidade de faturação que seria assim evitada.	A ERSE reconhece que o sinal tarifário é fraco, uma vez que apenas o mês de agosto é considerado como vazio. No entanto, justifica preços baixos de acesso às redes para algumas indústrias com um perfil de consumo sazonal. Em Espanha, está a ponderar-se a utilização de tarifas com períodos tarifários e neste momento existe sazonalidade nos preços dos produtos de capacidade mensais. Pelas razões apresentadas a ERSE propõe preservar a diferenciação de preços entre os períodos de vazio e fora de vazio nas tarifas Uso de Rede de Distribuição. A definição do período de vazio é reavaliada periodicamente.
88.	Relação entre o preço dos produtos de capacidade interruptível e o preço dos	Q4 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.	A relação entre o preço dos produtos de capacidade interruptível e o preço dos produtos de capacidade firme será calculada

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	produtos de capacidade firme	A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação. No entanto, a exemplo dos outros parâmetros que será necessário estabelecer neste novo enquadramento tarifário, considera-se crítico o estabelecimento de benchmarking representativo, bem como se sugere uma discussão prévia com os stakeholders.	no processo de fixação das tarifas, sendo por isso submetida a parecer do Conselho Tarifário, e terá em consideração as melhores práticas internacionais. Em geral, nas várias infraestruturas é privilegiada a oferta de capacidade firme.
89.	Preços em contrafluxo de entrada no terminal de GNL	Q5 Estabelecer no RT que o preço dos produtos de capacidade em contrafluxo deve ter em conta os custos administrativos e de sistemas informáticos. Sem prejuízo de considerarmos essencial que cada tarifa reflita o custo associado à respetiva operação, consideramos existir uma questão mais fundamental nesta situação do contrafluxo. Deverá ser definido um valor máximo de armazenamento ou de capacidade para contra fluxo por forma a garantir-se que a capacidade de contra fluxo assegura em exclusivo a função de GN para carga de cisternas e um armazenamento, pouco significativo, para fazer face a desbalanceamentos na RNTGN, por forma a não ser desvirtuada a operação do TGNL. Com efeito, esta capacidade (contra fluxo) só é possível ser disponibilizada pelo operador do TGNL, porque existem comercializadores a programar regaseificação, sendo esses comercializadores que são o garante da capacidade em contra fluxo, não retirando nenhum benefício da oferta ao mercado de uma capacidade quase gratuita. Nesta medida deveria ser contabilizado um pequeno valor, além dos custos administrativos e de sistemas informáticos, por forma a dar um sinal positivo de preço para quem assegura a existência da capacidade de contra fluxo (comercializadores que utilizam a regaseificação).	O preço de saída da URT inclui a mobilização do gás desde o ponto de balanço até ao ponto de saída. O preço nulo nos movimentos em contrafluxo é precisamente um sinal eficiente à utilização do sistema pelos utilizadores. A redução de custos momentânea na regaseificação do terminal é redistribuída por todos os utilizadores do terminal. O serviço de receção de gás no terminal a partir da rede de transporte tem custos administrativos que são de sentido contrário com os custos evitados referidos. Refira-se ainda que a “Framework Guideline on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas”, atualmente em discussão, refere que estes preços não deverão ser inferiores a zero. Neste sentido a ERSE mantém a sua proposta.
90.	Diferenciação vazio/fora de vazio nas tarifas de acesso às redes em AP	Nota-se que no Artigo 45º, no novo ponto 2, alínea c), é efetuada a diferenciação entre energia em vazio e fora de vazio, nas entregas aos AP, será um lapso em virtude de ter acabado essa diferenciação.	A ERSE confirma que se trata de um erro. Este foi corrigido na versão final do Regulamento Tarifário do setor do gás natural,

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			no sentido de não diferenciar os preços de energia por período tarifário, como proposto, concretamente para a opção tarifária flexível de uso da rede de transporte.
91.	Faturação da capacidade de armazenamento de GNL	Q7 Substituir a variável de faturação energia armazenada pela variável capacidade de armazenamento de GNL. Deve sempre ser tido em conta que a principal função do TGNL é: descarga de navios – armazenamento – regaseificação, ao ser definida uma quota para capacidade comercial, não deve esta capacidade retirar a necessária flexibilidade aos comercializadores que descarregam navios. A capacidade comercial deve ser a estritamente necessária para suportar uma atividade média de carga de cisternas e o GN que permita compensar flutuações na RNTGN. Não parece justificável que a capacidade operacional, com o respetivo armazenamento, seja de 7 dias, será um elemento condicionador à utilização do TGNL. Acresce a este facto se a capacidade for firme e com o respetivo pagamento efetuado diariamente pelo valor total contratado, gerando sobrecustos aos comercializadores, quando é obrigatório um perfil de capacidade máxima, e dia a dia indo reduzindo o valor utilizado, até à completa descarga (valor mínimo de capacidade). Propõe-se que no caso da capacidade operacional, seja seguida a metodologia atual, pagamento da capacidade de armazenamento efetiva. A capacidade comercial de armazenamento no TGNL deve ser faturada por capacidade firme contratada.	Clarifica-se que não existirá reserva de capacidade de armazenamento operacional e que essa capacidade será cobrada em função dos <i>slots</i> usados, através de um produto de capacidade diária.
92.	Acesso ao terminal de GNL	Q9 Criar preços diferenciados para cada produto de capacidade de armazenamento de GNL e de capacidade de regaseificação. Reforça-se que a diferenciação de preços deverá ser efetuada de forma positiva para a função primordial do TGNL: descarga de navios – armazenamento – regaseificação.	A flexibilização do acesso ao terminal permite a sua utilização por agentes de menor dimensão. No entanto, o efeito de escala é inerente a uma infraestrutura de custos predominantemente fixos. As tarifas conciliam 2 interesses distintos e contrários: i) a promoção do mercado e

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			incentivo aos novos agentes; ii) a aderência aos custos e a indução de uma utilização eficiente das infraestruturas. Neste sentido propõe-se criar um produto diário de capacidade operacional de armazenamento de GNL, atribuído automaticamente (sem reserva) com as características acima mencionadas. De notar que a existência de um mecanismo de incentivo às trocas reguladas já se destina a promover uma maior convergência do preço médio no uso do terminal. A ERSE concorda que quer através do sistema tarifário, quer através do modelo da atribuição de capacidade, deve ser reconhecida no terminal prioridade à sua função de receção de GNL e envio para a rede.
93.	Estrutura tarifária entre julho de setembro de 2013	Q13 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. Coloca-se à consideração a manutenção da estrutura atual do tarifário (ie. por utilização de capacidade) até Setembro de 2013, independentemente de algum ajuste temporário a realizar em Junho de 2013.	A nova estrutura tarifária está dependente da entrada em vigor do novo modelo de atribuição de capacidade. Assim, até esse momento, a ERSE concorda que se deve manter a estrutura tarifária em vigor, minimizando custos de adaptação dos sistemas comerciais e prevenindo eventuais confusões nos agentes de mercado.
94.	Opção tarifária flexível	Q14 - Criar uma nova opção tarifária de acesso às redes e nas tarifas por atividade de uso de redes que contempla uma capacidade base anual, definida ex-ante pelo cliente, e um preço associado à capacidade mensal determinada ex-post.	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá em consideração o risco de subsidiação cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo

RT – GALP																																																																																																																																																																			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE																																																																																																																																																																
		Da análise efetuada, reforça-se o seguinte: “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.” Ex : <table><tr><th colspan="2"></th><th colspan="5">Coef. Multi</th><th colspan="3"></th></tr><tr><th>Opção tarifária</th><th>Tarifa</th><th>Cap contr</th><th>Max Diário</th><th>Base anual</th><th>Preço da cap</th><th>Energia</th><th>Termo fixo</th><th>Factura mensal</th><th></th></tr><tr><td>Janeiro</td><td>0,053416</td><td>14.933</td><td>0,213664</td><td>14.933</td><td>14.933</td><td>798</td><td>462.910</td><td>123,86</td><td>5.697</td></tr><tr><td>Fevereiro</td><td>0,053416</td><td>14.933</td><td>0,213664</td><td>65.875</td><td>14.933</td><td>11.682</td><td>1.844.500</td><td>123,86</td><td>30.834</td></tr><tr><td>Março</td><td>0,053416</td><td>14.933</td><td>0,213664</td><td>25.259</td><td>14.933</td><td>3.004</td><td>783.020</td><td>123,86</td><td>11.205</td></tr><tr><td>Outubro</td><td>0,053416</td><td>14.933</td><td>0,213664</td><td>5.831</td><td>14.933</td><td>798</td><td>180.761</td><td>123,86</td><td>2.786</td></tr><tr><td>Novembro</td><td>0,053416</td><td>14.933</td><td>0,213664</td><td>16.288</td><td>14.933</td><td>1.087</td><td>398.650</td><td>123,86</td><td>5.324</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>22.952</td><td></td><td></td><td>62.296</td></tr></table> <table><tr><th colspan="2"></th><th colspan="5">Coef. Multi</th><th colspan="3"></th></tr><tr><th>Opção tarifária</th><th>Tarifa</th><th>Cap contr</th><th>Max Diário</th><th>Base anual</th><th>Preço da cap</th><th>Energia</th><th>Termo fixo</th><th>Factura mensal</th><th></th></tr><tr><td>Janeiro</td><td>0,053416</td><td>0</td><td>0,213664</td><td>14.933</td><td>0</td><td>3.191</td><td>462.910</td><td>123,86</td><td>8.090</td></tr><tr><td>Fevereiro</td><td>0,053416</td><td>0</td><td>0,213664</td><td>65.875</td><td>0</td><td>14.075</td><td>1.844.500</td><td>123,86</td><td>33.227</td></tr><tr><td>Março</td><td>0,053416</td><td>0</td><td>0,213664</td><td>25.259</td><td>0</td><td>5.397</td><td>783.020</td><td>123,86</td><td>13.598</td></tr><tr><td>Outubro</td><td>0,053416</td><td>0</td><td>0,213664</td><td>5.831</td><td>0</td><td>1.246</td><td>180.761</td><td>123,86</td><td>3.234</td></tr><tr><td>Novembro</td><td>0,053416</td><td>0</td><td>0,213664</td><td>16.288</td><td>0</td><td>3.480</td><td>398.650</td><td>123,86</td><td>7.717</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>27.389</td><td></td><td></td><td>66.733</td></tr></table>			Coef. Multi								Opção tarifária	Tarifa	Cap contr	Max Diário	Base anual	Preço da cap	Energia	Termo fixo	Factura mensal		Janeiro	0,053416	14.933	0,213664	14.933	14.933	798	462.910	123,86	5.697	Fevereiro	0,053416	14.933	0,213664	65.875	14.933	11.682	1.844.500	123,86	30.834	Março	0,053416	14.933	0,213664	25.259	14.933	3.004	783.020	123,86	11.205	Outubro	0,053416	14.933	0,213664	5.831	14.933	798	180.761	123,86	2.786	Novembro	0,053416	14.933	0,213664	16.288	14.933	1.087	398.650	123,86	5.324							22.952			62.296			Coef. Multi								Opção tarifária	Tarifa	Cap contr	Max Diário	Base anual	Preço da cap	Energia	Termo fixo	Factura mensal		Janeiro	0,053416	0	0,213664	14.933	0	3.191	462.910	123,86	8.090	Fevereiro	0,053416	0	0,213664	65.875	0	14.075	1.844.500	123,86	33.227	Março	0,053416	0	0,213664	25.259	0	5.397	783.020	123,86	13.598	Outubro	0,053416	0	0,213664	5.831	0	1.246	180.761	123,86	3.234	Novembro	0,053416	0	0,213664	16.288	0	3.480	398.650	123,86	7.717							27.389			66.733	que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o processo anual de fixação dos multiplicadores.
		Coef. Multi																																																																																																																																																																	
Opção tarifária	Tarifa	Cap contr	Max Diário	Base anual	Preço da cap	Energia	Termo fixo	Factura mensal																																																																																																																																																											
Janeiro	0,053416	14.933	0,213664	14.933	14.933	798	462.910	123,86	5.697																																																																																																																																																										
Fevereiro	0,053416	14.933	0,213664	65.875	14.933	11.682	1.844.500	123,86	30.834																																																																																																																																																										
Março	0,053416	14.933	0,213664	25.259	14.933	3.004	783.020	123,86	11.205																																																																																																																																																										
Outubro	0,053416	14.933	0,213664	5.831	14.933	798	180.761	123,86	2.786																																																																																																																																																										
Novembro	0,053416	14.933	0,213664	16.288	14.933	1.087	398.650	123,86	5.324																																																																																																																																																										
						22.952			62.296																																																																																																																																																										
		Coef. Multi																																																																																																																																																																	
Opção tarifária	Tarifa	Cap contr	Max Diário	Base anual	Preço da cap	Energia	Termo fixo	Factura mensal																																																																																																																																																											
Janeiro	0,053416	0	0,213664	14.933	0	3.191	462.910	123,86	8.090																																																																																																																																																										
Fevereiro	0,053416	0	0,213664	65.875	0	14.075	1.844.500	123,86	33.227																																																																																																																																																										
Março	0,053416	0	0,213664	25.259	0	5.397	783.020	123,86	13.598																																																																																																																																																										
Outubro	0,053416	0	0,213664	5.831	0	1.246	180.761	123,86	3.234																																																																																																																																																										
Novembro	0,053416	0	0,213664	16.288	0	3.480	398.650	123,86	7.717																																																																																																																																																										
						27.389			66.733																																																																																																																																																										
95.	Fornecimento de último recurso por cessação de atividade do comercializador livre	Finalmente, em termos de tarifa a aplicar nestes períodos transitórios, propõe-se que o CURR disponibilize a sua melhor tarifa de energia disponível no momento acrescida de custos de comercialização, naturalmente aprovados pela ERSE, acrescidos das tarifas de acesso aplicáveis. Ou seja, de modo a evitar tentativas de arbitragem com uma tarifa de fornecimento de emergência” que fosse publicada ex-ante, estes fornecimentos seriam disponibilizados aos custos aplicáveis no momento. Para o segmento doméstico, aplicar-se-ia a tarifa aditiva em vigor.	O n.º 4 do artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 231/2013, de 26 de outubro, já estabelece que “o comercializador de último recurso retalhista aplica 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”.																																																																																																																																																																

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			Após o fim do regime transitório deverá ser definida a tarifa aplicável, no espírito determinado na legislação e considerando as preocupações referidas no comentário da Galp.
96.	Custos padrão de investimento	Q20 Definição de custos padrão de investimento para determinados itens de imobilizado Já estão em vigor, para o investimento em conversões e reconversões, valores de referência fixados pela ERSE como valores máximos aceites para efeito de remuneração. A definição de custos padrão para os outros itens de imobilizado com peso significativo na distribuição, ou seja, redes, ramais e UAG, devem ter em atenção os objetivos pretendidos pela ERSE, que mais do que de medir a eficiência do investimento, servirá para a convergência e a harmonização das práticas entre os vários operadores e desta forma conhecer as causas da variação de custos para eventual aplicação de sanções (excluir parte do investimento da remuneração). Na definição dos custos padrão para a rede há que ter em consideração a margem de variação dos custos unitários de construção. A heterogeneidade dos custos unitários médios das redes que, apesar da convergência dos preços unitários dos contratos de empreitadas das empresas da GALP, depende sobretudo de outras componentes valorimétricas do ativo condicionadas por diversos fatores exógenos tais como a tipologia da obra, o diâmetro da tubagem, o tipo de estradas (com ou sem pavimento), obrigações de entidades oficiais (EP, REFER, ...), regras das câmaras municipais (que varia de concelho para concelho), características da zona do território e do terreno (tipo de subsolo), imputação de custos fixos (CSO, fiscalização, ...), ...	Importa esclarecer que na consulta pública a ERSE não propôs a implementação de um mecanismo generalizado de custos de referência à semelhança do que acontece no Setor Elétrico, na atividade de transporte. Em concreto, a ERSE refere que poderão ser implementados custos de referência para alguns itens de imobilizado específicos, nomeadamente as UAG. Esta medida surge na sequência de um pedido expresso pelo Conselho Tarifário, no seu parecer às tarifas fixadas para 2012-2013. Recorde-se a resposta da ERSE deu a essa solicitação do CT: “O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do “reservatório de UAG”. A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar.”
97.	Mecanismo de penalização	Q21 Introdução de um sistema de penalização de sobre-	A ERSE irá introduzir um sistema de

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	do sobre investimento dos operadores de rede	investimento dos operadores de redes. A GE não tem oposição de princípio sobre esta proposta, aliás coerente com o mecanismo proposto de alargamento da estabilidade de proveitos e tarifas ao sector da distribuição. Consideramos no entanto que este mecanismo deve ser acompanhado de medidas de aprovação expedita de investimentos, em especial no final de cada período regulatório, de forma a que solicitações de ligação à rede não previstas fiquem bloqueadas até ao início do novo período regulatório, por motivo de esgotamento do plafond aprovado. Nomeadamente no caso de clientes industriais seria um sinal inadequado de busca de eficiência no sector que deve ser evitado.	penalização do sobreinvestimento dos operadores de redes de distribuição em sede de ajustamentos definitivos. Com estas medidas pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior, a aplicar ao diferencial entre os investimentos propostos inicialmente e os efetivamente realizados, sempre que não haja justificação plausível para o referido desvio.
98.	Realização de auditorias aos investimentos	A Galp Energia concorda com a Inclusão no RT da realização de auditorias internas ou externas aos ativos que se encontrem em exploração. No entanto não nos é claro o alcance e âmbito do referido “efeito retroativo”, na definição da base de ativos regulados a remunerar, no que o mesmo pode representar em termos de instabilidade regulatória para a empresa. Neste sentido, atendendo igualmente a ficar previsto o recurso obrigatório à Contratação Pública, bem como a apresentação de planos de investimentos a três anos, com eventual penalização por sobre investimento (opções que merecem o nosso acordo), será possível conferir um superior grau de correção, de procedimentos, económico e concorrencial, aos investimentos realizados. Nesse sentido, correções retroativas apenas deveriam ser consideradas a título excecional e devidamente fundamentadas pela ERSE.	A necessidade de realizar investimentos no quadro da contratação pública sempre existiu. No que se refere às auditorias a realizar à base de ativos em exploração, estas serão delimitadas, em termos de retroatividade, ao período de regulação anterior, evitando eventual instabilidade regulatória, tendo, também como referência o plano de investimentos previamente aprovado.
99.	Estabilidade tarifária	A Galp Energia considera que a possibilidade de introdução do alargamento do período do mecanismo de alisamento do CAPEX do terminal de GNL, de forma a diminuir os impactos tarifários decorrentes da entrada em exploração destes investimentos avultados, não	Relativamente ao período de alisamento do Terminal de GNL, a ERSE decidiu não contemplar na versão final do articulado a proposta efetuada no âmbito da consulta

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		deixando de ter méritos, deveria ter sido mais completamente caracterizada na proposta – desde logo pelo número de anos de prolongamento do alisamento previsto para permitir uma análise mais fundamentada. Compreender-se-á esta cautela, porque um prolongar excessivo do período conduziria na prática a um eternizar de um défice de proveitos recuperados, com custos financeiros, que deve ser evitado. Assim, apenas com critérios mais quantitativos, que se espera sejam apresentados com a próxima proposta de tarifário, será possível emitir uma opinião final. Esta estabilidade dos proveitos permitidos poderá conduzir a uma estabilidade tarifária, desde logo porque não são esperados grandes investimentos ao nível do sector, nem significativo aumento do consumo de GN. No entanto, para tal acontecer, a ERSE terá de efetuar estimativas de procura mais realistas, que permitam às empresas reguladas recuperar/obter os proveitos permitidos publicados anualmente pela ERSE, minimizando-se a criação de mecanismos de compensações entre empresas, bem como, ainda mais importante, a manutenção/aumento do défice tarifário existente no SNGN. Ao valor de custo com capital, custos operacionais aceites e reposição da neutralidade financeira, são ainda devidos os ajustamentos entre os valores publicados e os valores efetivamente recuperados. Neste âmbito, importa definir em regulamento o método de cálculo dos ajustamentos que deverão ter por base as contas reguladas auditadas do ano civil (s-2) que as empresas apresentam. Tendo em conta o mecanismo de estabilização de proveitos permitidos e tarifas, seria de estabelecer que os ajustamentos fossem calculados sobre os três anos do período regulatório. Seria ainda estabelecida uma banda para os ajustamentos. Se num determinado ano, os desvios anuais ultrapassarem o intervalo da banda, seria calculado nesse ano um ajustamento anual. Assim, visando a estabilidade dos proveitos permitidos e a consequente estabilidade tarifária propomos: (i) o cálculo e a fixação dos proveitos permitidos para os três anos gás	pública, mantendo o período de alisamento nos 10 anos (até 2017), voltando a equacionar o seu alargamento no final deste período regulatório. A metodologia de recuperação dos desvios dos valores reais (ajustamentos de s-2) mantém-se idêntica na generalidade das atividades reguladas.

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		do terceiro período regulatório, calculados de acordo com as estimativas das empresas apresentadas antes do início do período regulatório, aos quais seriam adicionados: (ii) os ajustamentos seriam calculados no final do período regulatório, calculados com base nas contas reguladas auditadas de s-2, não se admitindo recálculo destes valores, e sendo calculados ajustamentos anuais apenas se fosse ultrapassado uma banda de variação máxima; (iii) as tarifas de acesso seriam calculadas com base em procedimentos objetivos e não discriminatórios, para todo o período regulatório, atendendo a cenários de consumo nacional e regional realistas.	
100.	Pedidos de informação	Propõe-se que as cláusulas dos referidos artigos respeitantes às contas reguladas a enviar à ERSE, até 15 de Dezembro de cada ano, para os períodos (s-1), (s) e (s+1), sejam alteradas, ie, sempre que sejam solicitados valores estimados/previsionais do Balanço e Demonstração de resultados, estes valores estimados/previsionais devem ser alterados para ativos e demonstração de resultados operacionais respetivamente. Estas alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação e em nada prejudicam as análises e os cálculos preconizados pela ERSE, nomeadamente, o cálculo dos Proveitos Permitidos. Neste sentido, as redações dos artigos em causa passariam a: Secção III - Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural Artigo 122.º Informação a fornecer à ERSE pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural 5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação: a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1).	Os pedidos de informação efetuados pela ERSE, bem como as datas em que os mesmos devem ser prestados, são definidos no âmbito do RT, sendo no entender da ERSE os que melhor se adequam às necessidades de regulação das várias atividades.

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		c) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1). f) Relatório com a justificação dos pressupostos subjacentes à exploração das estimativas e das previsões das demonstrações operacionais e dos investimentos dos anos (s-1),(s) e (s+1). 7 - Os investimentos referidos nos n.os 3 - e 5 -, são indicados em euros Secção VI - Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores da rede de distribuição de gás natural Artigo 129.º Informação a fornecer à ERSE pelos operadores da rede de distribuição de gás natural 5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos operadores da rede de distribuição de gás natural, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação: a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1). c) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1). f) Relatório com a justificação dos pressupostos subjacentes à exploração das estimativas e das previsões das demonstrações operacionais e dos investimentos dos anos (s-1),(s) e (s+1). Secção VIII - Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista Artigo 134.º Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1). b) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1).	

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Secção IX - Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista da actividade de Comercialização a grandes clientes Artigo 136.º Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista a grandes clientes 4 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista a grandes clientes, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação: a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1). b) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1). Secção X - Informação periódica a fornecer à ERSE pelos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural Artigo 141.º Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso retalhista de gás natural 6 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso retalhista, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação: a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1). c) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1). Secção XIII - Fixação dos parâmetros para novo período de regulação Artigo 151.º Informação económico-financeira 2 - O operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, os operadores de armazenamento subterrâneo	

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		de gás natural, o operador da rede de transporte de gás natural, o operador logístico de mudança de comercializador de gás natural, os operadores da rede de distribuição de gás natural, o comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas, devem enviar à ERSE, até 15 de Dezembro do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação: a) Valores estimados dos ativos, da demonstração de resultados operacional e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano (s-1). b) Valores previsionais dos ativos, da demonstração de resultados operacional e dos investimentos, por atividade, para cada um dos anos do novo período de regulação. Q28. 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. Consideramos que na busca da verificação dos valores pagos/cobrados pelos comercializadores aos clientes finais, a ERSE optou por um procedimento desnecessariamente pesado e que acaba por ser redundante ao aplicável aos ORDs, afinal as entidades que de facto coordenam os recebimentos para ressarcimento das TOS pagas aos municípios. Por mais de uma vez, tivemos oportunidade de explicar à ERSE a discrepância temporal entre a faturação dos ORDs às comercializadores (realizada sobre um mês de calendário) e a realizada por estas aos clientes finais (pode ser mensal ou bimestral, com leituras estimadas	

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		pelo comercializador ou em conta certa). Assim, mesmo que as diferenças se vão esbatendo ao longo dos períodos sucessivamente mais longos, não é em 12 meses que elas são ultrapassadas. Consideramos assim que se poderia aliviar os comercializadores de auditorias tão aprofundadas, baseando-se a verificação da aplicação das TOS em, por exemplo, amostragens, cuja frequência poderia ser estabelecida pela ERSE. Q29. Alteração da redação do Art.º 145.ºA n.º 2, de forma a adequar as datas para a prestação da informação. Ainda que se reconheça a necessidade de prestação de informação por parte dos comercializadores, relativa à aplicação do ASECE e Tarifa Social, parece-nos que os procedimentos propostos são algo excessivos, a exemplo dos comentários anteriores sobre as TOS (cf. resposta à Q28). Desde logo, no caso da Tarifa Social, que incide sobre as Tarifas de Acesso, a falta de sincronismo entre os períodos de faturação do ORD aos comercializadores e destes aos clientes finais, leva a que exista necessariamente uma <i>décalage</i> de recuperação de verbas, que tenderá a anular-se sobre um período de análise mais longo, e que impede a igualdade de verbas pagas/faturadas. No sentido anterior, considera-se que poderão ser consideradas alternativas mais simples, seja a emissão de declaração pelo TOC em todos os casos. Admite-se, naturalmente, a possibilidade de estabelecimento em RT da ERSE pedir uma auditoria específica a estes pontos, em caso de fundada dúvida sobre os valores aplicados, sem que isso deva ser, necessariamente, realizado anualmente.	
101.	Inclusão no RT de taxa de juro e <i>spread</i> a imputar à reposição gradual da neutralidade financeira.	A extinção do alisamento dos proveitos permitidos criou um diferencial de proveitos que será eliminado através da reposição da neutralidade financeira. Uma vez que a reposição da neutralidade financeira deriva da postecipação da remuneração dos ativos, a taxa de juro a aplicar deverá ser igual à taxa de remuneração dos ativos da Distribuição de Gás Natural, pois as empresas não podem ser prejudicadas pelo	A extinção do alisamento, no ano gás 2010/2011, pressupõe a reposição da neutralidade financeira referente ao primeiro período regulatório, resultante da diferença entre o custo com capital alisado e não alisado, acrescido de juros. Para o cálculo do

RT – GALP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		reconhecimento em momento posterior do seu real custo com capital. Quanto ao <i>spread</i>, este deverá refletir a degradação do ambiente económico-financeiro do país e a deterioração das condições de financiamento das empresas, que se verifica no aumento das restrições ao acesso ao crédito e o aumento das taxas de juro e dos <i>spreads</i> aplicados aos empréstimos concedidos às empresas, entre as quais obviamente, as empresas reguladas do sector do Gás Natural.	valor que permitiu repor a neutralidade financeira, foi utilizada a taxa de remuneração do cálculo do custo com capital alisado. No que se refere ao <i>spread</i>, este ficou estabelecido em sede de definição de proveitos permitidos, tendo em conta a degradação do ambiente económico-financeiro do país e a deterioração das condições de financiamento das empresas.
102.	Mecanismo de incentivo à progressiva aquisição de gás natural em mercado	Q31. Implementação de um mecanismo de incentivo para promover a progressiva aquisição de gás natural em mercado, por parte do comercializador de último recurso grossista. A proposta não apresenta sugestões para o estabelecimento do referido mecanismo, pelo que apenas podemos dar um apoio de princípio à proposta. Estando envolvida uma empresa do grupo, considera-se que o estabelecimento de incentivos – quer em termos de princípios, quer de objetivos quantitativos – deverá ser estabelecido em negociação com a empresa, sob pena de a mesma se ver confrontada com metas inalcançáveis, ou com metodologias que considere inadequadas.	Para dar cumprimento às necessidades decorrentes da publicação do Decreto-Lei nº 231/2012, a nova redação do Regulamento Tarifário contempla, ao nível da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos comercializadores de último recurso, a separação dos custos em duas funções distintas: (i) função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, do comercializador de SNGN, para fornecimento aos comercializadores de último recurso e (ii) função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais para fornecimento aos comercializadores de último recurso. É também criado um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista no mercado, cujas regras serão definidas pela ERSE em subregulamentação.

RT – GOLDENERGY			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
103.	Parâmetros de eficiência	Propomos que seja desenvolvida e aprofundada a aplicação de metodologias de regulação assentes em metas de eficiência que, não pondo em risco o equilíbrio económico e financeiros dos operadores regulados, visem promover o desejado crescimento do mercado livre de Gás Natural em Portugal. Nesse sentido, importa que sejam definidos parâmetros regulatórios que imponham níveis de eficiência adequados e promovam uma redução das tarifas de acesso, conduzindo assim a uma redução do custo de funcionamento de toda a cadeia de fornecimento do GN.	A ERSE define os parâmetros regulatórios no princípio da manutenção do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas geridas de forma eficiente. Antes de cada novo período regulatório, é efetuada uma análise das opções tomadas, de forma a avaliar se a definição destes parâmetros no anterior período regulatório não pôs em causa o princípio enunciado, devendo estes parâmetros ser revistos em conformidade. No atual processo de definição dos parâmetros para o próximo período regulatório, tal procedimento será novamente seguido.
104.	Multiplicadores tarifários	Propõe-se que os produtos de capacidade mensal e diária, possam ser atribuídos ao mesmo preço do que os anuais, até ao limite de capacidade.	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. 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 anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.
105.	Reserva de capacidade	Um primeiro comentário genérico é que a mudança de capacidade paga pelo uso, para capacidade paga pela sua reserva, vai trazer muito mais rigidez ao sistema, o que beneficia a estagnação. Um comercializador entrante não consegue definir qual a capacidade que vai usar para todo o ano, à medida que vai contratando vai fazendo o seu planeamento mensal e pedindo a capacidade necessária.	O horizonte da reserva é puramente anual (o que não é considerado longo prazo no setor do gás). Em algumas infraestruturas a reserva de capacidade é considerada essencial para garantir a sua disponibilidade, sobretudo quando esta é escassa. Onde não houver escassez os riscos referidos não se verificam.

RT – GOLDENERGY			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Um comercializador que esteja a aumentar as vendas para além do que planeou terá custos de acesso agravados. Este é um fator que atua negativamente para um comercializador com menor quota de mercado que pretende adquirir quota por contratação de novos clientes, dos quais ainda não conhece o perfil de consumo. Esta regra só deveria ser aplicada no casos dos pedidos de capacidade excederem os valores de capacidade disponível total. Será desejável que o sistema permita alguma flexibilidade.	A opção da ERSE é também orientada pela adoção dos regulamentos europeus e pela convergência regulatória. O modelo sem reserva de capacidade induz uma procura de capacidade sem limites, podendo provocar congestionamentos. Neste sentido e porque recebe concordância da grande maioria dos agentes, a ERSE mantém a sua proposta de introduzir o conceito de reserva de capacidade.
106.	Preços em contrafluxo de entrada no terminal de GNL	Um comercializador que entre com gás em Portugal, já pagou a gasificação em Espanha. A única forma de armazenar o GN é recorrendo a contra-fluxo para o TGNL. O contra-fluxo é uma poupança de custo de gasificação, um operador não deveria pagar por uma ação que proporciona uma poupança ao sistema. Propomos em oposição que o contra-fluxo seja considerado como um crédito, ainda que parcial para ser usado em fluxo de gasificação.	O preço de saída da URT inclui a mobilização do gás desde o ponto de balanço até ao ponto de saída. O preço nulo nos movimentos em contrafluxo é precisamente um sinal eficiente à utilização do sistema pelos utilizadores. A redução de custos momentânea na regaseificação do terminal é redistribuída por todos os utilizadores do terminal. O serviço de receção de gás no terminal a partir da rede de transporte tem custos administrativos que são de sentido contrário com os custos evitados referidos. Refira-se ainda que a “Framework Guideline on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas”, atualmente em discussão, refere que estes preços não deverão ser inferiores a zero. Neste sentido a ERSE mantém a sua proposta.
107.	Opção tarifária flexível	É extremamente positiva. Deve ser estendida a todos os clientes de BP<. Deverá ser assegurado que os custos sejam admissíveis, e que	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá

RT – GOLDENERGY			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		não venham portanto a ser piores na maior parte dos clientes.	em consideração o risco de subsidiação cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o processo anual de fixação dos multiplicadores. A nova opção tarifária pressupõe a faturação da capacidade, definida como um consumo máximo diário. Assim, a sua aplicação depende de medição diária do consumo de gás no cliente final e de integração do equipamento de medição no sistema de telecontagem.

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
108.	Aditividade e atualização das tarifas transitórias	1.1 Aditividade tarifária Na definição das tarifas transitórias dever-se-á empregar o critério da aditividade de forma estrita, com o valor da tarifa de energia a incorporar na tarifa transitória alinhado com o preço de mercado do gás natural. Este princípio é básico para garantir um funcionamento transparente do mercado e a racionalidade das escolhas dos clientes. Para tal, haveria que definir na regulamentação critérios objetivos e transparentes para a fixação do preço da energia, bem como para as suas atualizações trimestrais, em linha com o preço de mercado. 1.2 Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência das tarifas transitórias para tarifas aditivas Pelo exposto no ponto anterior, a Iberdrola entende a manutenção deste mecanismo como uma barreira ao funcionamento eficiente do mercado. Na prática, este mecanismo promove uma distorção das tarifas transitórias que prejudica a tomada de decisões eficientes pelos clientes e coloca dificuldades à estratégia dos comercializadores (desconto sobre a tarifa). Enquanto não havia alternativa ao sistema regulado, compreendia-se a opção da ERSE de manter um mecanismo de limitação dos impactos decorrentes da alteração da estrutura das tarifas. Porém, havendo agora alternativa de contratação no mercado, a manutenção deste mecanismo não se justifica, mais ainda quando a ERSE procede, em simultâneo, a uma alteração às variáveis das tarifas, sem haver procedido a qualquer análise dos impactos decorrentes.	A ERSE considera que deve manter o mecanismo de convergência gradual para tarifas aditivas com vista a minimizar os impactes que essa transição provocaria nas tarifas. No entanto, a aplicação do mecanismo deve atender ao efeito das decisões na comparação entre as tarifas transitórias e as tarifas do mercado. Adicionalmente, a definição dos fatores de atualização da tarifa de energia trimestral e da convergência tarifária é feita de forma integrada.
109.	Previsibilidade das tarifas transitórias	Conforme anteriormente apontado, a ERSE contribuiria sobremaneira para a transparência do setor caso definisse e explicitasse na regulamentação critérios para a definição do preço da energia, das suas atualizações trimestrais e dos fatores de atualização. Desta forma seria possível definir uma trajectória de evolução tarifária, através da qual os comercializadores no mercado poderiam avaliar melhor o nível	Ver resposta ao comentário anterior.

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		de risco dos descontos que se propõem praticar, com benefício para o cliente.	
110.	Subregulamentação e normas complementares	Há temas importantes cujo desenvolvimento ficou remetido para norma complementar ou subregulamentação (aliás, termos cujo critério de utilização não é claro), dos quais destacaríamos o mecanismo de incentivo à existência de trocas reguladas de GNL, o mecanismo de incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado e o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários. Deveria ficar explicitamente referido no RT que estes 3 documentos devem ser submetidos a consulta aos agentes por eles afetados, bem como ao Conselho Tarifário.	O mecanismo de ajustamento de desvios tarifários já se encontra definido na versão final do articulado do RT. Relativamente ao mecanismo de incentivo para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado, pela sua complexidade, deverá ser definido em subregulamentação.

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
111.	Calendário de implementação das alterações	Algumas alterações propostas implicam uma adaptação profunda ao nível dos processos e sistemas envolvidos na atividade de distribuição, pelo que se considera importante que a ERSE considere um prazo razoável para a implementação das mesmas, ouvidos os agentes do sector.	As alterações ao Regulamento Tarifário serão implementadas, salvo indicação em contrário, no primeiro ano do período regulatório 2013/2014 a 2015/2016.
112.	Reavaliação dos drivers de custos e redefinição do peso dos custos fixos e variáveis	Como proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT), aponta-se como fundamental a reflexão sobre a metodologia regulatória por incentivos, sendo desejável o aprofundamento da mesma no próximo período regulatório. No entanto, qualquer análise sobre este tema deverá ter em conta determinados fatores que afetam necessariamente o exercício das atividades reguladas do sector do gás natural. Desde logo, no que respeita à manutenção da regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração das empresas reguladas, não se concorda com a manutenção do indutor de custo “energia” aplicado aos operadores de redes de distribuição. Efetivamente, e tal como referido em ocasiões anteriores, os operadores de rede não têm qualquer controlo sobre as quantidades veiculadas, ou seja, não fará sentido que estas empresas sejam afetadas de forma significativa por questões exógenas à sua atividade e que não controlam. Neste âmbito, aproveita-se também para salientar a necessidade de revisão dos pressupostos de repartição dos custos de exploração das empresas entre fixos e variáveis, atualizando-os. Deste modo, à semelhança do que ocorreu no sector da eletricidade, considera-se importante o aumento do peso dos custos fixos na ponderação dos custos das atividades reguladas. De facto, existem ativos que continuam a ter que ser devidamente remunerados e custos de operação que têm que ser recuperados. Concretamente, afigurar-se-ia positiva a possibilidade de o custo fixo vir a assumir um peso maior do que o atual, em virtude de o	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência.

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		crescimento do mercado implicar o crescimento de estruturas que assumem a natureza de custos fixos. Considera-se fundamental, pelo menos, que se garanta a efetividade desses pesos (que têm uma tendência natural à diluição da componente fixa, com o desenvolvimento da atividade), através, por exemplo, da reposição em cada período regulatório dos pesos inicialmente estabelecidos. Acresce que a base considerada para eficiência foi a de 2008 (e não a do ano gás 08/09, que seria legítima do ponto de vista da regulação à data), o que prejudica claramente a empresa. Face ao exposto, considera-se que uma reavaliação dos drivers de custos deverá passar, em primeiro lugar, pela redução significativa do peso do indutor de custo “energia”, ou mesmo pela sua eliminação completa e, em segundo lugar, pelo aumento do peso dos custos fixos na definição dos custos de exploração.	
113.	Definição de custos-padrão de investimento e introdução de um sistema de penalização do sobre-investimento dos operadores de rede	De forma a harmonizar as práticas por parte dos operadores das redes de distribuição ao nível do investimento e a reduzir as compensações tarifárias entre estes operadores, a proposta de RT que ora se comenta vem alargar o conceito de regulação por incentivos através da: • Definição de custos-padrão para os ativos regulados; • Responsabilização das empresas pelo nível de investimentos projetado para cada período regulatório reduzindo ex-post as taxas de remuneração caso exista investimento excessivo; • Realização de auditorias internas ou externas ao imobilizado em exploração, que pode ter efeitos retroativos, para aferir a base de ativos regulados a remunerar. No que respeita à definição de custos-padrão, esta nova regra afigura-se desnecessária face à obrigatoriedade agora também introduzida do recurso ao Código da Contratação Pública na realização de novos investimentos, conjugada com a obrigação de apresentação prévia de planos de investimento das empresas. De facto, a proposta de revisão regulamentar do RARII propõe alterações ao seu artigo 27º,	Importa esclarecer que na consulta pública a ERSE não propôs a implementação de um mecanismo generalizado de custos de referência à semelhança do que acontece no Setor Elétrico, na atividade de transporte. A ERSE na consulta pública refere que poderão ser implementados custos de referência para alguns itens de imobilizado específicos, nomeadamente as UAG. Esta medida surge na sequência de um pedido expresso pelo Conselho Tarifário, no seu parecer às tarifas fixadas para 2012-2013. Recorde-se a resposta da ERSE deu a essa solicitação do CT: “O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do “reservatório de UAG”. A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		constando que os investimentos nas infra-estruturas devem ser realizados de acordo com as regras de contratação pública seguindo o princípio de transparência e de eficiência. Ao aplicar-se o Código da Contratação Pública, será à partida garantida a realização dos investimentos ao melhor preço disponível no mercado a cada momento. A adequação dos investimentos levados a concurso terá sido objeto de aprovação prévia, no âmbito de apresentação dos planos de investimento no desenvolvimento das redes. A este propósito convém recordar que o território português apresenta características diversas que podem condicionar de forma efetiva o tipo de investimentos e o respetivo custo. Assim, a ser implementada uma metodologia deste género, poderia ter que se “padronizar” um conjunto muito alargado e tremendamente complexo de eventuais possibilidades de investimento, correndo-se sempre o risco de se enfrentar situações reais que não encontram cabimento adequado na tipificação dos custos-padrão (por ex: disparidades de condições de implantação geográfica – terrenos mais ou menos acidentados). Acresce que esta metodologia, ao estar associada à realização de concursos públicos, poderá claramente conduzir a situações paradoxais. Refira-se, a título de exemplo o seguinte: o que fazer se, na sequência de um concurso público que supostamente obterá o melhor preço de mercado, o valor da contratação for ainda assim superior ao que a metodologia dos custos-padrão indica? Adicionalmente, o recurso a custos-padrão envolve outras complexidades relacionadas com a dimensão e maior ou menor poder negocial de cada empresa. Ou seja, poder-se-á estar a beneficiar, empresas que, por qualquer razão, têm um maior poder negocial face aos seus fornecedores, em detrimento de outras empresas que poderão não captar estas “eficiências”. Finalmente, e ainda no que concerne ao tema dos custos-padrão, é de referir que a implementação desta metodologia vai necessariamente	ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar.”

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		gerar custos adicionais. De facto, a verificar-se a implementação da metodologia dos custos padrão na valorização de alguns equipamentos da rede de distribuição, a simplificação e a aproximação à realidade que está presente em muitas das alterações agora propostas pela ERSE, com que se concorda, ficaria desvirtuada, uma vez que o registo contabilístico dos investimentos sujeitos a esta metodologia teria de ser efetuado numa base de dados diferente da atual, de modo a ser possível o acompanhamento dos ativos e das respetivas amortizações anuais com base em valores-padrão, obrigando assim a uma contabilidade separada para efeitos de regulação. Não se crê que seja essa a pretensão da ERSE.	
114.	Mecanismo de penalização do sobre investimento dos operadores de rede	No que concerne ao princípio que se pretende implementar de responsabilização dos operadores das redes pelo nível de investimentos projetado para cada período regulatório com penalizações ex-post em caso de incumprimento, a aferir no fim do período de regulação, considera-se que a proposta apresentada carece de maior definição e sustentação. Considera-se que as medidas propostas poderão não ser inteiramente necessárias. De facto, a já referida obrigatoriedade de aplicação do Código dos Contratos Públicos leva, desde logo, à otimização dos preços que irão ser praticados pelos operadores das redes. A isto acresce o facto de que os investimentos feitos pelos operadores estão balizados pelos planos de investimento que são aprovados com a necessária intervenção e conhecimento da ERSE. Deste modo, a introdução deste sistema de penalização poderá ser algo excessivo. Adicionalmente, a excessiva burocratização do processo pode ter efeitos perversos no nível de investimentos, dado que nenhum operador poderá/quererá correr qualquer risco com uma menos completa justificação que possa levar a uma eventual penalização.	A ERSE irá introduzir um sistema de penalização do sobreinvestimento dos operadores de redes de distribuição em sede de ajustamentos definitivos. Com estas medidas pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior, a aplicar ao diferencial entre os investimentos propostos inicialmente e os efetivamente realizados, sempre que não haja justificação plausível para o referido desvio.
115.	Realização de auditorias aos investimentos	Por fim, no que respeita à inclusão no RT da possibilidade de realização de auditorias aos ativos que se encontrem em exploração,	As auditorias a realizar à base de ativos em exploração, serão delimitadas, em termos de

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		designadamente para efeitos de definição da base de ativos regulados a remunerar com efeitos retroativos, considera-se que a proposta carece de uma maior clarificação, e definição de âmbito de aplicação. De facto, a proposta de revisão regulamentar não é perceptível quanto ao objetivo das auditorias, ou seja, se estas são destinadas a identificar as condições de realização dos ativos em exploração (se foram alvo de concurso público, adjudicação direta ou outro procedimento) ou se são destinadas a analisar especificamente os ativos em si e a sua aplicabilidade à atividade da concessão. Neste último caso, é crucial que a entidade reguladora seja clara relativamente aos critérios de análise e avaliação que pretende aplicar. Por outro lado, este tipo de procedimento que a ERSE agora pretende introduzir pode acarretar incerteza e riscos às empresas reguladas que importa minimizar. Igualmente, a eventual atribuição de efeitos retroativos poderá ser algo com sustentabilidade jurídica questionável. Assim, considera-se que será adequado que estas auditorias sejam possíveis, tendo por objeto os ativos que se pretende desenvolver a partir da entrada em vigor deste novo enquadramento regulamentar, eliminando a retroatividade de qualquer análise e consequências.	retroatividade, ao período de regulação anterior, evitando eventual instabilidade regulatória, tendo, também como referência o plano de investimentos previamente aprovado.
116.	Serviços partilhados	São sugeridas alterações no RT no sentido de aplicar novos modelos de reporte, a facultar pelas empresas reguladas à ERSE, quando integradas em grupos económicos, sendo identificados no documento justificativo a EDP, a GALP e a REN. De facto, sendo certo que os grupos identificados detêm empresas que prestam atividades reguladas e não reguladas, tanto no sector de gás natural como da eletricidade, também é certo que as obrigações elencadas nos artigos que estabelecem estas obrigações de reporte são de aplicação geral, devendo objetiva e claramente englobar todos os operadores que prestarem serviços regulados. Sendo certo que os artigos em causa no RT não fazem qualquer referência específica a qualquer grupo económico ou entidade, considera-se que o documento justificativo também não deveria	O documento justificativo apresentado em conjunto com a proposta de alteração do articulado é meramente explicativa das alterações introduzidas, não tendo carácter vinculativo. O regulamento tarifário não faz qualquer referência a grupos empresariais sendo a sua aplicação de carácter generalista.

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		especificar qualquer entidade em concreto, devendo a aplicação do regulamento ser de âmbito sempre geral.	
117.	Taxas de ocupação do subsolo (TOS) - informação a fornecer à ERSE	Na proposta de alteração ao RT que ora se comenta consta, na alínea b) do número 3 do artigo 163.º, que os operadores das redes de distribuição devem fornecer à ERSE um relatório relativamente à aplicação das Taxas de Ocupação de Solo (TOS) que contenha, nomeadamente, os valores reais faturados pelos comercializadores e entregues aos operadores de distribuição, por Município, no ano s-2. Considera-se que a anterior versão, que referia que este relatório devia conter os valores reais faturados “aos” (e não “pelos”) comercializadores, será uma opção mais correta. De facto, os distribuidores não saberão exatamente quais foram os valores cobrados pelos comercializadores, apenas conhecendo os valores que lhes foram entregues. Assim, considera-se ser de recuperar a anterior redação desta alínea. A manutenção desta disposição na redação proposta pode inclusivamente levar a conclusões incorretas, aquando da confrontação desta informação com a informação a prestar pelos comercializadores retalhistas e de último recurso, constante do número 4, alínea b), relativa aos valores reais faturados aos consumidores de gás natural. Igualmente, sugere-se que, no número 4 deste artigo, o relatório elaborado por uma empresa de auditoria seja levado a cabo com base numa amostragem de clientes e não com base na totalidade dos clientes de gás natural de cada município. A elaboração de um relatório com base na totalidade de clientes leva a um incremento de trabalho e de custos desnecessário, uma vez que os resultados que se pretendem obter podem ser conseguidos através de uma análise por amostragem. Igualmente, algumas das informações que constarão deste relatório, nomeadamente a constante da alínea a) do número 4, já poderá ser obtida através do relatório a entregar pelo operador de redes (de acordo com o n.º 3, alínea b)). Sendo estes relatórios elaborados por auditores, considera-se desnecessária a duplicação no compêndio	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 adquiriu serviços de consultoria, para a definição de termos de referência das auditorias e implementação de um mecanismo de monitorização da repercussão das TOS. Como tal, está a ser preparado um Manual de Procedimentos das Taxas de Ocupação de Subsolo e o Regulamento Tarifário é alterado em concordância.

RT - PORTGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		desta informação.	

RT – REN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
118.	Reavaliação dos drivers de custos e redefinição do peso dos custos fixos e variáveis	- A proposta da ERSE da resposta a algumas das preocupações da REN, nomeadamente (i) na revisão da repartição entre custos fixos e variáveis (ii) na reavaliação dos drivers de custos (iii) na introdução de incentivos a eficiência na atividade de Armazenamento Subterrâneo (refletindo o forte compromisso da REN para atingir continuamente eficiências) - Considera-se, contudo, que a fórmula do OPEX deveria ter em conta: (i) a existência de mais do que um indutor de custos por forma a permitir diferentes indexantes, (ii) uma componente adicional que agregue os custos não controláveis pela REN e (iii) um fator de ajustamento para partilha de ganhos de eficiência - A definição de um mecanismo de partilha de ganhos com os consumidores de forma a incentivar a empresa a implementar medidas para redução de custos de forma sustentável permite e incentiva a implementação de medidas cujo retorno é superior a duração do período regulatório	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência. A existência de mais do que um indexante de evolução de custos foi contemplada no caso do Terminal de GNL, dada a particularidade do peso do custo com eletricidade nos custos totais de exploração daquela infraestrutura.
119.	Sustentabilidade do sistema tarifário e Segurança de abastecimento	Criação de um mecanismo de gestão dos desvios tarifários que garanta que os proveitos autorizados são colectados num intervalo de tempo curto e pré-definido sem ambiguidade, possibilitando ainda a ERSE mitigar o atual crescimento dos montantes em desvio nos seguintes moldes: - Definição de um <i>cap</i> de desvios acumulados acima do qual os montantes em causa devem ser amortizados imediatamente no ano seguinte - Para montantes abaixo do <i>cap</i> definido, e excecionalmente até a consolidação das alterações introduzidas em 2010 (no prazo máximo até ao final do próximo período regulatório), amortização total dos desvios num máximo de três anos, com amortização de 50% do montante em desvio no ano “t+2”. Findo este período transitório, deverá ser retomado o modelo atualmente em vigor de recuperação de desvios no prazo	Em certos casos a grande volatilidade tarifária pode tornar algumas infra-estruturas menos competitivas, designadamente no quadro de integração dos mercados ibéricos de gás natural. É neste contexto, que a ERSE irá implementar um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários no terminal de GNL, com vista a diminuir o impacto dos mesmos nas tarifas definidas anualmente para aquela atividade. Este mecanismo garante a recuperação dos custos e, consequentemente, não gera défice tarifário. Este mecanismo possibilita, dentro de determinadas bandas, a recuperação de parte dos custos do operador do terminal, através da

RT – REN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		máximo de dois anos. ... A proposta da ERSE de atenuação dos desvios tarifários refere a introdução de um sistema de <i>cap e floor</i> nos ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades reguladas em alta pressão, a definir em subregulamentação a aprovar pela Entidade Reguladora, de forma a não implicar um aumento da tarifa acima ou abaixo de um determinado nível. Dentro dos limites, não é incorporado o efeito dos desvios nas tarifas. A permanência de urna conta de desvios na REN, conduz à quase inevitável criação de um deficit tarifário no sector do gás natural (atualmente inexistente). Por forma a evitar a criação pela primeira vez em Portugal de um <i>deficit</i> tarifário no sector do gás, a REN é frontalmente contra a criação de mecanismos de “alisamento” que institucionalizem a existência de proveitos permitidos mas não colectados num intervalo de tempo curto e pré-definido sem ambiguidade. Nestes termos, em alternativa a proposta da ERSE, a REN propõe a criação de um mecanismo de gestão dos desvios tarifários que possibilite a Entidade Reguladora mitigar o atual crescimento dos montantes em desvio nos seguintes moldes: 1) definição de um <i>cap</i> de desvios acumulados acima do qual os montantes em causa devem ser amortizados imediatamente no ano seguinte e 2) para montantes abaixo do <i>cap</i> definido, e exceccionalmente até à consolidação das alterações introduzidas em 2010 (no prazo máximo até ao final do próximo período regulatório), amortização total dos desvios num máximo de três anos, com amortização de 50% do montante em desvio no ano “t+2”. Findo este período transitório, deverá ser retornado o modelo de recuperação de desvios no prazo máximo de dois anos (modelo atualmente em vigor). ... REN propõe, a semelhança do que fazem outros reguladores europeus, criar um mecanismo de remuneração pelo sistema gasista (corno um todo) dos benefícios acrescidos que infraestruturas	tarifa de UGS I. Nas restantes atividades de alta pressão não será implementado qualquer mecanismo de mitigação do efeito dos ajustamentos tarifários. De forma a conter a volatilidade tarifária, o regulamento tarifário passa também a explicitar que a aplicação dos ajustamentos de s-1 está condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários.

RT – REN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		específicas aportam ao sistema e a todos os consumidores e utilizadores. Concretamente propõe-se que os custos do Terminal e da Armazenagem Subterrânea relacionados com o seu contributo para a segurança de abastecimento sejam devidamente avaliados e repartidos por todos os utilizadores do SNGN, através da tarifa de Uso Global do Sistema ou outra globalmente repercutida por todos os consumidores. O Terminal de GNL e a Armazenagem Subterrânea são elementos-chave para a segurança de abastecimento de gás em Portugal e são também um garante de um mercado de gás mais competitivo. Considerando o custo da segurança de abastecimento e os benefícios que as duas infraestruturas aportam ao sistema gasista e a todos os utilizadores, a REN propõe, à semelhança do que fazem outros reguladores europeus (o sector do gás em Portugal está a cada vez mais interligado com Espanha sendo muito relevante assegurar condições e regras harmonizadas pelos reguladores de Portugal e Espanha), a repercussão desses custos a todos os seus beneficiários. Por outras palavras, a REN considera que todo o sistema, e não apenas os utilizadores de uma infraestrutura específica, beneficia da disponibilização de capacidade para garantir a segurança de abastecimento. Concretamente propõe-se que os custos do Terminal e da Armazenagem Subterrânea relacionados com o seu contributo para a segurança de abastecimento sejam devidamente avaliados e repartidos por todos os utilizadores do SNGN, através da tarifa de Uso Global do Sistema ou outra globalmente repercutida por todos os consumidores.	
120.	Mecanismo de alisamento no Terminal de GNL	Remuneração do terminal Proposta ERSE 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 novos investimentos.	A ERSE decidiu não contemplar na versão final do articulado a proposta efetuada no âmbito da consulta pública, mantendo o período de alisamento nos 10 anos (até 2017), voltando a equacionar o seu alargamento no final deste período regulatório.

RT – REN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		- Em termos regulamentares, a proposta altera o artigo 59.º do Regulamento Tarifário Comentários REN REN discorda frontalmente da proposta da ERSE, sugerindo a manutenção da atual duração do período de alisamento do terminal uma vez que a proposta da ERSE introduz: - Descredibilidade face ao objetivo de estabilidade do modelo regulatório - Potencial risco de adiamento dos custos e de criação de um <i>deficit</i> tarifário - Incerteza para os investidores no sistema de infraestruturas de gás em Portugal e para todo o sector Em relação a remuneração do terminal, o mecanismo de alisamento introduzido em 2007, teve como objetivo o diferimento temporal dos custos com capital, de forma a minimizar o impacto nas tarifas. A ERSE propõe tornar a duração do período de alisamento variável, criando um potencial risco de adiamento dos custos e de um <i>deficit</i> tarifário (via aumento real das tarifas no futuro, dado o contexto de volatilidade do consumo). Esta proposta introduz incerteza para os investidores no sistema de infraestruturas de gás em Portugal e para todo o sector. O mecanismo de alisamento da remuneração do terminal foi implementado em 2007 por um período de 40 anos, tendo reduzido consideravelmente os proveitos no Terminal de Sines. Este período de alisamento foi posteriormente revisto e reduzido para 10 anos (duração considerada no limite do razoável pela REN para os riscos inerentes a um período de alisamento dado a volatilidade de consumos de gás). Dada a contradição da nova proposta da ERSE com os objetivos de estabilidade do modelo regulatório, a REN discorda frontalmente desta proposta, sugerindo a manutenção da atual duração do período de	

RT – REN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		alisamento do terminal (até 2017).	
121.	Multiplicadores dos preços dos produtos de capacidade	A noção de multiplicador para produtos de curto prazo está em linha com as recomendações para o código tarifário europeu mas deve ter-se em conta que, no caso de redes não congestionadas, os multiplicadores devem ser estabelecidos por forma a não distorcer a procura e o processo de contratação (os multiplicadores devem necessariamente ser superiores a 1).	A definição dos multiplicadores é feita no processo de fixação das tarifas e será submetida a parecer do Conselho Tarifário. 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 anuais de modo a justificar o investimento nas infraestruturas e a justa recuperação de receitas pelos operadores 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.
122.	Preços em contrafluxo de entrada no terminal de GNL	Atribuição de proveitos a recuperar pelas tarifas de contra-fluxo deve assegurar a não distorção da procura e a promoção do mercado.	O preço de saída da URT inclui a mobilização do gás desde o ponto de balanço até ao ponto de saída. O preço nulo nos movimentos em contrafluxo é precisamente um sinal eficiente à utilização do sistema pelos clientes. A redução de custos momentânea na regaseificação do terminal é redistribuída por todos os utilizadores do terminal. O serviço de receção de gás no terminal a partir da rede de transporte tem custos administrativos que são de sentido contrário com os custos evitados referidos. Refira-se ainda que a “Framework Guideline on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas”, atualmente em discussão, refere que estes preços não deverão ser inferiores a zero. Neste sentido a ERSE mantém a proposta.

RT – REN			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
123.	Opção tarifária flexível	A REN considera positiva a criação de uma tarifa, em que o consumidor gere diretamente o risco de contratar um produto base, uma vez que cabe ao consumidor definir o seu consumo de base pagando e gerindo os desvios mensais da capacidade máxima diária com base em multiplicadores aplicados a um contrato mensal. Assim, a adequação desta tarifa dependerá na sua totalidade dos valores a atribuir aos multiplicadores de modo a não desvirtuar o produto de capacidade anual. Em comentário a todas as opções tarifárias, a REN alerta para o efeito da introdução de novas opções tarifárias que até agora tem conduzido sempre a um aumento dos desvios gerados. Desde 2007, o nível de dificuldade das estimativas de utilização das infraestruturas tem aumento consideravelmente face à desagregação da procura por várias opções tarifárias.	A definição dos multiplicadores será feita no processo anual de fixação das tarifas e terá em consideração o risco de subsidiação cruzada entre os consumidores. Aliás, esse equilíbrio foi referido no documento justificativo que acompanha a proposta de revisão do Regulamento Tarifário, como um risco que terá de ser avaliado e ponderado durante o processo anual de fixação dos multiplicadores.

RT – SONORGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
124.	Extinção das tarifas reguladas de Venda de Gás Natural a Clientes Finais e deveres de fornecimento dos Comercializadores de Último Recurso	O Decreto-Lei n.º 74/2012 estabelece o regime de extinção gradual das tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais, tendo sido para tal definido um período transitório de 1 Julho de 2012 a 31 de Dezembro de 2015, consoante o tipo de consumo dos clientes. Embora estejam previstas revisões trimestrais das tarifas transitórias, tendo em vista incentivar os consumidores a aderirem ao mercado liberalizado, atualmente, não existe nenhuma garantia que no final do período transitório definido pela ERSE (2015), os consumidores tenham efetivamente optado pelo mercado liberalizado. Nesse sentido, não é possível à data de hoje antecipar se, findo o período definido, os clientes de gás natural dos comercializadores de último recurso retalhistas se irão limitar a clientes finais economicamente vulneráveis ou a clientes no mercado cujo comercializador tenha cessado atividade ou de zonas sem ofertas de mercado. No entender da Sonorgás, esta questão deverá merecer a melhor atenção por parte da ERSE aquando da definição dos parâmetros para o novo período regulatórios (2013-2015), e em particular das metas de eficiência a aplicar a cada um dos operadores e às atividades desenvolvidas por estes, promovendo a adequada rentabilidade da Empresa e mesmo salvaguardando o equilíbrio económico-financeiro da Sonorgás.	A ERSE define os parâmetros regulatórios no princípio da manutenção do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas geridas de forma eficiente. Antes de cada novo período regulatório, é efetuada uma análise das opções tomadas, de forma a avaliar se a definição destes parâmetros no anterior período regulatório não pôs em causa o princípio enunciado, devendo estes parâmetros ser revistos em conformidade. No atual processo de definição dos parâmetros para o próximo período regulatório, tal procedimento será novamente seguido.
125.	Reavaliação dos drivers de custos e redefinição do peso dos custos fixos e variáveis	No caso particular da Sonorgás, a informação relativa às atividades da empresa que se encontra hoje à disposição do regulador em nada se compara com a que existia aquando da definição dos parâmetros regulatórios para o atual período regulatório. Relembramos que apenas a partir de 2008 a Sonorgás, enquanto operador da Rede de Distribuição e Comercializador de Último Recurso Retalhista, passou a existir “<i>per si</i>”, na medida em que até aí, a distribuição e comercialização de Gás Natural eram realizadas pela mesma entidade que assegurava essas mesmas atividades no mercado do Gás Propano (Dourogás). Apenas com a cisão da Empresa foi criada a Sonorgás, e passou então a existir uma entidade cujos rendimentos e gastos se referiam apenas e só à operação de Distribuição e	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência.

RT – SONORGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Comercialização de Gás Natural. Nesse sentido, consideramos que a análise da informação ao dispor do regulador permitirá perceber que aquando da definição dos parâmetros para o atual período regulatório se verificou uma imputação errada dos custos operacionais da empresa entre as atividades da Distribuição e da Comercialização. Assim sendo, a Sonorgás considera essencial que se proceda à análise dos impactos desta situação e que a mesma seja devidamente retificada, ou seja, que se proceda à indispensável transferência de custos operacionais que constituam a base de OPEX aceite da Comercialização para a Distribuição. Por outro lado, é mais uma vez fundamental que na análise a realizar pela ERSE aquando da definição dos novos parâmetros regulatórios, seja tida em linha de conta a maturidade dos intervenientes e dos seus negócios. Na definição das metas de eficiência para o período 2010-2013, a ERSE atribuiu diferentes pesos às componentes fixas e variáveis dos Price-Caps tendo em consideração exatamente os estádios de desenvolvimento da atividade dos Operadores.	
126.	Custos padrão dos investimentos e mecanismo de penalização do sobre investimento dos operadores de rede	3.1.2 CAPEX A Sonorgás partilha da preocupação da ERSE relativamente à especial atenção que deverá ser concedida aos investimentos a realizar pelo agentes a operar no sector uma vez que a atual conjuntura económica assim o exige. No entanto, considera fundamental que a ERSE defina no início de cada período regulatório qual o modelo de aceitação dos investimentos dos operadores para que as Empresas possam corresponder às exigências do mesmo. Saliente-se que os investimentos do SNG seguem um conjunto de exigências: – estabelecidas nos contratos de concessão ou nas licenças como exigências mínimas de construção de infraestruturas; – estabelecidas nos Planos plurianuais de desenvolvimento das	Importa esclarecer que na consulta pública a ERSE não propôs a implementação de um mecanismo generalizado de custos de referência à semelhança do que acontece no Setor Elétrico, na atividade de transporte. A ERSE na consulta pública refere que poderão ser implementados custos de referência para alguns itens de imobilizado específicos, nomeadamente as UAG. Esta medida surge na sequência de um pedido expresso pelo Conselho Tarifário, no seu parecer às tarifas fixadas para 2012-2013. Recorde-se a resposta da ERSE deu a essa solicitação do CT: “O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de

RT – SONORGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		infraestruturas, aprovados pela DGEG; – resultado dos códigos da contratação pública, nos quais o contratante é obrigado à adjudicação de acordo com regras próprias. Nesta ótica, eventuais restrições de custos de investimento devem tomar em conta estas circunstâncias. Adicionalmente, a Sonorgás considera vital que, mais uma vez, a análise dos planos de investimento de cada operador e a sua aceitação tenham em devida linha de conta, os estágios de desenvolvimento de cada um e o respetivo enquadramento da atividade das Empresas. É ainda de salientar, que o facto de a ERSE pretender adotar uma metodologia por incentivos ao nível do CAPEX, seja pela definição de custos padrão seja por penalizações (nomeadamente ao nível das taxas de remuneração a considerar “ex post”) em casos de investimento excessivo face ao aceite, não merece a oposição da Sonorgás. No entanto, a Sonorgás considera que a contratação deste tipo de investimentos deveria assentar em concursos públicos, o que promoveria a transparência dos processos e aportaria uma maximização dos critérios de eficiência, na medida em que permitiria assegurar que os investimentos eram efetuados ao menor custo possível e disponível no mercado. A obrigação de que os concessionários de serviços públicos recorram à contratação pública, vertida na lei, acarreta uma responsabilidade maior nos custos de investimento. Por outro lado, se um concessionário é obrigado a abrir um concurso, e como resultado tem um custo determinado, não terá lógica que esse custo não seja considerado. De referir que no caso da Sonorgás, desde o primeiro momento, todos os investimentos foram feitos recorrendo às regras de contratação pública, e sempre defendemos essa obrigação para o sector, que agora vemos concretizada. No entender da Sonorgás é portanto fundamental que a ERSE	custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do “reservatório de UAG”. A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar.” Em simultâneo a ERSE irá introduzir um sistema de penalização do sobre investimento dos operadores de redes de distribuição em sede de ajustamentos definitivos. Com estas medidas pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior, a aplicar ao diferencial entre os investimentos propostos inicialmente e os efetivamente realizados, sempre que não haja justificação plausível para o referido desvio.

RT – SONORGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		promova uma aceitação dos planos de investimento das Empresas devidamente enquadrada no atual contexto económico e financeiro do sector e do país mas não deixando de ter em consideração os estágios de desenvolvimento de cada operador e dando sempre a conhecer “à anteriori” qual a metodologia em que assenta a aceitação do CAPEX para que, em momento algum, se coloque em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas do sector.	

RT - TAGUSGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
127.	Revisão dos indutores de custo - OPEX	O <i>price cap</i> deverá ser determinado ponderando as especificidades de cada operador, discriminando positivamente, e incorporando, eventualmente através de regressão exponencial, as diferentes economias de escala, densidades ou pressão. Os <i>price cap</i>, entre períodos regulatórios, não deverão variar substancialmente, por uma questão de previsibilidade e limitação do risco regulatório. Por outro lado na redefinição dos custos entre a parte fixa e variável deve-se ter em linha de conta a diminuição da atividade de comercialização de gás natural, face ao aumento do mercado livre. Pese embora exista uma diminuição da atividade, não é líquido que exista uma diminuição dos gastos de exploração da empresa. Sugestão: Considerar as especificidades de cada operador através de regressão exponencial e aumento do peso da parte fixa nos custos de exploração da empresa.	Na consulta pública não é referido pela ERSE quais os drivers de custos que irão ser utilizados no próximo período regulatório, bem como o peso dos custos fixos e variáveis. No processo de definição de tarifas para o primeiro ano do novo período regulatório, a ERSE procede à análise dos dados das empresas, de modo a fixar os parâmetros associados à definição de metas de eficiência, designadamente: os indutores de custos, os pesos relativos dos custos fixos e dos custos variáveis e os fatores de eficiência.
128.	Remuneração dos ativos	A proposta de revisão do Regulamento Tarifário prevê considerar igualmente um sistema de incentivos na remuneração do capex. Este sistema de incentivos, de acordo com a proposta, pode ser aplicado através do(s) método(s): Custos padrões; e/ou Investimento Excessivo (sobre-investimento) Contudo a proposta não é suficientemente clara quanto à aplicabilidade dos métodos acima propostos. No caso dos Custo Padrão, além das UAGs, não está definido que conjuntos de ativos estarão sujeitos, nem quais os níveis de <i>benchmarking</i> a adotar, e se terão em conta as especificidades das áreas de concessão de cada operador. O método Sobre-investimento e de acordo com documento justificativo, "... pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início da regulação".	Importa esclarecer que na consulta pública a ERSE não propôs a implementação de um mecanismo generalizado de custos de referência à semelhança do que acontece no Setor Elétrico, na atividade de transporte. A ERSE na consulta pública refere que poderão ser implementados custos de referência para alguns itens de imobilizado específicos, nomeadamente as UAG. Esta medida surge na sequência de um pedido expresso pelo Conselho Tarifário, no seu parecer às tarifas fixadas para 2012-2013. Recorde-se a resposta da ERSE deu a essa solicitação do CT: "O CT nota a eventual existência de um historial da Sonorgás de apresentação de custos unitários divergentes da média das outras empresas, nomeadamente o custo do "reservatório de UAG". A ERSE tomou boa nota deste comentário, tendo já solicitado informações complementares aos diferentes operadores de redes de distribuição local relativas

RT - TAGUSGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Desta forma, não está claro, no nosso entender, um conjunto de questões/conceitos nomeadamente: • Qual a base de comparação, para aferir da existência ou não de investimento excessivo; • O sobre-investimento será analisado considerando valores totais ou valores unitários; • Quais as condições para cair no sobre-investimento, basta ultrapassar a previsão de investimento, mesmo que o excesso se trate de um investimento que aumenta, em muito, a quantidade de gás veiculada no SNGN? • E se o investimento efetuado neste período implicar um aumento significativo na quantidade de gás veiculada no SNGN, podemos falar em incentivos, neste caso positivos; • Como é que será feita a gestão deste articulado com o Regulamento de Relações Comerciais, que obriga ao ORD a construir os acessos à rede no caso de o cliente pagar a parte que lhe compete; Finalmente, não verificamos qualquer referência, na Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário, ao reconhecimento das reavaliações e à remuneração dos contadores, e das amortizações da primeira reavaliação, o que consideramos esta situação inexplicável e grave. Sugestão: Definição dos ativos sujeitos ao custo padrão. No caso de aplicação de custos padrões às UAGs, deverão ser considerados todos os itens necessários da colocação da mesma em funcionamento. Adicionalmente sugerimos sistema de incentivos (positivos), caso o investimento efetuado contribua num acréscimo de gás para o SNGN.	aos investimentos realizados em UAG. A informação solicitada permitirá desenvolver uma comparação de custos unitários das UAG e apoiar a ERSE em decisões regulatórias a adotar na próxima revisão regulamentar." A ERSE irá introduzir um sistema de penalização do sobreinvestimento dos operadores de redes de distribuição em sede de ajustamentos definitivos. Com estas medidas pretende-se evitar os investimentos excessivos, não devidamente justificados, face aos projetados no início do período de regulação, através da fixação de uma taxa de remuneração inferior, a aplicar ao diferencial entre os investimentos propostos inicialmente e os efetivamente realizados, sempre que não haja justificação plausível para o referido desvio. A decisão da ERSE de não considerar os contadores na base de ativos regulados decorre da aplicação da Lei 12/2008, de 26 de Maio. Relativamente às reavaliações sucessivas, a ERSE já manifestou em diversas ocasiões a sua posição estando a decorrer um processo judicial sobre o tema.
129.	Auditorias ao ativo fixo em exploração	A proposta de revisão do Regulamento Tarifário acrescenta a possibilidade de realização de auditorias aos ativos fixos em	As auditorias a realizar à base de ativos em exploração, serão delimitadas, em termos de retroatividade, ao período de regulação anterior,

RT - TAGUSGÁS			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		exploração, sendo contudo vaga quanto ao âmbito das mesmas. No documento justificativo da revisão do Regulamento Tarifário, no ponto 3.1.3 referente ao custo padrão das UAG, fala apenas na análise complementar de informação enviada pelas operadoras de forma a verificar se os processos de contratação dos investimentos foram efetuados de acordo com as regras comunitárias de contratação pública. Sugestão: Neste sentido a sugestão da Tagusgás passa pela definição do âmbito e período temporal da auditoria aos ativos fixos. Consequentemente o resultado da auditoria deveria afetar, apenas, a remuneração futura do Capex.	evitando eventual instabilidade regulatória, tendo, também como referência o plano de investimentos previamente aprovado.