

## **CONSULTA PÚBLICA DA ERSE PARA A REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SECTOR DO GÁS NATURAL**

A Galp Energia (GE), em nome das suas empresas reguladas participadas bem como da sua actividade de comercialização em regime de mercado, agrade a Consulta Pública realizada pela ERSE para a revisão da regulamentação aplicável ao Sector do Gás Natural, enquadrada pela recente transposição do 3º Pacote Legislativo Comunitário da Energia, bem como pelo início da fase final do processo de liberalização do mercado, com a próxima extinção das Tarifas Reguladas no Sector Doméstico.

No enquadramento anterior, temos uma apreciação globalmente positiva da proposta, considerando que são propostas alterações que temos vindo a sugerir, nomeadamente em termos do regime de contratação de acessos e estrutura tarifária, que consideramos melhorarão a operação do SNGN. É igualmente de notar os objectivos de harmonização regulatória com vista ao desenvolvimento do MIGBAS que nos parecem particularmente necessários.

Sem prejuízo do referido, consideramos igualmente que a revisão proposta peca noutros pontos, ou por não levar as propostas tão longe como poderia (por exemplo na definição dos proveitos permitidos da Distribuição, ou no regime das UAGs), ou por não ser totalmente coerente com os objectivos desejados. É aliás na proposta de alargamento de disposições do RQS e RRC aplicáveis aos CURRs aos comercializadores em regime de mercado que tecemos maiores críticas à proposta de revisão apresentada, no sentido que nos parece colidir com os objectivos de liberalização e fomento da concorrência, impondo regras que acabam por ser limitativas da diferenciação dos agentes.

Os nossos comentários específicos aos diferentes documentos são apresentados nos anexos, seguindo a estrutura de Questões colocadas nos documentos da Consulta Pública. No entanto, por uma questão de enquadramento, explicitamos desde já os comentários na generalidade sobre as questões que consideramos de maior relevo, bem como avançamos propostas sobre questões não consideradas na proposta de revisão, cuja adopção estimamos poder melhorar o desempenho do SNGN no seu todo.

## 1. Comercialização em Regime de Mercado

### a) Diferenciação de Imagem

A GE nota que as suas empresas que operam no mercado regulado já estabeleceram metodologias de diferenciação, direccionadas a uma mais fácil identificação pelos consumidores de que actividades as diferentes empresas do grupo exercem, em particular no que se refere à diferenciação dos comercializadores de último recurso e em regime de mercado.

Considera-se também de notar, que um programa pesado de mudança de imagem dos CURRs deve ser sopesado com o calendário estabelecido para a extinção de tarifas transitórias do segmento doméstico – o único verdadeiro destinatário desta alteração. Com efeito, tais desenvolvimentos seriam dispendiosos, com um efeito notado nas tarifas, que não seria necessariamente compensado por uma suposta melhor informação aos clientes.

Coloca-se assim à consideração da ERSE que sejam avaliados os custos/benefícios desta alteração, por comparação com a migração verificada nos primeiros anos do período regulatório, por forma a clarificar a necessidade deste investimento, apenas necessário se se verificar uma resistência desproporcionada à mudança para o mercado livre no segmento regulado.

### b) Mercado Doméstico vs. Profissional

Como anteriormente indicado, consideramos que a ERSE não valorizou adequadamente as diferenças objectivas entre o mercado doméstico (pequenos consumidores, contratos por adesão sem verdadeira negociação) e o mercado profissional, e os impactos na política comercial dos comercializadores em regime de mercado.

Esta insuficiente diferenciação foi aparentemente resolvida pela ERSE pelo alargamento generalizado a todos os comercializadores e aos diferentes segmentos de consumo de obrigações em tudo semelhantes às que impendem sobre os CURRs, nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço, opção que nos parece excessiva e limitadora de apresentação de ofertas diferenciadoras.

Não sendo discutível a obrigatoriedade dos comercializadores em regime de mercado, em particular dos activos no segmento doméstico, de observarem a legislação de protecção do consumidor, bem como a da concorrência, caracterizadas por exemplo pela garantia de respostas a reclamações, ou dos procedimentos de “vendas agressivas”, parece-nos que deve ser deixado ao comercializador a opção de propor livremente aos seus clientes os níveis de serviço que se propõem praticar. Um exemplo paradigmático serão os prazos de resposta, ou as (eventuais) compensações por incumprimento, de que poderão resultar propostas comercialmente distintas, cada uma dirigida a segmentos específicos.

É neste sentido que comentamos algumas disposições no RRC e RQS nos documentos em anexo, propondo o reconhecimento de maior liberdade contratual aos comercializadores, na óptica de conferir à actividade de comercialização em regime de mercado ferramentas necessárias ao seu desenvolvimento.

## 2. Contratação de Acessos e Estrutura Tarifária

### a) Contratação de Acesso por Reserva de Capacidade

Valorizamos positivamente a criação da figura da reserva de capacidade, em linha com o preconizado com os procedimentos europeus do CAM e praticado na maioria dos países do mercado único, em particular em Espanha antecipando a necessária harmonização regulatória com vista ao aprofundamento do MIBGAS.

### b) Utilização de capacidades em contra fluxo

Não temos oposição de princípio à utilização da figura de contra fluxo, no que ela pode representar de instrumento de flexibilidade para o sistema. No entanto, de modo a não desvirtuar a sua utilização nem a do TGNL, deverá ser definido um valor máximo de armazenamento ou de capacidade para utilização em contra fluxo por forma a garantir que a mesma apenas assegura a função de GN para carga de cisternas e um armazenamento, pouco significativo, para fazer face a desbalanceamentos na RNTGN.

Com efeito, esta capacidade (contra fluxo) só é possível ser disponibilizada pelo operador do TGNL, porque existem comercializadores a programar regaseificação, sendo esses comercializadores que são o garante da capacidade em contra fluxo, não retirando nenhum benefício da oferta implícita que fazem ao mercado de uma forma gratuita. Nesta medida deveria ser criada uma tarifa, mesmo que de valor reduzido que, para lá dos custos administrativos e de sistemas informáticos, desse um sinal positivo de preço para quem assegura a existência da capacidade de contra fluxo (comercializadores que utilizam a regaseificação).

### c) Compatibilização dos períodos tarifários e de reserva de capacidade

A proposta discute a descontinuidade temporal que passará a existir entre Junho (momento de fixação das tarifas) e de reserva de capacidade (no “ano térmico” de Outubro a Setembro). A GE valoriza positivamente a fixação do período de reserva de capacidade para este ano térmico, o qual está em consonância com os programas associados aos contratos de aprovisionamento, em especial de GNL.

Assim, de modo a limitar o número de períodos de referência (até porque fica estabelecido na proposta, consideramos que correctamente, a adopção do Ano Civil para reporte financeiro e de RQS), propomos que o Ano Tarifário passe também a ser o “ano térmico”. Esta alteração em nada prejudicaria o período de fixação do tarifário de acesso (Abril a Junho) dado que com o fim do ciclo de investimento das operadoras de infraestruturas os activos e custos das empresas podem ser estabelecidos com suficiente antecedência, e permitiria que a reserva de capacidade a realizar a meio do ano civil, fosse realizada já com conhecimento das tarifas aplicáveis sobre todo o período de reserva.

Para a sincronização temporal necessária no primeiro ano do período regulatório, sugere-se a manutenção transitória no 3º trimestre de 2013 da actual estrutura tarifária (capacidade utilizada).

d) Tarifários de Curto Prazo e Flexíveis

Identicamente, consideramos de interesse a criação de produtos de curto prazo (mensais e diários) para as infraestruturas da RNTIAT, no que podem representar de maior flexibilidade para o mercado. Contudo, a fixação dos multiplicadores tarifários, cujos princípios são insuficientemente descritos na proposta, deverá ter em atenção a necessidade de prevenir comportamentos desnecessariamente oportunistas dos agentes com potencial impacto ao nível da recuperação de proveitos permitidos e criação de défices tarifários.

À nova opção tarifária (Tarifas Flexível), que vai de encontro às necessidades de clientes com perfil de consumo mais irregular, aplicam-se comentários idênticos aos das tarifas de acesso de curto prazo, especialmente no caso das centrais de ciclo combinado. Sendo de interesse a criação de condições mais favoráveis à maior utilização destas, no que representam de crescimento de volumes veiculados no SNGN, uma incorrecta construção dos multiplicadores poderá implicar uma transferência da recuperação de proveitos para outros segmentos de mercado, o que será de evitar, especialmente se impactar negativamente o segmento industrial.

e) Energia Vazio/Fora de Vazio

Consideramos que a proposta realizada para a RNTIAT de eliminar a diferenciação do Termo de Energia nos períodos de Vazio e Fora de Vazio poderá igualmente ser alargada à Distribuição. Não se vê, com efeito, para lá da maior complexidade em termos de facturação, vantagens evidentes nesta diferenciação, notando-se que mesmo os clientes com maior modulação sazonal de Verão não têm consumos exclusivamente concentrados em Agosto, pelo que as economias verificadas com a Tarifa de Curtas Utilizações resultam fundamentalmente do termo de capacidade.

Notando-se igualmente a inexistência de congestionamentos nas redes de distribuição, que poderia justificar algum sinal de preço, propõe-se assim a eliminação da diferenciação tarifária na distribuição de gás natural.

3. Fornecimento ao Mercado Regulado

A GE considera adequada a opção legislativa que manteve centralizada no CURG a responsabilidade de aprovisionamento do mercado regulado, garantido aquele a aquisição do gás natural para fornecimento aos diferentes CURRs, no que representa de superior garantia de transparência na formação de uma tarifa de energia transitória nacional, especialmente importante para a definição de tarifas transitórias realmente indutoras de transferência para o mercado livre do segmento doméstico, intrinsecamente menos atreito à mudança.

Coerentemente, consideramos positiva a criação de regime de aquisição de gás natural pelo CURG em regimes de mercado, com vista a eliminar a ligação histórica aos contratos de *take-or-pay* da GE, até porque com a presença de novos entrantes no mercado nacional aqueles poderão não ser já os mais representativos do preço disponibilizado em regime de mercado, criando assimetrias entre a fixação da tarifa transitória e o preço de mercado.

O regime de leilões proposto, desde que realizado sob a supervisão da ERSE, com regras transparentes e não discriminatórias, parece-nos ser o melhor mecanismo de contratação de gás natural para estes fornecimentos. No entanto, consideramos que, tomando-se esta opção, a mesma terá forçosamente de ser assumida em toda a sua extensão. Deve portanto ser definido um calendário em que seja definida qual a percentagem de gás a adquirir em mercado ao longo do tempo. Isto permitirá aos operadores prepararem-se adequadamente para esses leilões e à Galp permitirá encontrar soluções de que lhe permita gerir o *take-or-pay* dos seus contratos.

Nesse sentido, a referida “garantia de melhor preço à data da compra” não poderá pôr em causa os resultados dos leilões. Admitindo que a realização destes ocorra alguns meses antes da período de entrega de gás, não seria concebível nem para o agente vencedor do leilão que se tivesse comprometido com quantidades/preços, nem para a GE que se teria desobrigado do fornecimento via contratos de longo prazo, que no momento das entregas uma suposta “verificação” do preço do leilão vs. contratos *take-or-pay* da GE ainda tivesse lugar.

#### 4. Publicação de Tarifas Transitórias e Migração para Mercado Livre

Ainda que pelas notícias mais recentes (aprovação de Decreto-Lei) se antecipe a prorrogação da data de cessação da publicação das tarifas transitórias para o mercado profissional (>10.000 m<sup>3</sup>/ano), prevista para 31Dez2012, considera-se que a ERSE poderia transmitir sinais quanto à necessidade de migração atempada destes clientes.

É neste sentido que consideramos positivo o anúncio da extinção da actividade de comercialização a grandes clientes da CURG: com apenas 1 cliente activo, está mais que justificada a aplicação da regra que aos 90% de mudança de clientes, as tarifas deixam de ser publicadas. No entanto, e no pressuposto de que não se poderá simplesmente “cortar o gás” (aliás, trata-se de um Hospital Central...), deveriam ser explicitadas os procedimentos contratuais a seguir. Neste sentido, propomos que o contrato seja passado à CURR local e aplicada a tarifa transitória disponível mais próxima. Consideramos que este procedimento aliás deverá ser aplicado à medida que a ERSE, por aplicação do referido critério dos 90%, fosse cessando a publicação das Tarifas Transitórias industriais (MP diária; BP diária; BP>) até à exclusiva publicação de tarifas para o segmento doméstico.

Numa nota adicional, e atendendo à manutenção nas CURRs da GE de 890 clientes industriais com consumo acumulado de cerca de 52 Mm<sup>3</sup>/ano, cremos não ser por demais notar a importância de as tarifas transitórias manterem uma evolução divergente dos preços de mercado, para garantir a criação de espaço concorrencial e incentivo claro à conclusão da migração para o regime de mercado. No caso do mercado doméstico, o anterior apenas se pode considerar ainda mais aplicável.

## 5. Garantia de Fornecimento pelos CURRs

As disposições propostas pela ERSE quanto à garantia de fornecimento pelo CURR parecem-nos carecer de alguma concretização, desde logo em termos da sua aplicação ao mercado não doméstico.

Com efeito, se se pode compreender algum suporte ao consumidor doméstico que se veja privado de fornecimento de gás natural por cessação de actividade do seu comercializador (não se discutindo aqui os motivos), ainda que o mesmo deva ser por um período necessariamente limitado, o mesmo dificilmente se considerará defensável para um cliente profissional, o qual se considera ter capacidade de gestão do seu risco de aprovisionamento. Acresce que se uma carteira de aprovisionamento de alguns milhares de clientes domésticos poderá ser gerível com recurso a alguma flexibilidade dos contratos de aprovisionamento, seria impensável, quer em termos de quantidades, quer especialmente de custos, esperar que um CURR conseguisse gerir uma incerteza relativamente a contratos que pudessem ascender a várias dezenas de milhões de metros cúbicos por ano.

Identicamente, sendo já público a existência de pelo menos três comercializadores em regime de mercado de âmbito nacional, parece-nos que a probabilidade de algum cliente se ver sem ofertas de mercado será mais teórica do que real, pelo que qualquer referência a esta situação deverá ser cuidadosamente ponderada e apenas aplicável se efectivamente demonstrada.

Neste sentido, propõe-se que para o cliente doméstico se considere um prazo máximo de 2 meses para esse fornecimento de recurso, enquanto que para os clientes não domésticos se aplique um prazo máximo de 1-2 semanas, e apenas para clientes até 100.000 m<sup>3</sup>/ano (tipicamente PME), os quais se admite não terem a mesma capacidade de negociação.

Finalmente, em termos de tarifa a aplicar nestes períodos transitórios, propõe-se que o CURR disponibilize a sua melhor tarifa de energia disponível no momento acrescida de custos de comercialização, naturalmente aprovados pela ERSE, acrescidos das tarifas de acesso aplicáveis. Ou seja, de modo a evitar tentativas de arbitragem com uma tarifa de fornecimento de emergência” que fosse publicada ex-ante, estes fornecimentos seriam disponibilizados aos custos aplicáveis no momento. Para o segmento doméstico, aplicar-se-ia a tarifa aditiva em vigor.

## 6. Remuneração da Distribuição

#### a) Mecanismo de Estabilização de Proveitos e Tarifas na Distribuição

Como referimos na discussão das propostas de revisão do Regulamento Tarifário um mecanismo que promova a estabilização dos proveitos permitidos e, sequencialmente, a das tarifas de acesso no período regulatório, tem méritos e deve ser procurado.

No entanto, em primeiro lugar e considerando a própria discussão no Documento Justificativo relativa aos desvios verificados na recuperação de Proveitos Permitidos em anos anteriores, frisa-se a necessidade de qualquer mecanismo ser suportado por estimativas de procura sólidas, preferencialmente realizadas pelas entidades mais próximas das áreas em questão. Considera-se que as ORDs conhecedoras dos seus mercados regionais, bem como dos desenvolvimentos potenciais previstos, estarão numa posição única para estimar os volumes a veicular, os quais deverão ser considerados como base de cálculo. De outro modo, as ORDs ver-se-iam, mais do que a suportar um risco de mercado, antes um risco associado a estimativas realizadas por terceiros, as quais não poderiam controlar e seriam indutoras de desvios tarifários.

No pressuposto anterior, e considerando a maturidade já alcançada no mercado de distribuição, menos sujeita a variações imprevisíveis e de maior dimensão como a RNTIAT, por força do impacto do mercado de produção de electricidade, parece-nos que um mecanismo de estabilização de proveitos poderá até ser mais bem sucedido na actividade de distribuição, com criação de um quadro tarifário estável ao longo do período regulatório. Neste sentido – **insiste-se que com um cenário de procura robusto** – as empresas poderiam apresentar a informação para o conjunto dos três anos, com a inerente simplificação burocrática. Acresce que o anterior é especialmente compatível com a previsível diminuição do investimento das empresas, bem como o proposto controlo do plano de investimento sobre o período regulatório, o que traria uma coerência superior ao processo.

#### b) Custos Operacionais

A GE nota que a ERSE mantém a Energia Veiculada/Vendida como indutor de custos para os ORDs e CURRs, respectivamente. Por mais de uma vez se evidenciou a quase nula aderência dos custos operacionais variáveis das empresas a este indutor, no sentido que o que impacta realmente o nível destes custos são os Pontos de Consumo ou Consumidores fornecidos. Acresce que esse modelo acaba por ter um duplo efeito contrário: (i) as empresas assumem um risco de quantidades que não é ditado pelo mercado, mas por estimativas feitas por terceiros que não podem controlar; (ii) é dissuasor de incentivos à eficiência do consumo que as ORDs em particular deveriam desenvolver, dado representarem uma diminuição do seu nível de custos aceite...

Com efeito, e a presente situação de retração de consumo evidencia-o de novo, as empresas reguladas não observam variações sensíveis dos seus custos pelo menor volume. Inversamente, não é uma ligação de um cliente industrial significativo que faz crescer os seus custos, mas apenas o facto de se tratar de uma nova ligação.

No caso específico dos CURRs notamos ainda que com a previsível diminuição da sua carteira de clientes, por efeito da extinção das tarifas reguladas, estas se verão confrontadas com uma diminuição sensível do seu custo aceite, que não será proporcional ao número de clientes, até porque tipicamente se tem verificado a saída dos clientes domésticos de maior consumo, mais atreitos à mudança.

Finalmente, no que respeita ao peso dos Custos Fixos, considera-se que a fracção dos mesmos deve ser revista em alta, quer no caso dos ORDs (não permite recuperar os custos com pessoal, de elevada inflexibilidade como é reconhecido), quer dos CURRs (a proposta necessidade de manutenção dos níveis de RQS, num universo de clientes progressivamente mais reduzido, impedirá a continuada melhoria variável da eficiência nos custos).

#### c) Alteração da Metodologia de Remuneração dos Activos

A GE nota que o actual mecanismo de remuneração baseado no RAB apresenta o inconveniente de, uma vez que já está concluído o ciclo de desenvolvimento massivo das redes de distribuição, apenas permitir às ORDs uma expectativa de EBITDAs decrescentes, dado que o valor das amortizações anuais é já superior ao do investimento do exercício.

Para limitar o anterior, seria necessário “promover” a realização de investimentos menos justificáveis em termos de aporte de gás natural à rede, realizados quase na lógica de manutenção dos proveitos permitidos, o que se considera contrário ao objectivo de desenvolvimento eficiente das redes, dado representar custos e tarifas acrescidos.

Coloca-se assim à consideração da ERSE um modelo alternativo, baseado na remuneração do Activo Bruto, com a correspondente alteração da metodologia de fixação da taxa de remuneração. Deste modo, as empresas teriam um perfil de proveitos estável, com um efeito idêntico nas tarifas, sendo que o próprio investimento anual seria percentualmente inferior face ao impacto que tem no RAB, contribuindo assim igualmente para uma maior estabilidade tarifária.

Esta opção, cuja implementação não se afigura especialmente dificultada, apresentaria vantagens para o ambiente regulatório, no que representaria de previsibilidade e estabilidade para os diversos *stakeholders* do SNGN, incentivando a realização de investimentos eficientes.

#### d) Contratos de Concessão

As empresas distribuidoras voltam a notar a necessidade de a ERSE respeitar e aplicar os mecanismos de reequilíbrio económico-financeiro previstos nos respectivos Contratos de Concessão. O direito aos referidos mecanismos não decorre de decisão do regulador, mas por opção do concedente, exercida no momento de renegociação dos referidos contratos, tornada necessária pelo processo de liberalização e *unbundling*.

Notamos que se vai já no terceiro ano tarifário de não aplicação dos mecanismos, o que implica um acumular de valores a recuperar que, finalmente, onerará financeiramente os clientes finais, considerando-se que, prática, a ERSE tem permitido a criação na prática de um défice tarifário desnecessário que urge terminar e recuperar.

## e) Contadores

Também por uma questão de princípio, as ORDs deixam registado o seu total desacordo à decisão da ERSE de não incluir o activo relacionado com os equipamentos de medição no seu RAB, por uma interpretação demasiado extensiva e literal da legislação de serviços públicos.

Cumprir notar a indissociabilidade da actividade de medição do gás natural dos serviços prestados pelas distribuidoras, aliás estabelecida nos próprios contratos de concessão.

Nota-se finalmente que as concessões estão a atingir os primeiros 20 anos de actividade, pelo que será necessário iniciar a substituição dos equipamentos, não se entendendo como este investimento poderá ser realizado com a necessária remuneração-

## 7. UAGs

### a) Gestão logística do sistema e liberalização do transporte rodoviário

A GE nota que não se deve perder a oportunidade desta revisão regulamentar para corrigir alguns aspectos da regulamentação associada às UAGs, especialmente tendo em conta a liberalização verificada, e o aumento de instalações privadas, em particular as ditas “mini-UAGs” que não permitem uma descarga total do camião-cisterna.

Separando as vantagens de se manter uma gestão logística integrada das UAGs de sistema (propriedade das distribuidoras e licenciadas), no que representa de utilização racional de recursos e *back-up* operacional, a GE desde sempre tem defendido a necessidade de se liberalizar o transporte rodoviário para as UAGs privadas. Com efeito, enquanto para as UAGs de sistema, o princípio da uniformidade tarifária nacional pode justificar a perequação dos custos rodoviários na Tarifa de Transporte, consideramos que tal não é aplicável em instalações privadas.

Por outro lado, nota-se que o custo do transporte rodoviário para as “mini-UAGs” não é sequer comparável com as outras instalações, dado obrigarem a cargas partilhadas, e muito provavelmente a apoio logístico de outras instalações para evitar deslocações longas com o camião em carga parcial, situação não desejável em termos de segurança. Contudo, este serviço do sistema – e será do SNGN pois dificilmente existirão outras UAGs na vizinhança daquelas com capacidade de acomodar a descarga – não está sequer previsto em RT. A perequação destas situações na Tarifa de Transporte criaria um sobrecusto para o SNGN, que se entende não ser defensável.

Considera-se que apenas com a efectiva liberalização do transporte rodoviário e com a assunção da sua gestão logística e risco de aprovisionamento por parte das instalações privadas, se incentivará uma utilização concorrencial e eficiente destas. Qualquer serviço de apoio pelo SNGN deverá ser pago, concedendo-se em contrapartida a liberdade aos agentes de mercado para contratarem a carga no terminal que lhes for mais adequado, sem limitação da referência ao “custo de transporte desde o TGNL de Sines”, que num mercado concorrencial parece menos adequado e até sinalizador de um preço máximo aceite.

## b) Remuneração do GL-UAG

A GE, através do CURG, tem garantido a gestão logística do transporte rodoviário, desde a programação das cargas e descargas e reprogramações em situações de potencial ruptura, até à própria gestão da segurança e qualidade dos contratos de transporte.

Como repetidamente referido à ERSE, a relevância dos serviços prestados, cuja abrangência terá tendência a aumentar com o previsível aumento de apoio logístico às UAGs privadas (e esta evidência não prejudica o anteriormente referido quanto à necessária liberalização do negócio destas instalações), não pode deixar de ser reconhecida e remunerada pelo SNGN.

Sendo certo que a remuneração destes serviços até ao momento apenas foi muito parcialmente reconhecida na Tarifa de Comercialização do CURG e esta, nos termos que vigorava será extinta com o fim da Actividade de Comercialização de Grandes Clientes, torna-se imperativo estabelecer os mecanismos de remuneração da actividade de gestão logística, que deve reconhecer os meios empregues pela GE na realização destas funções (pessoal, sistemas e apoio corporativo).

## **Revisão Regulamentar 2012**

### **Regulamento de Relações Comerciais**

#### **1. CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE**

**Q1. O processo de certificação é desenvolvido pela ERSE nos termos e para os efeitos definidos na legislação aplicável.**

**Q2. Anualmente, o operador da rede de transporte envia à ERSE até final do mês de março um relatório sobre as entidades que tenham votos superiores a 2% do seu capital social, relativamente à situação observada em 31 de dezembro do ano civil anterior.**

**Q3. Sempre que se verifique alguma alteração relevante na informação reportada à ERSE para efeitos de certificação, o operador da rede de transporte deve informar a ERSE no prazo máximo de 10 dias úteis.**

**Q4. A informação solicitada ao operador da rede de transporte para efeitos de verificação das condições de certificação deve ser enviada à ERSE no prazo máximo de 10 dias úteis.**

Estas questões dizem respeito à certificação do operador da rede de transporte, as quais não são aplicáveis às empresas do Grupo GE. No entanto, tratando-se de obrigação derivada da transposição da Directiva Europeia, comentaríamos apenas que se devem evitar procedimentos desnecessariamente pesados e burocráticos, no que eles representariam de custos para o SNGN e menos operacionalidade.

#### **2. DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM**

**Q5. O aprofundamento da separação de imagens e de comunicação com os consumidores, através de práticas concretas no seu “*modus operandi*”, a propor pelas empresas e a aprovar pela ERSE.**

A estratégia de diferenciação de imagem da GE já foi apresentada e aprovada, e entendemos que está adequada aos requisitos inicialmente propostos. Entendemos que nesta matéria não existe margem para alteração de imagem, mais fazemos notar que as CURR terão um período de vida útil bastante curto, sendo de sopesar os custos de alteração da mesma com os verdadeiros benefícios daí retirados, especialmente atendendo a que, do nosso conhecimento, não têm existido reclamações a este respeito.

**Q6. A diferenciação de imagem a desenvolver pelos operadores das redes de distribuição deve considerar em especial a imparcialidade e a neutralidade que devem caracterizar a sua atuação em várias áreas do sector do gás natural e perante todos os agentes no mercado.**

As empresas que operam no mercado regulado no período regulatório em vigor, apresentaram e foram aceites pela ERSE, metodologias de diferenciação, direccionadas a uma mais fácil identificação pelos consumidores de que atividades as diferentes empresas do grupo exercem, em particular no que se refere à diferenciação dos comercializadores de último recurso e em regime de mercado.

**Q7. A separação de imagem a implementar pelos CURR deve evitar a confusão dos consumidores relativamente à sua identidade, em comparação com a do comercializador em regime de mercado do mesmo grupo empresarial.**

As empresas reguladas fazem parte de um grupo de empresas com entidade e valores ao nível da marca que devem ser protegidos e garantidos.

Considera-se também de notar, que um programa pesado de mudança de imagem dos CURRs deve ser sopesado com o calendário estabelecido para a extinção de tarifas transitórias do segmento doméstico – o único verdadeiro destinatário desta alteração. Com efeito, tais desenvolvimentos seriam dispendiosos, com um efeito notado nas tarifas, que não seria necessariamente compensado por uma suposta melhor informação aos clientes.

Coloca-se assim à consideração da ERSE que sejam avaliados os custos/benefícios desta alteração, por comparação com a migração verificada nos primeiros anos do período regulatório, por forma a clarificar a necessidade deste investimento, apenas necessário se se verificar uma resistência desproporcionada à mudança para o mercado livre no segmento regulado.

### **3. PROGRAMA DE CONFORMIDADE DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS**

**Q8. O RRC passe a prever um Programa de Conformidade para cada um dos operadores das infraestruturas de gás natural que pertençam a uma empresa verticalmente integrada, do qual deverá fazer parte integrante o Código de Conduta existente, incluindo, no caso dos operadores das redes de distribuição, o anexo respeitante aos procedimentos a utilizar no serviço de atendimento aos consumidores de gás natural.**

Damos aqui como reproduzidos os comentários à Certificação do ORT: nada havendo a opor, até por se tratar de obrigação derivada da transposição da Directiva Europeia, comentaríamos apenas que se devem evitar procedimentos desnecessariamente pesados e burocráticos, no que eles representariam de custos para o SNGN e menos operacionalidade.

Neste sentido, desde já nos colocamos à disposição da ERSE para, anteriormente à apresentação das propostas dos ORDs fosse possível obter um entendimento conjunto entre estes e o regulador, para concentrar os esforços nos pontos mais relevantes, bem como definir um calendário de implementação adequado.

### **4. AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL PELOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)**

**Q9. A proposta de revisão regulamentar adopta uma abordagem mais flexível de aprovisionamento de gás natural pelo CURG, estabelecendo que a sua única actividade se dedica a assegurar as quantidades que lhe sejam solicitadas pelos CURR e que o referido aprovisionamento se efectue também através de um mecanismo regulado específico.**

A GE considera adequada a opção legislativa que manteve centralizada no CURG a responsabilidade de aprovisionamento do mercado regulado, garantido aquele a aquisição do gás natural para fornecimento aos diferentes CURRs, no que representa de superior garantia de transparência na formação de uma tarifa de energia transitória nacional, especialmente importante para a definição de tarifas transitórias realmente indutoras de transferência para o mercado livre do segmento doméstico, intrinsecamente menos atreito à mudança.

**Q10. A proposta de revisão regulamentar estabelece como única actividade do CURG a compra e venda de gás natural para fornecimento aos CURR.**

A GE concorda com a proposta, notando apenas que ainda existe um cliente na carteira do CURG, que pelas suas características não é interrompível (trata-se de um hospital central, por natureza prioritário).

Neste sentido, será necessário estabelecer os procedimentos a seguir a partir da aprovação da alteração aos regulamentos, especialmente se o referido consumidor não tiver entretanto celebrado contrato em regime de mercado.

*Colocamos à consideração da ERSE a possibilidade de nesse momento o contrato de fornecimento ser transferido para o CURR local, sendo aplicada a Tarifa Transitória do escalão de consumo mais próximo.*

**Q11. A proposta de revisão regulamentar estabelece que o comercializador do SNGN deve assegurar o fornecimento ao CURG no âmbito da contratação estabelecida entre estas duas entidades e adapta o regime de priorização do fornecimento a esta realidade legal.**

Nada temos a opor a esta disposição desde que seja claro que o CSNGN fica desobrigado do fornecimento de quantidades que o CURG contrate separadamente nos termos previstos na Q9.

Com efeito, seria inaceitável para a Galp Gás Natural uma obrigação – para a qual se nota não é considerada sequer qualquer remuneração – de manutenção de volumes em hold, para um eventual fornecimento à CURG, se por algum motivo o preço determinado em leilão fosse no momento da entrega considerado inadequado.

**Q12. A proposta de revisão regulamentar estabelece ainda a existência de leilões de gás natural pelo comercializador do SNGN como um mecanismo regulado de contratação, com regras específicas a adoptar em sede de subregulamentação, nos termos da legislação entretanto publicada.**

O regime de leilões proposto, desde que realizado sob a supervisão da ERSE, com regras transparentes e não discriminatórias, parece-nos ser o melhor mecanismo de contratação de gás natural para estes fornecimentos. No entanto, consideramos que, tomando-se esta opção, a mesma terá forçosamente de ser assumida em toda a sua extensão. Em particular, a referida “garantia de melhor preço à data da compra” não poderá pôr em causa os resultados dos leilões. Admitindo que a realização destes ocorra alguns meses antes da período de entrega de gás, não seria concebível nem para o agente vencedor do leilão que se tivesse comprometido com quantidades/preços, nem para a GE que se teria desobrigado do fornecimento via contratos de longo prazo, que no momento das entregas uma suposta “verificação” do preço do leilão vs. contratos *take-or-pay* da GE ainda tivesse lugar.

## **5. EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS A CLIENTES FINAIS**

**Q13. Nesse sentido, torna-se necessário introduzir as alterações correspondentes em disposições diversas do RRC, nomeadamente sobre as temáticas de compra e venda de gás natural pelos comercializadores de último recurso, a escolha e mudança de comercializador, a obrigação de fornecimento pelos comercializadores de último recurso e as tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso.**

Coerentemente, consideramos positiva a criação de regime de aquisição de gás natural pelo CURG em regimes de mercado, com vista a eliminar a ligação histórica aos contratos de *take-or-pay* da GE que já não se justifica, até porque com a presença de novos entrantes no mercado nacional aqueles poderão não ser já os mais representativos do preço disponibilizado em regime de mercado, criando assimetrias entre a fixação da tarifa transitória e o preço de mercado.

## **6. OBRIGAÇÃO DE APRESENTAÇÃO DE PROPOSTAS DE FORNECIMENTO PELOS COMERCIALIZADORES EM REGIME DE MERCADO**

**Q14. A obrigação dos comercializadores enviarem à ERSE informação sobre os escalões de consumo abrangidos pela sua actividade de comercialização, divulgando-a publicamente nas suas páginas na Internet.**

A GE concorda com a proposta, no que permite aos comercializadores posicionarem-se em termos de segmento de mercados em que pretendem operar, através do anúncio prévio dos escalões em que estão activos, de modo a que os consumidores possam seleccionar os que lhes poderão apresentar propostas.

Sem prejuízo do referido, sugere-se uma revisão da disposição que prevê um anúncio trimestral, que parece algo excessivo, dado não se tratar de decisão de gestão corrente. Sugere-se assim que o comercializador esteja obrigado a reportar o início ou finalização de actividades no sector doméstico (onde deveria existir uma obrigação de manutenção da actividade por um mínimo de 12 meses), sendo o anúncio para o sector não-doméstico anual.

**Q15. A obrigação de apresentação de propostas de fornecimento de gás natural por parte dos comercializadores em regime de mercado, para os escalões de consumo para os quais disponham de ofertas. Os comercializadores que pretendam abastecer clientes com consumos anuais de gás natural inferiores a 10 000 m<sup>3</sup> devem disponibilizar através das suas páginas na Internet ofertas públicas de fornecimento de gás natural, nos termos previstos na lei.**

Concordamos com a proposta, sendo que as empresas da GE já incorporaram nas suas práticas o envio dos escalões de consumo nos segmentos que comercializam. Esta prática nos escalões domésticos, está acompanhada da publicação das diferentes ofertas no site da empresa.

**Q16. A identificação de um conteúdo mínimo das propostas a apresentar pelos comercializadores aos clientes que as solicitem, devendo incluir, pelo menos, as seguintes informações:**

- **Identificação completa e contactos do comercializador;**
- **Duração da oferta comercial e do contrato subjacente;**
- **Preços e outros encargos;**
- **Meios, prazos e outras condições de pagamento das facturas associadas ao contrato.**

Concordamos com a proposta, notando-se aliás que esta informação já faz parte das condições gerais e particulares do contrato disponibilizado ao cliente pela nossas comercializadores.

**Q17. O prazo para apresentação da proposta ao cliente não deve ser superior a 8 dias úteis, no caso de clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m3 e a 12 dias úteis nos restantes clientes, a contar da data do seu pedido, sem prejuízo de outro prazo que venha a ser acordado entre as partes.**

É do interesse do Comercializador fazer chegar as suas propostas ao Cliente no menor espaço de tempo possível e nas melhores condições. Neste contexto discordamos com a obrigatoriedade de prazos para apresentação de propostas para os clientes não domésticos, de modo a que na sua preparação se incorpore o máximo de informação. Notamos aliás, que a eficiência de apresentação de propostas será um factor de diferenciação dos comercializadores.

**Q18. Para efeitos de aceitação da proposta contratual, o cliente deve responder ao comercializador dentro do prazo previsto para a duração da oferta comercial**

A GE concorda com a proposta, desde que se entenda que o proposto é o prazo previsto para a *aceitação/adjudicação da oferta*, e não da *duração* da oferta.

**Q19. A apresentação da proposta de fornecimento deve ser acompanhada de um exemplar das condições gerais do contrato correspondente.**

Vide ponto 16.

**Q20. Se, para efeitos de apresentação de proposta de fornecimento, for exigido o pagamento de custos adicionais, nomeadamente referentes aos processos de contratação pública, o comercializador deverá ficar exonerado da obrigação de apresentação de proposta.**

A GE concorda com este ponto de vista.

## **7. REGULAMENTAÇÃO DO REGIME DE TARIFA SOCIAL**

**Q21. A proposta de revisão regulamentar prevê um conjunto de obrigações aos comercializadores no âmbito da legislação sobre a tarifa social.**

Este conjunto de obrigações que se aplica aos clientes domésticos e com os quais a GE está de acordo para além das obrigações já hoje vigentes deverão incidir sobre a disponibilização de informação aos clientes vulneráveis.

**Q22. A proposta define a cadeia de facturação entre operadores de redes relacionada com os custos com a tarifa social.**

De acordo.

## **8. MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL**

**Q23. A definição de uma nova variável de capacidade contratada para facturação do uso das redes e das infraestruturas nos pontos relevantes da RNTGN, excepto as saídas para clientes em alta pressão e para as rede de distribuição.**

**Q24. A introdução de novas variáveis de facturação de capacidade base anual e capacidade mensal a facturar nas tarifas de acesso às redes.**

**Q25. A introdução a título transitório de uma regra supletiva sobre a transferência capacidade utilizada nos pontos de entrada da RNTGN, até à entrada em vigor do novo modelo de atribuição de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT.**

**Q23-25** Entendemos estas propostas como complementares às novas regras de contratação de capacidade, sobre as quais demos o nosso acordo de princípio noutras questões da consulta, nada tendo assim acrescentar.  
No caso específico da Q25, notamos contudo a nossa proposta de manutenção da estrutura tarifária actual até 30 de Setembro de 2013, com fixação das tarifas de acesso no período de 1 de Outubro a 30 de Setembro (“ano térmico”), ligando-se assim desde o início do novo período regulatório o período de contratação de capacidade à reserva efectuada, com a vantagem de o agente, no momento da reserva de capacidade, conhecer o preço das tarifas para todo esse período.

## **9. MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E ACESSO AO REGISTO DO PONTO DE ENTREGA**

**Q26. A proposta de revisão regulamentar consagra a adopção de um prazo máximo para a mudança de 3 semanas, nos termos da própria Directiva 2009/73/CE, estabelecendo-se, a par, a adopção do princípio da data preferencial para transferência da responsabilidade do fornecimento se esta for comunicada pelo novo comercializador devidamente autorizado para o efeito pelo cliente. Para tal, a proposta de revisão regulamentar consagra uma interpretação do tempo de mudança que é ajustada à compatibilização destes dois aspectos: nas situações em que seja comunicada uma data preferencial para a mudança, o respectivo prazo corresponde ao tempo que medeia entre pedido e a concretização de todos os passos para tal nos termos da plataforma de mudança.**

A GE entende que o cliente doméstico deve ter direito à não divulgação dos seus dados de RPE, pelo que os dados não poderão ser divulgados por defeito, mas apenas após acordo expresso do consumidor, devendo a proposta ser reformulada. Naturalmente, esta excepção não se aplicaria nos casos previstos legalmente.

No que diz respeito ao cliente não doméstico, considera-se que a necessidade de criação de mercado concorrencial pode justificar a proposta, sem prejuízo da estrita protecção de dados comercialmente sensíveis a que os comercializadores estarão obrigados.

**Q27. A proposta de alteração regulamentar prevê que se deixe de impor um número máximo de mudanças de comercializador, anteriormente fixado em 4 mudanças no período de um ano, com o fundamento na experiência entretanto recolhida e no actual quadro de desenvolvimento do mercado livre, bem como no interesse em paralelizar os processos de mudança nos mercados de gás natural e da electricidade.**

A GE aceita proposta, não deixando no entanto de notar que a “gratuidade” do processo não o é de acto, existindo custos para o SNGN em termos de gestão do processo.

Por outro lado, a facilitação de todo o processo de mudança deveria ser acompanhada de mecanismos de controlo do “pagamento da última factura”, bem como da existência de clientes repetidamente incumpridores.

Neste sentido, coloca-se à consideração a possibilidade de se estabelecer para os Comercializadores Livres a possibilidade de objectarem a mudança de comercializador em caso de existência de “dívida vencida não contestada”, até na lógica de igualização de tratamento face aos CURRs.

**Q28. A proposta de alteração regulamentar adapta o regime de celebração de contratos com os CURR e da respectiva mudança de comercializador ao processo de extinção de tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais, inibindo, para os clientes abrangidos pela extinção de tarifas, o regresso a carteiras dos CURR de consumidores que tenham já optado por fornecimentos em regime de mercado.**

De acordo.

**Q29. A proposta de revisão regulamentar prevê algum reforço dos deveres de informação relativamente à mudança de comercializador, desde logo para assegurar informação global sobre o desenvolvimento dos processos em que haja comunicação de data preferencial de mudança e para clarificar a abrangência dos deveres já existentes.**

De acordo. No que respeita à data preferencial de mudança nota-se a especial urgência do seu estabelecimento para os clientes em telemedida, devendo a ERSE insistir junto do GPMC para o desenvolvimento imediato.

**Q30. A proposta de revisão regulamentar consagra o acesso massificado pelos comercializadores e CURR, junto do gestor da mudança de comercializador, à informação constante no registo do ponto de entrega, relativo ao conteúdo reduzido e sem dados pessoais. A proposta consagra ainda o direito das pessoas singulares e colectivas se oporem a este regime de acesso e a obrigação dos comercializadores manterem reservada a informação a que acedem neste âmbito.**

A GE entende que o cliente doméstico deve ter direito à não divulgação dos seus dados de RPE, pelo que os dados não poderão ser divulgados por defeito, mas apenas após acordo expresso do consumidor, devendo a proposta ser reformulada. Naturalmente, esta excepção não se aplicaria nos casos previstos legalmente.

## **10. REGIME DE MERCADO**

A título de exemplo, as auditorias previstas às comercializadoras livres, para as quais se prevê um âmbito em tudo semelhante às das CURRs, parecem desajustadas, em especial no que releva de quase suspeição quanto a práticas comerciais inadequadas que, a acontecerem, caberia antes à Autoridade da Concorrência investigar.

**Q31. A proposta actual, de acordo com o intuito de sistematização das questões associadas ao funcionamento do mercado, introduz um novo capítulo no RRC, especialmente focado no Regime de Mercado, de onde constam, além da sistematização das formas e modalidades de contratação, os princípios fundamentais para a transparência e supervisão do mercado de gás natural.**

A GE considera que a comercialização em regime de mercado deve, em primeiro lugar, submeter-se à legislação aplicável, em particular no que diz respeito aos serviços públicos essenciais, à protecção do consumidor e às leis da concorrência.

**Q32-37** A GE não tem questões de princípio ao proposto nas questões seguintes, até pelo carácter transversal de legislação europeia que representa. No entanto, a exemplo dos comentários apresentados sobre o programa de conformidade dos ORDs e Certificação do ORT, recomenda-se que seja sopesado o detalhe e periodicidade de informação a produzir, com a carga burocrática criada sobre as empresas objecto desta supervisão. Deste modo, desde já nos disponibilizamos para sessões de trabalho conjuntas com a ERSE, que consideramos deverem ser alargadas aos diferentes stakeholders do SNGN, para estabelecimento dos critérios e padrões fundamentais da informação a recolher, calendários de implementação, etc.

**Q32.** A presente proposta de revisão regulamentar prevê a adopção do registo de agentes de mercado para o gás natural, em base mantida e implementada nacionalmente pela ERSE e reflectida no registo europeu mantido pela ACER.

**Q33.** A abordagem da proposta regulamentar agora apresentada assegura o cumprimento mínimo dos deveres de manutenção de dados de transacções previstos na Directiva 2009/73/CE e no REMIT, sendo que o conjunto de agentes sujeitos a deveres de manutenção de dados de transacção previsto na actual proposta de revisão regulamentar abrange o conjunto de entidades participantes na negociação de energia, conforme descritos na mencionada Directiva 2009/73/CE.

**Q34.** A proposta de revisão regulamentar agora apresentada inclui obrigações adicionais de prestação de informação por parte dos CURR e CURG, justificadas, por um lado pela alteração do enquadramento legal de actuação destes agentes e, por outro lado, pela necessidade de uma monitorização do funcionamento do mercado mais equilibrada e adequada ao enquadramento europeu decorrente das normas sobre transparência e integridade dos mercados.

**Q35.** A abordagem da proposta de revisão regulamentar a respeito da comunicação de informação susceptível de influenciar as condições de mercado mantém no texto regulamentar os princípios orientadores da mesma e remete para condições de detalhe a aprovar em sede de subregulamentação.

**Q36.** Do mesmo modo, a presente proposta de revisão regulamentar prevê a adopção de mecanismos de verificação de incumprimentos nos prazos e na comunicação, como instrumento de implementação efectiva deste regime de divulgação de informação.

**Q37.** A proposta de revisão regulamentar prevê a adopção de um quadro de subregulamentação que sistematize o conjunto de deveres de informação, com a sustentação de que esta abordagem é, através de uma óptica integrada, a mais eficaz na concretização de condições acrescidas de transparência do mercado.

**Q38.** A proposta de revisão regulamentar prevê a introdução da figura das recomendações formais aos agentes sobre matérias relacionadas com a actuação em mercado, sustentada na construção de um mercado participado e nas vantagens de actuação preventiva e/ou pedagógica por parte das autoridades de monitorização e supervisão.

Nada temos a opor a esta proposta, desde que aplicada com a necessária prudência, de modo a evitar um excesso regulatório sobre os agentes em regime de mercado, o que seria limitadora da concorrência e dificultaria a apresentação de propostas efectivamente concorrentes.

**Q39. A proposta de revisão regulamentar prevê a possibilidade de adoção de um mecanismo regulado de aquisição de gás natural pelo CURG, para satisfação das necessidades de abastecimentos dos CURR, mecanismo esse assente em modalidades de contratação orientadas para a minimização dos custos de aprovisionamento de gás natural.**

Fazemos referência aos comentários gerais, bem como às respostas ao capítulo 4 deste documento e respostas sobre o mesmo assunto constantes dos comentários à proposta de alteração do RT.

## **11. OUTRAS REGRAS DE RELACIONAMENTO COM OS CONSUMIDORES**

**Q40. Neste sentido, propõem-se pequenas alterações ao disposto no RRC sobre o conteúdo dos contratos de fornecimento de gás natural e da própria factura apresentada.**

A GE não tem nada a apor, no entanto será preciso calendarizar a operacionalização destas alterações.

**Q41. A consagração da obrigação dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores divulgarem publicamente o catálogo de direitos dos consumidores de energia, designadamente através das suas páginas na Internet.**

A GE entende que esta informação já está disponibilizada quer em folhetos nos pontos de atendimento presencial, quer via internet, como através de encartes enviados na factura.

A disponibilização deste catálogo por outras vias, nomeadamente em papel, como sugerido na Audição Pública iria ter uma relação custo/benefício que estimamos desfavorável.

**Q42. Nestes termos, os clientes economicamente vulneráveis, definidos como tal pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de Setembro, que criou a tarifa social do gás natural, passaram a beneficiar dos dois referidos mecanismos de salvaguarda, desde 1 de Junho de 2012, tornando-se necessário reproduzi-los, designadamente nos artigos 246.º e 248.º da proposta de revisão do RRC.**

De acordo.

**Q43. Em face do acima exposto, considera-se que o RRC deve ser revisto de modo a integrar as alterações legislativas mencionadas.**

De acordo.

**Q44. Com o propósito acima descrito, pretende-se incluir a título de regra de relacionamento comercial com os clientes de gás natural o dever dos comercializadores que fazem uso de métodos de venda agressiva adoptarem um Código de Conduta.**

À semelhança do que hoje ocorre no mercado regulado, a GE entende que aos comercializadores em regime de mercado deverão ter um código de conduta. No entanto as vendas agressivas e/ou à distancia têm o seu enquadramento legal próprio devendo apenas o código de conduta fazer referência à legislação aplicável, nomeadamente a de protecção do consumidor e dos dados pessoais.

**Q45. Para o efeito, o disposto no n.º 4 do actual artigo 223.º deverá ser transferido para o artigo 213.º da proposta de revisão do RRC, com a epígrafe “Relacionamento comercial com os clientes”.**

Nada a opor.

**Q46. A transmissão por via sucessória, quando demonstrada a vivência em economia comum, impede a cessação do contrato de fornecimento de gás natural celebrado com o comercializador de último recurso.**

Ver resposta seguinte.

**Q47. Nas situações de atribuição da casa de morada de família a um dos cônjuges por divórcio, a alteração da identificação do titular do contrato não equivale à celebração de um novo contrato de fornecimento de gás natural.**

A GE nada tem a opor por princípio a estas alterações. No entanto, por uma questão de reserva de posição, não podemos deixar de notar que não será a regulamentação da ERSE que poderá ultrapassar eventuais obrigações legislativas, nomeadamente a exigência de inspecção às instalações.

Sugere-se assim uma consulta à entidade com estas competências (DGEG) para clarificação da adequação destas propostas à legislação vigente.

**Q48. Tratando-se de um mero lapso, foi corrigida a situação, alterando-se nesse sentido a redacção do artigo 57.º da proposta de revisão do RRC.**

Nada a opor

## **12. OUTRAS ALTERAÇÕES**

### **12.1 SERVIÇOS OPCIONAIS**

**Q49. Clarificar a natureza dos serviços que podem ser incluídos no conceito de serviços opcionais.**

Compreende-se a posição da ERSE de limitar estas actividades ao nível das ORDs e CURRs, especialmente se disponíveis em ambiente de mercado. No entanto, dado as mesmas representarem um reconhecido valor acrescido para o consumidor final, e por a grande maioria dos clientes domésticos estar ainda nos CURRs, coloca-se à consideração que a cessação destas actividades nas empresas reguladas ocorra ao longo do próximo período regulatório, até para permitir a descontinuação dos contratos existentes.

**Q50. Estabelecer que a oferta de serviços opcionais está sujeita a apreciação prévia da ERSE.**

Hoje em dia esta situação já ocorre para o mercado regulado, e concordamos com a sua permanência. Num contexto de mercado os serviços opcionais fazem parte da própria oferta ao cliente não devendo ser sujeitas a qualquer aprovação.

## **12.2 AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO RRC**

**Q51. Eliminar a data limite de 30 de Março para indicação de outras auditorias a promover no ano seguinte, passando a ERSE a poder solicitar às empresas, a todo o tempo, a realização de auditorias sobre matérias que considere necessárias.**

O entendimento entre auditorias e inspeções carece de ser clarificado. A GE concorda no que respeita às inspeções; no entanto, no que concerne às auditorias, ainda que os custos inerentes sejam reconhecidos e aceites na totalidade na tarifa, devem ser programadas numa óptica de minimizar o impacto no normal funcionamento da empresa/serviços.

Notamos ainda que, para lá dos custos de realização da auditoria, não poderão deixar de ser tidos em conta os associados aos desenvolvimentos propostos em resultado da auditoria, os quais naturalmente não poderão ser incorporados nos custos sujeitos aos indutores no período regulatório em curso.

## **12.3 INFORMAÇÃO SOBRE PREÇOS DOS COMERCIALIZADORES EM REGIME DE MERCADO**

**Q52. A proposta de revisão regulamentar prevê a clarificação do conteúdo e do prazo de envio dos preços de referência pelos comercializadores à ERSE, no âmbito das obrigações de informação sobre preços.**

A GE nota que o proposto no RRC para a monitorização dos preços, ao propor uma periodicidade trimestral e um âmbito de aplicação global, entra em contradição com as disposições constantes do Artº38º do Decreto-Lei 231/2012, que estabelece obrigações de reporte semestral e para o segmento de baixa pressão.

Deste modo, propomos que a revisão da proposta para alinhamento com o referido Decreto-Lei, bem como a consideração de limitação da publicação destes valores ao mercado doméstico, considerando a necessidade de proteção de dados comercialmente sensíveis num segmento tão competitivo como o das PME's (consumos anuais entre 10.000 a 100.000 m<sup>3</sup>/ano).

## **12.4 OPÇÕES TARIFÁRIAS DISPONÍVEIS A CLIENTES COM MEDIÇÃO DE CARACTERÍSTICAS DIFERENTES DAS REGULAMENTARES**

**Q53. A proposta de revisão regulamentar prevê a clarificação das opções tarifárias disponíveis aos clientes que optam por suportar os encargos de um equipamento de medição de características superiores à norma e também aos clientes que têm esse equipamento de medição por opção do operador de redes, apesar de terem alterado as suas características consumo.**

A GE regista positivamente a alteração regulamentar que permitirá que toda a informação operacional a reportar pelas empresas passe a ter como referência o ano civil, sincronizando a informação operacional com a informação financeira já enviada nessa base, desde a última revisão regulamentar, ocorrida no início do período regulatório que agora termina.

Na presente proposta, o ano de contratação de capacidade passa a ser de 1 de Outubro a 30 de Setembro em linha com o ano térmico a considerar nos futuros códigos de rede europeus. O período de fixação de tarifas mantém-se contudo de 1 Julho a 30 de Junho. Propõe a regulamentação um regime transitório para compatibilizar o período tarifário com a da atribuição de capacidade. Seria desejável sincronizar os períodos de contratação de capacidade e de validade das tarifas, para os agentes ajustarem as suas decisões em função dos preços que vão ser praticados.

Pelo exposto, a GE recomenda que o sincronismo entre atribuição de capacidade e fixação de tarifas seja considerado.

## **12.5 ESTIMATIVAS DE CONSUMO DA RESPONSABILIDADE DOS COMERCIALIZADORES**

**Q54. A proposta de revisão regulamentar prevê reconhecer aos comercializadores a possibilidade de efectuar estimativas de consumo para facturação, utilizando as metodologias de estimativa previstas no Guia de Medição (respeitando a metodologia escolhida por cada cliente) e os dados de consumo disponibilizados pelos operadores de rede.**

Sim, à semelhança do resto da Europa.

## PROPOSTA ADICIONAL – DOMÉSTICO EXISTENTE

A Galp Energia coloca à consideração da ERSE a simplificação da metodologia de comparticipação dos ORDs na conversão/reconversão dos clientes domésticos, no sentido que o disposto no Art103º do RRC, como se apresenta de seguida:

### Integração de pólos de consumo existentes – RRC, capítulo VII, secção III

#### Propõe-se as seguintes simplificações:

- 1) Alteração do nº 2 do artigo 103º do RRC, passando a distinguir somente 2 tipificações:
  - a) Instalações de utilização servidas por redes internas de gases combustíveis.
  - b) Instalações de utilização não servidas por redes internas de gases combustíveis.
- 2) Adaptação do nº 3 do artigo 104º do RRC à alteração proposta no ponto anterior:
  - a) Nas situações descritas na alínea a) do nº 2 do artigo 103º são apenas considerados os eventuais custos com a adaptação da instalação interna e a intervenção nos aparelhos de queima nas instalações de utilização à data da integração do pólo de consumo em que se inserem.
  - b) Nas situações descritas na alínea b) do nº 2 do artigo 103º são aceites os custos com o eventual estabelecimento das instalações dos clientes, bem como os que decorrem da adaptação de aparelhos de queima existentes nas instalações à data da integração do pólo de consumo em que se inserem, num máximo de 95% do valor de referência publicado.
- 3) Revisão do reporte de informação:
  - Para apuramento dos valores de referência

Investimento em instalação com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m <sup>3</sup> - ano 2011	Lisboagás	Lusitanagás	Setgás	Belragás	Durlensegás	Medlgás	Dlanagás	Paxgás
Nº Conversões / Reconversões	0	0	0	0	0	0	0	0
. Conversões								
. Reconversões								
Investimento bruto em Conversões / Reconversões (m€)	0	0	0	0	0	0	0	0
. Conversões								
. Reconversões								
Custos unitários brutos (€) - para efeito de apuramento do valor de referência								
c.unit. Conversão - (€)								
c.unit. Reconversão - (€)								

- Para controlo e validação do cumprimento dos limites fixados pela ERSE em termos de valores médios reais de cada ORD

Investimento em instalação com consumo anual inferior ou igual a 10 mil m <sup>3</sup> - ano XXXX	Lisboagás	Lusitaniagás	Setgás	Beiragás	Duriensegás	Medigás	Dianagás	Paxgás
Nº Conversões / Reconversões	0	0	0	0	0	0	0	0
. Conversões								
. Reconversões								
Comparticipação cliente	0	0	0	0	0	0	0	0
. Conversões								
. Reconversões								
Investimento final líquido em Conversões / Reconversões (m€)	0	0	0	0	0	0	0	0
. Conversões								
. Reconversões								
Custos unitários líquidos efectivos (€) - para efeito de controlo do cumprimento dos limites aceites pela ERSE								
c.unit. Conversão - (K)								
c.unit. Reconversão - (C)								

### Vantagens:

- Simplificação da metodologia de apuramento e controlo dos valores reconhecidos pela ERSE.
- Evita-se alterações ao tratamento da informação e gestão de investimento implementada nas empresas sem impacto nos objectivos da ERSE de eficiência do investimento.
- Os objectivos de convergência da eficiência dos investimentos são garantidos para as 2 tipificações:
  - ✓ Reconversão: o valor de referência resulta da média ponderada dos custos reais de cada empresa no ano civil de reporte de informação auditada e disponível. As empresas que apresentam valores acima da média deverão providenciar as acções necessárias para baixar os seus custos ou deixarão de ser aceites (e logo remunerados) os custos que excedam o valor de referência.
  - ✓ Conversão: Com o reconhecimento de somente 95% do valor de referência definido com base na média ponderada dos custos médios reais de cada empresa a ERSE introduz aqui 2 estímulos para a eficiência:
    - As empresas que apresentam valores acima da média deverão providenciar as acções necessárias para baixar os seus custos ou deixarão de ser aceites (e logo remunerados) os custos que excedam o limite aceite.

- 5% do valor de referência que corresponde ao valor médio ponderado de todas as empresas deixa de onerar o sistema tarifário.

## **RT**

**Q1 Alterar a actual variável de capacidade utilizada para capacidade contratada definida ex-ante, nos pontos de entrada na RNTGN e nas saídas internacionais e para o terminal de GNL.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q2 Estabelecer que os valores dos multiplicadores a aplicar aos preços dos produtos de curto prazo sejam definidos anualmente, no momento de fixação anual das tarifas, ficando esse princípio consagrado no RT.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação. No entanto, a fixação dos multiplicadores deve garantir que as utilizações de curto prazo, seja a mensal ou a diária, permitem a recuperação dos proveitos permitidos, evitando nomeadamente a utilização oportunista de capacidade.

Assim, consideramos que os multiplicadores deverão ser superiores a 1, recomendando-se um *benchmarking* suficientemente alargado com mercados efectivamente comparáveis.

No que respeita às estimativas de procura, de modo a garantir uma efectiva recuperação de proveitos permitidos, as estimativas de utilização em tarifários de curto prazo não deverão ser excessivamente optimistas, sob pena de ao prejudicar a referida recuperação, induzindo défices tarifários indesejáveis.

**Q3 Eliminar a atual diferenciação dos preços de energia por período tarifário de vazio e fora de vazio na tarifa de uso da rede de transporte.**

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

As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Como referido na introdução aos nossos comentários, deixamos igualmente à consideração a eliminação desta diferenciação no tarifário da distribuição, o qual não tem efeitos práticos em termos de competitividade tarifária (não há clientes apenas com consumos em Agosto), não responde a um suposto congestionamento nestas redes (de facto não existe), e é fonte de complexidade de facturação que seria assim evitada.

**Q4 Estabelecer no RT que a relação entre o preço dos produtos de capacidade interruptível e o preço dos produtos de capacidade firme deve ser função da probabilidade de interrupção.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação. No entanto, a exemplo dos outros parâmetros que será necessário estabelecer neste novo enquadramento tarifário, considera-se crítico o estabelecimento de benchmarking representativo, bem como se sugere uma discussão prévia com os stakeholders.

**Q5 Estabelecer no RT que o preço dos produtos de capacidade em contrafluxo deve ter um conta os custos administrativos e de sistemas informáticos.**

Sem prejuízo de considerarmos essencial que cada tarifa reflecta o custo associado à respectiva operação, consideramos existir uma questão mais fundamental nesta situação do contrafluxo.

Deverá ser definido um valor máximo de armazenamento ou de capacidade para contra fluxo por forma a garantir-se que a capacidade de contra fluxo assegura em exclusivo a função de GN para carga de cisternas e um armazenamento, pouco significativo, para fazer face a desbalanceamentos na RNTGN, por forma a não ser desvirtuada a operação do TGNL.

Com efeito, esta capacidade (contra fluxo) só é possível ser disponibilizada pelo operador do TGNL, porque existem comercializadores a programar regaseificação, sendo esses comercializadores que são o garante da capacidade em contra fluxo, não retirando nenhum benefício da oferta ao mercado de uma capacidade quase gratuita. Nesta medida deveria ser contabilizado um pequeno valor, além dos custos administrativos e de sistemas informáticos, por forma a dar um sinal positivo de preço para quem assegura a existência da capacidade de contra fluxo (comercializadores que utilizam a regaseificação).

**Q6 Eliminar a opção tarifária de curta duração.**

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

As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação e é coerente com as restantes alterações propostas.

Nota-se que no Artigo 45º, no novo ponto 2, alínea c), é efectuada a diferenciação entre energia em vazio e fora de vazio, nas entregas aos AP, será um lapso em virtude de ter acabo essa diferenciação.

**Q7 Substituir a variável de facturação energia armazenada pela variável capacidade de armazenamento de GNL.**

Deve sempre ser tido em conta que a principal função do TGNL é: descarga de navios – armazenamento – regaseificação, ao ser definida uma quota para capacidade comercial, não deve esta capacidade retirar a necessária flexibilidade aos comercializadores que descarregam navios. A capacidade comercial deve ser a estritamente necessária para suportar uma actividade média de carga de cisternas e o GN que permita compensar flutuações na RNTGN. Não parece justificável que a capacidade operacional, com o respectivo armazenamento, seja de 7 dias, será um elemento condicionador à utilização do TGNL. Acresce a este facto se a capacidade for firme e com o respectivo pagamento efectuado diariamente pelo valor total contratado, gerando sobrecustos aos comercializadores, quando é obrigatório um perfil de capacidade máxima, e dia a dia indo reduzindo o valor utilizado, até à completa descarga (valor mínimo de capacidade). Propõe-se que no caso da capacidade operacional, seja seguida a metodologia actual, pagamento da capacidade de armazenamento efectiva.

A capacidade comercial de armazenamento no TGNL deve ser faturada por capacidade firme contratada.

**Q8 Substituir na regaseificação a variável de faturação capacidade utilizada pela variável capacidade de regaseificação contratada.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q9 Criar preços diferenciados para cada produto de capacidade de armazenamento de GNL e de capacidade de regaseificação.**

Reforça-se que a diferenciação de preços deverá ser efectuada de forma positiva para a função primordial do TGNL: descarga de navios – armazenamento – regaseificação.

**Q10 Eliminar a opção tarifária de curta duração.**

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

De um modo geral as alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 33-A.º, 34º e 35º- Deve sempre ser tido em conta que a principal função do TGNL é: descarga de navios – armazenamento – regaseificação, ao ser definida uma quota para capacidade comercial, não deve esta capacidade retirar a necessária flexibilidade aos comercializadores que descarregam navios. A capacidade comercial deve ser a estritamente necessária para suportar uma actividade média de carga de cisternas e o GN que permita compensar flutuações na RNTGN. Não parece justificável que a capacidade operacional, com o respectivo armazenamento, seja de 7 dias, será um elemento condicionador à utilização do TGNL. Acresce a este facto se a capacidade for firme e com o respectivo pagamento efectuado diariamente pelo valor total contratado, gerando sobre custos aos comercializadores, quando é obrigatório um perfil de capacidade máxima, e dia a dia indo reduzindo o valor utilizado, até à completa descarga (valor mínimo de capacidade). Propõe-se que no caso da capacidade operacional, seja seguida a metodologia actual, pagamento da capacidade de armazenamento efectiva.

A capacidade comercial de armazenamento no TGNL deve ser faturada por capacidade firme contratada.

**Q11 Substituir a variável de faturação energia armazenada pela variável capacidade de armazenamento subterrâneo.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q12 Criar preços diferenciados para cada produto de capacidade de armazenamento.**

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

As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q13 Definir um regime transitório para as tarifas de uso das infraestruturas de alta pressão a vigorar entre Julho e Setembro de 2013, compatível com o modelo de atribuição de capacidade. Em termos regulamentares, a proposta altera o Capítulo VIII, Secção II do Regulamento Tarifário.**

Coloca-se à consideração a manutenção da estrutura actual do tarifário (ie. por utilização de capacidade) até Setembro de 2013, independentemente de algum ajuste temporário a realizar em Junho de 2013.

Por outro lado, sugere-se de modo a limitar o número de períodos de referência (até porque fica estabelecido na proposta, consideramos que correctamente, a adopção do Ano Civil para reporte financeiro e de RQS), que o Ano Tarifário passe também a ser o “ano térmico”. Esta alteração em nada prejudicaria o período de fixação do tarifário de acesso (Abril a Junho) dado que com o fim do ciclo de investimento das operadoras de infraestruturas os activos e custos das empresas podem ser estabelecidos com suficiente antecedência, e permitiria que a reserva de capacidade a realizar a meio do ano civil, fosse realizada já com conhecimento das tarifas aplicáveis sobre todo o período de reserva.

Com estas alterações, conseguir-se-ia desse logo a compatibilização entre os períodos tarifário e de reserva de capacidade.

**Q14 - Criar uma nova opção tarifária de acesso às redes e nas tarifas por actividade de uso de redes que contempla uma capacidade base anual, definida *ex-ante* pelo cliente, e um preço associado à capacidade mensal determinada *ex-post*.**

Da análise efectuada, reforça-se o seguinte:

“A definição dos coeficientes multiplicativos mensais tem de considerar a eficiência na alocação de custos de capacidade nas redes entre uma tarifa aplicável a clientes “regulares” e uma tarifa de curto prazo, **sob pena de incentivar para a generalidade dos fornecimentos a contratação em base mensal** e a subfacturação do acesso às redes que estaria associada.”

Ex :

Opção tarifária	Coef. Multi						Preço da cap	Energia	Termo fixo	Factura mensal
	Tarifa	Cap contr	4	Max Diario	Base anual					
Janeiro	0,053416	14.933	0,213664	14.933	14.933	798	462.910	123,86	5.697	
Fevereiro	0,053416	14.933	0,213664	65.875	14.933	11.682	1.844.500	123,86	30.834	
Março	0,053416	14.933	0,213664	25.259	14.933	3.004	783.020	123,86	11.205	
Outubro	0,053416	14.933	0,213664	5.831	14.933	798	180.761	123,86	2.786	
Novembro	0,053416	14.933	0,213664	16.288	14.933	1.087	398.650	123,86	5.324	
						22.952			62.296	

Opção tarifária	Tarifa	Cap contr	Coef. Multi			Preço da cap	Energia	Termo fixo	Factura mensal
			4	Max Diario	Base anual				
Janeiro	0,053416	0	0,213664	14.933	0	3.191	462.910	123,86	8.090
Fevereiro	0,053416	0	0,213664	65.875	0	14.075	1.844.500	123,86	33.227
Março	0,053416	0	0,213664	25.259	0	5.397	783.020	123,86	13.598
Outubro	0,053416	0	0,213664	5.831	0	1.246	180.761	123,86	3.234
Novembro	0,053416	0	0,213664	16.288	0	3.480	398.650	123,86	7.717
						27.389			66.733

**Q15 Alteração da estrutura tarifária da tarifa regulada dos comercializadores de último recurso retalhistas no contexto do seu novo âmbito de actuação.**

Nada a opor

**Q16 Introdução da modalidade de fornecimento dos comercializadores de último recurso retalhistas a clientes no mercado cujo comercializador tenha cessado actividade ou clientes em zonas sem ofertas de fornecimento no mercado**

As disposições propostas pela ERSE quanto à garantia de fornecimento pelo CURR parecem-nos carecer de alguma concretização, desde logo em termos da sua aplicação ao mercado não doméstico.

Com efeito, se se pode compreender algum suporte ao consumidor doméstico que se veja privado de fornecimento de gás natural por cessação de actividade do seu comercializador (não se discutindo aqui os motivos), ainda que o mesmo deva ser por um período necessariamente limitado, o mesmo dificilmente se considerará defensável para um cliente profissional, o qual se considera ter capacidade de gestão do seu risco de aprovisionamento. Acresce que se uma carteira de aprovisionamento de alguns milhares de clientes domésticos poderá ser gerível com recurso a alguma flexibilidade dos contratos de aprovisionamento, seria impensável, quer em termos de quantidades, quer especialmente de custos, esperar que um CURR conseguisse gerir uma incerteza relativamente a contratos que pudessem ascender a várias dezenas de milhões de metros cúbicos por ano.

Identicamente, sendo já público a existência de pelo menos três comercializadores em regime de mercado de âmbito nacional, parece-nos que a probabilidade de algum cliente se ver sem ofertas de mercado será mais teórica do que real, pelo que qualquer referência a esta situação deverá ser cuidadosamente ponderada e apenas aplicável se efectivamente demonstrada.

Neste sentido, propõe-se que para o cliente doméstico se considere um prazo máximo de 2 meses para esse fornecimento de recurso, enquanto que para os clientes não domésticos se aplique um prazo máximo de 1-2 semanas, e apenas para clientes até 100.000 m<sup>3</sup>/ano (tipicamente PME), os quais se admite não terem a mesma capacidade de negociação.

Finalmente, em termos de tarifa a aplicar nestes períodos transitórios, propõe-se que o CURR disponibilize a sua melhor tarifa de energia disponível no momento acrescida de custos de comercialização, naturalmente aprovados pela ERSE, acrescidos das tarifas de acesso aplicáveis. Ou seja, de modo a evitar tentativas de arbitragem com uma tarifa de fornecimento de emergência” que fosse publicada ex-ante, estes fornecimentos seriam disponibilizados aos custos aplicáveis no momento. Para o segmento doméstico, aplicar-se-ia a tarifa aditiva em vigor.

#### **Q17 Introdução de metas de eficiência ao nível do armazenamento subterrâneo**

Nada há a opor, sugerindo-se no entanto que as mesmas sejam previamente discutidas com os respectivos operadores, para melhor identificação das componentes fundamentais de custo e parâmetros relevantes na sua evolução.

#### **Q18 Drivers de custos e peso dos custos fixos de variáveis nos custos de exploração da distribuição e comercialização**

- A ERSE tem assumido valores diferentes dos valores disponibilizados pelos ORDs para efeito da estimativa dos níveis dos indutores. Para não inflacionar o valor dos ajustamentos, nomeadamente na componente dos custos aceites, é necessário que o apuramento dos proveitos permitidos seja o mais rigoroso possível, evitando os desvios verificados entre as estimativas efectuadas pelos ORDs para os valores de indutores de custos (pontos de abastecimento e volume de GN veiculado) e os valores assumidos pela ERSE.
- a indutor “volume de GN distribuído/comercializado pelo CURR” deveria ser eliminado ou, no mínimo, ver o seu peso reduzido de forma a reduzir o seu nível face ao indutor “pontos de abastecimento/clientes da CURR”. Esta situação justifica-se pela reduzida correlação entre a evolução do volume de GN veiculado e o nível de custos. Esta situação é ainda mais reforçada pela realidade da estrutura do mercado onde há um significativo peso dos clientes industriais. A variação do volume nestes clientes com peso significativo não tem praticamente nenhum impacto nos custos ocorridos pelas distribuidoras. Não há uma relação directa entre o nível dos custos da distribuidora e o consumo dos clientes industriais que são os principais responsáveis pelo volume veiculado.
- O peso dos custos fixos deve ser revisto e adequado à realidade da estrutura de custos das Distribuidoras (para o universo da GE deverá representar 60% dos COLs totais).
- A revisão deve permitir a convergência das estruturas de custos das empresas mais recentes para o nível determinado e actualizado dos restantes ORDs. Esta convergência justifica-se pela evolução verificada da actividade das empresas para um patamar de maturidades da actividade de distribuição convergente com as distribuidoras mais antigas.

- De acordo com a ERSE, os factores de escala são aplicados às empresas mais recentes e visam mais diferenciar as empresas que possam diminuir os seus custos unitários devido ao crescimento da actividade, das restantes empresas, do que integrar os potenciais ganhos à escala. Desta forma, e considerando que nos últimos 3 / 4 anos passados sobre a reflexão da ERSE que conduziu a definição dos factores de escalas e de eficiência verificou-se que as empresas mais recentes atingiram um nível de estabilidade da actividade convergente com as outras empresas o que deve implicar a revisão dos factores diferenciados para o próximo período regulatório com uma convergência quase global para todas as empresas.
- Finalmente, no que respeita aos CURRs há que salientar que à progressiva migração dos clientes para o mercado livre, se manteve nesta proposta os níveis de qualidade de serviço. Não se contestando esta opção, não se poderá deixar de considerar um aumento relativo da percentagem de custos fixos, atendendo à evidente menor possibilidade de diluição destes custos.

**Q19 Alteração de m<sup>3</sup> para kWh na aplicação da unidade de medição da componente variável (quantidades de gás natural) do operador da rede de distribuição**

De acordo, considerando-se adequada a uniformização de conceitos de facturação, especialmente entre entidades profissionais.

**Q20 Definição de custos padrão de investimento para determinados itens de imobilizado**

Já estão em vigor, para o investimento em conversões e reconversões, valores de referência fixados pela ERSE como valores máximos aceites para efeito de remuneração.

A definição de custos padrão para os outros itens de imobilizado com peso significativo na distribuição, ou seja, redes, ramais e UAG, devem ter em atenção os objectivos pretendidos pela ERSE, que mais do que de medir a eficiência do investimento, servirá para a convergência e a harmonização das práticas entre os vários operadores e desta forma conhecer as causas da variação de custos para eventual aplicação de sanções (excluir parte do investimento da remuneração).

Na definição dos custos padrão para a rede há que ter em consideração a margem de variação dos custos unitários de construção. A heterogeneidade dos custos unitários médios das redes que, apesar da convergência dos preços unitários dos contratos de empreitadas das empresas da GALP, depende sobretudo de outras componentes valorimétricas do activo condicionadas por diversos factores exógenos tais como a tipologia da obra, o diâmetro da tubagem, o tipo de estradas (com ou sem pavimento), obrigações de entidades oficiais (EP, REFER, ...), regras das câmaras municipais (que varia de concelho para concelho), características da zona do território e do terreno (tipo de subsolo), imputação de custos fixos (CSO, fiscalização, ...), ...

**Q21 Introdução de um sistema de penalização de sobre-investimento dos operadores de redes.**

A GE não tem oposição de princípio sobre esta proposta, aliás coerente com o mecanismo proposto de alargamento da estabilidade de proveitos e tarifas ao sector da distribuição.

Consideramos no entanto que este mecanismo deve ser acompanhado de medidas de aprovação expedita de investimentos, em especial no final de cada período regulatório, de forma a que solicitações de ligação à rede não previstas fiquem bloqueadas até ao início do novo período regulatório, por motivo de esgotamento do plafond aprovado. Nomeadamente no caso de clientes industriais seria um sinal inadequado de busca de eficiência no sector que deve ser evitado.

**Q22 Custo Padrão nos Investimentos em Unidades Autónomas de Gás (UAG)**

A Galp Energia concorda com a Inclusão no RT da realização de auditorias internas ou externas aos activos que se encontrem em exploração.

No entanto não nos é claro o alcance e âmbito do referido “efeito retroactivo”, na definição da base de activos regulados a remunerar, no que o mesmo pode representar em termos de instabilidade regulatória para a empresa.

Neste sentido, atendendo igualmente a ficar previsto o recurso obrigatório à Contratação Pública, bem como a apresentação de planos de investimentos a três anos, com eventual penalização por sobre investimento (opções que merecem o nosso acordo), será possível conferir um superior grau de correcção, de procedimentos, económico e concorrencial, aos investimentos realizados. Nesse sentido, correcções retroactivas apenas deveriam ser consideradas a título excepcional e devidamente fundamentadas pela ERSE.

### Q23 Estabilidade Tarifária – CAPEX

A Galp Energia considera que a possibilidade de introdução do alargamento do período do mecanismo de alisamento do CAPEX do terminal de GNL, de forma a diminuir os impactos tarifários decorrentes da entrada em exploração destes investimentos avultados, não deixando de ter méritos, deveria ter sido mais completamente caracterizada na proposta – desde logo pelo número de anos de prolongamento do alisamento previsto para permitir uma análise mais fundamentada. Compreender-se-á esta cautela, porque um prolongar excessivo do período conduziria na prática a um eternizar de um défice de proveitos recuperados, com custos financeiros, que deve ser evitado. Assim, apenas com critérios mais quantitativos, que se espera sejam apresentados com a próxima proposta de tarifário, será possível emitir uma opinião final.

Esta estabilidade dos proveitos permitidos poderá conduzir a uma estabilidade tarifária, desde logo porque não são esperados grandes investimentos ao nível do sector, nem significativo aumento do consumo de GN. No entanto, para tal acontecer, a ERSE terá de efectuar estimativas de procura mais realistas, que permitam às empresas reguladas recuperar/obter os proveitos permitidos publicados anualmente pela ERSE, minimizando-se a criação de mecanismos de compensações entre empresas, bem como, ainda mais importante, a manutenção/aumento do défice tarifário existente no SNGN.

Ao valor de custo com capital, custos operacionais aceites e reposição da neutralidade financeira, são ainda devidos os ajustamentos entre os valores publicados e os valores efectivamente recuperados. Neste âmbito, importa definir em regulamento o método de cálculo dos ajustamentos que deverão ter por base as contas reguladas auditadas do ano civil (s-2) que as empresas apresentam. Tendo em conta o mecanismo de estabilização de proveitos permitidos e tarifas, seria de estabelecer que os ajustamentos fossem calculados sobre os três anos do período regulatório. Seria ainda estabelecida uma banda para os ajustamentos. Se num determinado ano, os desvios anuais ultrapassarem o intervalo da banda, seria calculado nesse ano um ajustamento anual.

Assim, visando a estabilidade dos proveitos permitidos e a consequente estabilidade tarifária propomos:

- (i) o cálculo e a fixação dos proveitos permitidos para os três anos gás do terceiro período regulatório, calculados de acordo com as estimativas das empresas apresentadas antes do início do período regulatório, aos quais seriam adicionados:
- (ii) os ajustamentos seriam calculados no final do período regulatório, calculados com base nas contas reguladas auditadas de s-2, não se admitindo recálculo destes valores, e sendo calculados ajustamentos anuais apenas se fosse ultrapassado uma banda de variação máxima;
- (iii) as tarifas de acesso seriam calculadas com base em procedimentos objectivos e não discriminatórios, para todo o período regulatório, atendendo a cenários de consumo nacional e regional realistas.

#### **Q24 Mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários**

A Galp Energia concorda com a introdução de um mecanismo de cap and floor nos ajustamentos dos proveitos permitidos das actividades reguladas em alta pressão. O referido mecanismo destina-se a diminuir os impactos tarifários decorrentes designadamente dos desvios nas previsões de consumo sobretudo associadas às CCGN.

#### **Q25. Efectuar o cálculo de tarifas com base em proveitos permitidos e procura de gás natural relativa ao ano civil e sua aplicação no período de 1 de Julho desse ano a 30 de Junho do ano civil seguinte.**

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

A GE dá o seu acordo ao estabelecimento dos proveitos permitidos e tarifas com base num único ano de estimativa, eliminando as incongruências que se verificavam por utilização de valores associados ao “ano gás” ou ao “ano civil” para cada um dos fins.

Sem prejuízo do referido, que já representa uma melhoria sensível aos procedimentos actuais, voltamos a notar a nossa resposta à Q13 relativo à adopção do “ano térmico” (de reserva de capacidade) como ano tarifário para harmonização dos períodos, que seria possível de implementar sem alteração do período de discussão e fixação de tarifas (Abril a Junho).

#### **Q26. Inclusão no RT de pedidos de informação com a desagregação adequada para dar resposta às necessidades de informação acima identificadas.**

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

Propõe-se que as cláusulas dos referidos artigos respeitantes às contas reguladas a enviar à ERSE, até 15 de Dezembro de cada ano, para os períodos (s-1), (s) e (s+1), sejam alteradas, ie, sempre que sejam solicitados valores estimados/previsionais do Balanço e Demonstração de resultados, estes valores estimados/previsionais devem ser alterados para ativos e demonstração de resultados operacionais respectivamente.

Estas alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação e em nada prejudicam as análises e os cálculos preconizados pela ERSE, nomeadamente, o cálculo dos Proveitos Permitidos. Neste sentido, as redacções dos artigos em causa passariam a:

### **Secção III - Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural**

#### **Artigo 122.º Informação a fornecer à ERSE pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural**

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1).

c) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1).

f) Relatório com a justificação dos pressupostos subjacentes à exploração das estimativas e das previsões das demonstrações operacionais e dos investimentos dos anos (s-1),(s) e (s+1).

7 - Os investimentos referidos nos n.os 3 - e 5 -, são indicados em euros

#### **Secção VI - Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores da rede de distribuição de gás natural**

##### **Artigo 129.º** Informação a fornecer à ERSE pelos operadores da rede de distribuição de gás natural

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos operadores da rede de distribuição de gás natural, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1).

c) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1).

f) Relatório com a justificação dos pressupostos subjacentes à exploração das estimativas e das previsões das demonstrações operacionais e dos investimentos dos anos (s-1),(s) e (s+1).

#### **Secção VIII - Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista**

##### **Artigo 134.º** Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista

a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1).

b) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1).

#### **Secção IX - Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista da actividade de Comercialização a grandes clientes**

##### **Artigo 136.º** Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista a grandes clientes

4 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso grossista a grandes clientes, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação:

a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1).

b) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1).

## **Secção X - Informação periódica a fornecer à ERSE pelos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural**

### **Artigo 141.º** Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso retalhista de gás natural

6 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso retalhista, até 15 de Dezembro de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Valores estimados dos ativos e da demonstração de resultados operacional para o ano (s-1).
- c) Valores previsionais dos ativos e da demonstração de resultados operacional para os anos (s) e (s+1).

## **Secção XIII - Fixação dos parâmetros para novo período de regulação**

### **Artigo 151.º** Informação económico-financeira

2 - O operador de terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, os operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural, o operador da rede de transporte de gás natural, o operador logístico de mudança de comercializador de gás natural, os operadores da rede de distribuição de gás natural, o comercializador de último recurso grossista e os comercializadores de último recurso retalhistas, devem enviar à ERSE, até 15 de Dezembro do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

- a) Valores estimados dos ativos, da demonstração de resultados operacional e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano (s-1).
- b) Valores previsionais dos ativos, da demonstração de resultados operacional e dos investimentos, por actividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.

### **Q27. Inclusão no RT de taxa de juro e *spread* a imputar à reposição gradual da neutralidade financeira.**

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

A extinção do alisamento dos proveitos permitidos criou um diferencial de proveitos que será eliminado através da reposição da neutralidade financeira. Uma vez que a reposição da neutralidade financeira deriva da postecipação da remuneração dos activos, a taxa de juro a aplicar deverá ser igual à taxa de remuneração dos activos da Distribuição de Gás Natural, pois as empresas não podem ser prejudicadas pelo reconhecimento em momento posterior do seu real custo com capital.

Quanto ao *spread*, este deverá reflectir a degradação do ambiente económico-financeiro do país e a deterioração das condições de financiamento das empresas, que se verifica no aumento das restrições ao acesso ao crédito e o aumento das taxas de juro e dos *spreads* aplicados aos empréstimos concedidos às empresas, entre as quais obviamente, as empresas reguladas do sector do Gás Natural.

**Q28. Inclusão das disposições relativas às necessidades de informação da ERSE para permitir a adequada supervisão da repercussão das TOS nos consumidores de gás natural de forma integral, nomeadamente a inclusão da necessidade dos comercializadores enviarem à ERSE informação periódica sobre as TOS facturadas aos clientes.**

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

Consideramos que na busca da verificação dos valores pagos/cobrados pelos comercializadores aos clientes finais, a ERSE optou por um procedimento desnecessariamente pesado e que acaba por ser redundante ao aplicável aos ORDs, afinal as entidades que de facto coordenam os recebimentos para ressarcimento das TOS pagas aos municípios.

Por mais de uma vez, tivemos oportunidade de explicar à ERSE a discrepância temporal entre a facturação dos ORDs às comercializadores (realizada sobre um mês de calendário) e a realizada por estas aos clientes finais (pode ser mensal ou bimestral, com leituras estimadas pelo comercializador ou em conta certa). Assim, mesmo que as diferenças se vão esbatendo ao longo dos períodos sucessivamente mais longos, não é em 12 meses que elas são ultrapassadas.

Consideramos assim que se poderia aliviar os comercializadores de auditorias tão aprofundadas, baseando-se a verificação da aplicação das TOS em, por exemplo, amostragens, cuja frequência poderia ser estabelecida pela ERSE.

**Q29. Alteração da redacção do Art.º 145.ºA n.º 2, de forma a adequar as datas para a prestação da informação.**

Ainda que se reconheça a necessidade de prestação de informação por parte dos comercializadores, relativa à aplicação do ASECE e Tarifa Social, parece-nos que os procedimentos propostos são algo excessivos, a exemplo dos comentários anteriores sobre as TOS (cf. resposta à Q28).

Desde logo, no caso da Tarifa Social, que incide sobre as Tarifas de Acesso, a falta de sincronismo entre os períodos de facturação do ORD aos comercializadores e destes aos clientes finais, leva a que exista necessariamente uma *décalage* de recuperação de verbas, que tenderá a anular-se sobre um período de análise mais longo, e que impede a igualdade de verbas pagas/facturadas.

No sentido anterior, considera-se que poderão ser consideradas alternativas mais simples, seja a emissão de declaração pelo TOC em todos os casos. Admite-se, naturalmente, a possibilidade de estabelecimento em RT da ERSE pedir uma auditoria específica a estes pontos, em caso de fundada dúvida sobre os valores aplicados, sem que isso deva ser, necessariamente, realizado anualmente.

**Q30. Separação da actividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimentos aos comercializadores de último recurso em duas funções:**

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

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

A GE considera adequada a opção legislativa que manteve centralizada no CURG a responsabilidade de aprovisionamento do mercado regulado, garantido aquele a aquisição do gás natural para fornecimento aos diferentes CURRs, no que representa de superior garantia de transparência na formação de uma tarifa de energia transitória nacional, especialmente importante para a definição de tarifas transitórias realmente indutoras de transferência para o mercado livre do segmento doméstico, intrinsecamente menos atreito à mudança.

Coerentemente, consideramos positiva a criação de regime de aquisição de gás natural pelo CURG em regimes de mercado, com vista a eliminar a ligação histórica aos contratos de *take-or-pay* da GE que já não se justifica, até porque com a presença de novos entrantes no mercado nacional aqueles poderão não ser já os mais representativos do preço disponibilizado em regime de mercado, criando assimetrias entre a fixação da tarifa transitória e o preço de mercado.

O regime de leilões proposto, desde que realizado sob a supervisão da ERSE, com regras transparentes e não discriminatórias, em regime de contratação pública ou em plataformas electrónicas aceites pelo regulador (por ex. OMIP) parece-nos ser o melhor mecanismo de contratação de gás natural para estes fornecimentos.

Sem prejuízo do anterior, frisamos que, a tomar-se esta opção, a mesma terá forçosamente de ser assumida em toda a sua extensão. Em particular, a referida “garantia de melhor preço à data da compra” não poderá pôr em causa os resultados dos leilões (ou de algum contrato bilateral, aprovado pela ERSE). Admitindo que a realização destes ocorra alguns meses antes do período de entrega de gás, não seria concebível nem para o agente vencedor do leilão que se tivesse comprometido com quantidades/preços, nem para a GE que se teria desobrigado do fornecimento via contratos de longo prazo, que no momento das entregas uma suposta “verificação” do preço do leilão vs. contratos *take-or-pay* da GE ainda tivesse lugar.

**Q31. Implementação de um mecanismo de incentivo para promover a progressiva aquisição de gás natural em mercado, por parte do comercializador de último recurso grossista.**

A proposta não apresenta sugestões para o estabelecimento do referido mecanismo, pelo que apenas podemos dar um apoio de princípio à proposta. Estando envolvida uma empresa do grupo, considera-se que o estabelecimento de incentivos – quer em termos de princípios, quer de objectivos quantitativos – deverá ser estabelecido em negociação com a empresa, sob pena de a mesma se ver confrontada com metas inalcançáveis, ou com metodologias que considere inadequadas.

# Comentários à Consulta Pública da Revisão Regulamentar de 2012

## Regulamento da Qualidade de Serviço

### ALTERAÇÃO DE ANO GÁS PARA ANO CIVIL

**Q1 Consideração do ano civil, em vez do ano gás, para efeitos do RQS.**

A GE regista positivamente a alteração regulamentar que permitirá que toda a informação operacional a reportar à ERSE passe a ter como referência o ano civil, sincronizando a informação operacional com a informação financeira já enviada nessa base. No entanto fazemos notar que a informação é enviada à ERSE trimestralmente, sendo indiferente o fecho do ano correr em Setembro ou em Fevereiro.

### COMERCIALIZADORES EM REGIME DE MERCADO

**Q2. Alargar o âmbito das obrigações relativas à qualidade de serviço comercial a todos os comercializadores.**

O nível de Serviço deve ser contratualizado com o cliente por comum acordo, e de acordo com o plano/pacote de energia que o cliente optar.

**Q3. Todos os serviços disponibilizados pelos comercializadores aos seus clientes são avaliados.**

Já hoje esta é uma prática corrente. A GE apresenta à ERSE todos os serviços opcionais a disponibilizar aos clientes, antes da sua comercialização. Entendemos que esta prática deve ser continuar a ser mantida, no âmbito da relação comercial.

**Q4. Retirar a figura do comercializador de último recurso grossista do âmbito do RQS.**

A GE entende que as características deste comercializador não são compagináveis com o espírito do RQS. Donde está de acordo com esta proposta.

### MEIOS DE CONTACTO COM OS CLIENTES

**Q5. Todas as entidades devem assegurar um relacionamento comercial completo no conjunto dos meios de contacto que disponibilizam.**

A GE entende que deve ser assegurado o relacionamento comercial que foi contratado e não a obrigatoriedade de garantir um conjunto completo dos meios de contacto. Por exemplo, um cliente que pretenda só utilizar um "pacote digital", tem uma oferta comercial distinta de quem pretende outro tipo de serviços.

**Q6**

6. Os meios de contacto obrigatórios são os seguintes:

Atividade	Meios de contacto obrigatórios		
	Presencial	Telefónico	Por escrito
ORD	X	X	X (Correio postal e formato eletrónico)
CURR	X	X	X (Correio postal e formato eletrónico)
C		X (ou outro meio equivalente de resposta imediata)	X (Correio postal) (Formato eletrónico, p.i. e reclamações)

ORD – operador da rede de distribuição; CURR – comercializador de último recurso retalhista; C – comercializador (em regime de mercado); p.i. – pedidos de informação

Considerando as características específicas do mercado doméstico, a GE entende que deverá existir atendimento presencial nas zonas geográficas de actualização de comercializadores, cuja carteira seja superior a 25.000 clientes.

### ATENDIMENTO PRESENCIAL

**Q7 . Todas as entidades que disponibilizam atendimento presencial avaliam o atendimento através de um indicador geral. Não é estabelecido padrão.**

Concordamos com o princípio; no entanto, enquanto não for definido o “indicador geral” referido não nos podemos pronunciar.

**Q8 . O indicador passa a ser calculado para cada um dos centros de atendimento monitorizados.**

De acordo

**Q9. Os centros de atendimento avaliados são os maiores centros de atendimento que correspondam a, pelo menos, 40% do total de atendimentos monitorizados de todos os centros de atendimento presencial verificado no ano anterior.**

**Q10 . No caso do mesmo centro de atendimento presencial agregar o atendimento de várias empresas, atividades e sectores, o valor do indicador pode ser calculado com base nos valores agregados, sendo apresentada a representatividade dos atendimentos associados à empresa/atividade para o centro de atendimento em causa.**

**Q9-10** A GE concorda com a metodologia proposta.

## **ATENDIMENTO TELEFÓNICO**

**Q11 . A avaliação do desempenho no atendimento telefónico é realizada separadamente pelos seguintes assuntos: comunicação de leituras, comunicação de situações de emergência e de avarias e atendimentos comerciais.**

De acordo. Notamos que actualmente o Grupo GE conta com várias linhas telefónicas de acordo com o fim a que destinam, nomeadamente as que estão propostas.

**Q12 . Leituras: linha gratuita; indicador geral que corresponde à percentagem de leituras comunicadas face ao total de chamadas recebidas na linha; não é definido padrão.**

Esta linha já existe na ORD, admitindo-se algumas adaptações de detalhe nos procedimentos) e na CURR. A GE concorda com a proposta (aliás em implementação na suas COM).

**Q13 . Situações de emergência e avarias: linha gratuita e permanente; indicador geral com padrão idêntico ao atual.**

De acordo (já implementado na GE).

**Q14 . Atendimentos comerciais: indicador atual sem padrão; custo da chamada para o utilizador limitado ao preço de chamada local.**

De acordo (já implementado na GE).

**Q15 . O indicador dos atendimentos comerciais aplica-se às empresas com mais de 15 000 clientes ou com mais de 5 000 chamadas, valores verificados no ano anterior.**

De acordo (já implementado na GE).

## **PEDIDOS DE INFORMAÇÃO E RECLAMAÇÕES**

### **Pedidos de Informação**

Padrão actual:

Percentagem de respostas a pedidos de informação, efetuados por escrito, realizadas até 15 dias úteis após a sua recepção.

Padrão de 98%.

O indicador aplica-se aos CURR, ORD e ORT

**Q16 . Obrigatoriedade de resposta a todos os pedidos de informação recebidos.**

**Q18 . Os ORD são avaliados através de um indicador geral com padrão idêntico ao atual.**

**Q16; 18** Concordamos com a proposta, aliás de acordo com a prática aplicada no Grupo GE.

**Q17 . O desempenho do ORT é avaliado através do tempo médio de resposta.**

Não é aplicável à empresas GE, mas nada temos a opor, na lógica de coerência de avaliação entre as empresas do SNGN.

**Q19 . Os CURR e os comercializadores são avaliados através de um indicador geral semelhante ao atual, com um padrão de 90%.**

O mercado regulado e o mercado livre estão em estados de maturidade distintos, donde entendemos que o padrão das CURRs poderá ser fixado em nível superior. Reconhecendo que a diminuição de clientes nas CURRs induzirá um aumento da percentagem de custos fixos, propomos que esta índice seja diferenciado das ORD's, no intervalo 90-95%.

Já o padrão das comercializadores de mercado, ainda com reduzido número de clientes, deverá ser ligeiramente inferior, donde, concordamos que o padrão das COM seja 90%.

## **Reclamações**

Padrão actual:

O desempenho na resposta a reclamações é atualmente avaliado através de um indicador individual que estabelece que esta deve ocorrer até **15 dias úteis** após a sua recepção. O indicador aplica-se aos CURR,ORD e ORT. O incumprimento do prazo confere ao cliente o direito a uma compensação no montante de 20 Euros.

O RQS define ainda procedimentos a tomar no tratamento de determinados tipos de reclamações, designadamente as relativas a faturação ou cobrança, a medição e a características do fornecimento. Estes respeitam atualmente aos CURR e ORD, conforme os temas aplicáveis. Numa destas disposições, o RQS determina que, em caso de apresentação de reclamação relativa a faturação ou cobrança, há lugar à suspensão do prazo de pagamento da fatura relativamente ao valor reclamado.

**Q20. ORT, ORD, CURR e comercializadores têm obrigatoriedade de resposta às reclamações recebidas, independentemente do meio por que tenham sido recebidas.**

**Q21. Obrigatoriedade de registo, auditável, de cada reclamação e da respetiva resposta.**

**Q20-21** Nas ORD e CURR do Grupo GE, esta é a prática já hoje em vigor. Concordamos com o alargamento aos comercializadores, aliás em linha com o previsto na Directiva Europeia.

**Q22. Para os ORD e CURR mantém-se o padrão individual atual e a respetiva compensação.**

A GE concorda

**Q23. Para os comercializadores de mercado é estabelecido um padrão individual com tempo máximo de resposta e compensação acordados com o cliente (no contrato).**

A GE advoga o princípio de explicitação do prazo de resposta nas condições gerais dos contratos a celebrar entre os comercializadores e os seus clientes, sendo que o mesmo deverá ficar na liberdade contratual dos interessados, com vista à diferenciação das propostas. No entanto, o prazo de resposta não poderá ultrapassar o previsto no Código de Procedimento Administrativo.

**Q24. Durante o tratamento de uma reclamação de faturação ou cobrança, os comercializadores não podem solicitar a interrupção de fornecimento ao operador de rede respetivo.**

Sim sobre a fatura/cobrança sobre a qual incidiu a reclamação

**Q25. É estabelecido somente um indicador que não distingue entre clientes domésticos e não domésticos.**

**Q26. O tempo de resposta a cumprir será de 3 horas para todos os clientes com um padrão de 90%.**

**Q27. O indicador não se aplica ao ORT.**

Q25-27 A GE concorda com a proposta no que concerne aos ORDs, numa lógica de transparência, melhoria de serviço e igualdade de tratamento dos clientes. No caso do ORT, pela singularidade das instalações fornecidas, concordamos com a não aplicação do indicador.

## **CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL**

**Q28. Eliminação do dever explícito de monitorização do nível de concentração de impurezas.**

**Q29. Introdução da necessidade de garantir que o gás natural entregue aos clientes não contenha partículas ou outras impurezas em quantidade ou dimensão que possam causar dano às respetivas instalações.**

Q28-29 Do nosso conhecimento, esta questão, da responsabilidade do ORT enquanto entidade que verifica a qualidade do GN introduzido na RPGN, nunca representou um problema na operação do SNGN. No entanto, consideramos que a proposta será talvez um pouco excessiva, atentas as preocupações das empresas consumidoras em particular no cumprimento das suas obrigações ambientais, e monitorização das emissões atmosféricas.

Recomenda-se assim, uma revisão dos termos da proposta, que evite a eliminação simples da monitorização. Sugere-se uma consulta específica juntos dos *stakeholders*, que permita estabelecer um prazo razoável de amostragem, definição dos constituintes a monitorizar e respectivos limites.

## **PUBLICAÇÃO DE INFORMAÇÃO PARA OS CONSUMIDORES**

**Q30. Alarga-se o âmbito dos formatos possíveis de divulgação da informação obrigatória.**

De acordo.

**Q31. Todas as entidades com atendimento presencial devem disponibilizar gratuitamente em papel a informação, se solicitado.**

Estão previstos um conjunto de folhetos ao nível da informação regulada que se irão manter e alargar ao mercado livre, por ex. Regras de Segurança, Requisição de Ligações à Rede, Mudança para Mercado Livre, etc..

No entanto, nota-se que a divulgação em papel deve ser equilibrada: não fará sentido quer pelos custos de produção quer, até mais relevante, pelos ambientais alguma disponibilização massiva de documentos com algumas dezenas de páginas (eg. o Guia dos Direitos do Consumidor). Objectivamente, a eficácia destes documentos enquanto guias de referência rápida é limitada, pelo que se sugere que seja garantida a existência de cópias nos Centros de Atendimento, com capacitação dos assistentes para esclarecimento de alguma dúvida.

## **CLIENTES PRIORITÁRIOS**

**Q32. Registo deixa de depender da iniciativa do cliente.**

A GE entende que o cliente, ou por interposta pessoa, a solicitar o seu estatuto de prioritário ou com necessidades especiais. No entanto, enquanto que o texto do Artº57º estabelece correctamente este princípio, verifica-se que o Documento Justificativo (Q32) está em contradição com o anterior. O CC toma como correcta a redacção do artigo com a qual concorda.

## **PROCEDIMENTOS A ADOTAR EM CASOS FORTUITOS OU DE FORÇA MAIOR**

**Q33. Eliminação da obrigatoriedade dos ORD de comunicarem à ERSE todos os incidentes com origem em CFFM.**

**Q34. Os ORD apenas têm o dever de comunicar os incidentes com origem em CFFM em que se verifique, pelo menos, uma das seguintes condições: o número de clientes afetados ultrapasse 0,1% dos clientes do respetivo operador da rede de distribuição ou a duração da interrupção seja superior a 4 horas.**

**Q35. Obrigatoriedade de todos os operadores das infraestruturas manterem um registo de cada incidente classificado como CFFM, que inclua a documentação que justifique a sua origem e classificação.**

**Q33-35** A GE considera que a eliminação proposta da obrigação de reporte de casos de força maior com duração inferior a 4 horas ou que afectem menos de 0,1% dos clientes da zona atingida não se revela necessária, dado se tratar de procedimento que os operadores têm seguido sem constrangimentos.

Propõe-se assim a manutenção das obrigações de reporte actuais, sem prejuízo de se notar que, em qualquer caso, as interrupções resultantes de Força Maior não são consideradas para efeito de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço.

## **ACOMPANHAMENTO E SUPERVISÃO DA ERSE**

### **Q36. Obrigação de realização de auditorias pelos comercializadores.**

AS auditorias devem ser feitas no âmbito da qualidade e certificação das empresas, por uma entidade externa e reconhecida para o efeito. Considera-se que qualquer recomendação da ERSE sobre os objectivos e âmbito das auditorias deverá respeitar os termos de certificação das empresas, de modo a evitar incoerências nos procedimentos, e prejudicar a efectividade das conclusões.

### **Q 37. As alterações na informação a enviar à ERSE são as que resultam das matérias que passam a ser aplicáveis a cada operador ou comercializador.**

A GE não tem objecções de princípio à proposta. No entanto, novamente consideramos que alguma solicitação realizada pela ERSE deverá ser objecto de consulta prévia junto do comercializador, para avaliar a existência da informação requerida, bem como para permitir o estabelecimento de calendário credível de preparação da mesma.

## **DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

### **Q38. Introdução de um maior detalhe relativo ao conteúdo mínimo dos documentos complementares previstos no RQS.**

A GE não tem objecções de princípio à proposta. No entanto, pela sua relevância, considera-se indispensável que no momento de fixação em subregulamentação dos novos requisitos, o mesmo processo decorra num processo de consultas com os *stakeholders* relevantes do SNGN.

## **REGIME TRANSITÓRIO**

**Q39 . Comercializadores em regime de mercado têm período transitório (ano de 2013) para adaptação às alterações regulamentares.**

**Q 40 . Os ORD dispõem de um período transitório para aplicação do indicador relativo à linha telefónica de recepção de comunicações de leituras.**

**Q41 . O relatório da qualidade de serviço da ERSE relativo a 2011-2012 incluirá também o segundo semestre de 2012. O relatório de 2013 será o primeiro relativo ao ano civil.**

**Q39-41** A GE concorda com os períodos sugeridos para implementação das medidas.

## **RARII**

**Nota prévia:** Sem prejuízo das respostas apresentadas de seguida sobre questões específicas do RARII, faz-se referência aos comentários às propostas de revisão do RT, apresentadas em documento autónomo, que são igualmente aqui aplicáveis, em especial no que diz respeito à alteração da metodologia da reserva de capacidade.

**Q1 Alteração do período de atribuição de capacidade do actual ano gás (1 de Julho a 30 de Junho do ano seguinte) para um novo período que decorrerá de 1 de Outubro de um determinado ano a 30 de Setembro do ano seguinte e harmonização das restantes datas que se encontram estabelecidas no RARII. Estão abrangidos os artigos 10.º, 16.º, 30.º, 31.º e 44.º.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação. Nota-se o exposto na resposta à Q13 nos comentários à proposta de revisão do RT, sobre a sincronização do “ano tarifário” e do “ano de capacidade” (térmico).

**Q2 Eliminação do artigo 32.º, que explicita o relacionamento entre as fases de atribuição do acesso às infraestruturas com a utilização e o funcionamento da RPGN, por se considerar que ultrapassa o âmbito do RARII.**

A alteração enquadra-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q3 Alteração dos artigos 33.º, 37.º, 38.º, 40.º, 41.º e 42.º, eliminação do Artigo 36.º relativos ao processo de atribuição de capacidade, estabelecendo os princípios do novo modelo de acesso agora proposto.**

Artigo 33º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação. O princípio de capacidade não atribuída ser colocada à disposição dos comercializadores, nos horizontes seguintes de programação e nomeação, é vital para os comercializadores poderem ter ao seu alcance toda a capacidade disponível desde a programação anual até à programação diária.

Artigo 36º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 37º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 38º - A programação semanal é essencial para os comercializadores poderem indicar ao GTG e aos operadores das infraestruturas as suas melhores estimativas de consumo, principalmente para os pontos de saídas, podendo o GTG, na posse dessa informação, otimizar as respectivas infraestruturas. Deve ainda ser mantida a programação semanal para efeitos de solicitações de capacidade firmes diárias. Este pedido é de extrema importância, porque se assim não fosse, e mantendo os prazos em vigor, os comercializadores efectuam os seus pedidos de capacidade mensais ao dia 12 do mês anterior e se o comercializador tiver necessidade de incrementar a capacidade para o dia 30 do mês seguinte, sem a programação semanal só o pode efectuar no dia 29, gerando incerteza no seu planeamento, com a programação semanal pode efectuar esse pedido, com uma antecedência, entre 5 a 9 dias.

Artigo 40º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 41º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 42º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q4** Em particular, propõe-se criar uma nova secção no Capítulo IV com parte das disposições estabelecidas no mecanismo de atribuição de capacidade da RNTGN, ou seja, os princípios gerais e as regras de atribuição da capacidade no ponto virtual de interligação que agrega a capacidade dos dois pontos físicos de interligação (Tuy-Valença do Minho e Badajoz-Campo Maior). Estão abrangidos os novos artigos 42.º-A, 42.º-B, 42.º-C e 42.º-D. O mecanismo anterior passará a integrar o documento complementar ao RARII, Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas da RPGN, previsto no Artigo 45.º-A.

As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q5** Definir um novo produto associado à capacidade de armazenamento comercial no terminal de GNL, adicionalmente ao existente relativo à capacidade de armazenamento operacional reservada e directamente associada à descarga dos navios metaneiros. Estabelecer um processo de atribuição de capacidade de armazenamento comercial no terminal de GNL em que as programações serão vinculativas, resultando os valores atribuídos em direitos de utilização de capacidade de armazenamento comercial no terminal de GNL (DUC ATGNL). Estabelecer um processo de atribuição de capacidade de regaseificação no terminal de GNL em que as programações são vinculativas, resultando os valores atribuídos em direitos de utilização de capacidade de regaseificação no terminal de GNL (DUC RTGNL), com atribuição prioritária de DUC RTGNL a agentes de mercado com slots de descargas de navios e com capacidade de armazenamento operacional previamente atribuída. Estabelecer que os detalhes dos procedimentos atrás referidos constam do mecanismo de atribuição da capacidade de trasfega, de enchimento dos camiões-cisterna e de armazenamento nos terminais de GNL, o qual passará a integrar o Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas da RPGN. Está abrangido o Artigo 41.º.

As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

## **SOLICITAÇÃO DE OPINIÕES**

A ERSE solicita a opinião dos agentes de mercado e dos operadores e utilizadores das infraestruturas do SNGN relativamente às várias alternativas na forma de atribuição do produto de capacidade diário na RNTGN.

- **Atribuição mensal, semanal e/ou na véspera.**
- **Atribuição através de janelas de solicitação ou *First Come First Served* (FCFS).**

O mercado do gás natural é muito volátil em termos de consumos finais, estando dependente de distintas variáveis: temperatura, vento, manutenções de instalações, etc. Assim, entendemos que quantas mais janelas de programação estiverem disponíveis, maior é a possibilidade dos comercializadores acederem à capacidade necessária para fazer face à sua previsão de consumos. Da mesma forma, o GTG receberá as melhores previsões possíveis e efectuará uma gestão mais optimizada das infraestruturas. Propõe-se a manutenção das janelas de programação mensal, semanal e véspera.

Para melhor adaptação de todos intervenientes às propostas de alteração do modelo de contratação de capacidade nas entradas, efectuar a atribuição de capacidades através de janela de solicitação, gera uma maior segurança para todos os intervenientes e coloca todos em situação de igualdade para concorrer às capacidades disponíveis.

**A ERSE solicita também a opinião sobre o interesse em existirem quotas estabelecidas antes da programação anual para produtos mensais de DUC AS.**

O Armazenamento Subterrâneo com a expansão em curso, cada vez mais deverá assegurar a necessária flexibilidade do SNGN, assegurada através da capacidade comercial no armazenamento da infraestrutura. Concordamos com a definição de quotas, tendo por suporte uma análise anterior de solicitações efectuadas pelos comercializadores. As quotas deverão disponibilizar capacidade comercial mensal e diária. Deverá ser analisada a possibilidade de também nesta infraestrutura ser disponibilizada capacidade interruptível diária.

**Quanto ao terminal de GNL, a ERSE solicita ainda opinião dos agentes de mercado e dos operadores das infraestruturas sobre:**

- **A necessidade de atribuição de produtos diários de capacidade de armazenamento comercial e de capacidade de regaseificação.**
- **As várias possibilidades na forma de atribuição de produtos de capacidade diários atribuídos: Mensalmente, semanalmente ou na véspera.**
- **Através de janelas de solicitação ou First Come First Served (FCFS).**

O mercado do gás natural é muito volátil em termos de consumos finais, estando dependente de distintas variáveis: temperatura, vento, manutenções de instalações, etc., assim entendemos que quantas mais janelas de programação estiverem disponíveis, maior é a possibilidade dos comercializadores acederem à capacidade necessária para fazer face à sua previsão de consumos. Da mesma forma, o GTG receberá as melhores previsões possíveis e efectuará uma gestão mais otimizada das infraestruturas. Propõe-se a manutenção das janelas de programação mensal, semanal e véspera.

Para melhor adaptação de todos intervenientes às propostas de alteração do modelo de contratação de capacidade nas entradas, o facto de se efectuar a atribuição de capacidades através de janela de solicitação, gera uma maior segurança para todos os intervenientes e coloca todos em situação de igualdade para concorrer às capacidades disponíveis.

Deve sempre ser tido em conta que a principal função do TGNL é: descarga de navios – armazenamento – regaseificação, ao ser definida uma quota para capacidade comercial, não deve esta capacidade retirar a necessária flexibilidade aos comercializadores que descarregam navios. A capacidade comercial deve ser a estritamente necessária para suportar uma actividade média de carga de cisternas e o GN que permita compensar flutuações na RNTGN. Não parece justificável que a capacidade operacional, com o respectivo armazenamento, seja de 7 dias, será um elemento condicionador à utilização do TGNL. Acresce a este facto se a capacidade for firme e com o respectivo pagamento efectuado diariamente pelo valor total contratado, gerando sobrecustos aos comercializadores, quando é obrigatório um perfil de capacidade máxima, e dia a dia indo reduzindo o valor utilizado, até à completa descarga (valor mínimo de capacidade). Propõe-se que no caso da capacidade operacional, seja seguida a metodologia actual, pagamento da capacidade de armazenamento efectiva.

**Q6 Eventual alteração do artigo 8.º integrando os direitos de utilização de capacidade nas condições dos contratos de uso das infraestruturas.**

Esta alteração torna-se necessária, para os contratos de acesso às infraestruturas da RNTIAT, em que passe a ser aplicada a figura de “reserva de capacidade”, bem como a possibilidade de a ceder em caso de não utilização prolongada. No caso específico das capacidades de curto prazo (mensal e diária) devem ser estabelecidos os procedimentos para realizar a referida reserva (períodos).

**SOLICITAÇÃO DE OPINIÃO**

**A ERSE solicita a opinião dos agentes de mercado e dos operadores das infraestruturas relativamente:**

- **À opção de estabelecer um único contrato por infraestrutura com duração variável máxima de um ano, com opção de selecção dos diferentes produtos de capacidade, ou a opção de estabelecer vários contratos diferentes consoante os produtos de capacidade e com durações associadas aos produtos de capacidade.**
- **Ao estabelecimento de uma garantia associada a cada um destes contratos de valor calculado em função dos diversos produtos de capacidade e de nomeação (45+n) ou garantias diferentes conforme os produtos de capacidade associados ao contrato.**

Consideramos preferível o estabelecimento de um único contrato de acesso, baseado na capacidade anual reservada, o qual conteria as disposições e procedimentos para as reservas de curto prazo. As comunicações de solicitação e aceitação destas reservas de curto prazo passariam a ser parte integrante do contrato, sendo-lhes aplicáveis as suas disposições gerais e particulares.

No que respeita às garantias bancárias, considera-se que deverá ser aplicada alguma parcimónia na sua solicitação, em especial no que poderão representar de “exportação” de receitas do SNGN para o sistema financeiro, sem ganhos efectivos para aquele. Neste sentido, a solicitação de garantias bancárias – que se associadas a reservas mensais/diárias serão normalmente de muito menor valor do que a prestada para a capacidade anual – apenas se justificaria em situação de incumprimento reiterado por parte do comercializador, ou se este apenas operar em regime de curto prazo. Aliás, desde logo, o valor da garantia prestada no contrato base, ao prever um período de (45+n) dias já é superior ao da factura mensal, pelo que uma utilização de curto prazo estará parcialmente coberta à partida.

**Q7 Alteração dos artigos 14.º e 15.º estabelecendo o novo contexto da atribuição de acesso às infraestruturas em que a retribuição pelo uso das infraestruturas passa a estar associada à capacidade atribuída aos agentes de mercado, bem como ao seu uso efectivo.**

Artigo 14º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 15º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q8 Eliminação no artigo 14.º da opção tarifária de curta duração na rede de transporte e no terminal de GNL, em favor do novo produto diário de capacidade.**

Artigo 14º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q9 Em função da experiência adquirida e das alterações referidas no ponto anterior, prevêem-se alterações no articulado que se encontra publicado relativo à divulgação da informação respectiva, estando abrangidos os artigos 16.º e 17.º.**

Artigo 16º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 17º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q10 INVESTIMENTOS NAS INFRAESTRUTURAS**

A Galp Energia concorda com a alteração do artigo 27.º incluindo referência ao Código dos Contratos Públicos aprovado pelo Decreto-Lei n.º18/2008, de 29 de Janeiro,

No que respeita a auditorias, fazemos referência à resposta à Q22 no documento de comentários ao RT.

**Q11 Alteração dos artigos 29.º e 30.º, de forma a estabelecer o novo modelo de atribuição da capacidade, os produtos de capacidades a oferecer em cada uma das infraestruturas, em cada um dos horizontes temporais, anual, mensal e diário, perspectivando-se que se considere o ponto virtual da interligação em documento complementar do RARII.**

Artigo 29º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

Artigo 30º - As alterações enquadram-se nas melhores práticas de regulamentação.

**Q12 Introdução de novas alíneas nos artigos 16.º e 38.º prevendo a possibilidade da definição de quotas de capacidade para produtos de curto prazo.**

A definição de quotas, visando a flexibilidade dos comercializadores e a máxima optimização das infraestruturas, é positivo para todos os intervenientes no SNGN. O factor crucial é que as quotas anunciadas estejam suportadas por estudos que comprovem que as infraestruturas continuaram a efectuar a sua efectiva função, TGNL: descarga de navios – armazenamento – regaseificação; AS: reservas de segurança e flexibilidade da RNTGN. A capacidade de curto prazo deve ser a estritamente necessária para fazer face a desvios não programados pelos comercializadores ou a capacidade remanescente.

Para maximização da utilização de cada infraestrutura, a capacidade deverá ser colocada ao dispor dos comercializadores até à antevéspera.

**Q13. Em função da experiência adquirida e das alterações referidas no ponto anterior, propõe-se alterações no articulado do RARII em vigor, no sentido de garantir um maior esclarecimento e a melhoria das práticas atuais. Estão abrangidos os artigos 46.º e 47.º.**

A GE dá o seu acordo genérico às alterações propostas, sem prejuízo de considerar ser necessário um processo de consulta específico com os diferentes operadores para definir a extensão, âmbito, formato e periodicidade de actualização da informação a disponibilizar. Acresce que será recomendável o estabelecimento de um calendário exequível para a implementação destas alterações, sendo que algumas obrigarão a intervenções relevantes em sistemas, de duração não negligenciável.

**Q14. Fusão num único documento complementar ao RARII, intitulado Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas da RPGN, dos atuais documentos relativos às metodologias dos estudos para a determinação da capacidade, aos mecanismos de atribuição de capacidade e aos mecanismos de resolução de congestionamentos nas diferentes infraestruturas da RNTIAT. Foi introduzido o Artigo 45.º-A e são propostas alterações aos artigos 40.º, 41.º e 42.º.**

A exemplo da questão anterior, não temos objecções de princípio às alterações propostas, desde que as mesmas sejam discutidas previamente com os agentes do sector, para definição do conteúdo dos manuais a produzir.

Num comentário específico, não podemos deixar de notar a ausência de qualquer referência ao GL-UAG, cujas funções têm vindo a ser garantidas pela CURG, e que enquanto garante da operação e fornecimento logístico às UAGs do SNGN deve-lhe ser reconhecido o direito à correspondente remuneração, como discutido no documento de cobertura destes comentários.