

## **COMENTÁRIOS DA EDP GÁS À CONSULTA PÚBLICA PARA A REVISÃO REGULAMENTAR**

**- Proposta de Revisão dos Regulamentos de Relações Comerciais, Tarifário, Acesso às Infra-estruturas e às Interligações, Operação das Infra-estruturas e Qualidade de Serviço, relativos ao Sector do Gás Natural -**

Sumário Executivo .....	4
I. QUESTÕES FUNDAMENTAIS .....	5
A. Preservação do valor da anterior Concessão de Distribuição .....	5
B. Medidas de dinamização do mercado .....	11
Calendário de eliminação de tarifas reguladas .....	11
Uniformidade tarifária em BP<10.000m <sup>3</sup> (n) .....	11
Sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado .....	12
Flexibilização tarifária.....	13
Tarifas de trânsito .....	15
C. Princípios subjacentes à revisão regulamentar .....	17
Princípios de diferenciação tarifária .....	17
Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição .....	18
Tarifas de acesso ao Terminal de GNL de Sines.....	18
Incentivo à armazenagem comercial.....	18
Auditorias.....	19
Stock de gás nas redes de distribuição.....	19
Grandes clientes – Promoção à ligação de novos pontos de consumo ...	20
Evolução das quantidades.....	21
UAG propriedade de clientes.....	21
Gestão dos processos de mudança de comercializador .....	23
Considerações sobre o mercado livre .....	24
Leilões de Gás Natural – Impacto das decisões da ERSE na colocação do gás no mercado.....	25
II. ANÁLISE NA ESPECIALIDADE.....	28
A. Regulamento Tarifário .....	28
B. Regulamento das Relações Comerciais.....	31
C. Regulamento do Acesso às Infra-Estruturas e às Interligações do Sector do Gás natural.....	34
D. Regulamento da Operação das Infra-estruturas.....	36

E. Regulamento da Qualidade de Serviço .....	37
III. ANÁLISE DETALHADA DOS ARTICULADOS DOS REGULAMENTOS SUJEITOS A CONSULTA PÚBLICA .....	38
A. Regulamento das Relações Comerciais .....	38
B. Regulamento de Qualidade de Serviço .....	51
C. Regulamento de Acesso às redes, às Infra-estruturas e às Interligações..	52
D. Regulamento de Operação das Infra-estruturas.....	54

## Sumário Executivo

No seguimento da 30.ª Consulta Pública submetida pela ERSE para a revisão dos Regulamentos em vigor para o sector do Gás Natural, a EDP Gás vem solicitar a apreciação dos comentários apresentados no presente documento, no âmbito da preparação do 2º período regulatório (2010-2013).

Como considerações gerais, num panorama de abertura total do mercado a partir de 1 de Janeiro de 2010, a EDP Gás considera fundamental nas propostas sujeitas a consulta, a adopção de medidas impulsionadoras da liberalização do mercado. Por outro lado, e tendo decorrido apenas um período regulatório após a entrada em vigor dos actuais Regulamentos, considera-se algo precoce uma mudança estrutural nas premissas de base ao modelo de remuneração das empresas reguladas.

Assim, consideramos ambas as perspectivas fundamentais para se atingir os princípios defendidos pela ERSE, no que respeita à promoção da concorrência e da dinamização do sector do gás natural, com reflexos positivos nas tarifas e na qualidade de serviço.

Este documento está organizado em três partes, sendo que na primeira apresentamos uma reflexão sobre as questões fundamentais que cruzam de forma transversal todos os regulamentos, numa segunda parte, os comentários específicos para cada regulamento dos temas que consideramos que devem ser contemplados no âmbito da consulta pública e por último, uma análise detalhada da substância inscrita no articulado dos Regulamentos a publicar.

O presente documento reúne os comentários das empresas que integram a EDP Gás SGPS no sector do gás natural em Portugal, designadamente a Portgás S.A. (doravante designada de EDP Gás Distribuição), a EDP Gás Serviço Universal e a EDP Gás.Com (comercializador livre).

É objectivo da EDP Gás que as propostas, apresentadas em seguida, constituam um contributo válido para o aperfeiçoamento e aprofundamento da regulação aplicável ao sector do gás natural, tendo presente as circunstâncias do decorrer do primeiro período regulatório e a perspectiva de evolução para um contexto energético global.

## **I. QUESTÕES FUNDAMENTAIS**

Na primeira parte deste documento é efectuada uma reflexão sobre:

- a) a estrutura definida no contrato de concessão da Portgás S.A. de preservação do valor da anterior Concessão de Distribuição da Portgás – Sociedade de Produção e Distribuição de Gás Natural S.A., nos termos do acordado entre o Estado Português e a Concessionária;
- b) as medidas de dinamização do mercado de gás natural que nos parecem fundamentais com a liberalização total do mercado a 1 de Janeiro de 2010;
- c) os princípios regulatórios que consideramos essenciais para o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural.

### **A. Preservação do valor da anterior Concessão de Distribuição**

#### **Mecanismo de Reavaliação Sucessiva**

O Contrato de Concessão (CC) da Portgás, S.A., consagra o princípio da reavaliação sucessiva dos activos afectos à concessão, no início de cada período regulatório. A reavaliação sucessiva dos referidos activos é independente da sua reavaliação inicial, efectuada à data de início da nova concessão, conforme previsto no D.L. n.º 140/2006, de 26 de Julho.

Nos termos do CC, a taxa de remuneração a aplicar aos activos para cálculo do valor dos proveitos durante os 4 períodos regulatórios posteriores ao actualmente em curso, 2007-2010, deve, no mínimo, manter o prémio de risco implícito na taxa definida para o referido período regulatório. O cumprimento do disposto no CC em matéria de prémio de risco foi o factor fundamental para a aceitação por esta concessionária do novo contrato.

Entende-se pois, que no cumprimento das disposições contratuais, a ERSE, aquando da aplicação do cálculo dos proveitos permitidos e respectivas tarifas da actividade de distribuição, deve ter em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro da concessão estabelecido na lei e nos respectivos contratos.

Deste modo, entende-se que a omissão nos documentos sujeitos a consulta do mecanismo de reavaliações poderá justificar a intervenção da concessionária junto do concedente, para que promova a reposição do equilíbrio económico-financeiro da concessão.

Refira-se, que o perfil de evolução dos investimentos e quantidades previstas para o horizonte temporal da concessão permitem, desde já, estimar um perfil de evolução da

tarifa de distribuição e respectivo impacto na tarifa de Venda a Clientes Finais, podendo concluir-se que é acomodável o efeito provocado pelo mecanismo de reavaliações sucessivas.

### **Metodologia do alisamento do custo com capital**

A metodologia de alisamento do custo do capital é um instrumento importante para garantir a estabilidade tarifária, acomodando ao longo do período da concessão impactos significativos sentidos num curto espaço de tempo (um ano gás), protegendo operadores e consumidores em geral.

Assim, a aplicação da metodologia proposta no ponto 3.3 do documento justificativo para a revisão do Regulamento Tarifário (RT), numa fase de franca expansão de investimentos das concessionárias, poderá ter um efeito material de subida da tarifa de uso da rede de distribuição. Por isso, não se vê necessidade de proceder a uma alteração tão substancial do modelo tarifário, com base num histórico disponível, insuficiente para sustentar tal decisão.

Apesar disso, caso se venha a decidir pela sua aplicação, esta carece de cuidado, sob pena de perturbar o equilíbrio económico-financeiro da concessão, e/ou de gerar um impacto material na TVCF (tarifa de venda ao cliente final) junto dos consumidores.

Para que a aplicação de um novo método de cálculo de custo de capital seja o mais transparente possível, na revisão do articulado do RT, deverá ficar prevista a informação a prestar pela ERSE às operadoras do sector do gás natural no âmbito do documento final das tarifas publicado anualmente. Da referida informação, deverá constar, nomeadamente, a apresentação por parte da ERSE dos dados relativos à evolução da procura e do activo fixo (médio), considerados para efeito do cálculo do custo com capital, justificando as reduções efectuadas face aos valores remetidos pelas Concessionárias, na eventualidade de tais ajustes serem aplicados.

### **Taxas de ocupação de subsolo**

A definição por parte da ERSE do método de repercussão das taxas de ocupação de subsolo está em consonância com o novo CC, outorgado em 11 de Abril de 2008 pelo Estado Português. Para que este processo tenha sucesso será fundamental que todos os consumidores conheçam o valor e o motivo pelo qual estas taxas começarão a ser pagas, pelo que a informação prevista no documento justificativo de revisão do RRC nos parece essencial.

Relativamente ao método proposto no documento justificativo do RT – ponto 10, salientamos os seguintes comentários:

i) importa clarificar de que forma a ERSE e os operadores definirão o período de reposição para a regularização da dívida anterior à assinatura do CC, já que se trata de valores de elevado montante que, a curto prazo, poderão vir a aumentar com o trânsito em julgado dos processos pendentes. Por isso, é fundamental criar as condições que permitam à empresa apresentar estes valores nas facturas aos comercializadores, de acordo com a metodologia de repassagem proposta.

ii) na expressão para a determinação da metodologia para reflectir os valores das taxas de ocupação de subsolo  $\bar{c}TOS_{p,s} = \bar{T}OS_{p,s} + TOS_{p,06,07,08} - \Delta TOS_{p,s-2}$ , os valores das taxas relativas ao ano de 2008 deverão estar separadas das restantes, já que estas serão pagas mesmo que os referidos valores não tenham transitado em julgado ou estejam aprovados pelo concedente. Uma vez que o CC produz efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2008, o método previsto pela ERSE relativo ao direito de repercutir o valor integral das taxas de ocupação de subsolo liquidadas pelas autarquias locais, aplica-se ao total do valor em dívida no ano de 2008. Esta correcção deverá também ser efectuada na redacção do artigo 162.ºB, n.º4.

iii) o método de repercussão pela ERSE contempla o cálculo de um preço de taxas de ocupação de subsolo a aplicar a cada cliente que segue uma estrutura idêntica à da facturação de energia, o que, por um lado se apresenta como um método complexo para apresentar junto dos clientes e, por outro, é particularmente penalizador para os grandes clientes industriais. Previsivelmente, este ponto será particularmente crítico para a operadora na recuperação das taxas impostas pelos municípios, e que, pode, inclusivamente, inviabilizar o método proposto no curto prazo, à semelhança do que sucedeu no passado com a imputação dos custos de gestão da Entidade Reguladora.

Desta forma, a EDP Gás reitera a necessidade de adoptar um método menos complexo, e que seja uniforme para todos os clientes. Assim, a proposta da EDP Gás, já referenciada em carta enviada à ERSE a 3 de Julho de 2009, consiste na repercussão das TOS pelo método “€/cliente”.

### **Incentivos à eficiência na actividade de distribuição de gás natural**

A proposta incluída no documento justificativo de revisão do RT, de um modelo de regulação do tipo *price-cap* aos custos de exploração controláveis merece uma análise cuidada, parecendo-nos até prematuro, considerando o contexto de liberalização total do mercado e que está ainda em curso o primeiro período regulatório. Assim, a alteração da regulação deve orientar-se para a sustentação da liberalização total, mantendo-se estável nas actividades reguladas, que começaram a ser reguladas nos dois últimos anos.

Genericamente, as empresas de distribuição de GN em Portugal, bem como as infra-estruturas de rede que estão a operar são recentes e apresentam um bom nível de eficiência, com baixos custos de conservação. No entanto, será inevitável, como

qualquer manual da teoria da fiabilidade indicará que, à medida que as infra-estruturas vão envelhecendo, os respectivos custos de conservação aumentem. Adicionalmente, a própria cobertura territorial das redes de distribuição na zona de concessão não se encontra ainda terminada.

Analisando a fórmula de cálculo de custos de exploração proposta verifica-se que esta implica a definição de uma parcela fixa e de uma parcela variável dos custos de exploração para o primeiro ano do período de regulação. Estes custos deverão evoluir com a taxa de inflação deduzida de um factor de eficiência, definido para todo o período de regulação e para cada empresa.

A componente relativa à variável unitária dos custos de exploração da actividade de distribuição de gás natural do operador da rede de distribuição não é expressa em nenhuma unidade, e vai depender do indutor de custos de exploração da actividade de distribuição. O facto do indutor não ser explícito vem acrescentar ainda mais incerteza regulatória ao sector, e em particular na actividade de distribuição de gás natural, aumentando o risco do negócio dos operadores.

Com efeito, uma estrutura de custos de um operador de redes de distribuição reflecte essencialmente custos fixos relacionados com as infra-estruturas, devendo a fórmula regulatória traduzir este princípio, pelo que defendemos o modelo de regulação vigente (custos aceites), por ser o mais adequado à regulação da actividade.

No âmbito de uma regulação por preço máximo, a definição de incentivos à eficiência dos custos, e a limitação dos restantes custos à inflação, constituem um instrumento de regulação, só justificado, na medida em que representa um incentivo à melhoria de desempenho.

No entanto, esses incentivos devem ter em atenção, não só o modo como os diversos custos de exploração evoluem ao longo dos anos, como também a definição de níveis de exigência realistas e fundamentados, que sejam alcançáveis pelos agentes a que se destinam. Faz-se notar com especial relevo os custos associados à segurança dos utilizadores, em particular, aqueles em que o operador incorre sem ser legalmente obrigado (inspecções periódicas às instalações dos clientes), e que a metodologia proposta pode afectar.

Com efeito, só a efectiva fixação de objectivos, baseados na realidade das empresas, poderá assegurar um quadro de remuneração adequada e evitar a ocorrência de desequilíbrios económico-financeiros nas empresas reguladas, proporcionando condições para melhorar o seu desempenho e gerar benefícios para os consumidores.

Pelas razões apontadas, reitera-se que se considera prematura a aplicação do *price-cap* à actividade de distribuição de gás natural.

### **Margem de Comercialização – Fundo de Maneio**

A taxa de remuneração do Fundo de Maneio (FM) da actividade de comercialização de último recurso retalhista, em linha com a taxa de remuneração dos custos de capital da actividade de distribuição, (ponto 9.2 do documento justificativo de revisão do RT) está de acordo com o estabelecido no CC da actividade de distribuição, assinado em Abril de 2008, bem como na licença de comercialização de último recurso retalhista emitida pela Direcção Geral de Energia e Geologia, de que a EDP Gás Serviço Universal (EDP Gás SU) é titular.

No entanto, em nosso entendimento, a redacção do Artigo 79.º do RT deve reflectir a interpretação, segundo a qual a referida taxa de reposição das necessidades financeiras é idêntica à taxa aplicada à componente de custo de capital da actividade de distribuição de gás natural, tal como o CC explicitamente consagra.

Adicionalmente, importa salientar que apesar desta alteração surgir no 2.º período regulatório, a mesma era já devida no período regulatório anterior, pelo que, no cálculo da margem de comercialização para o ano gás 2010-2011, este efeito deverá ser tido em conta.

Para além disso, o montante de FM calculado pela ERSE para as empresas de comercialização de último recurso está desajustado do seu valor real. No caso da EDP GÁS SU, salientam-se as significativas necessidades de FM derivadas da diferença entre os prazos médios de pagamento e os de recebimento, acrescidas do desfasamento temporal entre consumo e facturação, prazos de *finishing* e envio postal, o que faz com que aos prazos regulamentares acresçam períodos variáveis que nem sempre são controláveis. De referir que o desvio negativo da EDP Gás SU no final do ano gás 2008-2009 é de cerca de 6M€ (milhões de euros).

Por essa razão, as necessidades efectivas de FM são forçosamente superiores ao seu nível teórico, calculado exclusivamente em função dos prazos formais estabelecidos na regulamentação proposta. Será por isso importante que a ERSE passe a explicitar, no próprio Regulamento Tarifário, a fórmula de cálculo seguida para a determinação do FM real do CUR, e que esta seja ajustada à realidade das empresas.

### **Estrutura Binómia da Tarifa de Comercialização**

A proposta, prevista no ponto 2.1 do documento justificativo de revisão do RT, sugere uma estrutura binómia para as tarifas de comercialização, com um termo fixo e um termo variável recuperado pelo gás natural consumido. Esta estrutura onerará os grandes clientes e poderá provocar dificuldades ao comercializador de último recurso na recuperação dos proveitos permitidos da actividade de comercialização, já que são estes clientes os mais participativos no mercado livre. No limite, com a passagem

massiva dos grandes clientes para o mercado livre, o pagamento da tarifa de comercialização será feito pelos consumidores domésticos e pequenas empresas.

A própria natureza de custos de comercialização (*finishing*, cobrança, centros de atendimento telefónico e personalizado, entre outros) depende essencialmente do número de clientes da empresa, e não tanto das quantidades de gás veiculado, pelo que nos parece mais conveniente a actual estrutura (monómia) da tarifa de comercialização.

## **B. Medidas de dinamização do mercado**

### **Calendário de eliminação de tarifas reguladas**

A partir de 1 de Janeiro de 2010 haverá total liberalização do sector do gás natural, pelo que é importante prever, no âmbito da revisão regulamentar para a sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a eliminação imediata das tarifas reguladas para clientes com consumo superior a 10.000 m<sup>3</sup> (n) ano, como forma de incentivar a dinamização do mercado no sentido do estabelecido nas Directivas europeias, e em linha, aliás, com a intenção que a ERSE tem apresentado como sua.

De igual forma, com vista à dinamização do mercado, deverá ainda ser desenvolvido um calendário, com o objectivo de eliminar total e progressivamente as Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF), e limitar a sua aplicação a clientes domésticos e vulneráveis. Esta tendência de eliminação das tarifas reguladas tem sido verificada em mercados mais maduros, como é o caso do mercado espanhol. Neste sentido, não será também aconselhável permitir o acesso às TVCF a clientes consumo superior a 10.000 m<sup>3</sup> (n) ano, devendo o fornecimento de gás natural às suas instalações ser assegurado em regime de mercado livre, com excepção de comprovadas situações extraordinárias.

A ERSE, enquanto Entidade Reguladora do sector, poderá transmitir este entendimento junto do legislador, por forma a conferir um maior dinamismo ao mercado liberalizado de gás natural.

### **Uniformidade tarifária em BP<10.000m<sup>3</sup>(n)**

O mecanismo de convergência para a uniformidade tarifária, proposto no ponto 2.2 do documento justificativo de revisão do regulamento tarifário, carece de clarificação no sentido de estabelecer um número máximo de anos, em que este poderá ser aplicado. No entendimento da EDP Gás, este mecanismo deveria ser aplicado exclusivamente no período regulatório 2010-2013, por forma a evitar o agravamento do desvio negativo da EDP Gás Serviço Universal.

Neste contexto, e para evitar desvios na tarifa de energia, gostaríamos de reforçar a ideia já transmitida à ERSE, em 2 de Outubro de 2009, no documento de “Preparação do período regulatório 2010-2013”, em que se defendia a revisão trimestral das tarifas para clientes com consumo anual <10.000m<sup>3</sup>, e com a qual os clientes, mesmo os domésticos, estavam já familiarizados.

Desta forma, seria eliminado o risco actualmente existente de acumulação de desvios nos comercializadores de último recurso retalhistas, contribuindo assim para o cumprimento da obrigação de assegurar o equilíbrio económico – financeiro destas

empresas e, simultaneamente, para uma repercussão mais célere em todos os clientes dos custos reais de aprovisionamento.

### **Sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado**

O reconhecimento na tarifa de Uso Global de Sistema (UGS) de desvios extraordinários da tarifa de energia é uma medida para o alinhamento, entre o nível da tarifa regulada e o nível do mercado liberalizado, que deve ser aplicada de forma cuidada para que haja uma maior transparência nos dois mercados, já que esta tarifa será aplicada a todos os consumidores.

Na prática, dever-se-á ter o cuidado na aplicação desta medida, para que nunca se verifique a subsidiação, por parte dos agentes que actuam no mercado livre, dos agentes que actuam no mercado regulado, com o conseqüente aumento da ineficiência global do sistema. Assim, os desvios positivos/negativos a incorporar na tarifa de UGS, bem como todas as evidências que suportam a decisão da ERSE para a incorporação de tais desvios, deverão ser do conhecimento e sujeitos a consulta de todos os agentes.

Neste contexto, aproveitamos para salientar a extrema importância em dar a conhecer aos agentes a fórmula da tarifa de energia, fixada no Artigo 70.º do articulado do RT, por forma a fomentar a transparência e a livre concorrência dos agentes no SNGN.

De facto, a ERSE trimestralmente publica apenas uma actualização do valor da tarifa de energia, pelo que não é difícil aos agentes colocar o gás no mercado livre, de outra forma, que não seja por desconto à Tarifa de Venda a Clientes Finais, em vigor em cada momento.

Assim, as alterações tarifárias ou regulatórias, que conduzam à modificação estrutural dos termos tarifários aplicáveis a determinados tipos de clientes, ou à manutenção em alta das TVCF, têm impacto directo na actuação dos agentes. Neste contexto, estes agentes não conseguem garantir determinado desconto à tarifa sem prejuízo próprio ou, perdendo mesmo credibilidade junto dos clientes ao oferecer-lhes um preço claramente pouco competitivo.

Esta situação pode ser resolvida se, tal como ocorre noutros mercados, nomeadamente no espanhol, a tarifa de energia resultar de uma fórmula que seja um proxy do cabaz de aprovisionamento regulado, fórmula essa que deveria ser aplicável por um período mínimo de um ano. A adopção desta fórmula, para além de permitir uma adequada previsão, possibilita aos agentes, nomeadamente aos clientes, a fixação em mercados financeiros dos seus custos e margens, colocando-se ao abrigo de flutuações dos indexantes.

## Flexibilização tarifária

- Acesso ao Terminal de GNL de Sines:

- Opção tarifária de curta duração para a utilização do terminal de GNL de Sines;
- Mecanismo que incentiva a existência de trocas reguladas de GNL entre o fornecedor incumbente, no âmbito dos contratos em regime de “take or pay”, e os fornecedores entrantes, no âmbito das suas entregas a clientes.

Em termos conceptuais, concordamos com a introdução de opções tarifárias e de soluções logísticas que, do ponto de vista económico e operacional, viabilizem a utilização do terminal de GNL de Sines, enquanto ponto de entrada para novos agentes no mercado português de gás natural.

A EDP Gás, e o próprio Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural – Maior Flexibilidade Tarifária” haviam sugerido uma maior variabilidade no conceito da tarifa de curtas utilizações, que vai ao encontro do definido pela ERSE, no documento justificativo de revisão do RT, no que compete à eliminação do termo de capacidade, substituindo por um termo proporcional às quantidades processadas.

No entanto, a utilização de um preço de energia mais elevado comparativamente com o da tarifa base, só se justifica quando existem restrições à utilização das infra-estruturas, o que não se verifica actualmente em Sines.

Efectivamente, e recorrendo ao exemplo do mercado espanhol, no tarifário de acesso às infra-estruturas gasistas em Espanha estão incluídas tarifas de curta duração, obtidas igualmente a partir da tarifa de base anual, mas, por aplicação de factores multiplicativos que variam entre 0,5 e 2, consoante a utilização pontual das infra-estruturas ocorra numa altura de menor ou de maior procura.

Numa situação de não saturação das infra-estruturas, a utilização de factores de sazonalidade unitários, ou mesmo inferiores à unidade, promoveria uma maior utilização da mesma, com vantagem para todos os utilizadores, e, sem discriminar arbitrariamente aqueles utilizadores cujo modelo de negócio obrigue a curtas utilizações.

Neste entendimento, o preço a pagar pela utilização pontual das infra-estruturas do sector do gás natural, promoveria a sua utilização em períodos de menor procura, e consequentemente, uma maior flexibilidade do sistema. Por outro lado, a penalização incidiria sobre o acesso pontual em períodos de maior constrangimento, devido a uma utilização mais intensiva.

No que respeita ao mecanismo de incentivo de trocas reguladas entre o fornecedor incumbente e os fornecedores entrantes, refira-se que, mesmo defendendo uma solução própria, concordamos com o princípio de introdução de medidas de gestão dos stocks no terminal de GNL, que contribuam, para a viabilização da utilização

daquela infra-estrutura por novos agentes, e, para o aumento da sua competitividade face às infra-estruturas do mercado espanhol.

Aproveitamos ainda para referir que, estando prevista a publicação de procedimentos e regras específicas para a implementação prática do mecanismo de swap proposto, é de toda a conveniência, que esta ocorra no menor prazo possível, de forma a que o novo enquadramento regulatório aplicável à utilização do terminal de GNL de Sines, esteja disponível no primeiro ano do período regulatório 2010-2013. A correcção desta situação permitiria aumentar a competitividade do terminal para pequenos utilizadores.

#### - Tarifas de Uso da Rede de Transporte: opções tarifárias de curtas utilizações

Relativamente às tarifas de curtas utilizações para Uso da Rede de Transporte, apresentadas para o ano gás 2009-2010, a EDP Gás considerou bastante positivo o conceito adoptado. Num momento de revisão regulamentar para um novo período regulatório, consideramos oportuna a evolução das opções tarifárias de curta utilização no sentido de uma maior flexibilização das mesmas.

À semelhança do que foi mencionado a propósito das novas opções tarifárias para o terminal de GNL de Sines, as tarifas propostas deverão ser calculadas numa lógica de potenciar a utilização do sistema nacional de transporte, em particular em períodos de menor procura, e não promover um maior custo unitário dos custos de transporte (por m<sup>3</sup> transportado), no caso de um utilizador de curta duração face a outro cuja actividade se desenvolva durante um ano inteiro.

Por outro lado, ao justificar a diferenciação apenas face às tarifas de base anual, com assento no aumento do preço de energia face à opção tarifária base, a proposta regulamentar trata, indevidamente, de modo equitativo, dois tipos de clientes com características de consumo completamente diferentes.

Um, o cliente que pretenda consumir gás natural de forma concentrada no Verão, altura em que tendencialmente o sistema gasista estará mais desafogado, e outro, o cliente interessado em fazê-lo num período de Inverno, em que o pico da procura provoca o constrangimento do sistema. Ou seja, não introduz factores de sazonalidade que optimizem a utilização do sistema face ao seu real grau de saturação. Do documento publicado depreende-se que o mesmo se aplica relativamente às mesmas tarifas da URT para entregas internacionais.

#### - Contratos de "Curta Utilização"

A evolução do conceito de curtas utilizações, num contexto de revisão regulamentar, deveria no entendimento da EDP Gás aplicar-se também à lógica de contratação anual do uso das infra-estruturas.

Assim, é essencial que, para o próximo período regulatório, o articulado do RT preveja o desenvolvimento do conceito de “contratos de curta utilização” (mensais, diários), permitindo a contratação de capacidade base e, adicionalmente, sempre que necessário, para consumos pontuais, contratação de capacidade adicional de curto prazo.

Esta contratação deverá ser sujeita a aprovação prévia por parte do operador de rede, assegurando, por um lado, a viabilidade do fornecimento e, por outro lado, potenciando a optimização da utilização do sistema. Estes contratos deverão ser acompanhados do desenvolvimento de tarifas *cost-reflective*, que transmitam os sinais adequados aos agentes de mercado, beneficiando utilizações em períodos de maior flexibilidade do sistema (tipicamente no Verão), e imputando os custos reais pela utilização do sistema em períodos de maior congestionamento.

Para que a aplicação dos contratos de curta utilização possa funcionar em pleno, propõe-se que a ERSE reveja o conceito de “capacidade utilizada”, passando para um sistema de reserva de capacidade. A EDP Gás, através da sua experiência como comercializador livre num mercado mais maduro (o mercado espanhol), está convicta de que não haverá um efectivo mercado liberalizado em Portugal, sem a existência de um quadro competitivo de tarifas de curta utilização, baseado no conceito de reserva de capacidade, ou seja, que não sejam artificialmente penalizantes em termos de custo.

### **Tarifas de trânsito**

No seguimento do modelo proposto para as tarifas de uso das redes de transporte do tipo entrada/saída, a ERSE deverá definir tarifas de trânsito que viabilizem a competitividade do mercado ibérico de gás, potenciando o Terminal de GNL de Sines como porta de entrada no mercado português e espanhol, contribuindo para a competitividade desta infra-estrutura.

Idealmente, deveria ser eliminada a dupla tributação (*pancaking*) no transporte de gás natural entre Portugal e Espanha, compreendendo, contudo, que essa eliminação implicaria um acordo ibérico que a ERSE isoladamente não poderá no imediato assumir. No entanto, a intervenção da ERSE junto da CNE é crucial para se construir uma articulação eficaz entre as duas entidades reguladoras, para que possam ser eliminadas as restrições entre os dois mercados.

Adicionalmente, as actuais tarifas de trânsito obrigam à contratação do transporte, para efeitos de trânsito, por um período mínimo de um ano, o que não se ajusta a uma actividade pontual, como por exemplo, a associada à descarga de uma carga *spot* no terminal de Sines, e a respectiva transferência em tempo útil para o mercado espanhol. Por outro lado, as tarifas de trânsito de curta duração, promovem um maior custo

unitário no caso de um utilizador pontual, face a um que actue durante o ano inteiro, o que não se ajusta à competitividade necessária a este tipo de utilização da rede.

Este tem constituído também um factor determinante para o sucesso do mercado interno e, particularmente, no desenvolvimento do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica. A prática no sector eléctrico para substituir a não aplicação de uma tarifa específica aos fluxos transfronteiriços de electricidade já tem alguns anos (Regulamento (CE) n.º1228/2003, de 26 de Junho), tendo-se instituído um mecanismo de compensação entre operadores da rede de transporte (TSO), em que os custos ou proveitos a ele associados são incluídos nas tarifas de acesso às redes.

Apesar do mecanismo ter sofrido muitas vicissitudes, relativamente à metodologia, tem sido mais positivo do que o modelo anterior de tarifas de trânsito. A adopção deste mecanismo tem contribuído para uma efectiva dinamização do MIBEL.

### **Possibilidade de entrega de gás natural por dois comercializadores**

Para a escolha de comercializador, o RRC deverá explicitamente prever na redacção do n.º1 artigo 165.º, que um mesmo cliente poderá contratar um ou mais comercializadores (um para cada ponto de entrega sua propriedade). Esta redacção permitirá, nomeadamente, a um cliente contratar pontualmente capacidade adicional no mercado *spot*, o que se apresenta como fundamental para o efectivo desenvolvimento do mercado livre.

## C. Princípios subjacentes à revisão regulamentar

### Princípios de diferenciação tarifária

Os documentos de revisão regulamentar sujeitos a consulta pública vão ao encontro dos Regulamentos actualmente em vigor, nos quais a pressão de abastecimento e a periodicidade de leitura são utilizados como factores diferenciadores para efeitos de tarifas, o que no entendimento da EDP Gás comporta risco e discriminação para os clientes de GN.

O facto de um cliente dispor da possibilidade de leitura diária deverá ser apenas utilizado para determinar, de uma forma mais precisa do que para os restantes clientes, a sua capacidade utilizada. Por outro lado, a utilização da pressão como factor diferenciador comporta discriminação, já que são os operadores que escolhem a melhor forma de abastecimento a todos os seus clientes, a mais económica e tecnicamente possível, pelo que, grandes clientes abastecidos a baixa pressão não deverão ser penalizados por isso.

Sem dúvida, que o factor mais importante na determinação do custo unitário de abastecimento a um cliente é o volume anual consumido, que é, aliás, o factor diferenciador anteriormente utilizado por todas as empresas do sector em Portugal.

Parece-nos, pois, muito importante manter esta situação, criando uma tarifa de distribuição com um número reduzido de escalões, com valores diferentes em função do volume.

Gostaríamos ainda de salientar que a utilização de escalões de consumo uniformes, sem o devido acompanhamento da uniformização das TVCF para clientes com consumo anual inferior a 10.000m<sup>3</sup>(n), provoca a inexistência de correspondência entre os escalões teóricos publicados e os escalões reais resultantes da aplicação das tarifas, pelo que, mais uma vez, se torna premente a definição de um calendário para a uniformização nacional das TVCF para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10.000m<sup>3</sup>.

Ou seja, no caso específico de clientes com consumos próximos dos limites (inferiores ou superiores) dos escalões teóricos publicados pela ERSE, a aplicação dos respectivos preços fomenta o aparecimento de situações inversas às esperadas (clientes que passam para o escalão superior vão pagar mais do que pagariam no escalão inferior e vice-versa).

Neste âmbito, propomos ainda a criação de um regime de excepção, por analogia ao já aplicado aos clientes com consumo anual superior a 1Mm<sup>3</sup> para acesso a tarifas em média pressão (MP), aplicável a consumidores com um consumo superior a 50Mm<sup>3</sup>/ano, por forma a que estes acedam a tarifas de acesso em alta pressão (AP), apesar de serem abastecidos em média ou em baixa pressão. Este regime implicará transferências

entre o operador da rede de distribuição e de transporte, que deverão realizar-se nos mesmos moldes ao previsto no ponto 6 do documento justificativo de revisão do RT (transferências mensais tendo em conta o peso do consumo previsto em cada mês, no consumo anual).

### **Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos Operadores da Rede de Distribuição**

A EDP Gás entende como uma medida positiva, a inexistência de preços de energia diferenciados por período tarifário na tarifa de uso de rede de transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição, já que esta situação vinha criando desvios dentro do próprio ano. A título de exemplo, durante o ano gás 2008-2009, verificou-se, de forma sistemática, um desvio desfavorável da recuperação dos proveitos desta actividade, face ao custo que lhes é aplicado pelo ORT. Este desvio, no caso concreto da EDP Gás Distribuição, atingiu cerca de 1,3M€, valor acumulado no período de Julho 2008 a Junho 2009.

### **Tarifas de acesso ao Terminal de GNL de Sines**

A EDP Gás tem vindo a demonstrar a sua preocupação na determinação dos preços das tarifas de acesso ao Terminal, principalmente no que compete à componente de armazenagem, cujo preço se tem mostrado muito elevado, desincentivando os *shippers* entrantes de acederem ao Terminal.

Os princípios de base à nova estrutura de cálculo dos proveitos permitidos, apresentada no ponto 2.3 do documento justificativo da revisão do RT, estão de acordo com os princípios já defendidos pela EDP Gás, mas carecem de detalhe para que se possa quantificar, de forma inequívoca, quais os verdadeiros impactos do modelo proposto no preço das actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL.

Neste contexto, uma questão prática que importa clarificar, como incentivo a *shippers* entrantes, diz respeito ao tempo de permanência do gás nos tanques, sem que estes estejam sujeitos a penalidades, as quais, em todo o caso, deverão sempre ser aplicadas apenas a situações das quais resultem prejuízo para o sistema ou para outros utilizadores.

### **Incentivo à armazenagem comercial**

A existência de capacidade de armazenagem para fins comerciais potencia o aumento da liquidez do mercado, a segurança do abastecimento e mais alternativas

de fornecimento aos clientes. Até agora, em Portugal, só tem sido possível utilizar as infra-estruturas de armazenagem subterrânea para efeitos de constituição de reservas de segurança, constituindo uma clara restrição à maior dinamização do mercado.

A EDP Gás apresentou os seus comentários à "Consulta sobre o Mecanismo de Resolução de Congestionamentos no Armazenamento Subterrâneo", onde se destaca a necessidade de criação de armazenagem para efeitos comerciais por um prazo mínimo de um ano, e a adopção inequívoca do conceito de "reserva de capacidade" de armazenagem para fins comerciais.

A regulação deverá permitir ainda, o desenvolvimento e/ou participação de agentes em projectos de armazenagem para fins operacionais e comerciais, sem a inclusão obrigatória dos mesmos no regime de acesso regulado, tal como estabelecido na Directiva Europeia. Este ponto é fundamental para o desenvolvimento da armazenagem comercial privada que venha aliviar as necessidades de flexibilidade do sistema, proporcionando assim liquidez ao mercado secundário de gás e de capacidade.

### **Auditorias**

A EDP Gás considera que devem ser clarificados, no Regulamento Tarifário, os termos e as condições exactos da repercussão tarifária dos custos com as auditorias realizadas por entidades externas, previstas no articulado dos Regulamentos sujeitos a consulta pública: artigo 8.º do RRC, artigo 65.º (nova numeração) do RQS e artigos 133.º e 144.º do RT.

Assim, o RT deverá prever a aceitação dos referidos custos na totalidade, uma vez que estes não são conhecidos a priori pelas empresas reguladas.

### **Stock de gás nas redes de distribuição**

A quantidade estimada de gás natural nas redes de distribuição da EDP Gás Distribuição, a 30 de Junho de 2009, é de cerca de 314.000 m<sup>3</sup>(n).

Na opinião da EDP Gás, o stock de gás natural nas redes de distribuição deveria ser propriedade do distribuidor, devido sobretudo a dois factores:

1. A quantidade de gás que está em stock na rede garante a sua operacionalidade (quem tem que garantir a operacionalidade da rede é o Operador da Rede de Distribuição), não podendo o Operador estar dependente dos comercializadores para garantir a operacionalidade do sistema.

2. Caso o stock de gás seja considerado propriedade do CUR, com o avanço do mercado liberalizado, poder-se-á chegar a uma situação em que o comercializador regulado, embora não tenha mais clientes, é obrigado a manter o stock de gás natural das redes do distribuidor para garantir o funcionamento das mesmas. De qualquer forma, ficando este stock no CUR, o mesmo deveria ser considerado no cálculo do Fundo de Maneio da empresa e remunerado como tal.

Por último, de referir que nesta análise não estão incluídas as existências nas UAG, as quais variam, podendo atingir um valor máximo de stock de aproximadamente 65.000 m<sup>3</sup> cada.

### **Grandes clientes – Promoção à ligação de novos pontos de consumo**

A revisão do Regulamento do RRC, no ponto 6.3 -Pólos de consumo - não prevê a revisão do artigo 100.º (nova numeração) do RRC, que estabelece, no âmbito da integração de pólos de consumo existentes, que apenas são consideradas as instalações de utilização, com um consumo anual previsional, igual ou inferior a 10.000 m<sup>3</sup> (n) de gás natural. Tal como já exposto pela EDP Gás no citado documento, enviado a 2 de Outubro de 2009 "Preparação do período regulatório 2010-2013", seria desejável que esta restrição fosse eliminado do articulado do RRC.

De facto, a promoção comercial realizada pela EDP Gás Distribuição deveria contemplar, igualmente, a comparticipação na infra-estruturação de clientes com consumo anual previsional entre 10.000 e 2.000.000 m<sup>3</sup>(n) para Gás Natural, no que diz respeito à rede interna do cliente e/ou equipamentos. Esta forma de comparticipação, revela-se crucial na angariação de clientes consumidores de fuel e propano que, sem este apoio, deixam de ter vantagens na mudança para Gás Natural.

Neste sentido, a EDP Gás defende a angariação deste tipo de clientes para o sistema nacional de gás natural (SNGN), através da comparticipação na sua infra-estruturação (e desde que garantida a respectiva rentabilidade dos projectos), projectos que serão recuperados pelas quantidades veiculadas que os clientes, uma vez ligados, trarão para o SNGN.

Por outro lado, o gás natural não sendo um serviço universal, terá que continuar a garantir incentivos que fomentem a mudança dos clientes para esta forma de energia, em detrimento de outras, nomeadamente fuel ou propano.

Desta forma, propõe-se que seja aceite a comparticipação neste tipo de investimentos, desde que seja garantida a rentabilidade dos respectivos projectos, devendo o método a adoptar ser definido no âmbito de sub-regulamentação.

## **Evolução das quantidades**

O desajuste entre as quantidades previstas pelos operadores das redes de distribuição e utilizadas pela ERSE aquando do cálculo das tarifas, no qual a EDP Gás Distribuição foi fortemente penalizada no ano gás 2008-2009, poderá ser resolvido, se esta entidade optar por considerar como válidas as previsões apresentadas pelos operadores das redes de distribuição para as suas áreas de Concessão em vez de utilizar os valores previstos pela REN Gasodutos, conforme referido no ponto de Pressupostos e Opções Metodológicas, publicado no documento de Proveitos Permitidos para cada actividade regulada.

Efectivamente, e como já foi referido, os operadores das redes de distribuição são as entidades melhor colocadas para poder estimar, com precisão, as quantidades a ser distribuídas nas suas redes, uma vez que, obrigatoriamente, têm um conhecimento directo de todos os clientes, existentes e potenciais, abastecidos através das suas infra-estruturas.

## **UAG propriedade de clientes**

A EDP Gás havia proposto no documento "Preparação do período regulatório 2010-2013", enviado à ERSE a 2 de Outubro de 2009, que o transporte de GNL para UAG's a abastecer uma rede de distribuição pública num ambiente regulado fosse da responsabilidade do Operador da Rede de Transporte. Um único agente a negociar o transporte de GNL pode obter economias de escala que os restantes agentes, de forma isolada, dificilmente conseguirão.

Em termos operacionais, a manutenção do modelo já previsto no RRC não incentiva um comercializador titular de um contrato muito competitivo para o transporte de GNL, já que eventuais benefícios revertem para a tarifa. Por outro lado, um consumidor isolado ou um comercializador de pequena dimensão poderão ter dificuldade em obter contratos competitivos, podendo ter de suportar custos não aceites na tarifa.

Assim, a proposta da EDP Gás vai no sentido de ser o operador da rede de transporte a lançar um concurso que abasteça todas as UAG, sendo indiferente a origem do gás (Terminal de Sines ou outra qualquer origem), já que o contrato deveria ter uma componente fixa – por carga – e uma componente variável – por quilómetro percorrido. Para efeito de reconhecimento de custos da tarifa, deverá ser reconhecido o valor, considerando a saída do terminal de Sines, as diferenças (positivas ou negativas) devem ser imputadas ao comercializador que solicite o transporte.

Por outro lado, considera-se que em ambiente de mercado livre, um agente de mercado, devidamente autorizado, que desenvolva a sua própria Unidade Autónoma de Gás (UAG) e adquira o gás natural directamente a um fornecedor, ou num mercado organizado, deveria ter a opção de contratar directamente o respectivo transporte

rodoviário de GNL, efectuando a sua gestão contratual. Porém, não deve ser excluída a possibilidade de poder também utilizar o contrato gerido pelo operador da rede de transporte.

Referimos ainda que, sendo o transporte de combustíveis a granel uma actividade livre, esta possibilidade deveria estar prevista de forma clara no RRC, passando a vigorar dois regimes, um regulado, a incluir na tarifa de transporte, e outro liberalizado, opcional para o agente do mercado.

Em termos de opções tarifárias, é nosso entendimento que se deve considerar os seguintes cenários:

- Clientes com UAG Privativas

Efectivamente, conforme referido no documento da ERSE para o enquadramento regulamentar e tarifário das UAG propriedades dos clientes, a legislação em vigor prevê que, um cliente interessado, só poderá desenvolver uma UAG privativa, mediante a aprovação do concessionário/licenciado da área geográfica em que a sua instalação esteja inserida ou, no caso de a instalação estar fora de uma zona de concessão/licença, mediante aprovação da DGEG.

Neste contexto, de permissão de desenvolvimento de uma UAG privativa, apenas nas situações em que as infra-estruturas reguladas não consigam assegurar o abastecimento, não fará sentido impor a este cliente o pagamento de tarifas reguladas de acesso às infra-estruturas reguladas, devendo ser-lhe permitido a contratação livre do gás natural, bem como, do respectivo transporte por camião cisterna, se for esta a opção do agente.

- Clientes abastecidos através de UAG do Sistema Regulado

Actualmente, verifica-se que a gestão das cargas tem sido assumida pela Transgás, em coordenação com os operadores das respectivas UAG, sendo a REN Gasodutos responsável, apenas, pelo pagamento dos custos associados aos contratos de transporte de GNL por camião cisterna.

Ora, tendo em conta a abertura do mercado, parece-nos mais apropriado que esta actividade seja centralizada numa entidade que não tenha qualquer envolvimento na actividade de comercialização, designadamente a REN Gasodutos (em coordenação com o respectivo operador da UAG). Os custos apurados com esta actividade, devem ser aprovados pela ERSE e integrados numa tarifa a aplicar aos clientes que utilizarem este serviço.

A passagem da gestão das cargas de GNL para a competência da REN Gasodutos, teria ainda a vantagem de permitir, a qualquer cliente elegível, abastecido através de uma UAG "regulada", transferir-se para o mercado livre. Neste caso, o cliente assume os

custos de aquisição do gás natural e do transporte por camião cisterna, como já referido, embora a gestão desse transporte fosse transferida para uma entidade que o centralize, como forma de garantir a eficiência global do abastecimento à UAG (funcionando a UAG como uma extensão do terminal). Para o agente do mercado ter o gás no terminal ou na UAG é indiferente, sendo que essa seria uma gestão da responsabilidade da REN e do próprio operador da UAG. A entidade que gere este sistema não deve ser, como na situação actual, um agente com actividade comercial, tendo presente o patente conflito de interesses associado.

- Tarifas Aplicáveis

De acordo com a solução anteriormente apresentada, as tarifas aplicáveis seriam semelhantes, evitando a discriminação de clientes do mercado regulado face ao livre.

Assim, os clientes abastecidos por UAG do sistema regulado, que optassem por ser abastecidos no mercado livre pagariam os custos de transporte por camião cisterna e tarifa de distribuição em média pressão, sempre que o seu consumo fosse superior a 1 milhão m<sup>3</sup>/ano, ou, a tarifa de distribuição em média e baixa pressão, quando os consumos fossem inferiores àquele volume.

Os clientes, abastecidos nas mesmas UAG, que se mantivessem no sistema regulado, pagariam as respectivas TVCF, que incorporam os custos associados às infra-estruturas utilizadas pelos clientes.

Clientes com UAG privadas, no caso de optarem pela utilização do contrato de transporte da REN, pagariam a tarifa aplicável. Caso a opção fosse contratar directamente o transporte, ficariam isentos da tarifa regulada, e pagariam o transporte por camião cisterna que tivessem contratado, assumindo directamente a respectiva gestão.

### **Gestão dos processos de mudança de comercializador**

Numa perspectiva de revisão dos sub-regulamentos em vigor, decorrente do processo de revisão regulamentar em curso, a ERSE, na gestão dos processos de mudança de comercializador, deverá incorporar a existência de limites à passagem de clientes do mercado livre para o regulado, e vice-versa, nomeadamente no respeitante a prazos mínimos de pré-aviso.

A experiência no mercado Espanhol, mostra que este tipo de limites é de extrema importância para a segurança de abastecimento, já que, em 2004, a passagem massiva de volumes do mercado livre para o regulado, quase provocou uma ruptura de fornecimento. Esta situação sucedeu numa altura em que os fornecedores no mercado livre começaram a anular contratos e os clientes regressaram massivamente ao

mercado regulado, sem que a CNE tivesse previsto quaisquer restrições à transferência de clientes entre mercados.

Por outro lado, no entendimento da EDP Gás, os n.ºs 6 e 7 do artigo 166.º (nova numeração) do RRC, deveriam ser aplicados também ao comercializador livre, impossibilitando a mudança de comercializador no caso de um cliente ter dívidas vencidas, não contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos. Esta medida minimiza o risco, quer do comercializador livre, quer do comercializador de último recurso, porquanto tem de receber clientes com dívidas, vencidas e não contestadas, relativamente a outros comercializadores.

### **Considerações sobre o mercado livre**

A equivalência das regras de interrupção do fornecimento entre comercializadores em regime de mercado e comercializadores de último recurso adoptada pela ERSE é uma abordagem bastante positiva, já que permitirá que todos os comercializadores girem de forma célere e eficiente a dívida dos seus clientes.

Importa referir que estas medidas são de extrema importância para todos os comercializadores, pelo que, deverá ser prevista na regra transitória do articulado do RRC (novo artigo 232.º) um prazo concreto para a revisão das condições gerais dos contratos de uso das redes de distribuição, aprovadas no Despacho n.º 1677/2008 de 15 de Janeiro de 2008.

No que compete à solicitação ao operador de rede para a interrupção do fornecimento de gás natural por facto imputável ao cliente (novo artigo 216.º, n.º2), deverá ser detalhado o meio de comunicação/plataforma electrónica a ser utilizado entre os comercializadores (livres ou regulados) e os operadores da rede.

O cumprimento do prazo de prestação de informação entre operadores da rede de distribuição e os comercializadores, é fundamental, nomeadamente o envio da informação relativa ao acesso de terceiros às redes pelos operadores até ao 5º dia útil, de forma a cumprir os prazos e os dados de facturação ao cliente final. O incumprimento destes prazos deveria estar sujeito a penalidades: um valor base e um suplemento, em função do n.º de dias de atraso, o que de momento não se encontra previsto no articulado de revisão do RRC.

Conforme a definição do conceito de "capacidade utilizada", os operadores da rede deverão disponibilizar ao comercializador, esta mesma informação (máximo consumo diário registado nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita, em kWh/dia).

## **Leilões de Gás Natural – Impacto das decisões da ERSE na colocação do gás no mercado**

A fundamentação apresentada pela ERSE na definição da venda de determinadas quantidades de gás natural da carteira de aprovisionamento do incumbente, o comercializador do SNGN, através de leilões assenta no objectivo de permitir, por um lado, a dinamização do mercado liberalizado e, por outro lado, na adequação do seu conteúdo ao quadro legal em vigor.

A experiência da EDP Gás no leilão para o ano gás 2009-2010, leva-nos a mencionar alguns aspectos relacionados com a primeira das motivações, a dinamização do mercado liberalizado, nada tendo a referir quanto à segunda.

A efectiva abertura do mercado avalia-se, essencialmente, pelo número de transferências de clientes do mercado regulado para o mercado livre.

No entanto, para que essas transferências ocorram, é necessário criar as condições para que os clientes possam de facto dispor de ofertas alternativas de fornecimento competitivas.

Para quem pretenda abastecer o mercado nacional através da realização dos leilões previstos no texto da ERSE, a disponibilização de quantidades de gás natural poderá ser uma das medidas incentivadoras do aparecimento de ofertas alternativas aos consumidores elegíveis, mas que por si só, sem a conjugação com outros factores, não garante a desejada dinamização do mercado livre.

Com efeito, a entrada de novos comercializadores no mercado livre nacional, só acontecerá se estes agentes dispuserem de quantidades de gás natural, das suas carteiras ou adquiridas nos mencionados leilões, a um custo que lhes permita competir com os preços para fornecimento a clientes finais pelos comercializadores de último recurso grossista e retalhistas, estabelecidos pela ERSE.

Ora, se por um lado, as tarifas de acesso ao sistema de gás natural são idênticas para todos os agentes, por outro lado, os preços da energia e as margens de comercialização, são específicas de cada comercializador.

No caso concreto dos comercializadores de último recurso grossista e retalhistas, os preços de energia estabelecidos pela ERSE são muito competitivos, face às condições do mercado internacional de aprovisionamento de longo prazo de gás natural.

No que respeita às margens de comercialização destes comercializadores regulados, a ERSE optou por uma estratégia de fixação de um valor muito reduzido para esta componente do preço final.

Alternativamente, e como complemento desta medida, a ERSE poderá rever os preços, que pretende estabelecer para a venda de gás natural, pelos comercializadores de último recurso a clientes finais.

Como é do conhecimento da ERSE, a EDP Gás.Com, bem como as empresas do Grupo EDP - Energin e Soporgen -, adquiriram o volume total de 300 Mm<sup>3</sup> de gás natural disponibilizado no leilão, realizado no passado dia 10 de Fevereiro de 2009.

Neste contexto, aproveitamos uma vez mais para salientar a importância de a ERSE, aquando da introdução de alterações tarifárias ou da definição dos preços das tarifas de energia, e respectivas actualizações trimestrais, a vigorar no horizonte do fornecimento deste gás, o ano gás 2009-2010, dever considerar as condições de aquisição deste gás natural, de acordo com as regras por si definidas.

Efectivamente, e uma vez que a fórmula da tarifa de energia não é do conhecimento dos agentes, porquanto a ERSE publica trimestralmente apenas uma actualização do seu valor, não é possível à EDP Gás.Com, nem a qualquer outro agente participante no leilão, colocar o gás no mercado livre de outra forma, que não seja por desconto à Tarifa de Venda a Clientes Finais, em vigor em cada momento.

Assim, e tal como já referido, as alterações tarifárias ou regulatórias, que conduzam à modificação estrutural dos termos tarifários aplicáveis a determinados tipos de clientes ou à manutenção em alta das TVCF, têm impacto directo na actuação dos agentes interessados em colocar no mercado o gás adquirido no leilão, não conseguindo, no primeiro caso, garantir determinado desconto à tarifa sem prejuízo próprio ou, no segundo caso, perdendo credibilidade junto dos clientes ao oferecer-lhes um preço claramente pouco competitivo.

Em consequência, solicitamos à ERSE, que pondere nos potenciais impactos das alterações tarifárias a introduzir no sector do gás natural na actuação dos agentes que, tenham adquirido ou venham a adquirir gás natural no leilão, como forma fomentada pela ERSE para a entrada no mercado livre.

Outro aspecto, a melhorar em leilões futuros, relaciona-se com a flexibilidade no fornecimento de gás. De facto, a flexibilidade associada ao contrato de fornecimento estabelecido para 2009-2010 (240 dias de modulação; máximo mensal de 6% acima da QAC/12), veio a relevar-se não adaptado ao comportamento típico da generalidade do mercado industrial português, com modulações típicas entre os 200 e os 220 dias, pelo que, para o próximo leilão, sugere-se uma adaptação das condições contratuais, de forma a atender a estas questões. Esta alteração, revela-se ainda mais premente, tendo em conta a liberalização total do mercado em Janeiro de 2010.

Adicionalmente, e para o leilão de 2009-2010 (para fornecimento no ano gás 2010-2011), altura em que o mercado estará totalmente liberalizado, deverá atender-se ao facto, de a tarifa de energia, para os clientes com consumos inferiores a 10.000 m<sup>3</sup>: ser

actualmente distinta dos restantes segmentos, para além de ser fixada numa base anual.

Em termos dos procedimentos administrativos, deverá ser assegurado, a um agente que participe no leilão, e, por qualquer motivo não adquira gás, deixe de incorrer em custos não recuperáveis com garantias bancárias ou cauções. Esta situação, ocorrida no leilão de 2009-2010, funciona como uma barreira à participação, devendo ser evitada, o que contribuirá para a pretendida dinamização do mercado.

## **II. ANÁLISE NA ESPECIALIDADE**

Analizados os documentos justificativos de revisão e o articulado dos Regulamentos sujeitos a consulta pública, neste capítulo, a EDP Gás remete os comentários inerentes a cada Regulamento.

### **A. Regulamento Tarifário**

#### **Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte**

O modelo proposto, para a adopção de tarifas de uso das redes de transporte, do tipo entrada/saída, por oposição ao modelo do tipo “selo postal”, apresenta vantagens, nomeadamente na resolução de potenciais congestionamentos nos pontos de entrada, incentivando a sua utilização de forma racional.

A introdução numa fase inicial de preços de entrada e saída, sem diferenciação entre os pontos de entrada e entre os pontos de saída, reflecte a adopção de uma solução prudente, com a qual a EDP Gás concorda. Importa, no entanto, clarificar quais os mecanismos de revisão anual e/ou excepcional que a ERSE prevê para a diferenciação dos referidos preços, bem como a intervenção dos agentes no processo de revisão.

#### **Sustentabilidade do mercado livre/regulado**

A existência de desvios extraordinários na componente de energia do comercializador de último recurso, que são reflectidos nos proveitos permitidos da actividade de compra e venda de energia, podem contribuir de facto para um desalinhamento entre o nível da tarifa regulada e o nível de custos do mercado liberalizado. Este factor, é particularmente relevante na transferência de grandes clientes industriais, mais sensíveis ao preço, e que representam a grande maioria do gás veiculado no SNGN, originando desvios na actividade de compra e venda de energia do comercializador de último recurso.

O reconhecimento de desvios positivos/negativos extraordinários na tarifa de Uso Global de Sistema, tal como proposto, no ponto 6 do documento justificativo de revisão do RT, é um passo importante para o equilíbrio desejado. No entanto, para que todos os operadores possam avaliar de forma objectiva as situações extraordinárias importa, uma vez mais, referir a necessidade de publicação por parte da ERSE da fórmula de cálculo do custo do gás no mercado regulado.

## **Harmonização entre contas reguladas e contas estatutárias**

- Contas reguladas

A prestação da informação de natureza económica, com base em anos civis, é um passo muito positivo no processo de envio de informação para efeitos de cálculo de proveitos permitidos e da própria auditoria às contas reguladas.

Para garantir uma total transparência do processo de publicação das tarifas de gás natural, principalmente no que toca à percepção dos consumidores, o processo deverá ainda evoluir no sentido de a apresentação das tarifas, e respectivos proveitos permitidos dos operadores, ser realizada no ano civil.

Considerando o calendário da revisão regulamentar em curso, a elaboração e envio das novas normas complementares preenchidas, deverá ser entregue pela EDP Gás até ao final do mês de Janeiro de 2010 (29 de Janeiro de 2010).

- Sistema contabilístico

A Regulação não deve prejudicar as empresas reguladas por alterações das regras de contabilização. Sendo desejável que as contas reguladas utilizem a mesmo sistema de contabilização das contas societárias, tal não deve prejudicar o valor da empresa, nomeadamente no que diz respeito ao valor do activo sujeito a remuneração, a utilizar no cálculo dos proveitos permitidos.

## **Plano de promoção do desempenho ambiental e da eficiência no consumo**

A autonomização das regras relativas aos planos de promoção ambiental das empresas reguladas parece-nos uma boa medida, já que esta secção do RT merece de facto destaque e clarificação das regras a aplicar na apresentação e seguimento do plano, bem como das acções a considerar para efeitos de aceitação de custos.

O destaque dado no ponto 8.1, relativo à aceitação exclusiva de medidas voluntárias, leva-nos a concluir que se desconsiderem os critérios definidos no artigo 90.º (antiga numeração) do articulado do RT, excluindo, desta forma, as medidas resultantes de estudos ou contributos de natureza científica com entidades empenhadas na preservação e melhoria do ambiente. Em sub-regulamentação própria, importa clarificar se o entendimento da EDP Gás sobre os critérios e as medidas a incluir no PPDA estará correcto.

O regime transitório para a mudança do actualmente em vigor, não esclarece quais os prazos a cumprir pelos operadores para a entrega do PPDA, a vigorar no período regulatório 2010-2013.

## Outros esclarecimentos

Na análise da fórmula de cálculo dos proveitos da actividade de distribuição surgem-nos algumas questões práticas, que gostaríamos de esclarecer via Regulamento, ou via carta, conforme for o melhor entendimento da ERSE:

- Clarificação da forma de ajustamento no ano gás  $t$ , dos proveitos da actividade de Distribuição de gás natural, tendo em conta os valores ocorridos no ano gás  $t-2$ .

Exemplo 1: na fase em que a concessão actualmente se encontra, com um conjunto de investimentos elevado para alargar o SNGN, faz todo o sentido considerar a capitalização de encargos financeiros e trabalhos para a própria empresa. Numa mudança de paradigma para o amadurecimento da rede e necessidade de custos de operação e manutenção acrescidos, será de prever um aumento no patamar de custos apresentados, que deverão ser aceites. De que forma, esta mudança de paradigma será considerada pela ERSE, na sua análise ao sector para o cálculo e publicação de tarifas, principalmente num contexto de aplicação de um modelo de *price-cap*?

Exemplo2: de que forma o mecanismo de ajustamento para a recuperação de desvios prevê o desvio em  $t+2$  de uma alteração do perfil de quantidades, utilizado no mecanismo de alisamento da fórmula de custo de capital? Esta situação, é particularmente relevante no caso da EDP Gás Distribuição, na medida em que a sua série de quantidades foi revista em baixa no ano gás 2009-2010, face à série utilizada para o cálculo do custo de capital no ano 2008-2009.

- Clarificação do rácio que avalia os investimentos previstos, face ao acréscimo de quantidades veiculadas, de forma a avaliar a razoabilidade do mesmo para efeitos de cálculo da fórmula de custo de capital.

- Previsão de uma metodologia de critérios de análise de rentabilidade de investimentos (mix  $m^3$  veiculados vs pontos de entrega) para que os operadores da rede de distribuição vejam suportada uma estratégia para o crescimento coerente do SNGN, no que respeita aos seus investimentos: grandes clientes (investimento reduzido e quantidade veiculada elevada) vs pequenos clientes (volume de investimento avultado, com quantidades veiculadas reduzidas para o SNGN).

## B. Regulamento das Relações Comerciais

### Ligações às redes

#### i) Encargos de ligação à rede

Face às questões, que surgiram no primeiro período regulatório, relativamente aos critérios de aplicação dos respectivos encargos e do conceito de serviço universal no sector do gás natural, a EDP Gás compreende e concorda com o princípio defendido pela ERSE, no sentido de conferir objectividade ao processo, assegurando a transparência das decisões a tomar pelos operadores das redes nesta matéria e o acesso não discriminatório à rede pelos clientes.

Em análise à proposta, constante do ponto 6.1.2 do referido documento justificativo, para a ligação de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10.000m<sup>3</sup> (n), sugerimos algumas adaptações ao conceito de área de influência.

Em primeiro lugar, importa explicitar qual a forma como será definida a área de influência da rede de distribuição, já que cada operador deverá ter  $n$  áreas de influência, cada uma delas dinâmica pela expansão a novos pontos de abastecimento. Na prática, a malha de rede dos operadores da rede de distribuição não é tão linear como a apresentada na figura 6.1. De facto, poderão existir potenciais pontos de abastecimento dentro da área de influência, cuja distância à rede existente supera a  $D_{max}$  (distância máxima a definir pela ERSE em sub-regulamentação, após proposta fundamentada dos operadores da rede).

Concretamente, se for definida uma área de influência muito restrita, pode prejudicar-se projectos de média dimensão com interesse para o SNGN (loteamentos ou urbanizações). Se for definida uma área de influência num sentido mais lato pode prejudicar-se a rentabilidade do SNGN, por garantir o abastecimento a clientes que aportam pouco gás veiculado ao Sistema e que têm custos de ligação significativos (por exemplo, a moradia).

Neste sentido, a EDP Gás propõe que, em sub-regulamentação, se defina uma distância máxima à rede existente mais próxima, na qual não seria utilizado o conceito de área de influência. Em alternativa, poderá ser utilizado o rácio de "m/cliente" (metros por cliente) para definir as condições de acesso à rede e o pagamento de encargos de ligação.

A proposta 6.2.2, sugere a manutenção das regras actualmente em vigor para o cálculo dos encargos de ligação à rede para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10.000m<sup>3</sup> (n). No entanto, com a definição da distância máxima à rede existente, e estando a actuação da EDP Gás focada na saturação desta mesma rede, estas regras apenas deveriam ser mantidas para os encargos com os ramais que apresentem um comprimento superior ao definido em sub-regulamentação.

No que compete à proposta apresentada para clientes com consumo superior a 10.000m<sup>3</sup> (n), a imposição de encargos de ligação, cumulativamente com a impossibilidade de comparticipação das infra-estruturas, já mencionadas no ponto “Grandes clientes – Promoção à ligação de novos pontos de consumo”, constituirá um forte entrave à ligação destes clientes. A manter-se, a proposta carece ainda de detalhe, quanto à fórmula de cálculo do sobrecusto de veiculação de gás relativamente ao custo médio da tarifa de uso de redes, e à forma como será calculada, pela ERSE, a percentagem do custo orçamentado pelo operador de rede para a ligação em causa.

É entendimento da EDP Gás, que este processo introduzirá ainda uma carga administrativa adicional e o prolongamento dos processos de angariação, o que não é desejável para esta tipologia de clientes.

O racional apresentado tem em consideração o fomento do desenvolvimento do sector do gás natural, num contexto em que existe concorrência nos combustíveis alternativos, e em que, o contrato de concessão celebrado com o Estado Português, estabelece como objecto “a promoção da construção, conversão ou adequação e eventual comparticipação de instalação de gás natural, propriedade dos clientes finais, de modo a que seja possível o abastecimento das mesmas a gás natural” (clausula 2.ª, n.º2 alínea c)).

## ii) Pólos de consumo

O conceito de reconversão, referido na repartição e aceitação de custos apresentado no ponto 6.3 do documento justificativo deverá aplicar-se tanto a processos de reconversão, como de conversão.

A limitação da aceitação de custos para efeitos tarifários da integração de pólos de consumo em áreas não infra-estruturadas poderá ter um impacto significativo nos clientes que queiram usufruir de gás natural, face aos valores de referência existentes no momento – os clientes comparticipam cerca de 3% do valor da obra. Dadas as circunstâncias, a EDP Gás propõe uma redução para 95% da aceitação de custos face aos custos de referência a definir em sub-regulamentação. Adicionalmente, esta alteração deverá ser faseada de modo uniforme ao longo dos três anos do primeiro período regulatório de aplicação do regulamento, por forma minimizar o impacto junto do cliente final.

## **Cálculo do valor da Caução**

O valor da caução estabelecido no ponto 8.1 do documento justificativo de revisão do RRC, em nada altera o fixado no anterior articulado e corresponde ao valor médio de facturação verificado na instalação em causa nos últimos 12 meses, num período de

consumo igual ao período de facturação acrescido do de pagamento. Na prática, verifica-se ainda um período significativo, entre o termo do prazo de pagamento e o aviso de corte, ou o corte efectivo quando este é devido, em que o cliente continua a consumir gás e que não está considerado na redacção do documento justificativo. Assim, e para efeitos de garantia do cumprimento atempado das obrigações pelo cliente, o período acima especificado deveria ser considerado para a determinação do cálculo do valor da caução.

A alteração do valor da caução prestada, quando haja uma variação dos valores médios de facturação do cliente, referida no ponto 8.2 do documento justificativo de revisão do RRC, parece-nos uma boa medida. No entanto, a adaptação dos sistemas informáticos da EDP Gás para responder às alterações da nova regulamentação apresenta alguma complexidade. Deste modo, sugere-se a adopção de um regime transitório que permita a sua aplicação a partir de 1 de Julho de 2010, tal como previsto, em diversas situações, no ponto 9 das propostas de alteração do documento justificativo de revisão do RQS.

## **C. Regulamento do Acesso às Infra-Estruturas e às Interligações do Sector do Gás natural**

### **Mercado secundário de capacidade**

A EDP Gás considera muito positiva a criação do mercado secundário de capacidade, previsto no ponto 2.3 do documento justificativo de revisão do RARII.

A definição das regras de funcionamento do referido mercado estarão descritas no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN, adiantamos no entanto uma questão que nos parece fundamental para o efectivo funcionamento do mercado. Esta preocupação diz respeito à clarificação do termo "capacidade atribuída" (artigo 34.º do articulado do RARII), num cenário em que o regime de programações e nomeações se mantém, e as tarifas continuam a ser aplicadas na base da utilização das infra-estruturas e não da sua reserva.

Assim, a ERSE deverá considerar a revisão deste conceito passando para um sistema de reserva de capacidade ou, em alternativa, diminuindo o período de referência para o respectivo cálculo (de 12 para 3 meses, por exemplo). A optimização do sistema, no caso de evolução para uma solução que assente na reserva de capacidade, poderá também passar pela definição de regras de "use-it-or-loose-it", a aplicar pelo Gestor Técnico de Sistema de forma objectiva, transparente e não discriminatória.

Adicionalmente, deverá em sede de sub-regulamentação deverá estabelecer-se a possibilidade de revenda de gás natural entre comercializadores, como forma de conferir liquidez ao mercado.

Tais passos (reserva efectiva e possibilidade de revenda), são essenciais para a utilidade do mercado secundário como promotor da liberalização do mercado de gás natural.

### **Atribuição de capacidade para reservas de segurança**

De acordo com a legislação em vigor (DL 140/2006), cada importador é obrigado a constituir reservas de segurança, podendo fazê-lo nas infra-estruturas previstas para o efeito, designadamente na armazenagem subterrânea, tanques de GNL e navios em trânsito até 9 dias de chegada. Actualmente, a opção pela constituição de reservas num destes locais é do agente importador.

A proposta da ERSE atribui a responsabilidade da distribuição de reservas de segurança ao Gestor Técnico Global do SNGN, pelo que importa detalhar as regras pelas quais o Gestor Técnico Global do SNGN se deverá reger, e, qual a contribuição dos agentes na atribuição de reservas de segurança, já que esta tem impacto nos custos subjacentes à utilização das infra-estruturas referidas.

Uma outra questão prática a considerar respeita à informação a disponibilizar ao Gestor Técnico Global do SNGN, nomeadamente, para que este possa contabilizar o número de navios que cada agente tem a “9 dias de viagem”.

## **D. Regulamento da Operação das Infra-estruturas**

### **Mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios**

A EDP Gás, considera muito positiva a previsão de regimes transitórios e excepcionais, para que não sejam aplicados os mecanismos de reposição de equilíbrios (penalidades) a grandes instalações de consumo em fase de arranque. No regime excepcional, deverão ainda estar incluídos os desvios provocados por centrais em regime de tele-regulação e a pequenos utilizadores individuais do sistema.

A primeira situação, respeita a centrais operadas remotamente pelo operador da rede de transporte, nas quais podem ser provocados desvios que a EDP Gás não pode prever no programa de nomeações. A segunda, remete-nos para a definição das bandas de aplicação dos mecanismos para a reposição de incentivos a outros clientes (a referir a Soporgen e a Energin), dada a dificuldade existente na definição das mesmas através das programações anuais da EDP Gás, num contexto em que o seu comercializador sofre grandes alterações estruturais.

A definição das regras aplicáveis aos regimes transitórios e excepcionais em sub-regulamentação própria, deverá ser realizada ainda no decorrer do actual período regulatório (1º semestre de 2010), para que possa existir um quadro comum de actuação para todos os agentes, e da forma como estes interagem com o Gestor Técnico Global do Sistema.

## **E. Regulamento da Qualidade de Serviço**

De forma genérica, as propostas de alteração do documento justificativo de revisão do RQS vão ao encontro de um aumento do nível de serviço dos consumidores, que nos parece razoável no que compete à EDP Gás Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, e à EDP Gás Serviço Universal, enquanto comercializador de último recurso.

A EDP Gás alerta para a previsível complexidade no envio de informação relativa aos pedidos de informação, introduzida pela entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 134/2009. A desagregação da informação é já enviada anualmente, pelo que, no Anexo IV, referido no ponto 5.2 do documento justificativo de revisão do RQS, deveria manter-se ser este o critério.

A utilização de tecnologias de informação e comunicação adicional, por parte das empresas reguladas, terá de ser cuidadosamente estudada pela EDP Gás, com vista à defesa do equilíbrio, entre a introdução de custos adicionais ao SNGN e os benefícios decorrentes da sua introdução pela ineficiência gerada na falta de comunicação entre as empresas e os clientes.

Na actual redacção do RQS, os comercializadores de mercado estão sujeitos a diferentes obrigações das aplicadas aos comercializadores de último recurso, estes últimos enquanto empresas reguladas. Os comercializadores em mercado livre representam uma alternativa ao mercado regulado e, deverão assegurar as obrigações mínimas já definidas no RQS.

No entanto, estes comercializadores, dentro do quadro legal que rege as suas relações comerciais, contratualmente, podem acordar outros direitos e obrigações no relacionamento comercial com os seus Clientes.

Neste âmbito, e não obstante as obrigações mínimas já referidas, ao comercializador em regime de mercado não devem ser impostas outras que diminuam ou retirem a sua liberdade de contratação. No âmbito da livre concorrência, o comercializador livre deve poder diferenciar-se através do serviço prestado, objectivo que fica limitado se lhe forem impostas as obrigações previstas para as empresas reguladas.

### III. ANÁLISE DETALHADA DOS ARTICULADOS DOS REGULAMENTOS SUJEITOS A CONSULTA PÚBLICA

Analisada a revisão aos articulados dos Regulamentos sujeitos a consulta pública, a EDP Gás remete os seus comentários aos artigos que constituem cada um dos Regulamentos.

#### A. Regulamento das Relações Comerciais<sup>1</sup>

##### **Artigo 14.º Operador Logístico de Mudança de Comercializador**

Solução proposta:

Os operadores das redes são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às suas redes, pelo que deverá ser eliminado o n.º1 do presente artigo, e assim, o n.º 2, alínea b) passa a ter carácter definitivo.

##### **Artigo 31.º Facturação**

Solução proposta:

Face ao exposto no ponto *UAG propriedade dos clientes*, o operador da rede de transporte factura aos operadores da rede de distribuição as ligações da rede de transporte nos pontos de medição definidos na alínea a) do Artigo 122.º. A facturação nos pontos de medição definidos na alínea h) do Artigo 122º (ligações das instalações de armazenamento e regaseificação de GNL às redes de distribuição), apenas será válida para clientes que se mantenham no mercado regulado, e portanto sujeitos à aplicação das TVCF.

A solução proposta aplica-se aos números 1 e 2 do Artigo 39.º (tarifa de uso da rede de transporte e tarifa de uso global do sistema).

##### **Artigo 34.º – Informação a prestar ao operador da rede de transporte**

Solução proposta

Conforme exposto anteriormente, consideramos que os agentes que pretendam desenvolver actividade no mercado livre, implementando para tal as suas próprias

---

<sup>1</sup> Os artigos estão apresentados com a nova numeração

UAG, deverão ter a possibilidade de contratar autonomamente o seu próprio transporte de GNL por rodovia.

Assim, deverá ser inserido um novo n.º (3) indicando que “os agentes detentores de UAG privadas poderão contratar autonomamente transporte de GNL, estando isentos da aplicação do disposto nos n.ºs 1 e 2 deste Artigo.

### **Artigo 39.º Actividade de distribuição de gás natural**

Solução proposta

Adicionar uma nova alínea ao n.º 2, já que compete também ao operador da rede de distribuição a actividade de “Assegurar as actividades de gestão e leitura dos equipamentos de medição”.

### **Artigo 69.º Informação sobre preços**

Solução proposta

Propõe-se a divulgação trimestral preços de referência praticados por classe de clientes, dado que, num regime de mercado livre, os agentes económicos devem agir de acordo com os princípios gerais do direito e a lei aplicável, sem intervenção directa à regulação.

### **Artigo 73.º Pagamento de compensações com a uniformidade tarifária**

Solução proposta

Dada a experiência do primeiro período regulatório, o prazo de pagamento previsto no n.º 2, devia passar para 30 dias.

### **Artigo 86.º Definição do ponto de ligação à rede para determinação de encargos de ligação**

Solução proposta

O n.º 2 do referido artigo deverá especificar que para clientes com consumo anual inferior ou igual a 10.000m<sup>3</sup>(n), para efeitos do cálculo dos encargos de ligação, deverá ser considerada a rede de baixa pressão existente. A concretização da pressão é importante, já que não poderemos considerar, como rede existente mais próxima de um cliente doméstico ou de pequeno terciário, uma rede em média pressão.

### Artigo 87.º Requisição de ligação

Solução proposta

Redefinição do formulário de requisição conforme proposta seguinte:

<b>Requisição de ligação à Rede Secundária de Gás Natural</b> (para clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m <sup>3</sup> )			
(Os campos assinalados com * são de preenchimento obrigatório)			
<b>Dados do Requiritante</b>			
Nome / Firma *			
Morada *			
Localidade *			
Código Postal *			
NIF ou NIPC *			
Telefone *			
E-mail			
Mensagem (comentário ou observação que considere importante)			
Tipo de Pedido *			<b>X</b>
	Nova Ligação - se este for o primeiro pedido de ligação à rede da instalação		
	Modificação - modificação a ramal já existente		
Outro - se não for nenhum dos dois casos anteriores e utilize o campo Mensagem para descrever bem a natureza do pedido.			
<b>Dados do Edifício</b>			
<b>TIPO DE INSTALAÇÃO</b>	x	Nº de Fogos	Aquecimento Central a Gás
Vivenda Unifamiliar			
Edifício Colectivo			
Pequeno Terciário			
Urbanização			
Outro			
<b>Dados de Instalação *</b>			
Morada *			
Localidade *			
Código Postal *			
Freguesia *			
Concelho *			

Anexar Planta (No formato pdf, jpeg, tif)	Digitalize a planta topográfica à escala 1:2000 com a localização proposta para o Ponto de Entrega e toda a informação que considera relevante para a apreciação do pedido e que não esteja contemplada no formulário. Em alternativa à planta referida, poderá ser fornecida uma coordenada georreferenciada do ponto de entrega (Datum 73), com uma fotografia digital do local.
--	---

(A preencher por clientes não domésticos)

	Descrição da actividade			
	Código de Actividade Económica (CAE) *			
	Descrição	Pot. kW	Combustível Utilizado	Consumo Anual
Potencia Nominal				
dos equipamento a Gás *				

### Requisição à Rede Secundária de Gás Natural

(para clientes com consumos anuais inferiores a 10 000 m<sup>3</sup>)

A ligação da instalação à rede secundária de Gás Natural deve ser construída, tendo em consideração as Soluções Técnicas Normalizadas aplicáveis, e a Potência Requisitada pelo Cliente.

A ligação poderá ser de dois tipos, para:

- uso exclusivo de uma instalação;
- uso partilhado, designadamente para edifícios ou conjunto de edifícios funcionalmente interligados, incluindo os constituídos em regime de propriedade horizontal.

Na sequência do pedido de ligação à rede, a EDP Gás Distribuição efectuará os estudos necessários e apresentará, num prazo de **30 dias** úteis, um orçamento dos encargos para a construção da infra-estrutura de ligação, informando, nomeadamente:

- Condições técnicas de ligação:
  - Caudal máximo disponível (N m<sup>3</sup>/h)
  - Extensão das tubagens e respectivos diâmetros

- Identificação do ponto de ligação à rede
- Outras características consideradas relevantes para a ligação.

A construção da infra-estrutura será assegurada pela EDP Gás Distribuição.

Encargos com a Ligação

A ligação à rede obriga ao pagamento de um ou mais dos seguintes encargos:

- Encargos inerentes à construção da infra-estrutura de ligação, para uso exclusivo ou partilhado;
- Encargos com os estudos efectuados;
- Eventuais encargos com a alteração de ligações já existentes.

NOTA:

Eventuais encargos com a alteração de ligações existentes

Nas situações, em que seja necessário proceder a alterações dos ramais de distribuição de ligações já existentes, que venham a demonstrar-se tecnicamente exigíveis para atender à evolução dos consumos da instalação em causa, haverá uma comparticipação por parte do cliente nos custos das acções, imediatas ou diferidas, necessárias à alteração.

Após a entrega da documentação e o pagamento dos encargos de acordo com o orçamento apresentado, para a concretização da ligação à rede será necessário:

- A conclusão da construção do ramal e/ou extensão de rede;
- A entrega do Termo de Responsabilidade, emitido pelo instalador, e o certificado de inspecção da instalação emitido por uma Entidade Inspector.
- A celebração do contrato de fornecimento de gás.

### **Artigo 88.º Capacidade Máxima**

Solução proposta

A capacidade máxima está associada ao diâmetro da rede a projectar, e esta deve ser dimensionada, não apenas pelo caudal a que se destina a ligação, mas também aos Planos Directores da área em causa. Esta consideração permite evitar futuras reclamações de clientes, quanto a situações em que o diâmetro de tubagem for distinto da capacidade necessária para os abastecer.

### **Artigo 95.º Orçamento**

Solução proposta

Solicitamos a definição de uma ficha de orçamento com os requisitos exigidos pela ERSE, que inclua um campo de aceitação por parte do requisitante, passando o

contrato/orçamento a ser válido para a execução da obra, salvo eventuais condicionalismos impostos pelas Autarquias.

#### **Artigo 115.º - Informação a prestar por clientes e requisitantes**

Solução proposta

Deve estabelecer-se a obrigatoriedade dos clientes informarem os operadores sempre que sejam feitas alterações à instalação, apresentando o novo certificado de inspeção junto da operadora da rede de distribuição.

Relativamente ao ponto 4 deste Artigo, deve prever-se a possibilidade de verificação por parte do operador da rede de distribuição das informações prestadas pelos clientes/consumidores.

#### **Artigo 120.º Fornecimento e instalação de equipamentos de medição**

Solução proposta

De acordo com a nossa proposta, em matéria de UAG, deverá ser eliminada a alínea g) do n.º 1, sendo substituída pela seguinte redacção:

“g) Pelo operador de rede de distribuição, localizado a montante, nos pontos de interligação entre redes de distribuição;”

Adicionalmente, deverá ainda ser eliminada a alínea h) do presente artigo, já que não existe medição à entrada das UAG.

A responsabilidade dos clientes relativamente aos equipamentos de medição deverá ser válida, qualquer que seja a situação, devendo eliminar-se, da redacção do n.º 4, a seguinte expressão “desde que terceiros não tenham acesso livre ao equipamento.”

#### **Artigo 122.º Pontos de medição de gás natural**

Solução proposta

De acordo com a nossa proposta em matéria de UAG, a redacção da alínea g) deverá ser a seguinte:

“g) Os pontos de interligação de rede de distribuição operadas por diferentes operadores”.

#### **Proposta de uma nova secção**

Adicionar uma nova secção que determine a fronteira entre redes de distribuição operadas por diferentes operadores, e que contemple os seguintes 5 artigos:

## **SECÇÃO V Fronteira entre redes de distribuição operadas por diferentes operadores**

### **Artigo 137.º Infra-estruturas de telecomunicações**

Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação, a operação e a manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota dos equipamentos de medição das instalações de inter-ligação de redes de distribuição, operadas por distintos operadores de rede de distribuição, constituem encargo do operador da rede de distribuição localizado a montante (considerando o normal sentido do fluxo do gás).

### **Artigo 139.º Energia transitada nos pontos de medição de gás natural**

Para efeitos de facturação, a energia transitada em cada ponto de medição de gás natural é obtida a partir das mais recentes indicações recolhidas dos equipamentos de medição.

### **Artigo 140.º Medição da quantidade máxima diária**

Solução proposta

De forma a evitar, que os operadores da rede de distribuição sejam penalizados por desequilíbrios provocados pelo operador da rede de transporte, propõe-se que a redacção do artigo em análise, seja complementada, no seguinte sentido:

“Na fronteira entre a rede de transporte e as redes de distribuição, a medição da quantidade máxima diária é feita por ponto de entrega da rede de transporte às redes de distribuição, sem prejuízo de, no caso da rede de distribuição incluir mais do que uma ligação à rede de transporte, a determinação da quantidade máxima diária seja efectuada para o conjunto das diferentes GRMS interligadas pela rede de distribuição respectiva.”

### **Artigo 141.º Correção de erros de medição e de leitura**

1 — Nos casos em que, haja um único equipamento de medição, e este apresente defeito de funcionamento ou, havendo duplo equipamento de medição que cumpra as normas metrológicas aplicáveis, a avaria seja simultânea, a medida será corrigida por acordo entre as partes.

2 — Nas instalações equipadas com duplo equipamento de medição, e apenas um presente defeito de funcionamento comprovado, considera-se, para efeitos de

facturação, as indicações dadas pelo outro equipamento de medição, desde que, cumpra as normas metrológicas, legais e regulamentares, aplicáveis

3 — A correcção de erros de leitura será objecto de acordo entre os operadores das redes.

#### **Artigo 142.º Medição da quantidade máxima diária**

Solução proposta

Caso a rede de distribuição de determinado agente possua mais do que uma ligação à rede de transporte, a medição da quantidade máxima diária deverá ser calculada pela determinação do máximo da soma diária dos pontos de entrega interligados pela rede de distribuição.

#### **Artigo 144.º Pontos de entrada nas redes de distribuição abastecidas a partir de GNL**

Solução proposta

A passagem da gestão das cargas de GNL, para a competência do operador da rede de transporte, torna desnecessária a instalação de equipamentos de medição por parte do operador da rede de distribuição, alterando-se, assim, a definição do ponto de entrada nas UAG previsto no n.º1. Desta forma, as perdas atribuídas ao operador da rede de distribuição, serão medidas após a de GNL.

#### **Artigo 147.º Correcção de erros de medição e de leitura**

Solução proposta

Estando a actividade de medição e leitura afecta ao operador da rede de distribuição, será este o único responsável pela correcção de erros detectados. Assim, sugerimos a eliminação do ponto 3 do referido artigo, bem como a seguinte redacção para o ponto 1:

“1 — Nos pontos de entrada do armazenamento de GNL das redes de distribuição abastecidas a partir de GNL, sempre que, haja um único equipamento de medição, este apresente defeito de funcionamento ou, havendo duplo equipamento de medição que cumpra as normas metrológicas, legais e regulamentares, aplicáveis, a avaria seja simultânea, a medida será corrigida pelo operador da rede de distribuição respectivo.”

## **Artigo 148.º Determinação das quantidades de energia fornecidas pelos comercializadores**

Solução proposta

Nos pontos de medição, que não disponham de equipamentos de medição de registo diário, poderão aplicar-se estimativas e perfis de consumo, tal como previsto no Guia de Medição. Neste entendimento, solicitamos a alteração do n.º 2, para o qual se propõe a seguinte redacção:

“2 — Nos pontos de medição que não disponham de equipamentos de medição com registo diário, aplicam-se estimativas e perfis de consumo aprovados pela ERSE, nos termos previstos no artigo 158.º”

## **Artigo 151.º Sistemas de Telecontagem**

Solução proposta

O número 1 do Artigo 151.º, refere que os sistemas de medição devem dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem, não referindo expressamente que devem dispor de telecontagem.

Efectivamente, existe uma grande diferença entre os dois conceitos. Sistemas de medição, com características que permitam a integração em sistemas de telecontagem, são contadores com emissores de impulsos. No limite, pode considerar-se que são contadores pré-preparados para a instalação de emissores de impulsos – nesta visão mais abrangente, todos os contadores instalados hoje pela EDP Gás Distribuição – mesmo no segmento doméstico – respeitam este requisito.

Adianta-se que, a EDP Gás apresentou um calendário para a integração em sistemas centralizados de telecontagem para todos os seus clientes com consumo superior a 100.000 m<sup>3</sup>(n), aprovado pela ERSE. Neste sentido, o n.º2 deverá ser reformulado, por forma a contemplar a diminuição do referido impacto.

## **Artigo 153.º Leitura dos equipamentos de medição**

Solução proposta

A leitura dos equipamentos de medição de clientes que não possuam equipamento de telecontagem, não deve exceder os 64 dias, tal como detalhado na revisão ao Artigo 38º do RQS. Esta situação deverá ser corrigida no RRC, Artigo 153º, n.º5, alínea a).

## **Artigo 154.º Leitura extraordinária dos equipamentos de medição**

#### Solução proposta

A Lei n.º 12/2008, estabelece que o direito ao recebimento do preço do serviço prestado prescreve no prazo de seis meses após a sua prestação. Estabelece ainda, que o prazo de propositura da acção pelo prestador de serviços é de seis meses, contados após a prestação do serviço ou do pagamento inicial, consoante os casos.

Tendo subjacente o prazo da prescrição, e para que o prestador de serviços possa reagir, o período de impedimento de acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, por facto imputável ao cliente, não deve ser de 6 meses consecutivos, conforme referido no n.º 1, mas de 4 meses consecutivos.

### **Artigo 160.º Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

#### Solução proposta

A revisão do Guia de Medição referida no n.º 4, deverá ser realizada pelos agentes indicados, de acordo com a redacção seguinte:

4 — O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados pode ser alterado mediante proposta do operador do terminal de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, do operador do armazenamento subterrâneo, do operador logístico de mudança de comercializador, do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição, desde que devidamente fundamentada.

### **Artigo 161.º Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

#### Solução proposta

Propõe-se a clarificação do n.º 1, alínea n), no sentido seguinte:

“n) Disponibilização, pelas entidades que operam as redes, dos dados de consumo recolhidos nos pontos de medição dos clientes;”

### **Artigo 166.º Princípios gerais da mudança de comercializador**

#### Solução proposta

A ERSE deverá monitorar e restringir o número de mudanças de comercializador para clientes que não sejam agentes de mercado, a fim de evitar movimentações especulativas de clientes entre o mercado livre e o mercado regulado, e vice-versa.

### **Artigo 170.º Mercados organizados**

#### Solução proposta

Os mercados diários podem compreender as transacções referentes a quantidades de gás natural com entrega no dia seguinte ao da contratação de liquidação por entrega física, ou por intercâmbio, e não necessariamente por entrega física, tal como previsto na alínea b) do referido artigo.

#### **Artigo 186.º Obrigação de fornecimento**

##### Solução proposta

Nos casos em que seja detectada fraude por parte dos clientes, já declarada para efeitos de procedimento judicial, deve ser excepcionada a obrigação de fornecimento, devendo incluir-se um novo n.º no artigo a contemplar aquela excepção.

#### **Artigo 187.º Contrato de fornecimento**

Para além dos elementos que deverão constar no contrato de fornecimento de GN, a ERSE deveria ainda definir os diferentes formatos em que este pode apresentar-se, prevendo a implementação do contrato digital, com a respectiva assinatura digital, e/ou, ainda, o contrato - factura (modelo francês, em que o cliente recebe e aceita tacitamente as condições gerais de fornecimento, aquando da recepção e respectivo pagamento da 1.ª factura). Admite-se a adesão tácita ao contrato de fornecimento de gás, na situação em que seja o cliente a solicitar o fornecimento e apresente os dados de identificação contratualmente exigidos. Assim, e após o envio do respectivo contrato, verifica-se a sua eficácia no momento de pagamento da primeira factura, com efeitos retroactivos à data do início do fornecimento.

#### **Artigo 199.º Preços a aplicar pelos comercializadores**

##### Solução proposta

De acordo com a nossa proposta em matéria de UAG, a aplicação da tarifa de uso de rede de transporte e uso da rede de distribuição referidas no n.º 3, alíneas b) e c), deverá ser realizada, quando aplicável.

#### **Artigo 200.º Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas e pelo comercializador de último recurso grossista**

##### Solução proposta

De acordo com a nossa proposta em matéria de UAG, a aplicação da tarifa de uso de rede de transporte e uso da rede de distribuição referidas no n.º 2, alíneas c) e d), deverá ser realizada, quando aplicável.

### **Artigo 203.º Alteração da capacidade utilizada**

Solução proposta

O aumento da capacidade utilizada a clientes abrangidos no presente artigo deverá ser um direito dos operadores da rede, e não, do comercializador de último recurso retalhista e do comercializador de último recurso grossista, tal como referido no n.º 2.

Acrescentar um novo n.º, que preveja a atribuição do direito dos comercializadores de actualizar a capacidade utilizada:

"3 — Nas situações referidas no ponto anterior, assiste aos comercializadores, aos comercializadores de último recurso retalhistas e ao comercializador de último recurso grossista, o direito de actualizar a capacidade utilizada para o valor anterior à redução, bem como o de cobrar, desde a data da redução, a diferença entre o encargo de capacidade utilizada, que teria sido facturado se não houvesse redução e o efectivamente cobrado, junto dos respectivos clientes."

### **Artigo 204.º Escalões de consumo**

Dado que, de um ano para o outro, os clientes podem apresentar oscilações no seu padrão de consumo, é nosso entendimento que, o n.º 3, do artigo 204.º, se deveria aplicar a todos os clientes com um histórico de permanência do contrato de 24 meses.

De forma a evitar um acréscimo do trabalho administrativo de *back-office*, com o consequente acréscimo de custos para o SNGN, a revisão dos escalões de consumo deveria ser efectuada no início de cada ano gás.

Para clarificar o n.º 6, a EDP Gás sugere que o dever de informar se realize na factura imediatamente a seguir ao período em que o cliente atingiu um novo escalão. Este esclarecimento pretende ainda evitar a realização de rateios de facturas.

### **Esclarecimentos adicionais**

Neste ponto, permitimo-nos solicitar à ERSE que, na revisão do articulado do Regulamento de Relações Comerciais, incorpore os esclarecimentos prestados e sugestões apresentadas nas cartas abaixo mencionadas:

Carta E-Tecnicos/2008/485/JA/hp

- impossibilidade de, um comercializador de último recurso grossista, manter um único contrato para pontos de entrega com consumos anuais acima e abaixo dos 2M m<sup>3</sup>(n);
- possibilidade de, a um dado código universal de instalação (CUI), estar associado mais do que um ponto de medição ou ligação física às redes do SNGN, bem como as opções tarifárias a aplicar a este CUI;
- complemento das condições para interrupção dos fornecimentos de GN (Artigo 216.º do RRC), nomeadamente em situações de liquidação de juros de mora e de não pagamento dos serviços regulados;
- modalidades de facturação agregada de pontos de medição (diários e mensais) associados a um ramal único.

#### Carta E-Tecnicos/2008/339/JA/hp

- a mudança de comercializador, no âmbito exclusivo de último recurso (grossista para retalhista e vice-versa), não configura um processo de mudança de comercializador nos termos do Artigo 166.º do RRC;
- recusa de fornecimento de GN a um cliente com dívida vencida, ainda que, para uma outra instalação de fornecimento e de uma diferente natureza ("doméstica" e "não doméstica").

#### Carta E-Tecnicos/2008/451/JA/hp

- o comercializador de último recurso retalhista (CURR) não tem obrigação de fornecimento para um cliente abastecido por um comercializador de último recurso grossista, enquanto o cliente não saldar a dívida para com o anterior comercializador de último recurso.

#### Carta E-Tecnicos/2008/631/JA/hp

- agregação de consumos para efeitos de facturação.

## **B. Regulamento de Qualidade de Serviço**

### **Artigo 8.º Definição da interrupção e 15.º Indicadores gerais para as redes de distribuição**

Solução proposta

A definição e registo de uma interrupção de fornecimento deveriam ser estabelecidos por edifício, em substituição do cliente.

Desta forma, seria alterado o Artigo 15.º b), no qual as durações nas interrupções nos edifícios seriam dadas, para cada interrupção, pela duração da interrupção desde a reposição do fornecimento do 1º até ao último fogo. O registo no sistema funcional do momento de reposição de fornecimento de cada cliente, após uma interrupção que afecte um número elevado de clientes, obriga a um significativo esforço administrativo e de desenho do sistema informático e consequentemente económico, que, no nosso entender, não é proporcional à relevância da vantagem daí retirada, na medida em que os valores médios não têm expressão.

Nota: considera-se edifício, cada um dos números de polícia com abastecimento.

### **Artigo 27.º Divulgação de informação na Internet**

Solução proposta

A alínea g) prevê a divulgação das "Entidades competentes relativamente à segurança das instalações, reparações e inspecções obrigatórias, bem como o regime de preços vigentes." A referida alínea deve ser retirada, já que os comercializadores livres ou regulados não se poderão responsabilizar pela alteração dos preços vigentes de entidades concorrenciais no mercado.

## **C. Regulamento de Acesso às redes, às Infra-estruturas e às Interligações**

### **Artigo 15.º Entidades responsáveis pela retribuição pelo uso das infra-estruturas e serviços**

Solução proposta

Alterar a redacção do n.º 3, de forma a regulamentar o cumprimento de eventuais encargos emergentes do contrato.

“3 - As responsabilidades dos comercializadores, do comercializador de último recurso grossista e dos comercializadores de último recurso retalhistas, relativas aos seus clientes, identificadas no número anterior, cessam quando tenha sido comunicado, ao operador das infra-estruturas com o qual celebraram o contrato de uso das infra-estruturas, que se verificou a cessação do contrato estabelecido entre o comercializador, o comercializador de último recurso grossista ou o comercializador de último recurso retalhista e o cliente, sem prejuízo do cumprimento dos encargos emergentes do contrato.”

### **Artigo 16.º Informação para efeitos do acesso às infra-estruturas**

Solução proposta

A aplicação do conceito de capacidade disponível é habitualmente aplicado às infra-estruturas em alta pressão (transporte, armazenamento e terminal de GNL), pelo que o operador da rede de distribuição não deverá ser obrigado a publicar esta informação. A definição da capacidade nesta infra-estrutura pode ser bastante variável, resultando nomeadamente da extensão da rede e do seu diâmetro, ou ainda da pressão a montante, pelo que a resposta a uma solicitação de um cliente ou de um comercializador deverá ser confirmada caso a caso.

### **Artigo 17.º Pontos relevantes da RPGN**

Solução proposta

Adicionar ao n.º 2 uma nova alínea, que considere, como ponto relevante da RPGN, os pontos de ligação entre redes de distribuição, operadas por diferentes operadores.

### **Artigo 19.º Factores de ajustamento para perdas e auto consumos**

Solução proposta

Adequar a fórmula para os factores de ajustamentos e auto consumos para as UAG previstos na alínea c):

„c) UAG,  $EE_{UAG} = ES_{UAG} \times (1 + \gamma_{UAG})$ ,  
em que:

$EE_{UAG}$  — Quantidade de gás natural colocada na saída do terminal de GNL.

$ES_{UAG}$  — Quantidade de gás natural na saída da UAG.

$\gamma_{UAG}$  — Factor de ajustamento para perdas e auto consumos relativo à UAG.“

### **Artigo 25.º Quantidades ajustadas para perdas e auto consumos nas UAG**

Solução proposta

De acordo com o modelo defendido para as UAG, detalhado nas questões fundamentais, teremos também de rever a redacção deste artigo. Assim, sugerimos a seguinte redacção:

“1 — A quantidade de gás natural que os agentes de mercado devem colocar à saída do terminal de GNL, para garantir a quantidade de gás natural entregue à instalação do cliente, deve ser ajustada em função do ponto de saída do gás natural e dos factores de ajustamento para perdas e auto consumos, de acordo com as seguintes expressões:

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

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

## **D. Regulamento de Operação das Infra-estruturas**

### **Artigo 3.º Siglas e definições**

Solução proposta

A renomeação prevista na alínea v) do n.º 2 é aceite como viável pelo Gestor Técnico Global do Sistema, e não pelo Operador da Rede de Transporte.

Entende-se que se deveria adicionar uma alínea específica para a definição de “grandes clientes”.

### **Artigo 11.º Programa de Operação da RNTIAT**

Solução proposta

O Programa de Operação da RNTIAT, elaborado com base nas nomeações aceites como viáveis para o dia gás e nos termos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Operação do Sistema, contém o conjunto das quantidades de gás natural a transportar na RNTGN, discriminando as curvas de carga, e não os perfis tal como refere este artigo.