

## REVISÃO RRC

*1. De forma a garantir o exercício da sua actividade segundo o princípio da independência, também os comercializadores de último recurso de gás natural sejam submetidos aos requisitos de isenção, imparcialidade, não discriminação, entre outros, onde se incluirá a obrigação de elaborar e publicar um Código de Conduta. O que se traduz nos novos artigos – 57.º e 63.º.*

A Galpenergia concorda com o princípio de independência defendido pela ERSE relativamente aos vários intervenientes no SNGN, em particular no que respeita aos regulados. Neste sentido, parece-nos que a proposta de revisão deveria ter ido claramente mais longe no que respeita à independência de um dos actores principais do SNGN que é o GTG.

Este é um ponto que consideramos essencial pois, com a próxima conclusão da liberalização do mercado e entrada de novos fornecedores e comercializadores, uma independência acrescida do GTG será um garante adicional da gestão não discriminatória e otimizada das infraestruturas fundamentais do SNGN, em particular da RNTIAT. A situação presente, aliás de algum modo corroborada pela ERSE quando, repetidamente, nos seus textos se refere à "REN Gasodutos na sua função de GTG", coloca na prática o GTG numa dependência funcional do ORT, o que nos parece inadequado. Aliás, a proposta de alteração do tarifário da rede de transporte para um sistema "entry-exit", com a provável diferenciação de tarifário nas entradas, mais premente torna esta clarificação.

Parece-nos que, até em linha com a recente 3ª Directiva, se deveriam dar passos claros na separação de funções, sinalizando a desejável e reforçada independência do GTG. Neste sentido, a exemplo do que a actual revisão regulamentar previu para os sectores da distribuição e comercialização de último recurso, consideramos que a ERSE deveria prever a realização de auditorias periódicas relativas à acção do GTG, enquanto garante da independência e não discriminação do acesso às infraestruturas.

No que respeita a esta proposta em concreto a mesma não nos levanta reservas. O(s) código(s) de conduta dos comercializadores de último recurso pode(m) ser publicitado(s) no portal, à semelhança do que já é feito hoje para o Código de Conduta do Operador da Rede de Distribuição.

*2. Se incluam três novos artigos, estabelecendo a obrigação aos operadores das redes de distribuição (artigo 38.º), ao comercializador de último recurso grossista (artigo 57.º) e aos comercializadores de último recurso retalhistas (artigo 63.º) de adoptarem as seguintes medidas:*

*Disponer de um Código de Conduta.*

*Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que actuam no SNGN, após apreciação da ERSE, na sequência de proposta a apresentar até 1 de Julho de 2010.*

*Disponibilizar uma página na Internet autónoma das restantes entidades que actuam no SNGN, a partir de 1 de Janeiro de 2011 (artigo 234.º da proposta).*

*Os operadores e os comercializadores de último recurso que sirvam um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos do cumprimento das obrigações referidas.*

Em primeiro lugar consideramos de frisar que a Galpenergia não pode deixar de reclamar o direito de associação da sua imagem corporativa às empresas nas quais tem participação e controlo de gestão. Sem prejuízo da discussão detalhada seguinte, qualquer tentativa de corte desta associação, que poderá passar simplesmente pela inserção do respectivo logótipo num site das empresas reguladas, parecer-nos-ia deslocada se não mesmo excessiva.

O n.º 3 do artigo 26º, da nova Directiva 2009/73/CE indica que "(...) os operadores de redes de distribuição verticalmente integrados não devem, nas suas comunicações e imagens de marca, criar confusão no que respeita à identidade distinta do ramo de abastecimento da empresa verticalmente integrada". De acordo com a nossa interpretação deste número, o objectivo do mesmo prende-se com

a diferenciação entre os operadores das redes de distribuição e os comercializadores da mesma empresa, pelo que se deverá criar uma entidade própria para os operadores das redes de distribuição de forma a evitar qualquer confusão com as empresas comercializadoras.

No entanto, a proposta da ERSE obriga a “Diferenciar a sua imagem das restantes entidades que actuam no SNGN”, “tornando claramente perceptível a identidade (...) e as suas actividades específicas”. Parece-nos que a ERSE obriga a um nível de diferenciação bastante mais elevado do que o previsto pela directiva europeia. Ao considerar uma diferenciação relativamente a todas as empresas presentes no SNGN, incluindo os restantes operadores das redes de distribuição e restantes comercializadores, a Galp Energia teria que ter uma identidade específica para cada uma das suas empresas no sector do gás natural, chegando a um total de, pelo menos, 12 identidades. Uma desagregação desta ordem de grandeza obrigaria certamente a um aumento de custos ao nível da produção e gestão de todas as peças de comunicação e canais de suporte, sem que a este aumento de custos correspondesse um benefício para os clientes de gás natural.

Sendo que a Directiva procura simplesmente garantir que os clientes percebam quando estão a consultar informação e a lidar com o operador da rede de distribuição ou com um comercializador da mesma empresa, entendemos que será esta diferenciação de identidades e imagens que deverá ser perseguida. Assim, propomos que o regulamento não obrigue a uma diferenciação face a todas as empresas do SNGN mas que esta clarificação apenas incida entre o âmbito das suas actividades, ou seja, uma identidade e imagem própria para os operadores das redes de distribuição, uma identidade e imagem própria para os comercializadores de último recurso e uma outra imagem específica para o comercializador livre (considerando o caso da Galp Energia). Assim, seria possível cumprir o previsto pela Directiva quanto “à identidade distinta do ramo de abastecimento da empresa verticalmente integrada”.

A questão da presença web para cada uma das empresas do SNGN também nos parece excessiva, na linha do discutido anteriormente já que o artigo n.º 234, n.º 3 obriga a “disponibilizar páginas na Internet autónomas entre eles”. Mais uma vez consideramos que esta desagregação é exagerada face ao que é exigido pela Directiva europeia. A agregação da informação das várias empresas no mesmo portal, mas salvaguardando a devida separação entre operadores da rede de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializador livre, de uma forma evidente para os utilizadores do portal será bastante mais eficiente e garante o cumprimento da Directiva. Uma separação deste tipo, estruturada de uma forma clara e transparente, seria até uma ferramenta importante para esclarecer os clientes sobre a responsabilidade e âmbito de actuação dos intervenientes no SNGN.

*3. Os Códigos de Conduta dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso retalhistas devem ainda contemplar regras relativas aos procedimentos de atendimento aos consumidores, a divulgar destacadamente, tendo em vista garantir os direitos destes em matéria de acesso a informação comercialmente sensível, de protecção de dados pessoais e de práticas comerciais desleais (novos artigos 57.º e 63.º, respectivamente).*

A proposta é adequada.

*4. Aproveitar este processo de revisão regulamentar, para alterar as disposições constantes do RRC, de modo a tornar equivalentes as regras aplicáveis aos comercializadores de último recurso e aos comercializadores em regime de mercado, atribuindo a estes últimos a possibilidade de solicitarem junto do operador da rede de distribuição a interrupção do fornecimento de gás natural dos seus clientes no caso de existência de dívidas, alterando em conformidade a redacção dos actuais artigos 53.º e 217.º (49.º e 216.º da proposta).*

Concordamos com a alteração proposta pela ERSE. A não obrigação de fornecimento de um comercializador livre a um cliente com dívida vencida é um passo importante para o desenvolvimento de um mercado livre de gás natural salutar, transparente e equilibrado para todas as partes (comercializadores, operadores de rede e clientes).

Tendo em vista alcançar um maior equilíbrio entre os Comercializadores em regime de mercado e os Comercializadores de Último Recurso, importa para além do agora assegurado, impedir a passagem de um cliente com dívida, para outro comercializador. Sendo um facto de que o ressarcimento do valor em dívida pode ser exercido nos termos gerais de direito, é também um facto de que, sem qualquer restrição à passagem de clientes com dívida entre os vários comercializadores, poderemos no curto prazo estar a impedir a dinamização do mercado, criando problemas graves no passivo dos vários Comercializadores, que independentemente de receberem as tarifas de acesso às redes dos seus clientes as têm que pagar aos operadores de rede.

Por este motivo, propomos que em paralelo seja estendida a impossibilidade de mudança de comercializador no caso de um cliente ter dívidas vencidas, não contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos, perante um Comercializador Livre (nº 6 e 7 do artigo 166º do RRC). Esta impossibilidade de mudança de comercializador é especialmente relevante no caso dos Comercializadores de Último Recurso, de modo a prevenir o aproveitamento abusivo das figuras de “serviço público” e “obrigatoriedade de fornecimento”, para isso o nº4 deste artigo deveria aliviar o CUR da obrigação de fornecimento, no caso de existência de dívidas vencidas e não contestadas a outros comercializadores.

*5. Se proceda a uma outra alteração que se considera igualmente importante, no que respeita à interrupção do fornecimento de gás natural. Trata-se de transferir o ónus do envio do pré-aviso de interrupção, actualmente a cargo do operador da rede de distribuição e que passa a ser remetido pelos comercializadores, pelo comercializador de último recurso grossista e pelos comercializadores de último recurso retalhistas. Esta alteração foi considerada na redacção dos já referidos artigos 49.º e 216.º da proposta de RRC.*

Do ponto de vista funcional parece-nos adequado que sejam os Comercializadores a enviar o pré-aviso de corte.

No entanto a adopção deste procedimento transferirá custos para os CURs, os quais não poderão deixar de ser reconhecidos. Esta situação é de extrema importância uma vez que, como uma preocupação de melhoria da eficiência, de ano para ano, se caminha para custos reconhecidos cada vez menores, facto que não acontecerá nesta situação.

*6. Assumindo a natureza de regra transitória (novo artigo 232.º), a faculdade dos comercializadores em solicitarem a interrupção do fornecimento pela existência de dívidas fique dependente da entrada em vigor das alterações necessárias às condições gerais dos contratos de uso das redes de distribuição, aprovadas através do Despacho n.º 1677/2008, de 15 de Janeiro.*

Tendo em conta a importância da alteração proposta para o funcionamento equilibrado do mercado livre, propomos que esta alteração tenha efeitos imediatos com a publicação da revisão a este regulamento, conforme prática verificada nas anteriores alterações de Regulamentos. De forma a garantir que todos os clientes têm conhecimento prévio desta alteração regulamentar, poderia ser prevista a obrigatoriedade dos comercializadores livres enviarem uma circular aos seus clientes a informá-los desta alteração regulamentar.

*7. Além dos serviços regulados, os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso retalhistas possam disponibilizar aos seus clientes serviços adicionais, em regime opcional e não sujeitos à regulação da ERSE. A alínea a) do artigo 5.º e o novo artigo 7.º contemplam o proposto sobre esta matéria.*

Concordamos com a proposta, assumindo que a disponibilização destes serviços não tem carácter vinculativo.

8. Seja feito um conjunto de alterações ao Capítulo III do RRC que podem resumir-se da seguinte forma:

É eliminada a obrigação de individualização das funções, com separação contabilística, no âmbito da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, pelas razões anteriormente referidas.

Em resultado de terem sido consagradas no RRC as obrigações estabelecidas no artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, sobre a independência do operador da rede de transporte e a obrigação da existência de um Código de Conduta que estabeleça as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, foi eliminado o actual artigo 37.º que previa a existência de códigos de conduta para as funções de Gestor Técnico Global do SNGN e do Acerto de Contas. Com a proposta agora apresentada, o Código de Conduta passa a abranger todas as actividades do operador da rede de transporte.

As atribuições da actividade de Gestão Técnica Global do SNGN são objecto de sistematização no artigo 29.º da proposta que integra, com algumas simplificações e actualizações de redacção, os actuais artigos 31.º e 32.º que descreviam as atribuições do Gestor Técnico Global do SNGN e do Acerto de Contas.

Passa a estar prevista a aprovação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, no âmbito do Regulamento de Operação das Infra-estruturas (artigo 29.º da proposta), que substitui o Manual de Procedimentos da Operação do Sistema e o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas (actual artigo 36.º). Todavia, estes dois últimos manuais de procedimentos manter-se-ão em vigor, transitoriamente, até que se inicie a vigência do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (artigo 233.º da proposta).

A aprovação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN é efectuada nos termos a estabelecer no Regulamento de Operação das Infra-estruturas. As atribuições da Gestão Técnica Global do SNGN (artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 e Base XXVII da concessão da actividade de transporte de gás natural), assim como o conteúdo estabelecido para o Regulamento de Operação das Infra-estruturas no artigo 56.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, aconselham a que o conteúdo do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN seja definido no âmbito deste regulamento, mantendo-se no RRC uma referência às matérias de natureza comercial que devem integrar o âmbito deste Manual.

São eliminados os actuais artigos 33.º ("Repartições"), 34.º ("Balanços") e 35.º ("Desequilíbrios") que tratam de matérias que passam a ser enquadradas no Regulamento de Operação das Infra-estruturas e objecto de regras detalhadas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN.

A proposta enquanto simplificadora dos procedimentos de Gestão Técnica Global apenas nos pode merecer o acordo, estando aliás em linha com o que tem sido defendido pela Galpenergia quanto à necessidade de aliviar a regulamentação da carga burocrática e complexidade estrutural, que nos parecem não trazer vantagens acrescidas para o SNGN.

Neste ponto voltamos a fazer referência à necessidade de reforçar a independência do GTG, já discutida na resposta à questão 1.

9. Seja alterado o regime regulamentar em vigor tendo por principais linhas condutoras a necessidade de assegurar a ligação à rede, de forma transparente e não discriminatória, a todos os clientes que o solicitem nas seguintes condições:

A consagração da obrigação de ligação à rede de distribuição de instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) que estejam próximos da rede de distribuição existente ou seja, no perímetro da área de influência da rede, considerando a repartição de encargos de acordo com o ponto 6.2.

A obrigação de efectuar a ligação à rede de distribuição, considerando a repartição dos encargos aprovada pela ERSE de acordo com o ponto 6.2, a todos os clientes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n).

O conceito de área de influência, a partir do qual resultará uma distância máxima à rede existente a definir pela ERSE, terá aplicação apenas nas situações de ligação às redes de distribuição de instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n). Com a adopção deste conceito, será possível definir de forma simples, transparente e objectiva o limite geográfico no

*interior do qual existe obrigação de ligação das instalações destes clientes. Para o efeito, foi alterado o actual artigo 80.º (84.º da proposta).*

Reconhece-se que a proposta de criação de uma área de influência é uma evolução em relação ao anterior clausulado do RRC, que considerava apenas a obrigatoriedade de ligação, desde que estivessem cumpridas as condições técnicas e legais para o efeito.

No entanto, o conceito de área de influência, cujo objectivo é evitar o tratamento discriminatório e casuístico de clientes que reúnem as mesmas condições, tal como está definido baseia-se apenas no critério da distância, o que desde logo nos parece que não assegura que não possam existir situações arbitrárias. Tendo presente que no segmento doméstico os consumos podem apresentar grande variabilidade<sup>1</sup>

Aplicando este conceito, o primeiro poderia ver o seu pedido recusado, ou teria que suportar a totalidade dos encargos com a ligação, quando o seu contributo para a eficiência do sistema é manifestamente positivo. Por outro lado, o segundo, onerando mais o sistema, acaba por sair beneficiado. Com este critério, consumidores que pertencem à mesma categoria, mas com pesos diferentes nos custos de acesso, são tratados de forma diferente sendo que o prejudicado é o que representa uma mais-valia para o sistema.

Nestes termos, propõe-se a definição de um critério de obrigatoriedade de ligação baseado não apenas na distância à rede - que pode contribuir para desequilíbrios nas tarifas de veiculação devido à grande variabilidade de consumos que se verifica no segmento doméstico e pequeno terciário - mas num rácio de referência entre o gás veiculado/extensão da ligação, por nos parecer mais equilibrado e consentâneo com o princípio de racionalidade e eficiência dos meios e concorre para a progressiva melhoria da competitividade e eficiência do SNGN.

Tendo por base este princípio, os consumidores cujo rácio "gás consumido" (tendo como base os equipamentos a ligar e/ou os escalões de consumo pré-definidos)/"comprimento de ligação" fosse melhor ou igual ao rácio de referência, seria respeitada a obrigatoriedade de ligação já que representariam uma contribuição positiva para os custos globais, na medida em a sua entrada para o sistema não agravaria as tarifas de utilização.

Os consumidores com pior rácio face ao rácio de referência, mas para os quais o acesso ao gás natural assume importância capital, continuariam a ter o direito de acesso, desde que suportassem o sobrecusto dos encargos com a ligação à rede (mantendo-se assim neutralidade dos custos de acesso). Desta forma, os consumidores cujo impacto nos custos de veiculação é semelhante são tratados igualmente. Este critério é objectivo e facilmente verificável desde logo porque poderia ser alvo de publicação em sub regulamentação.

Este critério é tanto mais transparente, na medida em que existe a necessidade de considerar também como variável os tectos orçamentais definidos que têm que ser respeitados, e que pode condicionar a obrigatoriedade de ligação à disponibilidade orçamental das empresas.

*10. Se considere que existe obrigação de ligação à rede de transporte desde que o requisitante da ligação suporte os encargos calculados nos termos propostos em 6.2. Esta situação é igualmente contemplada no actual artigo 80.º (84.º da proposta).*

A proposta é adequada.

*11. De acordo com a abordagem indicada no ponto 6.1:*

*a) Ligações dentro da área de influência*

---

<sup>1</sup> A título de exemplo, considere-se o caso de dois pedidos de ligação à rede de consumidores domésticos. Um consumidor com piscina e aquecimento central, situado marginalmente fora da área de influência e outro, apenas com esquentador, situado também próximo da fronteira de área de influência, mas no interior.

*Propõe-se a manutenção das regras actualmente em vigor para cálculo dos encargos com a ligação à rede, nos termos indicados no ponto 6.2.1. Estas regras constam dos actuais artigos 90.º, 91.º e 92.º (artigo 90.º da proposta).*

*b) Ligações fora da zona de influência*

*Nas situações em que a ligação esteja fora da área de influência, ou seja, estejam em causa instalações afastadas da rede existente, mas para os quais se obtém o acordo do operador de rede para efectuar a ligação, os custos a suportar pelo requisitante serão a totalidade dos custos identificados no orçamento elaborado pelo operador de rede respectivo. Este caso deu lugar ao novo artigo 91.º da proposta.*

Relativamente ao cálculo dos encargos com a ligação à rede, não podemos deixar de fazer referência aos pedidos de ligação que impliquem a construção de pontos especiais (travessias de Estradas Nacionais, linhas de água, caminhos de ferro, etc.). Devido à inerente complexidade técnica, este tipo de ligações envolve custos muito superiores aos custos médios de uma ligação em circunstâncias ditas normais. Nestes termos, atendendo a que estes casos não estão consagrados na regulamentação actual, sempre que uma ligação à rede implique a construção de pontos especiais, propomos que o sobrecusto com a ligação seja suportado pelo requisitante.

*12. Os requisitantes de ligações às redes com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n) suportem o majorante dos seguintes valores:*

*a) Sobrecusto de veiculação de gás relativamente ao custo médio da tarifa de uso de redes.*

*b) Percentagem do custo orçamentado pelo operador da rede para a ligação em causa, a estabelecer pela ERSE.*

*Estas regras traduzem-se no novo artigo 92.º da proposta.*

A proposta agora apresentada é mais conforme aos princípios que as empresas da Galpenergia têm defendido, introduzindo um racional económico na análise dos pedidos de ligação à rede, bem como na eliminação do tratamento discriminatório que existia em torno do consumo de 2 Mm<sup>3</sup>/ano.

No entanto, do modo como a proposta foi elaborada, parece-nos que o cliente que potencialmente traga maiores benefícios ao custo de veiculação poderá ser o que é chamado a uma maior contribuição, o que seria ilógico. Comparando, por exemplo, dois clientes cujas ligações conduzam a uma diminuição da tarifa média, seriam levados a pagar uma percentagem do custo de ligação. Caso o maior cliente estivesse mais afastado da rede seria o maior contribuidor.

Assim, parece-nos que no lugar do "majorante" deveria estar "minorante" com o que se sinalizaria a busca de racionalidade económica para as ligações à rede.

*13. Sobre esta matéria, para além da informação actualmente prevista, os operadores das redes de distribuição passem a indicar no orçamento, no caso de instalações de clientes com consumo anual inferior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), se a instalação se encontra dentro ou fora da área de influência da rede respectiva, alterando-se em conformidade o actual artigo 94.º (95.º da proposta).*

Nada tendo a objectar, remete-se no entanto para a exposição do ponto 9, onde se previu que seria incluído no orçamento a informação se a extensão estaria dentro ou fora do rácio de referência definido.

*14. Para o estabelecimento das ligações à rede de transporte (em Alta Pressão) se mantenha a regra do acordo entre as partes devendo, todavia, a ERSE ser informada das condições do acordo de repartição de encargos, competindo-lhe a homologação desse acordo. Para o efeito, estas alterações passarão a constar do actual artigo 99.º (99.º da proposta).*

Também no caso de ligação de cliente directos às redes de Alta pressão deveriam ser criados mecanismos de aferir a racionalidade económica das respectivas ligações de conhecimento público que se considera poderem seguir o agora proposto para as redes de distribuição. Estes mecanismos permitiriam introduzir transparência e previsibilidade para eventuais futuros clientes potenciais.

*15. Para o estabelecimento das ligações de instalações de produtores de gás seja estabelecida igualmente a regra do acordo entre as partes, devendo a ERSE ser informada das condições do acordo de repartição de encargos e competindo-lhe a homologação desse acordo, constituindo o novo artigo 111.º da proposta.*

Tendo em conta que nem em todos os processos de produção de biogás compatível com gás natural, este gás sai do processo com uma pressão superior a 20 bar, deveria ser prevista a possibilidade de estas instalações se ligarem à rede de transporte ou de distribuição que fosse tecnicamente mais aconselhável.

*16. Tendo por base este objectivo, os custos relativos à integração de pólos de consumo sejam limitados a custos de referência publicados pela ERSE (ex. custo de mudança de aparelhos de queima e rede interna num fogo), resultando numa alteração ao actual artigo 101.º (101.º da proposta).*

Estende-se a proposta de definição de preços de referência como um meio de controlar os custos associados aos processos de conversão que são apresentados pelas empresas para efeitos de reconhecimento no activo remunerado. No entanto, desde logo nota-se, como aliás tem sido reconhecido pela ERSE nas propostas do tarifário que, na sua grande maioria, as empresas têm apresentado preços concordante. A Galpenergia nota aliás que os seus procedimentos de contratação, realizados de acordo com o Código de Contratação Pública têm garantido a estabilidade dos preços praticados, devendo ser preocupação da ERSE a verificação de que procedimento idêntico é seguido por todas as ORDs.

Os preços que se verificam actualmente na conversão/reconversão do doméstico existente são definidos em regime de concurso público. Este instrumento de avaliação e selecção das propostas dos prestadores de serviço estimula o aumento da concorrência na apresentação de propostas autónomas dos concorrentes. Acresce também o facto de o actual mecanismo de concursos gerar preços que apresentam uma grande homogeneidade em todas as zonas do país, pelo que consideramos demonstrado que a metodologia seguida tem sido adequada e eficiente. Assim, a eventual definição de preços de referência deverá atender ao historial dos custos verificados, que no caso da Galpenergia são perfeitamente auditáveis.

Consideramos assim que a proposta poderá ser aceite se entendida como um mecanismo de prevenir comportamentos abusivos por parte de operadores, pelo que o preço de referência deveria até ser fixado numa lógica de preço máximo aceite. Deverá assim, ser evitado o desvirtuamento da proposta numa lógica de criar pressão sobre fornecedores, pois esta é realizada ao nível do próprio concurso.

Finalmente, a ERSE não deverá deixar de ponderar que uma tentativa de impor aos clientes uma participação significativa nos custos de conversão (já que as ORDs não tem capacidade financeira para suportar algum diferencial entre o custo aprovado pela ERSE e o custo real) terá muito provavelmente como consequência uma diminuição muito significativa do sucesso comercial no dito “doméstico existente”, em que a prática tem demonstrado uma muito reduzida adesão dos potenciais clientes no caso da mudança lhes acarretar algum dispêndio relevante.

*17. Se limite a aceitação de custos para efeitos tarifários da integração de pólos de consumo existentes do tipo C a 90% dos custos de referência, sendo expectável que o operador da rede de distribuição opte por cobrar aos clientes o restante, conforme se representa na figura seguinte. Para dar corpo a estas propostas foi alterado o actual artigo 101.º (101.º da proposta).*

Os argumentos apresentados na resposta anterior aplicam-se com igual propriedade neste caso, não sendo os fundamentais do mercado de reconversão realmente diferentes dos do doméstico existente.

Assim, novamente, a imposição na prática de comparticipações aos clientes nos processos de mudança terá um impacto negativo no sucesso comercial de criação de novos pontos de entrega, diminuindo a saturação da rede que, em última análise, é o parâmetro indicador da sua utilização eficiente. Lembra-se aliás o peso destes segmentos na actividade dos ORDs (em torno dos 50% a 60%) e o seu provável aumento, face à diminuição do “doméstico novo”.

Como agravante, na maior parte dos casos, estes clientes não suportam nenhum encargo com a conversão; isto compreende-se pois, por exemplo quando se trata de aquisição de redes, é a ORD que decide alterar as características do gás fornecido e não o cliente. Por outro lado estes clientes apesar de não comparticiparem da respectiva conversão são mais baratos ao sistema que os do “Doméstico existente” tradicional.

A proposta actual pode portanto reduzir de uma forma dramática o número de clientes captados por esta via, pelo que sugerimos a manutenção do actual regime.

*18. Uma vez que a proposta de RQS continua a não definir indicadores para matérias relacionadas com as ligações às redes, as empresas passem a reportar à ERSE o tempo médio para apresentação de orçamentos aos requisitantes, pelo que se propõe alteração do disposto no actual artigo 117.º (117.º da proposta) em conformidade.*

A proposta parece adequada e não nos levanta objecções.

*19. Se altere as disposições que vigoram sobre auditorias relativas à ligação de pólos de consumo, alargando o seu âmbito à verificação da aplicação das regras sobre ligações às redes dado que o RRC passou a incluir disposições gerais sobre a realização de auditorias. Neste sentido propõe-se eliminar o actual artigo 107.º e criar um novo artigo 85.º da proposta.*

A proposta parece adequada e não nos levanta objecções.

*20. Com o objectivo de proporcionar a melhor e a mais adequada informação aos consumidores: Seja criado o novo artigo 41.º da proposta sobre a existência e as regras aplicáveis à cobrança da taxa de ocupação do subsolo.*

*As facturas de gás natural identifiquem de forma clara, visível e destacada o valor correspondente à taxa de ocupação do subsolo, bem como o município a que se destina e o ano a que respeita, introduzindo um novo número ao actual artigo 213.º (211.º da proposta), referente à factura.*

*A primeira factura a apresentar aos clientes de gás natural inclua ou seja acompanhada de informação completa e rigorosa sobre a taxa de ocupação do subsolo, salientando-se a sua justificação legal, o valor devido, o ano a que respeita e o município a que se destina, tendo sido criado, para o efeito, o novo artigo 231.º como norma transitória.*

*Os operadores das redes de distribuição, os comercializadores, os comercializadores de último recurso retalhistas e o comercializador de último recurso grossista disponibilizem informação completa e actualizada sobre este tema, nas suas páginas na Internet, correspondendo, respectivamente a um*

número do novo artigo 41.º da proposta e a um número do novo artigo 231.º. Esta obrigação deverá entrar em vigor no dia 1 de Julho de 2010 (artigo 234.º da proposta).

Anualmente, os comercializadores, os comercializadores de último recurso retalhistas e o comercializador de último recurso grossista remetam a cada um dos seus clientes, através da factura ou de documentação que a acompanhe, informação actualizada que inclua, entre outros, os montantes pagos, o município e o ano a que respeita, o que se traduziu na introdução de mais um número ao actual artigo 213.º (211.º da proposta).

Não temos comentários particulares à proposta, considerando de particular relevância o princípio de alocação por município das verbas liquidadas a título de taxas de subsolo.

No que respeita aos mecanismos de alocação fazemos referência aos nossos comentários à proposta de revisão do RT.

*21. Se estabeleçam as seguintes alterações às regras de cálculo do valor da caução:*

*Quando não existe histórico de consumo, o valor da caução é calculado com base na estimativa efectuada pelo comercializador de último recurso, tendo em conta as características e condições de funcionamento indicadas pelo cliente.*

*O valor da caução é sujeito a uma actualização logo que se disponha de um histórico de consumo de 12 meses.*

*Neste sentido, foi alterada a redacção do actual artigo 195.º (194.º da proposta).*

A proposta parece adequada e não nos levanta objecções.

*22. Os comercializadores de último recurso devem proceder à alteração do valor da caução prestada perante uma variação (aumento ou redução) dos valores médios de facturação do cliente que se situe acima dos 15% em relação ao valor utilizado no cálculo da caução existente, em resultado da verificação que deverá ocorrer em cada período de 12 meses. Para o efeito, o actual artigo 195.º (194.º da proposta) passou a contemplar os deveres indicados, eliminando-se o actual artigo 196.º.*

Esta obrigatoriedade de alteração do valor da caução pode implicar num agravamento de custos significativos para um cliente que cumpre as suas obrigações, atendendo nomeadamente aos actuais custos bancários de modificação de garantias bancárias, que levam a que uma renegociação das mesmas, mesmo que para valores inferiores, pode acarretar um acréscimo de custos.

Assim proporíamos as seguintes alterações:

*"5. Os comercializadores de último recurso retalhistas e o comercializador de último recurso grossista devem proceder à alteração do valor da caução prestada quando se registre um incremento superior a 15% relativamente aos valores médios de facturação previstos no n.º 1.*

*6. Os Clientes podem solicitar ao comercializador de último recurso retalhista e ao comercializador de últimos recurso grossista a alteração da Caução prestada quando se registre uma diminuição superior a 15% relativamente aos valores médios de facturação previstos no n.º 1.*

*7. (actual nº6 da Proposta)"*

*23. Uma vez que a UAG se destina ao abastecimento de um único consumidor, estas situações sejam identificadas no actual artigo 6.º (9.º da proposta), no qual são identificados os diferentes tipos de consumidores ou clientes de gás natural.*

*24. Considerando-se adequadas as actuais regras relativas ao transporte de GNL por camião cisterna, a sua redacção seja alterada de modo a clarificar que também se aplicam às UAG propriedade de clientes (actual artigo 41.º-A, artigo 34.º da proposta).*

25. *As diversas modalidades de contratação disponíveis às UAG propriedade de clientes, passem a estar consagradas no RRC através da inclusão de um novo n.º 3 do actual artigo 165.º (164.º da proposta).*

26. *As regras sobre medição de gás natural sejam alteradas no sentido de incluir as UAG propriedade de clientes como um ponto de entrega da rede de transporte e a obrigação do operador da rede de transporte instalar contadores à saída da regaseificação da UAG, conforme nova redacção dos actuais artigos 120.º e 122.º (120.º e 122.º da proposta).*

A Galpenergia, por mais de uma vez, já pronunciou sobre o enquadramento regulamentar das UAGs, em especial das privadas, construídas fora da égide das infraestruturas reguladas do SNGN. Nomeadamente, voltamos a considerar que, sendo estas instalações resultado do investimento de privados, estes deverão ter o direito a contratar separadamente o seu fornecimento e transporte rodoviários, sem estarem sujeitos a perequação nacional. Igualmente, consideramos que, exactamente por estas instalações não terem exigido qualquer esforço financeiro por parte do SNGN, os respectivos proprietários nunca deverão ser sujeitos a tarifas de acesso reguladas, nomeadamente a de distribuição, para lá, naturalmente, de alguma utilização do Terminal de Sines.

Neste sentido a proposta de revisão regulamentar que mantém fundamentalmente inalterados estes pontos que reputamos de fundamentais, até para a defesa do mercado livre, não colhe a nossa concordância.

Sem prejuízo do referido, notamos que comentários particulares sobre a operação e logística das UAGs são apresentados em sede da discussão das propostas de alteração do RARII e ROI.

27. *Com o objectivo de dar corpo às obrigações legais referidas, se introduza um novo artigo sobre rotulagem no Capítulo que estabelece as regras de relacionamento comercial com os clientes de gás natural (novo artigo 212.º).*

28. *Se inclua um novo artigo 8.º no RRC, que preveja que as empresas reguladas recorram a mecanismos de auditoria para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis, sujeitas à observância das seguintes regras:*

*As auditorias promovidas pelas empresas reguladas sejam efectuadas por entidades externas independentes de reconhecida competência e idoneidade.*

*O conteúdo das auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias sejam aprovados pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelas empresas reguladas.*

*Os regulamentos indiquem o conjunto de matérias que deverão ser objecto de auditorias a realizar com periodicidade bienal, devendo ser estabelecido um prazo máximo para a realização destas primeiras auditorias periódicas (novo artigo 230.º da proposta).*

*Adicionalmente, até 30 de Março de cada ano, a ERSE possa indicar às empresas reguladas outras auditorias a realizar no ano gás seguinte e as datas para a sua execução.*

*Os relatórios das auditorias sejam enviados à ERSE e disponibilizados nas páginas na Internet das entidades reguladas que as promoveram, sem prejuízo da salvaguarda da informação considerada comercialmente sensível.*

*Trata-se do novo artigo 8.º constante da proposta da ERSE, que se relaciona com outros preceitos em razão da matéria indicada: actual artigo 18.º (21.º da proposta); os novos artigos 38.º, 57.º e 63.º; o actual artigo 158.º (159.º da proposta) e o actual artigo 167.º (166.º da proposta).*

Ainda que se entenda a necessidade sentida pela ERSE de acompanhamento das empresas reguladas, em particular no que se refere à qualidade comercial, parece-nos que a redacção é excessiva

Se as empresas reguladas são auditadas por entidades credíveis e reconhecidas pelo respectivo Regulador, e desde que os critérios sejam definidos e aprovados *ex-ante* com a ERSE, não se compreende que outras verificações e/ou critérios de selecção a ERSE possa querer interferir *ex-post*,

a menos do processo natural de esclarecimento de dúvidas. Entende-se que também da parte do regulador, uma vez aceites os princípios a seguir numa auditoria independente realizada por um auditor de créditos firmados, os resultados da auditoria deverão ser aceites.

Finalmente, nota-se que a serem impostas auditorias adicionais pela ERSE estes custos não apenas terão de ser aceites sem reservas, como não poderão ser considerados na discussão dos custos eficientes, atendendo à prevista alteração do modelo de regulação no sector da distribuição para *price cap*.

*29. Se inclua um novo artigo 226.º ao RRC que estabeleça que a ERSE pode formular recomendações aos operadores de infra-estruturas, ao comercializador de último recurso grossista, aos comercializadores de último recurso retalhistas e aos comercializadores, explicando a orientação pretendida para o cumprimento de determinada disposição legal ou regulamentar ou tendo em vista a implementação de certas práticas. As recomendações não são vinculativas, mas as empresas reguladas ficam obrigadas a enviar à ERSE e a divulgar nas suas páginas na Internet as razões que fundamentam o não acolhimento da recomendação, a demonstração das diligências promovidas para o seu cumprimento ou a identificação de medidas alternativas que considerem adequadas ao cumprimento do recomendado, divulgação que será também feita pela ERSE.*

A proposta merece-nos comentários idênticos aos apresentados na resposta anterior sobre as auditorias. Reconhecendo a competência do regulador, parece-nos que a redacção proposta quase cria um “ónus de prova” sobre as empresas para justificar a não implementação destas medidas as quais, eventualmente, poderão criar até do ponto de vista orçamental e/ou operacional dificuldades não superáveis.

Propomos assim que seja estabelecido que eventuais “recomendações” sejam precedidas de consultas às empresas reguladas, de modo a que a ERSE possa previamente mais adequadamente aquilatar das implicações e eventuais mais-valias efectivamente criadas com a alteração dos procedimentos.

Finalmente, nota-se que a serem implementadas pelas empresas recomendações da ERSE, os eventuais custos adicionais gerados não apenas terão de ser aceites sem reservas, como não poderão ser considerados na discussão dos custos eficientes, atendendo à prevista alteração do modelo de regulação no sector da distribuição para *price cap*.

*30. Os comercializadores de último recurso disponibilizem na sua página na Internet, com detalhe mensal e para cada rede de distribuição os diversos factores necessários para proceder à conversão do gás natural para kWh, bem como a informação relativa ao PCS mensal considerado para efeitos de facturação.*

*A factura mantenha a informação que actualmente é disponibilizada pelos comercializadores, designadamente a explicação da fórmula de cálculo do factor de conversão, bem como o factor de conversão (devidamente calculado) que permita a conversão directa dos m<sup>3</sup> verificáveis pela leitura do contador para kWh.*

*A redacção do actual artigo 213.º (211.º da proposta) foi alterada em conformidade com o proposto.*

Considerando que os efeitos desta alteração se resumem unicamente à prestação de informação adicional, nada temos nada a opor, sem prejuízo de considerarmos que se trata de informação de carácter “profissional” cujo interesse prático para o cliente doméstico é discutível, se não mesmo criador de dúvidas.

Adicionalmente, consideramos que deve ser frisado que a responsabilidade pela determinação e monitorização dos PCS é da REN-Gasodutos, aparecendo aqui as CURRs e ORDs apenas como transmissoras da informação. Neste sentido, propomos que seja publicado um PCS diário, correspondente à média móvel de um mês, para cada GRMS.

*31. Seja constituído um novo Capítulo VI, dedicado à sustentabilidade dos mercados, no âmbito do qual são estabelecidas regras que assegurem a transferência pelo comercializador de último recurso grossista para o operador da rede de transporte dos desvios extraordinários verificados no custo de aquisição de gás natural. Esta transferência traduzir-se-á no pagamento de valores mensais, no prazo de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito os desvios.*

Consideramos aqui reproduzidos os comentários apresentados sobre o ponto idêntico introduzido no RT.

*32. Se simplifique o processo de cálculo dos proveitos permitidos terminando com a separação por funções da Actividade de recepção, Armazenamento*

Consideramos aqui reproduzidos os comentários apresentados sobre o ponto idêntico introduzido no RT.

*33. Em conformidade com o estabelecido no RT, se elimine o actual artigo 26.º do RRC, relativo às funções da Actividade de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural.*

Consideramos aqui reproduzidos os comentários apresentados sobre o ponto idêntico introduzido no RT.

*34. Se crie uma nova Subsecção II, na Secção II do Capítulo VIII – Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, a qual estabelecerá a capacidade utilizada como grandeza a medir ou a determinar na aplicação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte nos pontos de entrada da rede de transporte de gás natural.*

De forma a se poder pronunciar sobre esta eventual nova subsecção, seria necessário ter mais informação sobre o mecanismo de separação da tarifa da rede de transporte de selo postal para entrada/saída.

Caso a Tarifa de Uso da Rede de Transporte nos pontos de entrada da rede de transporte de gás natural não seja directamente repassada para o cliente final (como acontece com a Tarifa de Uso do Terminal de Sines e com a Tarifa de Uso da Armazenagem Subterrânea), deverão ser criados mecanismos que permitam aos vários comercializadores adaptarem-se à evolução da sua carteira de clientes (perda ou ganho de clientes).

No entanto, tendo em conta o processo necessário de uniformização regulatória para a criação do MIBGAS, poderia ser analisado uma convergência para a metodologia utilizada em Espanha.

*35. Se estabeleçam alterações à Secção VI do Capítulo VIII no sentido de consagrar a aplicação de uma metodologia única à determinação da quantidade de energia fornecida pelos diferentes tipos de comercializadores.*

A proposta parece adequada e não nos levanta objecções.

*36. Se inclua o novo artigo 149.º que enquadra este assunto e estabelece que a metodologia a adoptar na aplicação do mecanismo de acerto de consumos deve constar do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.*

A proposta parece adequada e não nos levanta objecções.

*37. Introduza um novo número ao actual artigo 184.º (183.º da proposta), contendo uma obrigação geral para os operadores de infra-estruturas, comercializador de último recurso grossista, comercializadores de último recurso retalhistas e comercializadores em disponibilizar uma página na Internet.*

*Esta obrigação é criada em complemento à obrigação de dispor de uma página na Internet autónoma, inserida na presente proposta de revisão regulamentar a propósito da separação jurídica de actividades.*

Sem prejuízo dos comentários gerais apresentados na resposta à questão 2 sobre a diferenciação da imagem das empresas e identidade corporativa das empresas participadas da Galpenergia, a proposta é aceitável. A informação relativa aos operadores da rede de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializador ficará disponível no portal, em canais perfeitamente distintos e autónomos.

*38. Se altere o RRC no sentido de manter a possibilidade de escolha entre dois ou mais meios de pagamento, que em cada caso concreto não se revelem manifestamente onerosos para o cliente. Esta alteração traduz-se no novo n.º 2 ao actual artigo 214.º (213.º da proposta).*

A proposta é adequada; aliás reproduz a prática já hoje seguida pelas empresas participadas pela Galpenergia.

*39. Se consagre no RRC o dever dos comercializadores e comercializadores de último recurso utilizarem estes novos mecanismos de comunicação, que tenham disponíveis, tendo em vista assegurar a comunicação efectiva com o cliente. É assim proposto um novo n.º 4 para o actual artigo 217.º (216.º da proposta), referente ao pré-aviso de interrupção do fornecimento.*

A proposta pode ser considerada adequada, desde que seja entendido que não pode ser uma obrigação estrita, até no sentido que nem todos os clientes disponibilizaram os seus números de telemóvel e/ou endereços electrónicos, ou sequer demonstraram interesse em ser contactados por estas vias.

A título de informação, podemos confirmar que a Galpenergia está a desenvolvimento novas funcionalidades a este nível, mas a sua aplicação passará sempre pelo acordo caso-a-caso por parte do cliente.

## OUTRAS QUESTÕES PROPOSTAS:

### Cap. 5

Artigo 73º - Pagamento das Compensações pela Uniformidade Tarifária

O texto actual penaliza excessivamente as empresas “Pagadoras”, dado que o nº2 deste artigo impõe um prazo de pagamento que é inferior ao efectivo prazo de recebimento médio (mesmo não considerando os valores em mora). Propõe-se assim a seguinte redacção no nº2:

*“2 - O prazo de pagamento dos valores mensais respeitantes às compensações pela uniformidade tarifária é de 60 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito. “*

### Cap. 7

Artigo 126º - Capacidade utilizada

O previsto no número 3 penaliza as empresas que funcionem menos de 12 horas por dia (p.e. as empresas que só funcionam um turno por dia - 8 horas/dia) e as empresas que têm equipamentos de redundância para o caso de avaria ou de manutenção dos equipamentos principais.

Em termos técnicos, o que limita a capacidade das redes é o caudal máximo que um determinado ponto de entrega pode atingir e não a soma da potência dos equipamentos instalados nesse mesmo ponto de entrega.

Por este motivo, propomos a eliminação do número 3 do artigo 126º ou, como alternativa, seja considerada em termos de RARII a contratação de uma capacidade máxima horária por ponto de entrega não doméstico, e que eventualmente seja acrescentado uma penalização caso o Cliente não respeite esta capacidade sem prévio consentimento do ORD.

Ainda neste artigo consideramos que deve ser clarificado que o termo de capacidade é calculado ao dia, de forma a contemplar as mudanças de clientes entre comercializadores e a entrada ou saída de clientes no decorrer do mês.

### Cap.8

Artºs 129º e 133º - Capacidades utilizadas

Atendendo à próxima conclusão da liberalização do mercado, deveriam ser incluídas disposições que permitissem ao comercializador reduzir a sua capacidade programada em função da perda de clientes, especialmente se de dimensão significativa, evitando-se penalizações desnecessárias sobre um período de 12 meses, quando no limite a capacidade efectivamente utilizada “vai com o cliente”

### Cap 9

Artigo 203.º - Alteração da capacidade utilizada

No actual regulamento a única possibilidade de rever a capacidade utilizada é a realização investimentos com vista à utilização mais racional do gás natural.

A conjuntura de recessão económica, em que diversas empresas se encontram, estão a reduzir os seus consumos de gás natural devido a uma quebra significativa da sua produção, o sistema actual não permite a estas empresas adaptar a sua estrutura de custos às suas efectivas necessidades. Em determinados casos de redução drástica do perfil de consumos, a capacidade com base no máximo dos últimos 12 meses poderá tornar o gás natural pouco competitivo face a outros combustíveis alternativos.

Propomos que a possibilidade de rever a capacidade utilizada seja alargada a variações significativas de carácter permanente devido a alterações do perfil de consumos. Nesta opção, seria mantida a previsão de que esta redução teria que ser aplicada pelo menos durante um período de 12 meses.

O nº1 do artigo 203º passaria a ter a seguinte redacção “1 - Sem prejuízo do disposto no Artigo 126.º, nos casos em que nas instalações dos clientes com registo de medição diário se tenha verificado uma alteração significativa do perfil de consumos da instalação em causa, da qual tenha resultado uma redução de capacidade utilizada com carácter permanente, o pedido de redução da capacidade utilizada deve ser satisfeito no mês seguinte.”.

Ainda neste artigo, deveria ser contemplada a isenção total ou parcial do termo de capacidade nas situações de arranque ou situações de manutenção dos clientes de AP, conforme já contemplado no RARII, de modo a evitar que os clientes sejam prejudicados por situações de facto excepcionais, sem prejuízo da necessária coordenação com os operadores para evitar situações de constrangimentos operacionais a terceiros.

Como alternativa, tendo em conta o processo necessário de uniformização regulatória para o MIBGAS, poderia ser analisado uma convergência para a metodologia utilizada em Espanha (RD 949/2001 de 3 de Agosto).

## REVISÃO RARII / ROI

### Comentários gerais

Dada a existência de vários pontos de convergência e a similitude das temáticas de que são objecto o Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações do Sector do Gás Natural (RARII) e o Regulamento de Operação das Infra-estruturas do Sector do Gás Natural (ROI), entendeu-se criar um único documento que agregue os comentários das empresas do grupo Galp Energia sobre as propostas de revisão dos regulamentos supracitados.

Da leitura da proposta suscitou propõe-se que, à imagem do definido no Regulamento Tarifário, o **reporte da informação** de programações e atribuições seja efectuado exclusivamente **com base no ano civil**, abandonando-se o reporte em ano gás, de forma a dotar o processo de prestação de informação de uma maior simplicidade.

A mesma alteração é solicitada para a prestação de informação operacional e financeira dos **relatórios de investimentos** das empresas reguladas, com vista a uniformizar o envio de informação numa única base: o ano civil. De notar ainda, que nesse sentido será necessário alterar a data de envio dos relatórios de investimentos para uma data posterior ao encerramento das contas estatutárias (em ano civil). Propõe-se, por isso, o envio dos relatórios de investimento conjuntamente com o envio das contas estatutárias, isto é, a 30 de Junho.

Finalmente, em complemento aos pontos particulares listados no ficheiro anexo, em que é seguida a numeração dos Documentos Justificativos para facilitar a análise dos pontos que nos mereceram comentários, bem como são propostas algumas sugestões não consideradas na proposta de revisão, notaríamos os seguintes pontos fundamentais:

#### 1. Competências do Gestor Técnico Global

Consideramos que as alterações regulamentares deveriam ter apontado para a acrescida independência do GT, tornada cada vez mais premente pela conclusão da liberalização do mercado e previsível entrada de novos comercializadores. Constatamos, no entanto que a ERSE se focou no reforço da separação dos comercializadores e operadores de rede, sem aprofundar este tema. Neste sentido, reproduzimos aqui os comentários apresentados em sede de RRC, que consideramos serem também de toda a propriedade no caso destes regulamentos:

*A Galpenergia concorda com o princípio de independência defendido pela ERSE relativamente aos vários intervenientes no SNGN, em particular no que respeita aos regulados. Neste sentido, parece-nos que a proposta de revisão deveria ter ido claramente mais longe no que respeita à independência de um dos actores principais do SNGN que é o GTG.*

*Este é um ponto que consideramos essencial pois, com a próxima conclusão da liberalização do mercado e entrada de novos fornecedores e comercializadores, uma independência acrescida do GTG será um garante adicional da gestão não discriminatória e otimizada das infra-estruturas fundamentais do SNGN, em particular da RNTIAT. A situação presente, aliás de algum modo corroborada pela ERSE quando, repetidamente, nos seus textos se refere à “REN Gasodutos na sua*

*função de GTG”, coloca na prática o GTG numa dependência funcional do ORT, o que nos parece inadequado. Aliás, a proposta de alteração do tarifário da rede de transporte para um sistema “entry-exit”, com a provável diferenciação de tarifário nas entradas, mais premente torna esta clarificação.*

*Parece-nos que, até em linha com a recente 3ª Directiva, se deveriam dar passos claros na separação de funções, sinalizando a desejável e reforçada independência do GTG. Neste sentido, a exemplo do que a actual revisão regulamentar previu para os sectores da distribuição e comercialização de último recurso, consideramos que a ERSE deveria prever a realização de auditorias periódicas relativas à acção do GTG, enquanto garante da independência e não discriminação do acesso às infra-estruturas.*

## 2. Localização das reservas

Consideramos a proposta de revisão do RARII neste ponto como particularmente negativa, nomeadamente no que concerne à questão das reservas de segurança. Parece-nos que o texto proposto não atende ao facto de a constituição e mobilização das reservas de segurança ultrapassar a simples aplicação dos regulamentos, sendo da competência do ministro competente da área da energia e da responsabilidade última dos comercializadores. Ao quase limitar a questão da sua gestão a um detalhe da localização física, consideramos que o proposto é contraditório com o próprio Decreto-Lei 140/2006.

Por outro lado, mesmo a localização física cria questões em termos de tarifário aplicável, não sendo indiferente se as reservas são constituídas no Terminal de GNL ou no Armazenamento Subterrâneo. Seria um sério atropelo à estabilidade e previsibilidade regulatórias se os comercializadores se vissem confrontados com decisões do GTG de “relocalização” das respectivas existências com penalização tarifária.

Neste sentido a Galpenergia recomenda uma profunda alteração ao texto proposto, de modo a atender-se ao acima discutido.

## 3. Informação para efeitos de acesso às infra-estruturas

Propõe-se a alteração de texto das novas alíneas do artigo 16.º d), e f), de tal modo que a informação a disponibilizar se refira, apenas, aos pontos constantes do artigo 17.º, porque se verifica não ser útil a disponibilização da informação de capacidade nas redes de distribuição, já que sempre que um cliente se pretende ligar algum cliente, com consumos relevantes, a uma dada rede, este (ou a comercializadora por si) identifica junto da ORD qual a possibilidade deste abastecimento ser realizado, caso a caso. Por outro lado, esta informação apenas tem significado caso a caso, já que a determinação de capacidades em redes de distribuição varia em função da localização dos consumos futuros.

## 4. Reconhecimento de valores de investimento para efeitos de incorporação nos proveitos permitidos

Actualmente, encontra-se perfeitamente definido na legislação portuguesa, pelo Decreto-Lei 18/2008 e do Código da Contratação Pública que lhe é anexo, o enquadramento da Contratação Pública, em particular aplicável ao sector da Energia. Assim, propõe-se que sejam reconhecidas automaticamente todas as despesas que sejam realizadas no estrito cumprimento da legislação portuguesa, sem distinção de procedimento adoptado.

## Comentários à Proposta de Revisão do RARII - Documento Justificativo

1. *A introdução duas novas alíneas no artigo 16.º, em que são adicionadas disposições relativas à obrigação de publicação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, definido nos termos do ROI, e à obrigação de publicação das regras aplicáveis no mercado secundário de capacidade, a detalhar nos termos dos Mecanismos de Resolução de Congestionamentos nas Infra-estruturas, conforme estabelecido no actual artigo 41.º (novo 43.º da proposta).*

Consideramos a proposta adequada.

2. *A eliminação da alínea c) do n.º 1 do actual artigo 38.º (novo 40.º da proposta) que estabelece que os pontos de extracção e de injeccção nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural façam parte do Mecanismo de Atribuição de Capacidade na RNTGN.*

Consideramos a proposta adequada.

3. *A introdução dos pontos de extracção e de injeccção nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural no n.º 2 do actual artigo 40.º (novo 42.º da proposta), relativo ao Mecanismo de Atribuição da Capacidade de Armazenamento Subterrâneo de gás natural.*

Consideramos a proposta adequada.

4. *A eliminação da alínea d) do n.º 2 do artigo 17.º, relativo aos pontos relevantes da RPGN.*

*Artigo 17.º*

*Pontos relevantes da RPGN*

*2 - A lista dos pontos relevantes da RPGN deve incluir pelo menos:*

*(...)*

Propõe-se que seja criada uma alínea extra:

f) Identificação da localização dos pontos de ligação entre redes de diferentes operadores de rede de distribuição local.

5. *A modificação do artigo 31.º, passando a considerar, para efeitos de divulgação de informação, todos os pontos relevantes do SNGN e não apenas os pontos para os quais a capacidade disponível para fins comerciais seja inferior a 50% da capacidade técnica máxima.*

Consideramos a proposta adequada.

6. A alteração do n.º 7 e do n.º 8 do artigo 28.º modificando o prazo limite para o envio de relatórios de execução e projectos de investimento por parte dos operadores das infra-estruturas à ERSE, passando a ser até ao dia 30 de Novembro.

Consideramos a proposta adequada.

7. A alteração do artigo 33.º de forma a introduzir o conceito de direitos de utilização de capacidade e de Mercado Secundário.

Consideramos a proposta adequada.

8. A introdução de um novo artigo 34.º relativo à definição do Mercado Secundário e atribuição da responsabilidade por este mercado ao operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

*Artigo 34.º*

*Mercado Secundário*

*3 - O operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, é responsável pela Gestão do Mercado Secundário de direitos de utilização da capacidade.*

O mercado secundário de transacção ou venda de direitos de capacidade adquiridos, traduz operações entre agentes de mercado. Entende-se que o GTG tenha a necessidade de ser conhecedor de cada uma das operações e deve definir regras de comunicação e operacionalização de cada uma das operações. Assim, entendemos que a função do GTG é uma função de operacionalização e não de gestão. Propõe-se a seguinte alteração:

3 - O operador da rede de transporte, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, é responsável pela operacionalização Gestão do Mercado Secundário de direitos de utilização da capacidade.

9. A alteração do actual artigo 41.º (novo 43.º da proposta), de forma a prever mecanismos de resolução de congestionamentos independentes para cada infra-estrutura bem como a implementação de uma plataforma para a realização do mercado secundário.

Consideramos a proposta adequada.

10. A introdução de um novo artigo 35.º tendo por objectivo enquadrar as reservas de segurança nos processos de atribuição de capacidade para fins comerciais nas diferentes infra-estruturas, sendo atribuída ao Gestor Técnico Global do SNGN a responsabilidade da distribuição das reservas de segurança pelas diferentes infra-estruturas do SNGN tendo em conta o interesse global do sistema, a garantia do abastecimento, a promoção da concorrência e o acesso dos agentes de mercado às diferentes infra-estruturas.

*Artigo 35.º*

*Atribuição de capacidade para reservas de segurança*

*2 - O processo de atribuição de capacidade para reservas de segurança ocorre no mesmo horizonte temporal do processo de programação anual da capacidade para fins comerciais, cabendo à entidade concessionária da RNTGN, na sua actividade de Gestão Técnica Global do SNGN, a responsabilidade de proceder à definição de critérios para a sua distribuição pelas diferentes infra-estruturas do SNGN tendo em conta o interesse global do sistema, a garantia do abastecimento, a promoção da concorrência e o acesso dos agentes de mercado às referidas infra-estruturas.*

Consideramos a proposta inadequada, como explicado nos comentários iniciais. Aliás, nos termos da própria regulamentação, a programação anual das reservas deve ser firme, não se compreendendo que o GTG possa alterar as “regras do jogo” sem sequer uma consulta aos agentes de mercado, sobre quem recai a incumbência última da constituição das reservas de segurança. Por outro lado, a possibilidade do GTG alterar a localização física das reservas poderia levar a uma variação importante dos custos associados que os comercializadores não poderiam controlar. Propõe-se a eliminação desta alínea.

*3 - A programação prevista no número anterior pode ser alterada pelo Gestor Técnico Global do SNGN, ouvida a ERSE, tendo em conta o regime aplicável à constituição de reservas de segurança e as eventuais decisões administrativas tomadas ao seu abrigo.*

Pelos motivos apresentados no ponto anterior propõe-se a eliminação desta alínea.

11. A eliminação da alínea a) do n.º 1 do artigo 25.º do RARII, relativo ao ajustamento para perdas e autoconsumos nas UAG.

*Artigo 25.º*

*Quantidades ajustadas para perdas e autoconsumos nas UAG*

*1 - A quantidade de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das UAG para garantir a quantidade de gás natural entregue à instalação do cliente deve ser ajustada em função do ponto de saída do gás natural e dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, de acordo com a seguinte expressão:*

~~*a) Cliente ligado à rede em MP:  $EE\ UAG = EC_{CF} \times (1 + \gamma_{UAG}) \times (1 + \gamma_{RMP})$*~~   
*Cliente ligado à rede em BP:  $EE\ UAG = EC_{CF} \times (1 + \gamma_{UAG}) \times (1 + \gamma_{RMP}) \times (1 + \gamma_{RBP})$ .*

*2 - Para efeitos do número anterior, cada operador da rede de distribuição aplica os factores de ajustamento válidos para a sua rede de distribuição.*

Propõem-se as seguintes alterações:

1 - A quantidade de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à entrada das UAG para garantir a quantidade de gás natural entregue à instalação do cliente deve ser ajustada em função do ponto de saída do gás natural e dos factores de ajustamento para perdas e autoconsumos, de acordo com a seguinte expressão:

*a) Cliente ligado à rede em BP:  $EE\ UAG = EC_{CF} \times (1 + \gamma_{UAG}) \times (1 + \gamma_{RBP})$ .*

2 - Para efeitos do número anterior, cada operador da rede de distribuição aplica os factores de ajustamento válidos para a sua rede de distribuição.

12. *A eliminação da alínea d) do n.º1 do actual artigo 39.º (novo 40.º da proposta) relativo ao mecanismo de atribuição da capacidade da RNTGN.*

Consideramos a proposta adequada.

## **Propostas da Galpenergia para Revisão do RARII**

### *Artigo 3.º*

#### *Siglas e definições*

a) *Ano gás – período compreendido entre as 00:00h de 1 de Julho e as 24:00h de 30 de Junho do ano seguinte.*

Propõe-se que o ano gás seja compreendido entre as 00:00h de 1 de Janeiro e as 24:00h de 31 de Dezembro, em linha com a alteração proposta para o ano de reporte financeiro. Assim evita-se que as empresas estejam duas vezes no ano a estimar quantidades de consumo, providenciando ao GTG estimativas de quantidades optimizadas, como é exemplo o plano de navios para o TGNL em que actualmente unicamente são fornecidos 3 meses firmes, em virtude do plano de navios ser efectuado de Outubro a Setembro de cada ano.

### *Artigo 8.º*

#### *Condições a integrar nos contratos de uso das infra-estruturas*

3 - *Os contratos de uso das infra-estruturas aplicáveis aos comercializadores, ao comercializador de último recurso grossista e aos comercializadores de último recurso retalhistas devem ainda integrar, nomeadamente, as seguintes condições:*

a) (...)

b) (...)

Propõe-se que seja criada uma alínea extra:

c) indicação das pressões mínimas e máximas garantidas, em operação normal, pelo Operador da rede de transporte, nos pontos de saída da RNTGN.

*Artigo 16.º*

*Informação para efeitos do acesso às infra-estruturas*

Propõe-se a alteração de texto da nova alínea d), e f), porque verifica-se não ser útil a disponibilização da informação de capacidade nas redes de distribuição, já que sempre que um cliente se pretende ligar, com consumos relevantes, a uma dada rede, este identifica junto da ORD qual a possibilidade deste abastecimento ser realizado, caso a caso. Por outro lado, esta informação apenas tem significado caso a caso, já que a determinação de capacidades em redes de distribuição varia em função da localização dos consumos futuros.

*2 - Da informação para efeitos do acesso a divulgar pelos operadores das infra-estruturas deve constar, nomeadamente:*

(...)

*d) Valores máximos e mínimos da utilização mensal da capacidade, nos últimos três anos."*

Propõe-se a seguinte alteração:

*d) Valores máximos e mínimos da utilização mensal da capacidade em todos os pontos relevantes da RPGN, definidos no Artigo 17.º, nos últimos três anos gás.*

(...)

*f) Os valores da capacidade técnica, da capacidade máxima efectiva considerando as restrições técnicas, da capacidade disponível para fins comerciais e da capacidade efectivamente utilizada.*

Propõe-se a seguinte alteração:

*f) Os valores da capacidade técnica, da capacidade máxima efectiva considerando as restrições técnicas, da capacidade disponível para fins comerciais e da capacidade efectivamente utilizada, em todos os pontos relevantes da RPGN, definidos no Artigo 17.º.*

Propõe-se que seja criada uma alínea extra:

*o) disponibilização atempada de Planos de Manutenção e Indisponibilidades de cada uma das infra-estruturas da RNTIAT, com identificação clara do dia, hora, duração e equipamento indisponível.*

*7 - A informação para efeitos do acesso às infra-estruturas deve ser divulgada anualmente, através da publicação de documentos específicos, por parte do respectivo operador das infra-estruturas, contendo informação reportada ao final do ano gás anterior, respeitantes a:*

*a) Terminais de GNL.*

*b) Instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural.*

- c) RNTGN, incluindo as ligações com as restantes infra-estruturas e as interligações com o sistema de gás natural com o qual a RNTGN está interligada.
- d) RNDGN, incluindo as UAG e as ligações com as redes de distribuição em BP.

Propõe-se a alteração de texto da alínea d), com base na justificação de alteração das alíneas d) e f) do ponto 2.

Nova proposta de alínea d):

d) RNDGN, ~~incluindo as UAG e as ligações com as redes de distribuição em BP~~ para as ligações entre as UAG e as respectivas redes de distribuição local.

### Artigo 27.º

1 - Os investimentos nas infra-estruturas devem ser realizados de acordo com os procedimentos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto, alterado pelo Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro, que procede à transposição para a ordem jurídica interna da Directiva 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de Junho, relativa à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações, com as alterações que lhe foram introduzidas pela Directiva 98/4/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Fevereiro.

Este artigo deve ser alterado, atendendo à publicação da nova legislação relativa à Contratação Pública: Decreto-Lei nº18/2008 de 29 de Janeiro.

3 - Para efeitos do número anterior, os investimentos nas infra-estruturas devem ser realizados de acordo com as regras comunitárias de contratação pública:

a) Os investimentos realizados na sequência de concurso público, são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.

b) Os investimentos realizados na sequência de concurso com recurso à prévia qualificação de fornecedores são igualmente aceites para efeitos de repercussão nas tarifas, ficando condicionados a análise da ERSE.

A Galpenergia entende que pela natureza das empresas concessionárias e licenciadas de distribuição, a aplicação das regras nacionais de Contratação Pública, nomeadamente o Decreto-Lei nº 18/2008, deve ser mandatária e auditável. Nota-se contudo, que este Código da Contratação Pública prevê não apenas “concursos públicos”, mas também outros procedimentos concursais, dependendo do sector, âmbito dos trabalhos, valor estimado, etc.

Deverão assim ser considerados para efeitos do cálculo da retribuição dos operadores todos os investimentos que tenham cumprido com a legislação em vigor acima referida. A alternativa que a ERSE sugere, que envolveria uma aprovação por parte do regulador caso não se adoptasse o concurso público, criaria dificuldades significativas na operação das empresas:

- Se realizada ex-ante existiria pressão para a aprovação de modo a garantirem-se os calendários de realização de investimentos, recordando-se o número significativos de concursos realizados todos os anos pelas distribuidoras;

- Se realizada ex-post colocaria as empresas numa situação insustentável de incerteza regulatória, no sentido que os investimentos realizados poderiam ser finalmente não considerados para efeito de activo remunerado.

Em caso de adopção de outros procedimentos de contratação não cobertos pelo Código referido, naturalmente que os mesmos deverão ser sujeitos a aprovação por parte da ERSE para efeitos de incorporação nas tarifas, sugerindo-se a verificação ex-ante.

#### *Artigo 32.º*

##### *Fases de relacionamento no acesso às infra-estruturas*

*d) Fase posterior ao dia gás em que se realizam os processos de repartição dos volumes de gás natural processados por cada agente de mercado nas diversas infra-estruturas e de apuramento de balanço das existências de cada agente de mercado, referidos no Regulamento de Relações Comerciais. Nesta fase desenvolve-se ainda o processo de apuramento e resolução de desequilíbrios nas referidas existências.*

##### *Correcção de texto*

*d) Fase posterior ao dia gás em que se realizam os processos de repartição ~~dos volumes~~ das quantidades de gás natural processados por cada agente de mercado nas diversas infra-estruturas e de apuramento de balanço das existências de cada agente de mercado, referidos no Regulamento de Relações Comerciais. Nesta fase desenvolve-se ainda o processo de apuramento e resolução de desequilíbrios nas referidas existências.*

#### *Artigo 38.º*

##### *Programações nos pontos de entrada e de saída da RNTGN*

*b) Programação mensal, com horizonte de três meses e detalhe semanal.*

Com base no ocorrido no primeiro período regulatório, atribuição de capacidade unicamente para o 1º mês da programação mensal, propõe-se a seguinte alteração:

*b) Programação mensal, com horizonte mensal e detalhe semanal.*

*4 - Os operadores dos armazenamentos subterrâneos de gás natural, os operadores dos terminais de GNL e os operadores das redes de distribuição planeiam a utilização das capacidades disponíveis na interface da sua infra-estrutura com a RNTGN, de acordo com as programações enviadas pelos agentes de mercado e com o mecanismo de atribuição de capacidade na RNTGN referido no Artigo 40.º, informando o operador da rede de transporte sobre as quantidades agregadas nas respectivas interfaces.*

Com base no ocorrido no primeiro período regulatório, em que as programações/nomeações não foram remetidas pelos agentes de mercado aos operadores das redes de distribuição, ainda que com o acordo dos referidos operadores. Este acordo foi efectuado, devido aos operadores de rede de distribuição local só conseguirem avaliar as viabilidades das programações/nomeações na situação em que, em

simultâneo, existissem programações/nomeações para os clientes finais das redes de distribuição, o que não ocorre. Posteriormente, após a atribuição de capacidades, o GTG comunica aos referidos operadores as capacidades atribuídas por cada agente em cada ponto de interface RNTGN/RNDGN. Assim, propõe-se a seguinte alteração:

4 - Os operadores dos armazenamentos subterrâneos de gás natural, os operadores dos terminais de GNL e ~~os operadores das redes de distribuição~~ planeiam a utilização das capacidades disponíveis na interface da sua infra-estrutura com a RNTGN, de acordo com as programações enviadas pelos agentes de mercado e com o mecanismo de atribuição de capacidade na RNTGN referido no Artigo 40.º, informando o operador da rede de transporte sobre as quantidades agregadas nas respectivas interfaces.

*Artigo 39.º*

*Nomeações nos pontos de entrada e de saída da RNTGN*

*4 - Os operadores dos armazenamentos subterrâneos de gás natural, os operadores dos terminais de GNL e os operadores das redes de distribuição planeiam a utilização das capacidades disponíveis na interface da sua infra-estrutura com a RNTGN, de acordo com as nomeações enviadas pelos agentes de mercado e com o mecanismo de atribuição de capacidade na RNTGN referido no Artigo 40.º, informando o operador da rede de transporte sobre as quantidades agregadas nas respectivas interfaces.*

Com base no ocorrido no primeiro período regulatório, em que as programações/nomeações não foram remetidas pelos agentes de mercado aos operadores das redes de distribuição, com o acordo dos referidos operadores. Este acordo foi efectuado, devido aos operadores de rede de distribuição local, só conseguirem avaliar as viabilidades programações/nomeações na situação em que, em simultâneo, existissem programações/nomeações para os clientes finais das redes de distribuição, o que não ocorre. Posteriormente, após a atribuição de capacidades, o GTG comunica aos referidos operadores as capacidades atribuídas por cada agente em cada ponto de interface RNTGN/RNDGN. Assim, propõe-se a seguinte alteração:

4 - Os operadores dos armazenamentos subterrâneos de gás natural, os operadores dos terminais de GNL e ~~os operadores das redes de distribuição~~ planeiam a utilização das capacidades disponíveis na interface da sua infra-estrutura com a RNTGN, de acordo com as nomeações enviadas pelos agentes de mercado e com o mecanismo de atribuição de capacidade na RNTGN referido no Artigo 40.º, informando o operador da rede de transporte sobre as quantidades agregadas nas respectivas interfaces.

## Comentários à Proposta de Revisão do ROI - Documento Justificativo

1. *A Alteração da Secção I do Capítulo I de forma a enquadrar as atribuições da Actividade de Gestão Técnica Global do SNGN e retirar as referências à individualização das funções desta actividade (artigos 5.º, 6.º e 7.º). Por outro lado, passa a estar prevista a aprovação do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (artigo 8.º).*

Consideramos a proposta adequada.

2. *A Introdução de um novo capítulo (IV) relativo às repartições, balanços e desequilíbrios, que passa a ser uma atribuição do Gestor Técnico Global do SNGN. Este capítulo inclui 3 artigos provenientes do RRC actualmente em vigor, o novo Artigo 24.º Repartições, o novo Artigo 25.º Balanços e o novo Artigo 26.º Desequilíbrios.*

### *Artigo 24.º*

#### *Repartições*

*1 - As repartições são realizadas pelos operadores das infra-estruturas respectivas, procedendo, em coordenação com o Gestor Técnico Global do SNGN, à atribuição dos volumes de gás aí processados aos respectivos agentes de mercado.*

Propõe-se a seguinte alteração à redacção:

1 - As repartições são realizadas pelos operadores das infra-estruturas respectivas, procedendo, em coordenação com o Gestor Técnico Global do SNGN, à atribuição ~~dos~~ ~~volumes~~ das quantidades de gás aí processadas aos respectivos agentes de mercado.

### *Artigo 25.º*

#### *Balanços*

*1 - Com base nas repartições, os operadores das infra-estruturas em coordenação com o Gestor Técnico Global do SNGN realizam balanços diários de cada agente de mercado nas respectivas infra-estruturas.*

Propõe-se a seguinte alteração à redacção:

1 - Com base nas repartições, os operadores das infra-estruturas da RNTIAT em coordenação com o Gestor Técnico Global do SNGN realizam balanços diários de cada agente de mercado nas respectivas infra-estruturas.

### *Artigo 26.º*

#### *Desequilíbrios*

Propõe-se a inserção das seguintes novas alíneas:

4- A - Nas situações em a proveniência dos repartos disponibilizados aos agentes de mercado, seja alterada, e com isso o agente de mercado entre em desequilíbrio individual, será suspensa a aplicação de penalidades. As situações em apreço são as seguintes:

- repartição de quantidades provisional pelo GTG, em virtude da ausência de envio da informação relativa a repartições de GN pelos ORD

- reinício do envio da informação relativa a repartições de GN pelos ORD

4- B - Nos casos em que os Balanços não sejam disponibilizados aos agentes de mercado diariamente existe uma suspensão da contabilização das penalidades nesse período,

devido os operadores das infra-estruturas solucionar o problema no menor tempo possível.

4- C - Após a disponibilização dos balanços mensais definidos, os agentes de mercado em desequilíbrio individual devem repor as suas existências dentro dos seus limites no prazo máximo de 5 dias, após o qual, deixa de existir a suspensão da contabilização das penalidades.

3. *A eliminação do actual artigo 22.º, cujo conteúdo é objecto das alterações agora propostas.*

Consideramos a proposta adequada.

4. *A introdução de um novo capítulo (V), relativo à gestão integrada e operação das redes de distribuição local, incluindo dois artigos relativos aos princípios que devem ser desenvolvidos no Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local, o novo artigo 27.º e o novo artigo 28.*

#### *Capítulo V*

##### *Gestão integrada e operação das redes de distribuição local*

Para assegurar a segurança de abastecimento, toda a operação e logística das UAGs, aqui entendidas como o conjunto das actividades de transporte rodoviário, recepção e descarga de camiões, armazenamento de GNL e emissão de GN, será alvo de participação dos agentes de mercado, GTG e ORDs. Propõe-se uma nova redacção para os artigos 27º e 28º, alterando-se o nome do manual, tornando-o abrangente a todas as actividades acima referidas.

A operação da rede de distribuição local propriamente dita será em tudo igual à das ORDs ligadas por GRMS, não se tornando necessário incorporar disposições relativas a estas no procedimento e manual agora propostos.

#### *Artigo 27.º*

##### *Gestão integrada e operação das redes de distribuição local*

*A gestão integrada e operação das redes de distribuição local estabelece os procedimentos específicos relativos a:*

- a) Atribuição de capacidade para a descarga de GNL nas UAG.*
- b) Atribuição de capacidade de armazenamento de GNL nas UAG.*
- c) Operação das redes de distribuição local.*
- d) Balanços e repartições nas redes de distribuição local.*
- e) Gestão optimizada das UAG.*

#### Capítulo V

##### Operação e Logística integrada do Abastecimento de UAG

#### Artigo 27.º

##### Operação e Logística integrada do Abastecimento de UAG

A operação e logística das UAG estabelece os procedimentos específicos relativos a:

- a) Atribuição de capacidade para a descarga de GNL nas UAG.

b) Atribuição de capacidade de armazenamento de GNL nas UAG.

c) Operação das UAG.

d) Balanços e repartições nas UAG

e) Gestão otimizada das UAG.

*Artigo 28.º*

*Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local*  
*1 - O Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local deve cumprir os princípios estabelecidos no Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações e deve conter procedimentos de comunicação entre os operadores dos terminais de GNL, o Gestor Técnico Global do SNGN e os operadores das redes de distribuição local, bem como os procedimentos a desenvolver pelos agentes de mercado para informar os referidos operadores da utilização pretendida para os camiões-cisterna e para as redes de distribuição local.*

*2 - A proposta de Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local deve prever a implementação de planos de descarga integrados para as UAG do SNGN, de forma a, salvaguardar a segurança de abastecimentos das referidas infra-estruturas.*

*3 - A proposta de Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local deve ser elaborada em conjunto pelos operadores das redes de distribuição e pelo Gestor Técnico Global do SNGN.*

*(...)*

*5 - O Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local, depois de aprovado pela ERSE, ouvindo previamente as entidades a quem este se aplica, deve ser publicado e disponibilizado pelos operadores das infra-estruturas, a todos os interessados, nas respectivas páginas de Internet.*

*6 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta conjunta das entidades referidas anteriormente, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local, ouvindo previamente as entidades a quem este se aplica.*

Artigo 28.º

Manual de Procedimentos da Operação e Logística integrada do Abastecimento de UAG (alteração proposta de acordo com o artigo 27.º)

1 - O Manual de Procedimentos da ~~Operação e Logística Integrada do Abastecimento de UAG~~ ~~Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local~~ deve cumprir os princípios estabelecidos no Regulamento de Acesso às Redes, às Infra-estruturas e às Interligações e deve conter procedimentos de comunicação entre os operadores dos terminais de GNL, o Gestor Técnico Global do SNGN, os operadores das redes de distribuição local e os agentes de mercado, bem como os procedimentos a desenvolver pelos agentes de mercado para informar os referidos operadores da utilização pretendida para os camiões-cisterna e para as redes de distribuição local.

2 - A proposta de Manual de Procedimentos da ~~Operação e Logística Integrada do Abastecimento de UAG~~ ~~Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local~~ deve prever a implementação de planos de descarga integrados para as UAG do SNGN, de forma a, salvaguardar a segurança de abastecimentos das referidas infra-estruturas.

3 - A proposta de Manual de Procedimentos ~~Operação e Logística Integrada do Abastecimento de UAG~~ ~~Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local~~ deve ser elaborada em conjunto pelos operadores das redes de distribuição e pelo Gestor Técnico Global do SNGN.

6 - O Manual de Procedimentos da Operação e Logística Integrada do Abastecimento de UAG ~~Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local~~, depois de aprovado pela ERSE, ouvindo previamente as entidades a quem este se aplica, deve ser publicado e disponibilizado pelos operadores das infra-estruturas e o Gestor Técnico Global do SNGN, a todos os interessados, nas respectivas páginas de Internet.

7 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta conjunta das entidades referidas anteriormente, pode proceder à alteração do Manual de Procedimentos da Operação e Logística Integrada do Abastecimento de UAG ~~Gestão Integrada e Operação das Redes de Distribuição Local~~, ouvindo previamente as entidades a quem este se aplica

## Propostas da Galpenergia para Revisão do ROI

### *Artigo 3.º*

#### *Siglas e definições*

*c) Armazenamento subterrâneo de gás natural – conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após recepção do gás na interface com a RNTG, permite armazenar o gás natural na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injectá-lo na RNTG através da mesma interface de transferência de custódia.*

#### Correcção de texto

c) Armazenamento subterrâneo de gás natural – conjunto de cavidades, equipamentos e redes que, após recepção do gás na interface com a RNTGN, permite armazenar o gás natural na forma gasosa em cavidades subterrâneas, ou reservatórios especialmente construídos para o efeito e, posteriormente, voltar a injectá-lo na RNTGN através da mesma interface de transferência de custódia.

### *Artigo 8.º*

#### *Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN*

*o) Regras relativas à gestão do Mercado Secundário de direitos de utilização da capacidade.*

De acordo com comentário efectuado no RARII, propõe-se a seguinte alteração:

*o) Regras relativas à operacionalização do Mercado Secundário de direitos de utilização da capacidade.*

### *Artigo 17.º*

#### *Reposição de fornecimento de gás natural*

*1 - O Gestor Técnico Global do SNGN deve estabelecer planos específicos que integrem medidas concretas de actuação, com o objectivo de minimizar as consequências para os utilizadores do SNGN após a ocorrência de uma interrupção de fornecimento de gás natural.*

*2 - Os planos de reposição de fornecimento de gás natural devem ser estabelecidos em coordenação com os operadores das infra-estruturas a montante e a jusante da RNTGN e*

*com os agentes de mercado, integrando o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN Manual de Procedimentos de Operação do Sistema.*

Consideramos estes planos importantíssimos, para em caso de ocorrência grave, no menor curto espaço de tempo ser reposta a normalidade na recepção, transporte e distribuição de GN. Embora o ROI contemple a elaboração conjunta dos referidos planos, nenhuma empresa do grupo Galp até agora foi contactada, para em conjunto com a REN elaborar os referidos planos. Desconhece-se a existência ou não destes planos, que reforçamos, consideramos muito importantes.

---//---

*Relativamente à aplicação do mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios, definido no n.º 3 do novo artigo 25.º, Desequilíbrios, da proposta de ROI, a ERSE entende a necessidade de analisar a possibilidade de isenção de aplicação do referido mecanismo, em determinadas situações, específicas e devidamente justificadas, transitórias e excepcionais. Esta necessidade decorre da experiência adquirida com a aplicação do mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios actualmente em vigor, na rede de transporte.*

*A ERSE solicita a opinião dos agentes de mercado relativamente à possibilidade de não aplicar, em regime transitório e excepcional, o mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios, definido no n.º 3 do novo artigo 25.º, Desequilíbrios, da proposta de ROI, a quantidades de gás natural que abasteçam grandes instalações de consumo em fase de arranque.*

Consideramos a proposta adequada, no que representa de reconhecimento da especificidade destes clientes e do potencial prejuízo que lhes seria imputado em situações que lhes sendo obrigatórias por questão de processo, não representam o seu verdadeiro perfil de consumo.

Em qualquer caso, entende-se que a calendarização da realização destas acções deverá sempre ser objecto prévio de acordo entre o operador da rede, o comercializador e o cliente, cabendo a instrução do processo a estes últimos.

## REVISÃO AO RQS

*1. Em todos os centros de atendimento presencial se proceda à contagem do número de atendimentos para que, no final de cada ano gás, se determinem quais os dois centros a avaliar no ano gás seguinte. Para permitir calcular indicadores para cada ano gás, propõe-se ainda que os centros de atendimento a avaliar apenas possam ser alterados no início de cada ano gás. Tendo em conta o exposto, propõe-se a introdução destas novas regras no Anexo I do RQS.*

De uma forma geral concordamos com a proposta, aliás já hoje temos indicadores internos de gestão que nos permitem saber o número de atendimentos totais, verificados em todas as lojas. No entanto, em face dos custos que acarreta a montagem de dispositivos de monitorização, nem todas as lojas dispõem de mecanismos de gestão de filas de espera.

*2. As empresas que disponham de atendimento telefónico centralizado, em regime de call center, procedam ao registo do número de chamadas que não sejam atendidas após 60 segundos de espera, bem como do número de chamadas e do prazo de resposta nas situações de contacto posterior pela empresa. Esta informação deverá ser enviada à ERSE trimestralmente após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 134/2009, tendo neste sentido sido alterado o artigo 25.º e o Anexo III.*

Estamos de acordo com a proposta.

Hoje em dia já é pratica a disponibilização do número de chamadas não atendidas após 60 segundos de espera Relativamente ao número de Chamadas efectuadas pela empresa na resposta às chamadas não atendidas, chamamos a especial atenção que tal pressupõe que o cliente deixou o seu contacto no *voice-mail* criado para o efeito. Existem clientes que preferem não deixar qualquer contacto e ligam mais tarde.

*3. A redacção do RQS seja clarificada no sentido garantir que o prazo de activação de 3 dias úteis para fornecimento de clientes domésticos e clientes não domésticos com consumo anual inferior ou igual a 10 000m<sup>3</sup> (n), ocorre nas situações em que o operador da rede se faça acompanhar de um inspector, bem como nas situações em que o cliente já detém o certificado de inspecção. Adicionalmente, deve ser enviada trimestralmente à ERSE informação relativa ao número de visitas combinadas para activação de fornecimento e ao tempo médio decorrido entre a data de agendamento e a data da sua realização. Neste sentido foi alterado o Anexo I.*

Relativamente à Activações de Fornecimento, ainda que não directamente com esta proposta, com a qual concordamos, desejamos sugerir duas alterações/sugestões, ambas no Art.º 43 do RQS:

1).- O ponto 3 deste artigo não fica coerente com as observações do Documento Justificativo de Revisão do RQS, descritas no seu ponto 4.1, relativas às inspecções, pelo que se propõe que o ponto 3 do artigo 43 tenha o seguinte texto:

*"3 – Para efeitos de aplicação deste indicador, consideram-se as situações em que para efectuar a activação do fornecimento o operador da rede de distribuição necessita apenas de proceder a operações simples, tais como, a instalação do contador ou a abertura da válvula de corte e os casos em que, sendo necessário inspecção, o comercializador em articulação com o operador da rede de distribuição, facultem aos seus clientes a*

***possibilidade de agendar em simultâneo a visita com o operador da rede de distribuição, para inspecção da instalação.***

2). Uniformizar o texto proposto para a activação (3 dias)

De igual forma não nos parece que a activação do contrato tenha de ocorrer nos 3 dias úteis seguintes à data da solicitação porque, com frequência, apesar dos Consumidores solicitarem a activação, por vontade própria, o fazem com uma antecedência superior a 3 dias úteis.

Neste sentido devem ser incorporados dois pontos, 4 e 5, logo após o ponto 3 do mesmo artigo, Art.º 43:

***"4 - Não são consideradas para cálculo deste indicador as situações em que a pedido expresso do cliente a resposta à activação do fornecimento à sua instalação seja realizada em prazo superior ao estabelecido neste artigo";***

***"5 – As situações previstas no número anterior são consideradas como visitas combinadas, nos termos estabelecidos no Artigo 44.º."***

*4. O agendamento de uma visita combinada só possa ser alterado com uma antecedência mínima de 12 horas. Caso a antecedência seja menor, considera-se um novo agendamento e que o agendamento inicial não foi cumprido, havendo lugar ao pagamento da respectiva compensação. Importa sublinhar que esta obrigação é válida tanto para a empresa como para os clientes, ou seja, os clientes só podem alterar o agendamento até 12 horas antes da hora de início do intervalo. A empresa poderá estabelecer regimes mais favoráveis para os clientes, devendo informar a ERSE do regime adoptado. Neste sentido foi alterada a redacção do artigo 44.º.*

Concordamos com o teor da proposta.

*5. Para o cálculo deste indicador geral só devam consideradas as situações em que o cliente está disposto a aguardar que a empresa chegue à sua instalação para a reparação da avaria, nos prazos definidos pelo RQS. Nas restantes situações, a reparação da avaria é considerada como uma visita combinada, devendo ser agendado um intervalo de tempo com a duração máxima de 2,5 horas para visita à instalação do cliente. A empresa deve garantir que tem disponibilidade para, caso seja essa a solicitação do cliente, efectuar a visita (início do intervalo das 2,5 horas) até ao prazo máximo de que dispunha para chegar à instalação do cliente caso o prazo se contasse desde o momento da comunicação da avaria. Para a reparação das avarias, o operador da rede de distribuição só tem de cumprir os prazos de resposta estabelecidos, caso a comunicação do cliente ocorra entre as 08h00 e as 24h00. Fora deste período, o tempo de resposta começa a ser contado a partir das 08h00 da manhã seguinte.*

Neste âmbito das Avarias, a proposta de revisão da ERSE já incorpora, no essencial, as nossas observações, no entanto a forma como foi redigida pode não decorrer totalmente claro. As dúvidas que podem surgir relacionam-se com o horário de Atendimento aos Consumidores e com o horário de visitas.

Neste sentido propomos que seja alterado (acrescentado) o ponto 4 do Artigo 40.º da proposta de revisão do RQS, da seguinte forma:

*"4 – Para efeitos dos números anteriores, nos casos em que as comunicações de avaria por parte dos clientes ocorra fora do período das 08h00 às 24h00, a contagem do tempo de resposta inicia-se às 08h00 da manhã seguinte. **De igual forma a contagem de tempo é interrompida no período das 24h00 às 08h00**".*

6. Face à importância desta matéria para os consumidores de gás natural e atendendo aos valores registados pelas empresas, a alteração deste padrão de 80% para 85% aplicável aos operadores da rede de distribuição. Neste sentido foi alterado o artigo 39.º do RQS.

Estamos de acordo com a proposta.

7. O operador da rede de transporte e os operadores das redes de distribuição passem a enviar à ERSE informação sobre a distribuição do número de situações de emergência por intervalos de tempo de resposta. Esta obrigação de informação é incluída no actual artigo 39.º, passando a constar no Anexo II a forma de construção do histograma, nomeadamente as classes do histograma (intervalos de 15 minutos).

A Galpenergia não concorda com esta proposta. Verter toda a informação que já hoje disponibilizamos em forma de histograma para além de entendermos acrescentar pouco valor terá custos acrescidos que no nosso entender não traz qualquer mais valia para o sistema.

8. Os operadores de rede efectuem restabelecimentos do fornecimento de gás natural após interrupção por facto imputável ao cliente nos dias úteis das 08h00 às 20h00. Este regime não impedirá a disponibilização de regimes mais favoráveis aos clientes, designadamente através da disponibilização de serviços opcionais. Neste sentido foi alterado o artigo 45.º do RQS.

O horário proposto é mais reduzido do que o horário proposto para intervenção nas avarias na alimentação individual do cliente, uma vez que neste caso se trata de uma situação que ocorre na sequência do incumprimento da parte do cliente, pelo que se considera que os custos associados ao alargamento do horário não se justificam.

Disponibilizar um horário tão alargado implica custos significativos para o sistema, uma vez que obriga à existência de turnos.

A nossa proposta é que permaneça o horário de trabalho normal (p.e. das 08h00 às 17h00), sem que isso prejudique o cumprimento do nível em 24 horas após a solicitação dos consumidores Domésticos e 8 horas para os restantes).

Encaramos a possibilidade de disponibilizar um horário entre as 17 e as 21h00, com uma capacidade mais restrita e reservada a restabelecimentos urgentes, portanto para Consumidores que estejam dispostos a pagar a respectiva taxa.

9. A distinção de prazos máximos apenas entre clientes domésticos e clientes não domésticos, passando as pequenas empresas a beneficiar dos prazos previstos para os restantes clientes não domésticos. Efectivamente, dada a sua natureza, uma interrupção na instalação de uma pequena empresa afectará potencialmente um maior número de pessoas do que uma interrupção na instalação de um cliente doméstico. Os clientes com necessidades especiais e os clientes prioritários devem beneficiar de prazo idêntico ao dos clientes não domésticos.

Adicionalmente, propõe-se que o prazo máximo de restabelecimento do fornecimento para os clientes domésticos seja estabelecido de acordo com um intervalo de tempo após a regularização da situação que originou a interrupção, em vez das 17 horas do dia útil seguinte, conforme decorre do actual RQS. Deste modo, pretende-se assegurar maior celeridade no restabelecimento do fornecimento, em particular para os clientes que regularizem a situação durante o período da manhã. Neste sentido,

*propõe-se que o prazo máximo para restabelecimento do fornecimento seja fixado em 24 horas, sendo que só deverão ser consideradas no cálculo deste intervalo as horas correspondentes a dias úteis.*

*Tendo em conta o exposto, propõe-se que o n.º 2 do artigo 45.º e o Anexo I sejam alterados em conformidade*

Estamos de acordo com a proposta.

*10. A manutenção dos prazos vigentes para o restabelecimento urgente (4 horas), mas limitando a intervenção do operador de rede aos horários estabelecidos para o restabelecimento do fornecimento (regime normal). Deste modo, a intervenção da empresa só se efectua até às 20h00, nos dias úteis. Caso o facto que motivou a interrupção seja resolvido após as 20h00 de um dia útil ou durante um feriado ou fim-de-semana, a empresa não é obrigada a fornecer o serviço de restabelecimento urgente (uma vez que o serviço só é prestado até às 20h00). Este regime não impede a disponibilização de regimes mais favoráveis aos clientes, designadamente através de serviços opcionais.*

*Esta alteração tem reflexo na redacção do artigo 45.º do RQS.*

Tendo em conta o referido no anterior ponto 8, julgamos que se deve manter um horário específico para pedidos urgentes (das 17h00 às 21h00).

O horário normal, também de acordo com o referido no ponto 8 anterior, seria das 08h00 às 17h00.

*11. O actual indicador geral relativo a leitura de contadores seja substituído por um outro, denominado "Frequência da leitura dos contadores", definido da seguinte forma:*

*número anual de leituras com intervalo igual ou inferior a 64 dias*

*número total anual de leituras*

*Este indicador permitirá avaliar de forma mais simples o desempenho dos operadores de redes para obter leituras dos contadores. A definição dos 64 dias de intervalo prende-se com a possibilidade máxima da ocorrência de feriados e fins-de-semana sequenciais. Recorde-se que o RRC estabelece que o intervalo entre leituras não deve exceder os dois meses para as instalações de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n).*

*O artigo 38.º do RQS foi alterado em conformidade.*

Concordamos com a proposta, no entanto na cidade de Lisboa em particular o indicador deverá ter um tratamento específico na medida que a 50% dos contadores se encontram dentro da casa dos clientes

*12. Sem prejuízo do regime estabelecido no RRC, a consagração de um padrão de 98% para o indicador geral de frequência da leitura dos contadores. Neste sentido foi alterada a redacção do artigo 38.º do RQS.*

Relativamente ao nível de serviço, o valor de 98% só é atingível em zonas em que os contadores estejam instalados no exterior das habitações. Desta forma propomos um nível de serviço específico para o concelho de Lisboa, de 82%, mantendo os 98% para os restantes concelhos.

*13. A obrigação de registar e reportar esta informação seja reforçada, transferindo-se a sua referência do Anexo II para o corpo principal do Regulamento, nomeadamente no artigo 38.º do RQS. No Anexo II passam a constar somente as regras de construção do histograma, nomeadamente, a gama de dias que este deve abranger bem como a divisão mínima (um dia) entre classes do histograma.*

A Galpenergia não concorda com esta proposta. Verter toda a informação que já hoje disponibilizamos em forma de histograma para além de entendermos acrescentar pouco valor terá custos acrescidos que no nosso entender não traz qualquer mais valia para o sistema.

*14. O prazo de resposta a reclamações seja alterado para 15 dias úteis, o qual iniciará a sua vigência em 1 de Julho de 2012. Até essa data, será aplicável o prazo de resposta actualmente em vigor, 20 dias úteis. Para este efeito, foram alteradas as redacções dos artigos 32.º, 33.º e 46.º do RQS.*

Concordamos com a proposta, realçando a posição do regulador ao dar um período razoável de adaptação às empresas.

*15. O RQS seja alterado em conformidade, de modo a distinguir os pedidos de informação realizados telefonicamente dos pedidos de informação apresentados por outros meios. Para dar cumprimento a esta disposição legal, é proposta a alteração do artigo 30.º do RQS.*

Concordamos com a proposta.

*16. A verificação do cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 134/2009 seja uma matéria a considerar na realização de auditorias previstas no artigo 65.º.*

Concordamos com esta proposta. Aliás, dando cumprimento ao Decreto-Lei já estão previstas auditorias sobre esta matéria.

*17. A informação prestada à ERSE pelas empresas sobre pedidos de informação seja desagregada por assuntos, por ordem decrescente de volume de pedidos. Neste sentido, são propostas alterações ao Anexo IV referente à informação a prestar à ERSE.*

Ainda que nos princípios da proposta, a mesma não nos suscite comentários particulares, notamos que as empresas participadas da Galpenergia concluíram recentemente a parametrização do seu sistema de registo de reclamações/informações para as tipificações que a ERSE propôs no período regulatório em curso. Assim, se vierem a ser decididas alterações às tipificações actuais, será necessário proceder-se a mais um desenvolvimento de sistemas com tempos e custos acrescidos, que terão de ser objecto, respectivamente, de um período de adaptação, bem como do seu reconhecimento.

Neste sentido, a ERSE deveria clarificar se se prevêem alteração das tipificações actuais.

*18. Tendo em conta as alterações propostas sobre os pedidos de informação decorrentes do Decreto-Lei n.º 134/2009, que impõe maiores exigências no que concerne ao tempo de resposta a pedidos de informação colocados junto dos centros de atendimento telefónico centralizado, o padrão do indicador geral "Percentagem em que o tempo de resposta a pedidos de informação escritos é inferior ou igual a 15 dias úteis" se altere de 100% para 98%. Neste sentido, foi alterada a redacção do artigo 41.º do RQS.*

Consideramos a proposta adequada.

*19. A ERSE desempenhe um papel de maior proximidade no acompanhamento das auditorias das empresas aos seus sistemas e procedimentos relativos à qualidade de serviço do sector do gás natural. Esta maior proximidade pode ser conseguida através da consulta prévia à ERSE nas fases de elaboração do caderno de encargos e de selecção das entidades auditoras, bem como através do acompanhamento pela ERSE das diversas etapas do processo de auditoria. Tendo em vista consagrar esta nova abordagem, é proposta a alteração de redacção do actual artigo 64.º do RQS que remete a*

*definição do âmbito das auditorias e dos critérios de selecção dos auditores para as regras que se propõe venham a ser estabelecidas no RRC.*

Não discordamos com o princípio, contudo a serem impostas auditorias adicionais pela ERSE estes custos não apenas terão de ser aceites sem reservas, como não poderão ser considerados na discussão dos custos eficientes.

A este respeito fazemos igualmente referência aos comentários sobre o mesmo assunto incluídos na discussão das propostas de alteração ao RT e RRC, em especial quanto ao seu impacto no modelo de regulação por *price cap* proposto para as actividades de distribuição e CUR.

*20. A utilização dos serviços de correio electrónico ou de mensagens curtas (SMS) para confirmação de agendamentos, comunicação de interrupções de fornecimento, prestação de informação sobre existência de dívida, comunicação de leituras, etc. Adicionalmente, este tipo de tecnologias permite o registo das comunicações, o que poderá ser útil na mediação de conflitos entre os consumidores e os prestadores de serviço.*

*O RQS foi alterado em conformidade no seu artigo 44.º. Também o RRC contém disposições neste sentido relativamente às interrupções de fornecimento.*

Concordamos com a proposta.

Em antecipação, notamos aliás, que a comunicação de leituras está prevista no projecto "Balcão Digital" – loja virtual com acesso a partir do portal, que estará disponível no início de 2010.

*21. No n.º 3 do artigo 16.º seja substituído o termo "reconversão" por "renovação" e no n.º 2 do artigo 3.º seja introduzida a definição de "renovação da rede". Esta alteração tem por objectivo esclarecer a diferença entre reconversão e renovação da rede e adequar o regulamento à situação actual da rede da Lisboagás.*

Concordamos com a proposta.

*22. No quadro que consta do n.º 1 do artigo 10.º do actual RQS, a classe de interrupções "Não controlável Prevista" abrangia, incorrectamente, a causa "razões de segurança". Esta causa de interrupções deve ser classificada como "Não controlável"*

Concordamos com a proposta.

*23. Na alínea b) do n.º 3 do artigo 18.º do actual RQS propõe-se a alteração da característica do fornecimento do gás natural densidade por densidade relativa, pretende precisar a característica em causa.*

Concordamos com a proposta.

*24. A clarificação do texto regulamentar, no sentido de prever a possibilidade de ocorrência de casos fortuitos ou de força maior com incidência nas actividades dos comercializadores de último recurso que se enquadrem nas situações de exclusão do pagamento de compensações.*

*Face ao exposto, foram propostas as alterações ao artigo 51.º e ao artigo 66.º do actual RQS.*

Concordamos com a proposta.

*25. Face à importância desta matéria na satisfação dos clientes, à necessidade de reduzir a conflitualidade associada a este assunto, bem como ao interesse em reunir informação objectiva que possa permitir às empresas a introdução de melhorias no funcionamento deste canal de comunicação, a introdução no RQS da obrigatoriedade das empresas realizarem um estudo bienal de avaliação do grau de entrega da correspondência aos seus clientes. Neste sentido foi introduzido um novo artigo no RQS (artigo 53.º).*

O sistema que a Galp tem contratado para a emissão de facturas, desde a impressão até à introdução em envelope e entrega nos Correios, assenta sobre um processo perfeitamente auditável, com níveis de qualidade de serviço contratualizados, pelo que nesta parte do processo concordamos com a proposta, sugerindo no entanto que a periodicidade da auditoria seja não bianual mas uma por período regulatório.

No entanto, uma eventual auditoria aos Correios (ie. o processo de entrega da correspondência ao cliente), está fora das competências e/ou capacidade de intervenção da Galpenergia e suas participadas. Parece-nos evidente que não poderão ser empresas privadas a discutir níveis de serviço com fornecedores de serviços essenciais sujeitos a regulação. Assim, compreendendo-se a preocupação da ERSE sobre o sucesso do envio postal, quer-nos parecer que qualquer auditoria sobre esta fase do processo de envio de correspondência, terá necessariamente de passar por uma negociação entre os respectivos reguladores sectoriais (ERSE e ANACOM), estando naturalmente a Galpenergia disponível para participação nas acções acordadas.

Obviamente que quaisquer custos que resultem destes trabalhos terão de ser reconhecidos para efeitos de Proveitos Permitidos, não devendo ser considerados na discussão dos custos eficientes.

*26. A obrigatoriedade de apresentação de informação na Internet sobre os valores dos factores de conversão e de correcção e a sua explicação. Neste sentido foi alterada a redacção do artigo 27.º do RQS.*

*Por outro lado, para melhor clarificar o âmbito de aplicação do RRC e do RQS, considerou-se mais adequado que a obrigação dos comercializadores disporem de página na Internet seja prevista no RRC, propondo-se assim eliminação do número 1 do artigo 27.º do RQS.*

Fazemos referência aos nossos comentários sobre este ponto apresentados na discussão da proposta de alteração ao RRC.

Notamos igualmente que a especificação de funcionalidades do Balcão Digital inclui a disponibilização dos valores médios mensais do PCS ao Cliente (valores da factura).

*27. A alteração do artigo 49.º do RQS em vigor com o objectivo de clarificar que só estão obrigados ao pagamento de compensações os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso. Os comercializadores de mercado são obrigados unicamente a transferir a compensação do operador para o cliente e efectuar o pagamento das compensações devidas pelo cliente ao operador de rede.*

Concordamos com a proposta.

*28. As empresas que acumulam as funções de operação de rede e de comercialização de último recurso façam a separação dos indicadores para cada uma das actividades, facilitando assim a comparação com outras empresas de maior dimensão obrigadas à separação jurídica destas actividades e permitindo a divulgação de uma informação mais completa junto dos diversos agentes no mercado. Acresce que a partir do próximo dia 1 de Janeiro todos os clientes passam a poder escolher livremente o seu comercializador de gás natural, podendo assim o cliente distinguir as actividades de natureza técnica da responsabilidade do operador da rede de distribuição e as*

*actividades de natureza comercial dos comercializadores ou comercializadores de último recurso retalhistas com quem o cliente contrate o fornecimento de gás natural.*

*Neste sentido, propõe-se alterar o Anexo I do RQS de modo a garantir a separação referida.*

Concordamos com a alteração proposta, estando previsto que no portal serão disponibilizados informação e ficheiros relativos a estes indicadores,

○ **Novo Ponto - Art.º 8 do RQS**

*Neste artigo vimos enfatizar o que havíamos proposto em Julho e que ainda se relaciona com a necessidade do Consumidor facultar acesso às instalações – não adianta efectuarmos a visita se o Consumidor não vai poder estar presente. Na verdade a ERSE incorporou na sua proposta de revisão este aspecto em alguns artigos mas neste não, apesar de, aparentemente, o raciocínio ser o mesmo.*

*Neste sentido propomos que sejam acrescentados dois pontos, 7 e 8, a este Artigo com os textos seguintes:*

**“7 - Não são consideradas para cálculo deste indicador as situações em que a pedido expresso do cliente a resposta ao restabelecimento do fornecimento à sua instalação seja realizada em prazo superior ao estabelecido neste artigo”;**

**“8 – As situações previstas no número anterior são consideradas como visitas combinadas, nos termos estabelecidos no Artigo 44.º.”.**

## REVISÃO RT

1. *As tarifas de Comercialização passem a ser binómias, com um termo fixo e um termo variável dependente do gás natural consumido. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 56.º, 114.º e 115.º do Regulamento Tarifário.*

Frisa-se em primeiro lugar que a alteração da tarifa de comercialização dos CURs para uma fórmula binómia não poderá significar uma alteração do cálculo dos proveitos permitidos nem a criação de risco de volume para estes comercializadores, mas apenas uma distribuição da recuperação dos proveitos permitidos desta tarifa em duas variáveis em vez de uma.

A proposta não nos parece suficientemente detalhada, carecendo de mais informação sobre o mecanismo de separação desta tarifa nas duas componentes agora propostas.

No entanto não podemos deixar de salientar que a tarifa de comercialização se destina a cobrir custos de funcionamento dos CURR. Dado que estes praticamente não têm activos e que o “driver” de custos de operação de uma CURR é o numero de clientes, a transformação da actual tarifa em binómia representa portanto uma má alocação de custos entre os diversos agentes, aumentando de forma artificial o custo para os grandes clientes e reduzindo os custos para os pequenos consumidores. Esta incorrecta alocação tem como consequência uma maior dificuldade de entrada no mercado de comercializadoras livres no segmento dos pequenos clientes pois a tarifa CURR é de alguma forma “subsidiada” pelos grandes consumidores.

2. *O mecanismo de convergência para tarifas nacionais (aditivas) aplicável nos fornecimentos inferiores a 10 000 m3 passe a ser aplicado de forma global para todos os CUR em substituição da metodologia actual em que o mesmo é aplicado separadamente a cada CUR. Adicionalmente, propõe-se que nas situações de preços de TVCF próximos seja aplicado um mesmo preço para os termos em questão. Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 120.º do Regulamento Tarifário.*

O mecanismo parece adequado no que poderá permitir uma maior celeridade na obtenção plena da uniformidade tarifária nacional no sector doméstico.

No entanto, parece-nos que deve ser considerada a possibilidade de algum dos preços de tarifa aumentarem (apenas está prevista a possibilidade de “preços próximos serem igualizados”). Sem a assumpção daquela possibilidade, não se vê como o Termo Fixo das LisboaGás, Lusitaniagás e Setgás no Escalão 1 (1.65€/mês) alguma vez chegará ao Termo Fixo Nacional (2.54€/mês) –cf. Quadro 2-3 na pág.7 do Documento Justificativo.

Ainda como reforço da nossa proposta, nota-se que a referida correcção corresponderia a acertos inferiores a 5€/ano, numa facturação anual de cerca de 170€ (para consumo de referência de 200 m3/ano), por via da redução do Termo Variável no mesmo escalão.

3. *Os preços dos serviços da tarifa de Uso do Terminal de GNL sejam determinados com estrutura dos custos incrementais, aplicando-se factores de escala diferenciados, determinados forma a se obterem os proveitos permitidos da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 107.º do Regulamento Tarifário.*

Do nosso conhecimento a REN Atlântico tem os activos perfeitamente separados, pelo que esta alteração não seria necessária. Se a alteração proposta resulta de alterações no peso relativo das várias componentes do RAB, por via dos novos investimentos, essa questão deve ser assumida.

Nota-se que o princípio de cálculo dos Proveitos Permitidos englobando as 3 Funções, no lugar de ser realizado separadamente por Função, retira estabilidade e previsibilidade regulatórias aos respectivos Preços de Tarifa, criando incerteza sobre o nível tarifário nos anos seguintes. Nota-se ainda que não sendo claro como cada um dos factores a aplicar ao custo incremental de cada tarifa será determinado (e em que período – anual ou regulatório), essa perda de previsibilidade é apenas aumentada

4. *A eliminação do termo de capacidade utilizada na opção de curtas durações, sendo substituído por um termo proporcional à energia processada, resultando assim um preço de energia regaseificada superior ao da opção tarifária base. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 34.º e 107.º do Regulamento Tarifário.*

A Proposta parece adequada. No entanto, não há qualquer indicação da ordem de grandeza do acréscimo da Tarifa de Energia, notando-se ainda que o factor multiplicativo é definido anualmente. Consideramos que deveria ser considerada a sua fixação para o período regulatório, sendo que em qualquer caso a tarifa resultante deverá conduzir a um preço médio superior ao da Tarifa Base.

5. *A tarifa de Uso da Rede de Transporte passe a ter preços de Entrada e Saída, que poderão ser diferenciados por ponto, em substituição da actual tarifa "selo postal" Em termos regulamentares, as propostas afectam os artigos 10.º, 46.º e 109.º do Regulamento Tarifário e a introdução do artigo 46.º A.*

Concorda-se que a adopção deste sistema aproximará o SNGN das práticas internacionais, nomeadamente com Espanha, o que pode ser positivo em termos de MIBGAS. No entanto, de modo a ser possível respeitar o princípio da uniformidade tarifária, as tarifas dos pontos de saída terão de ser iguais. Como ponto de partida, sugere-se que o rácio deverá ser semelhante ao de Espanha (20% E – 80% S), também na lógica de aproximação tarifária dos mercados.

No que respeita às tarifas de entrada, parece-nos que alguma diferenciação só será justificada em caso de verificação de congestionamentos. Sem prejuízo do referido, a adopção do mecanismo entry--exit não deve criar vantagens competitivas inadequadas entre infraestruturas, nomeadamente TGNL e Campo Maior.

6. *O Armazenamento Subterrâneo passa a ser considerado como um ponto de entrada. Em termos regulamentares, as propostas afectam os artigos 10.º, 46.º e 109.º do Regulamento Tarifário e a introdução do artigo 46.º A.*

A proposta parece adequada no que respeita à classificação da AS como ponto de entrada.

Contudo, este parecer pressupõe que entregas no AS apenas pagarão Tarifa de Entrada no SNGN quando da respectiva Extracção do AS e Injecção na RNTGN, não sendo sujeitas a Tarifas de Transportes (Entrada e/ou Saída) quando da veiculação do gás até ao AS para injecção na mesma, o que nos parece a posição coerente com os princípios da proposta.

7. *A alteração da designação dos actuais períodos tarifários de ponta e fora de ponta para fora de vazio e vazio, respectivamente. A proposta 7 afecta os seguintes artigos: 15.º, 16.º, 18.º, 19.º, 21.º, 25.º e 27.*

A alteração é apenas semântica, não levantando questões.

Consideramos antes mais relevante que se considere a não aplicação desta diferenciação tarifária no próximo período regulatório, pois, como a prática tem demonstrado, a utilização desta diferenciação apenas complica todo o sistema tarifário, da mesma não resultando qualquer valor acrescentado. Assim, propõe-se que no próximo período regulatório todo o ano seja considerado “fora de vazio”, sendo realizada durante o mesmo uma avaliação para verificar da eventual mais valia desta estrutura tarifária, que poderia beneficiar do progressivo desenvolvimento do mercado.

8. *A eliminação do termo de capacidade utilizada na opção de curtas durações da tarifa de Uso da Rede de Transporte, sendo substituído por um termo proporcional à energia transportada, resultando assim preços de energia superiores aos da opção tarifária base. Em termos regulamentares, esta proposta afecta os artigos 34.º e 107.º do Regulamento Tarifário.*

A exemplo da tarifa idêntica para o TGNL propõe-se a sua variabilização. Entende-se que os artigos alterados são os 46º (nº3A) e 109º (nº2A) e não os 34º e 107º referidos (do TGNL). Os comentários oferecidos são os mesmos (cf. Q4), nomeadamente que a tarifa média resultante deve ser superior à tarifa base e que o factor multiplicativo é definido anualmente.

Considera-se que também para as tarifas de curtas utilizações de MP nas RDs, se deveria optar pela alteração da estrutura tarifária neste sentido. Igualmente, também aqui deverá resultar, em qualquer caso, uma tarifa média superior à tarifa base.

9. *A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores de rede de distribuição aos consumidores em média e baixa pressão deixe de apresentar preços de energia diferenciados por período tarifário. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 47.º e 110.º do Regulamento Tarifário.*

Concordamos com o princípio de eliminação da diferenciação tarifária para esta tarifa, até pelo efeito “Agosto” que se tem verificado e que cria défices de tesouraria entre a URT recuperada pelas ORDs e os montantes transferidos para a ORT.

No entanto, consideramos que esta revisão tarifária deveria ser aproveitada para uma alteração mais radical que passaria pela contratação directa do transporte pelos comercializadores, os quais suportariam directamente as respectivas tarifas. Não vemos qual o valor acrescentado de serem as ORDs a recuperar o custo de transporte dos comercializadores e transferir o mesmo para o ORT.

10. *A alteração da actual designação dos períodos tarifários de ponta e fora de ponta para fora de vazio e vazio, respectivamente. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 50.º, 52.º, 53.º e 113.º do Regulamento Tarifário.*

A exemplo da alteração idêntica na RNTGN trata-se apenas de uma alteração semântica, que não levanta questões.

No entanto, propõe-se que se considere a extinção da diferenciação tarifária nas tarifas URD, ou, pelo menos durante o próximo período regulatório, a classificação de todo o ano como “fora de vazio”. A experiência actual não justifica a diferenciação, sendo apenas criadora de uma complexidade tarifária desnecessária. Após o próximo período regulatório, com o progressivo desenvolvimento do mercado, seria possível nova reavaliação para verificar da eventual mais valia desta estrutura tarifária.

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

Considerando-se genericamente adequada a proposta da ERSE de eliminação do alisamento nas infraestruturas da RPGN, nota-se que a metodologia proposta pode levar a variações significativas dos proveitos das empresas reguladas no próximos anos, devendo ser cuidadosamente ponderado o impacto destas variações nas Tarifas de Acesso.

No caso particular do TGNL, a próxima entrada em operação da expansão (3º tanque e capacidade adicional de regaseificação) tornam impraticável a eliminação do alisamento, pelo montante de investimento muito significativo que praticamente duplicará o valor do RAB da REN Atlântico. Assim, parece-nos adequada a proposta de redução do período de aplicação do alisamento nesta actividade.

Finalmente, esta metodologia que leva a uma redução dos Proveitos Permitidos do TGNL nos anos imediatos, tem a vantagem de criar espaço para a eliminação do alisamento no Transporte e Distribuição, em que o efeito imediato nos Proveitos Permitidos será o inverso.

12. *No cálculo do alisamento do custo com capital da actividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, as taxas de remuneração dos activos e de actualização das quantidades previstas de gás natural deverão ser iguais. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 57º, 58º, 59º, 60º, 124º, 125.º, 149º, 153º e 154º do Regulamento Tarifário.*

Pelo exposto na resposta anterior, considera-se que a proposta de igualização destas taxas é adequada, quer pelo racional que esteve subjacente à fixação de valores diferentes já não ser adequado, quer por permitir diminuir o valor dos Proveitos Permitidos nos próximos anos e assim o impacto nas Tarifas de Acesso.

13. *Extinguir o alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira. A reposição do diferencial apurado poderá ser efectuada num período máximo de três anos. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 65º, 130º e 153º do Regulamento Tarifário.*

Considera-se a alteração proposta adequada, sendo o período de recuperação da neutralidade financeiro sugerido (3 anos) igualmente adequado, atendendo a que na proposta, a ERSE nota

que não será provocada qualquer descontinuidade tarifária relevante (cf. Fig. 3-2 do Documento Justificativo que indica um aumento de cerca de 1% p.a. para uma recuperação em 3 anos).

No que respeita à capitalização dos desvios acumulados, faz-se referência à nota detalhada incluída na resposta 14 sobre este assunto, sendo de frisar que a capitalização dos desvios não poderá deixar de ser realizada à taxa de remuneração dos activos, pois a sua natureza não é a de “ajustamentos”, como considerada na proposta.

*14. Extinção do alisamento do custo com capital com reposição gradual da neutralidade financeira. A reposição do diferencial apurado poderá ser efectuada num período máximo de nove anos. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 69º, 133º e 153º do Regulamento Tarifário.*

A exemplo dos casos anteriores, considera-se genericamente adequada a proposta, notando-se contudo que a metodologia proposta pode levar a variações significativas dos proveitos das empresas reguladas no próximos anos, devendo ser cuidadosamente ponderado o impacto destas variações nas Tarifas de Acesso.

Com efeito, anunciando a ERSE que o desvio acumulado por efeito do alisamento ascende actualmente a cerca de 38% dos Proveitos Permitidos (PPs) no último ano gás<sup>1</sup>, sem medidas mitigadoras do impacte deste valor nas Tarifas de Acesso, estas sofreriam um aumento que poderá ser excessivo, e completamente inadequado face à situação económica actual.

Reconhece-se que a proposta de recuperação do desvio acumulado em 9 anos parece um passo adequado no sentido do amortecimento do impacto tarifário. No entanto, o Documento Justificativo (cf. Figs. 3-3 e 3-4) não é muito explícito no que concerne ao efectivo efeito nas tarifas, sendo indicado que os PPs sofreriam um aumento de 14% com a eliminação do alisamento, sem que seja evidente se nesta variação está incluída o efeito da recuperação do desvio acumulado o qual é apresentado na Fig. 3-4, mas apenas qualitativamente.

Assim, deveriam ser mais claramente indicados os impactos previstos nos PPs e Tarifas, sugerindo-se a adopção de medidas mitigadoras, como a recuperação do desvio acumulado mais concentrada nos anos finais do período de 9 anos, de modo a que nos primeiros anos o efeito mais significativo seja o da eliminação do alisamento. Com o previsível aumento de volumes veiculados neste período de 9 anos, esta metodologia contribuirá para a neutralidade tarifária, o que parece de todo desejável.

#### Definição de Activos para efeitos de Remuneração

Nota-se que a definição de “Activos Fixos” sofreu uma alteração (cf. n.º2.a) do Art.º3º), não discutida no Documento Justificativo. A Galpenergia frisa que entende que esta alteração da definição resulta apenas da falta de clarificação das Normas Contabilísticas a empregar à data da Consulta Pública (ver também respostas às Questões 16-20 abaixo).

Assim, esta terminologia não poderá alterar o valor dos activos passados e futuros das distribuidoras, considerando nomeadamente o disposto nos Contratos de Concessão, aqui se

---

<sup>1</sup> Notamos que os nossos cálculos conduzem a valores algo superiores, o que provavelmente decorre da taxa de capitalização considerada; vd. nota sobre este ponto no fim da resposta a esta questão.

incluindo os activos corpóreos e incorpóreos, bem como as reavaliações realizadas e as futuras, acordadas para efeitos de reequilíbrio económico-financeiro das concessões.

#### Taxa de Capitalização dos Desvios Acumulados

Considera-se de frisar que a proposta prevê a capitalização da recuperação do desvio acumulado provocado pelo alisamento, o que é indiscutível, pois estava previsto no RT na fórmula de alisamento. No entanto, a recuperação deste desvio não pode ser considerada como um ajustamento tarifário, visto não ter sido provocada por um défice de recuperação de PPs num dado ano gás.

Deste modo, só se for realizada a capitalização à taxa de remuneração dos activos (novamente como previsto no RT), se alcançará o objectivo da reposição da neutralidade financeira. Assim, a fórmula proposta que prevê a capitalização com “juros” terá de ser corrigida para a taxa de remuneração dos activos.

15. *Aplicar um modelo de regulação do tipo price-cap aos custos de exploração controláveis. A metodologia materializa-se na definição de uma parcela fixa e de uma parcela variável dos custos de exploração para o primeiro ano do período de regulação, os quais deverão evoluir com a taxa de inflação deduzida de um factor de eficiência definido para todo o período de regulação e para cada empresa. Assim, para além do factor de eficiência, deverão ainda ser definidos o indutor dos custos de exploração, assim como o peso das parcelas fixas e variáveis dos custos de exploração. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 69º; 133º e 149º do Regulamento Tarifário.*

A proposta de alteração do método de regulação para price cap no que se refere aos custos controláveis das ORDs (nota-se que a proposta não esclarece como serão definidos) tem naturalmente méritos. No entanto, dado que a ERSE optou no primeiro período regulatório por simplesmente manter os custos unitários por cliente verificados em 2007, ainda num cenário bundled ORD+CURR, importa clarificar como serão agora divididos os custos entre as empresas (lembra-se o corte não discriminado realizado pela ERSE sobre os custos orçamentados pelas empresas nos anos gás anteriores).

O Documento Justificativo refere um estudo de benchmark (“em curso”) do qual não são conhecidos detalhes, nem metodológicos, nem de quais as empresas similares, nem de quais os mercados que terão sido considerados comparáveis. Não resultando evidente quando os resultados deste estudo estarão disponíveis, ou como serão utilizados, parece-nos que a proposta peca por uma incerteza excessiva para uma questão tão relevante. Desde já se nota que qualquer comparação com outros mercados europeus mais desenvolvidos, não poderá deixar de atender quer a essa diferente maturação quer, especialmente, à significativa diferença entre os consumos unitários no retalho, marcadamente mais baixos em Portugal.

Identicamente, a metodologia da repartição entre custos fixos e custos variáveis deve ser clarificada (por proposta das empresas, por decisão unilateral da ERSE, pela utilização dos resultados do estudo de benchmark?), bem como a determinação do(s) “indutor(es) dos custos variáveis” efectivamente relevantes que, no caso da distribuição, é, indiscutivelmente, o número de pontos de entrega/clientes) e do “factor de eficiência” de correcção da inflação. Frisa-se que não é claro qual o período para o qual estes parâmetros virão a ser fixados, sendo que por contraponto a uma base anual, a utilização, no mínimo, de um período regulatório, parece claramente preferível.

Consideramos assim, que a aplicação da metodologia do price cap para ser bem sucedida, deve passar sempre por um processo de negociação de objectivos e parâmetros com as empresas objecto da regulação, de forma a identificar as variáveis relevantes de evolução dos custos (por exemplo manutenção de redes progressivamente mais antigas), classificação em fixos/variáveis, situações excepcionais (eg. custos não recorrentes), partilha de ganhos da eficiência, etc. Realizado de outro modo, com fixação unilateral pelo regulador dos objectivos, poderia ser contraproducente até em termos de qualidade de serviço.

É de realçar que os comentários acima produzidos se aplicam identicamente às empresas CUR, pois ainda que esta questão seja colocada especificamente às ORDs, a nossa interpretação das alterações propostas ao nº3 do Artº79º (Proveitos da Função de Comercialização dos CURs) leva à conclusão de que se propõe também para estas empresas a regulação por price cap.

### Prémio à eficiência

Um último ponto tem a ver com o anunciado objectivo de “premiar as empresas que ultrapassem as metas de eficiência” (cf. Documento Justificativo). Da análise da metodologia de cálculo dos Ajustamentos [cf. equação (35) da Proposta do RT], este parece ser feito com base na diferença entre os proveitos facturados e os proveitos a que a empresa tem direito (calculado com os valores realmente verificados, leia-se custos verificados).

De modo a que a eficiência fosse de facto recompensada, no cálculo do Ajustamento deveriam ser considerados os custos eficientes aprovados pela ERSE para o ano. Iguamente eventuais economias verificadas não deveriam ser consideradas no cálculo dos “custos eficientes” para o ano seguinte; correcções deveriam ser feitas apenas por período regulatório.

16. *Manter o ano gás (1 de Julho de um ano a 30 de Junho do ano seguinte) para os proveitos a recuperar pelas tarifas, com a correspondente publicação e período de vigência das tarifas nas datas habituais;*
  17. *A informação de natureza económica a prestar pelas empresas deverá regra geral basear-se em anos civis;*
  18. *Calcular os proveitos permitidos com base nos anos civis que integram o ano gás;*
  19. *Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseados em valores estimados;*
  20. *Aplicar ajustamentos aos valores dos proveitos permitidos do ano civil, baseados em valores reais.*
- Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 3º, 57º, 61º, 62º, 64º, 65º, 67º, 68º, 69º, 70º, 75º, 79º, 124º, 125º, 126º, 127º, 128º, 129.º, 130º, 131º, 132.º, 133º, 134º, 135.º, 136.º, 138º, 142.º, 144º, 147.º, 149º, 154.º e 168.ºA do Regulamento Tarifário.*

A ERSE propõe que as empresas passem a reportar a informação financeira necessária à fixação dos Proveitos Permitidos e das Tarifas com base no Ano Civil. O Ano Gás manter-se-á exclusivamente para fins de período de aplicação das tarifas anuais, e continuará a decorrer de 1Jul a 30Jun+1.

A proposta agora apresentada vai no sentido defendido pelas empresas, e é especialmente relevante no que representa de simplificação para as empresas que passarão a utilizar a informação estatutária fiscal para o reporte financeiro pelo que tem a nossa concordância.

Sem prejuízo do referido, considera-se que a proposta poderia ser clarificada, nomeadamente quanto a: (i) transição entre períodos regulatórios, considerando-se que deverá ser aplicada solução que permita de imediato o reporte em ano civil para o ano de 2010; (ii) normas contabilísticas a empregar (Galp passará a reportar a partir de 2010 exclusivamente na base das IAS, procedimento aceite para fins fiscais); (iii) correcção de incongruências no articulado proposto<sup>2</sup> (por ex. Balanço apresentado apenas por empresa); (iv) templates a utilizar.

Sem prejuízo do referido, continua-se a propor que a ERSE abandone o conceito do “Ano Gás”, considerando-se que seria possível, sem quaisquer dificuldades particulares, adaptar o “ano tarifário” ao ano civil, mesmo que os trabalhos da ERSE de fixação do tarifário e anúncio de tarifas seguisse a programação que tem sido habitual (Abril a Junho), pois o valor dos proveitos permitidos na Distribuição não assume diferenças significativas que obriguem a um cálculo tão próximo no tempo, seja por efeito do imobilizado, seja dos custos operacionais<sup>3</sup>.

21. *De modo a assegurar a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, os desvios extraordinários de custos de aquisição de energia da actividade de Compra e Venda de gás natural da comercialização de último recurso sejam transferidos dos proveitos a recuperar pela tarifa de Energia para os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema.*

Considera-se a proposta adequada.

22. *A transmissão dos referidos desvios no custo de aquisição de gás natural seja efectuada através de uma parcela II da tarifa de UGS, a aplicar a todos os consumidores, com excepção dos centros electroprodutores.*

Considera-se a proposta adequada.

23. *O valor a transferir deverá ser mensal de montante variável e indexado à facturação. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 41.º, 42.º, 64.º, 71.º e 111.º do Regulamento Tarifário.*

A proposta parece adequada, pois o estabelecimento a priori de montantes a transferir poderia não ter correspondência com os valores efectivamente facturados. Em qualquer caso as transferências deverão ser também compatíveis com os prazos de pagamento/recebimento típicos das actividades do ORT e CURG, para evitar ganhos/perdas financeiras para as entidades.

Aproveita-se, aliás para notar que não tendo sido criada disposição idêntica no que respeita à liquidação das compensações pela uniformidade tarifária no Sector da Distribuição (ORDs + CURRs), existem situações em que as empresas “Pagadoras” são obrigadas a transferir verbas que ainda não recuperaram em termos de facturação. Propõe-se assim, que a ERSE considere esta oportunidade de revisão regulamentar para incorporar um mecanismo de acompanhamento dos pagamentos intra-anuais das compensações no sector da distribuição, na linha do agora proposto para a transferência dos montantes recuperados na UGS<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Em anexo a este documento é apresentada uma listagem mais exaustiva dos pontos.

<sup>3</sup> No caso particular da Tarifa de Energia, com os ajustamentos trimestrais estabelecidos para 90% do mercado, o problema é diminuto, podendo a tarifa ser definida sem os espartilhos de calendário agora discutidos.

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

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

25. *A ERSE poderá solicitar informação adicional sempre que assim o entenda, independentemente da mesma estar prevista no Regulamento Tarifário ou não. Nestas circunstâncias o prazo para cumprimento das solicitações deverá ser estabelecido caso a caso. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 124º, 126º, 128º, 130º, 133º, 138º, 143,º 144º, 148.º e 154º do Regulamento Tarifário.*

Ainda que se entenda a necessidade sentida pela ERSE de acompanhamento das empresas reguladas, em particular no que se refere à qualidade da informação financeira, no que ela representa para a fixação das tarifas, a redacção é excessiva, nomeadamente quando refere, sem limitações, informações “não previstas em RT”.

Se as contas estatutárias e reguladas são auditadas por entidades credíveis e reconhecidas pelo respectivo Regulador, e desde que os critérios sejam definidos e aprovados ex-ante com a ERSE, não se compreende que outras verificações e/ou critérios de selecção a ERSE possa querer interferir ex-post, a menos do processo natural de esclarecimento de dúvidas.

Aliás, as empresas participadas pela Galpenergia não se revêm de todo na seguinte afirmação constante do Documento Justificativo “A ERSE não tem tido qualquer intervenção quer ao nível da selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias, quer ao nível da definição do âmbito dos trabalhos a realizar”, considerando as múltiplas reuniões de esclarecimento mantidas no processo de preparação da auditoria às Contas Reguladas, nas quais também participaram os Auditores que tinham sido propostos pela Galpenergia e aceites sem reservas pela ERSE, e nas quais foram acordadas os princípios a seguir nas auditorias e as minutas dos relatórios a emitir pelos Auditores.

Finalmente, a serem impostas auditorias adicionais pela ERSE estes custos não apenas terão de ser aceites sem reservas, como não poderão ser considerados na discussão dos custos eficientes.

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

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

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

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

A alteração proposta até nos parece surpreendente pois, do nosso entendimento, custos que resultem de obrigações legais não poderão deixar de ser aprovados para efeitos de cálculo dos Proveitos Permitidos, sendo a sua inclusão em PPDA claramente discutível. Neste sentido, a ser sentida pela ERSE a necessidade desta clarificação, apenas temos a concordar com a mesma.

30. *Considerar os custos associados à imobilização de gás natural em reservas estratégicas e obrigatórias no custo de aquisição de gás natural;*

Consideramos a proposta adequada.

31. *Considerar o custo de utilização da rede de Transporte no custo de aquisição de gás natural;*  
32. *Operacionalizar a metodologia de imputação das diversas componentes do custo de aquisição de gás natural nos comercializadores de último recurso.*  
*Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 3º, 70º, 70ºA, 70ºB, 70ºC, 70ºD, 70ºE, 70ºF, 71º, 73º, 75º, 77º, 136º, 137º e 139ºA do Regulamento Tarifário.*

Não levanta questões particulares, desde que os comentários à alteração para Entry-Exit sejam considerados.

33. *Utilizar uma taxa de remuneração em linha com a taxa de remuneração dos custos de capital da actividade de Distribuição de gás natural;*  
34. *Determinar o diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o de recebimentos em dias. Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 79.º do Regulamento Tarifário.*

À partida, a proposta da ERSE pareceria adequada (cf. pág. 48 do Documento Justificativo), e iria ao encontro do previsto nos contratos de concessão da distribuição, em que se estabeleceu que a taxa de remuneração do fundo de maneo destes comercializadores seria igual à taxa de remuneração dos custos de capital da actividade de distribuição de gás natural.

No entanto, na definição da taxa rrCURk no artigo 79º do regulamento tarifário não resulta que a taxa de reposição do custo das necessidades financeiras seja igual à taxa remuneração dos custos de capital. Por este motivo, propomos a seguinte definição desta taxa “Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, é igual à  $(rD,r)$  Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição definida na artigo 69º, fixada para o período de regulação  $r$ , em percentagem.”

Relativamente à determinação do diferencial entre o prazo médio de pagamentos e o de recebimentos em dias, este diferencial deverá ter em conta as necessidades efectivas de cada um dos diversos comercializadores com base em valores reais, por exemplo com base nos respectivos balanços, e não com base em valores previstos/fixados ou com base em valores médios dos diversos comercializadores que eventualmente tenham necessidades significativamente distintas por terem uma distribuição diferente dos seus clientes nos diversos segmentos. Parece-nos que face à redacção anterior, a metodologia de cálculo é agora ainda menos clara, de que resulta uma incerteza regulatória que deveria ser evitada.

Gostaríamos igualmente de salientar que na clarificação das actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso grossista referida no capítulo 9.2 do Documento Justificativo de REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SECTOR DO GÁS NATURAL continua a não ser prevista a actividade de compra e venda de gás natural aos comercializadores de último recurso retalhistas.

Sem prejuízo do referido, voltamos a frisar a posição da Galpenergia quanto às tarifas de último recurso e a necessidade de criação de uma margem comercial que sinalizasse um preço máximo da tarifa. Deste modo, não apenas a tarifa de venda a clientes finais teria um carácter mais consentâneo com a natureza de último recurso, como seria criada uma zona de concorrência para os comercializadores livres que se considera fundamental para uma efectiva e sã liberalização do mercado.

36. *Considerar para os ajustamentos a taxa Euribor a 3 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados ao longo do período a que dizem respeito os ajustamentos, acrescida de um spread em pontos percentuais, determinado anualmente. Em termos regulamentares esta proposta afecta os artigos 57º, 61º, 62º, 64º, 65º, 67º, 68º, 69º, 71º, 73º, 75º, 77º e 79º do Regulamento Tarifário.*

A proposta de fixação do parâmetro pela média dos valores verificados durante o período de formação do desvio é correcta.

Em contrapartida a proposta deixa de ser clara no que respeita ao spread, que passa a ser fixado anualmente não havendo indicação quantitativa (era de 0.5%), criando instabilidade regulatória o que não se considera adequado.

37. *A recuperação dos passivos, relativos à "Taxa de ocupação de subsolo" do período anterior à assinatura dos novos contratos de concessão, ou das modificações dos títulos das licenças para exploração da rede de distribuição local de gás natural, contemple um período de reposição, a definir em função de cada caso concreto, de modo a evitar, por um lado, a ocorrência de situações de cobrança de valores muito elevados e, por outro lado que sejam os consumidores de um único ano a pagar por dívidas de vários anos.*
38. *Até à regularização total dos passivos transitados em julgado ou resultantes de consentimento expresso do concedente, num período não superior a cinco anos, as empresas reguladas deverão apresentar à ERSE, anualmente, um relatório elaborado por uma empresa de auditoria certificando os valores dos pagamentos/recebimentos do valor integral das taxas de ocupação de subsolo de cada Município, decorrentes das decisões após trânsito em julgado da respectiva sentença, ou após consentimento expresso do concedente. Em termos regulamentares esta proposta afecta o artigo 162.ºB do Regulamento Tarifário.*
39. *As empresas reguladas deverão apresentar à ERSE, anualmente, um relatório elaborado por uma empresa de auditoria certificando os valores pagos aos Municípios, bem como aos valores recebidos dos consumidores, ambos referentes ao ano s-2, de forma a garantir, nomeadamente, que os pagamentos e os recebimentos revertam integralmente para o mesmo Município. Em termos regulamentares, esta proposta afecta o artigo 162.ºD do Regulamento Tarifário.*

Os princípios estabelecidos para a repercussão das taxas de subsolo liquidadas pelas Distribuidoras aos Municípios, nomeadamente no que diz respeito à apresentação em factura dos valores correspondentes claramente segregadas dos preços e tarifas de gás natural aplicáveis, bem como no que diz respeito à alocação dos respectivos valores pelos concelhos que as geraram, numa lógica de clarificação da origem das verbas a pagar pelo consumidor final, resultam do disposto dos Contratos de Concessão, sendo correctamente transpostos nesta proposta de regulamentação.

Expressamos a nossa concordância quanto à necessidade de dilatar no tempo a recuperação dos valores pagos pelas Distribuidoras, anteriormente à revisão dos Contratos de Concessão, de forma a limitar o impacto na factura dos clientes finais. O prazo de 5 anos proposto parece uma

base de trabalho adequada, devendo contudo ser validado, após a verificação dos montantes em causa em cada distribuidora e concelho.

No que respeita ao mecanismo de repartição pelos diferentes segmentos do mercado dos valores das taxas de subsolo, consideramos que não poderá deixar de ser tido em conta que as taxas de subsolo são cobradas em função da quilometragem da rede. Sendo o mercado doméstico, com a necessária capilaridade da rede, o principal indutor da quilometragem da mesma, a repartição dos valores cobrados por município, deveria assim ser realizada atendendo a esta realidade.

# **Resposta da Galpenergia à Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário**

## **Anexo**

## **16/17/18/19/20. - Alteração do período de referência do reporte financeiro**

A ERSE propõe que as empresas passem a reportar a informação financeira necessária à fixação dos Proveitos Permitidos e das Tarifas com base no Ano Civil. O Ano Gás manter-se-á exclusivamente para fins de período de aplicação das tarifas anuais, e continuará a decorrer de 1Juln a 30Junn+1.

Reconhecendo-se que a proposta agora apresentada, vai no sentido defendido pelas empresas, e é especialmente relevante no que representa de simplificação para as empresas que passarão a utilizar a informação estatutária fiscal para o reporte de contas reais auditadas, considera-se que a proposta deve ser clarificada, nomeadamente quanto a:

- a) Clarificação de como será realizada a transição entre períodos regulatórios, nomeadamente quanto ao 2º semestre de 2010. Propõe-se a entrega da Estimativa de Fecho de 2009 (s-1), Orçamentos 2010 (s), 2011 (s+1) e Contas Reguladas Auditadas de 2008-09. Considera-se desnecessário a apresentação de Contas Reguladas do ano gás 2009-10, apesar do tarifário ter sido estabelecido com base no respectivo Orçamento, as contas reguladas auditadas de 2009 estarão disponíveis em 2010 numa óptica de POC.
- b) Clarificação das normas contabilísticas a empregar, sendo certo que a Galp passará a reportar a partir de 2010 exclusivamente na base das IAS, procedimento aceite para fins fiscais (cf. também a necessidade de esclarecimento da nova definição de “Activo Fixo”, constante no nº2ª do Artº3º); A presente definição é demasiado vaga em detrimento da anterior, pressupondo a necessidade de uma aclaração do conceito em causa. Esclarecer mais uma vez, o que se entende por “normativo contabilístico em vigor”.
- c) Correção da proposta de articulado do RT, nomeadamente no que diz respeito aos Balanços que deverão ser apresentados por Empresa e não por Actividade/Função (a título de exemplo nos Artºs 133º, 144º, A situação repete-se para os relatórios de investimento e para outros períodos de reporte, nomeadamente os períodos (s-1), (s) e (s+1), cuja informação deverá ser enviada a 15 de Dezembro.
- d) Publicação no site da ERSE das normas complementares para o período de transição, com a respectiva definição da informação a preencher pelas empresas, uma vez que ainda não serão revistas, em tempo útil, as normas para recolha de informação com base nas alterações propostas.

Sem prejuízo do referido, continua-se a propor que a ERSE abandone o conceito do “Ano Gás”, considerando-se que seria possível, sem quaisquer dificuldades particulares, adaptar o “ano tarifário” ao ano civil, mesmo que os trabalhos da ERSE de fixação do tarifário e anúncio de tarifas seguisse a programação que tem sido habitual (Abril a Junho), pois o valor dos proveitos permitidos na Distribuição não assume diferenças significativas que obriguem a um cálculo tão próximo no tempo, seja por efeito do imobilizado, seja dos custos operacionais<sup>1</sup>.

Ao longo do Regulamento Tarifário proposto verifica-se que por vezes existem erros de semântica, relativos à troca do ano gás por ano civil.

---

<sup>1</sup> No caso particular da Tarifa de Energia, com os ajustamentos trimestrais estabelecidos para 90% do mercado, o problema é diminuto, podendo a tarifa ser definida sem os espartilhos de calendário agora discutidos.