

Av. Estados Unidos da América, 55 1749-061 LISBOA  
Apartado 50316 1708-001 LISBOA  
Telefone (351) 210013500 Fax (351) 210013950  
www.ren.pt

Exmº. Senhor  
Dr. Ing. Jorge Vasconcelos  
Presidente  
ERSE-Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
Edifício Restelo  
R. D. Cristóvão da Gama, 1  
1400 - 113 LISBOA

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data
E-Tecnicos/2006/275/MJC/a	2006-06-22	Carta CA 220/2006	24 - 7 - 06

Assunto Proposta de regulamentação do sector do gás natural

Exmº. Senhor,

Na sequência da v/carta referida em epígrafe, junto enviamos documento com os comentários da Rede Eléctrica Nacional.

Melhores cumprimentos

**Albino Santos**  
(Administrador)

## 1. INTRODUÇÃO

A resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprovou a estratégia nacional para a energia, veio a resolver "autonomizar os activos regulados do sector do gás natural (recepção, transporte e armazenamento) e operacionalizar a sua junção à empresa operadora da rede de transporte de electricidade".

O Decreto-Lei 30/2006, de 15 de Fevereiro, estabeleceu as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) em Portugal, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural. Na sequência deste Decreto-Lei, foi aprovado pelo Conselho de Ministros, em 22 de Junho de 2006, um novo Decreto-Lei, que estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às actividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de recepção, armazenamento e regaseificação em terminais de GNL e de distribuição de gás natural, incluindo as respectivas bases das concessões.

Na sequência da aprovação deste novo Decreto-Lei e da resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, de 30 de Junho de 2006, as concessões da rede de transporte de gás natural em alta pressão, de armazenamento subterrâneo de gás natural em três cavidades situadas em Carriço (no Concelho de Pombal) e o terminal de GNL de Sines serão atribuídas a três sociedades em relação de domínio total inicial com a REN.

A ERSE colocou em consulta pública, e enviou à REN para comentários, uma proposta de regulamentação do sector do gás natural que inclui quatro dos oito regulamentos previstos para o sector: Regulamento do Acesso às Redes, às Infra-Estruturas e às Interligações (RARII), Regulamento Tarifário (RT), Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) e Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

O novo Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros, em 22 de Junho de 2006, confere competências à ERSE para aprovar e aplicar, obtido o parecer da DGGE, quatro dos cinco regulamentos agora propostos. Assim, seria útil para a análise que agora se efectua o conhecimento dos correspondentes pareceres da DGGE.

Assinala-se, ainda, que a presente proposta é colocada em discussão pública sem que estejam formalmente atribuídas à REN as três novas concessões referidas na resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, o que terá dificultado a intervenção da REN em fases anteriores do processo.

## 2. COMENTÁRIOS GERAIS

### 2.1. Especificidades do sector do gás natural

A proposta regulamentar do gás natural em análise evidencia uma excessiva aproximação das soluções já adoptadas pela ERSE na regulamentação do sector eléctrico, nem sempre adequadas às especificidades do sector do gás natural.

A título de exemplo, refere-se que:

- enquanto a rede de transporte de electricidade possui perto de meia centena de importantes pontos de entrada (grandes centrais e linhas de interligação), a rede de transporte de gás natural possui, na sua configuração actual, apenas dois pontos de entrada;
- enquanto o maior consumidor do sistema eléctrico nacional representa menos de 2% do consumo total, o maior consumidor do sistema nacional de gás natural representa cerca de 25% do consumo total.
- a maioria do consumo de gás natural está dependente de uma única industria: a produção de electricidade em centrais de ciclo combinado, cuja expansão é possível antever apenas com prazo não superior a uma dezena de anos; a possível adopção, a médio/longo prazo, de outras fontes energéticas para a produção de electricidade coloca, assim a longo prazo, elevada incerteza nos consumos de gás natural.

Estas diferenças podem determinar que, ao contrário do que ocorreu no sistema eléctrico, a elegibilidade de grandes consumidores possa ter profundas consequências na repartição da utilização das infra-estruturas de entrada no sistema.

## 2.2. Ano Gás

A ERSE propõe a criação do Ano Gás definido como o período entre 1 de Julho e 30 de Junho do ano seguinte, como base de toda a regulação e informação subjacente ao processo regulatório, o que, a ser adoptado, teria implicações muito significativas em diversas vertentes da actividade das empresas reguladas.

Com efeito, a opção do período entre 1 de Julho e 30 de Junho, inédita na indústria do gás natural europeu e sem paralelo com os sistemas a montante da RNTGN iria provocar um desfasamento da base temporal de trabalho entre o sistema português e os restantes sistemas, com implicações, ainda não completamente determinadas, a nível da articulação dos processos de programação, nomeações e planos de manutenção com outras redes. Implicaria igualmente um desfasamento a nível do planeamento operacional entre "shippers", operadores e fornecedores, com o conseqüente aumento de complexidade e de custos de todos os processos envolvidos.

Por outro lado, a nível da gestão das empresas reguladas, todas as obrigações têm por base temporal o ano civil, nomeadamente o cumprimento das obrigações fiscais, obrigações de informação aos accionistas, à CMVM, ao Banco de Portugal, ao BEI etc., o que imporá, assim, a continuidade da utilização da base temporal de 1 de Janeiro a 31 de Dezembro. A opção do Ano Gás regulatório, com início a 1 de Julho, iria obrigar todas as empresas envolvidas a uma duplicação dos processos contabilísticos, de orçamentação, de auditoria, etc.

Esta definição de Ano Gás, além da complexidade operacional acrescida, obrigaria as empresas reguladas a incorrer numa duplicação de actividades, com custos adicionais, sem que se entenda, da leitura dos regulamentos, qual a vantagem desta opção.

### **2.3. Progressividade da regulamentação**

Considerando que a publicação deste conjunto de regulamentos irá lançar as bases de reorganização do funcionamento de todo o sector do gás natural, será necessário adoptar alguma prudência na evolução do complexo corpo regulamentar a desenvolver, em coordenação com os regulamentos a elaborar por outras entidades, assegurando-se a elaboração e implementação progressiva dos documentos indispensáveis, em cada momento, ao correcto funcionamento do sistema nacional de gás natural, acomodando a complexidade de forma gradual em linha com as exigências crescentes da abertura de mercado

Em ligação com as progressivas necessidades reais, será necessário prever também um crescimento gradual da informação de índole regulatória a enviar à ERSE. Considera-se que os prazos previstos para apresentação pelas empresas de propostas de diferente documentação no âmbito dos RARII, RRC, RQS e RT (guias, manuais, códigos, formulários, metodologias, informação sobre a operação do sistema, etc.) estão desajustados das efectivas necessidades de curto prazo do SNGN. Neste contexto, à semelhança do ocorrido noutros países, deverá ser prevista também uma gradual implementação não só dos normativos complementares, mas também do grau de detalhe exigido na informação sobre operação do sistema, compatível, também, com os meios e recursos disponíveis nas diferentes empresas reguladas.

Assim, nomeadamente no que diz respeito a 2007, ano de abertura do mercado electroprodutor, e sem prejuízo do funcionamento, integridade e operacionalidade do SNGN (que não se prevê vir a estar no curto prazo congestionado) e não colocando em risco, quer o abastecimento, quer a integridade operacional das infra-estruturas, a operação do sistema poderá ser garantida com um conjunto simplificado de regras, assegurando a definição e implementação progressiva e ponderada dos diversos regulamentos e manuais e tornando, assim, mais ligeiras as alterações de ordem organizativa e processual que deles advém.

### **2.4. Obrigações dos concessionários**

O novo Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros, em 22 de Junho de 2006, estabelece, entre outros, os regimes jurídicos aplicáveis às actividades reguladas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL em terminais oceânicos, de armazenamento subterrâneo, de transporte e de distribuição de gás natural, incluindo as respectivas bases das concessões, bem como os regimes jurídicos da comercialização de gás natural, incluindo a de último recurso, e ainda as bases das respectivas licenças.

A presente proposta regulamentar parece não cumprir, em vários aspectos, esta nova legislação, nomeadamente, ao atribuir à concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) responsabilidades de contratação do transporte de GNL para abastecimento de UAGs

(instalações autónomas de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL) que não sejam de sua propriedade.

## 2.5. Equilíbrio económico-financeiro das concessões

A ERSE propõe que o reconhecimento tarifário dos custos de investimento das várias infra-estruturas concessionadas seja efectuado através de uma tarifa média constante ao longo de todo o período de concessão (40 anos).

Esta tarifa média seria calculada pelo valor actual líquido (VAL) dos fluxos anuais de amortizações do investimento e remunerações dos activos líquidos, previstos para o futuro, a dividir pelo VAL das quantidades anuais de gás previstas no mesmo período

Esta opção teria como consequência um significativo atraso temporal no reconhecimento tarifário do efectivo custo de capital, dando origem a importantes “desvios tarifários”, cuja recuperação se estenderia por mais de 30 anos.

Algumas das consequências desta proposta da ERSE seriam:

- Forte instabilidade tarifária, caso os consumos futuros de gás tenham que ser revistos em baixa significativa;
- Acumulação de importantes prejuízos nos primeiros anos das concessões que apenas seriam recuperados muito mais tarde.
- Dificuldade em encontrar entidades bancárias susceptíveis de financiarem, durante algumas dezenas, de anos este tipo de “défices tarifários”;
- Provável “colapso” de alguns dos financiamentos actualmente existentes, nomeadamente, os relativos ao terminal de GNL;
- Aumento muito significativo do “Custo Médio Ponderado do Capital” das empresas, que teria de ter por base o custo de capitais a mais de 30 anos;
- Redução acentuada do valor das concessões.

A proposta da ERSE, nesta matéria, poderá mesmo pôr em causa a viabilidade económica de algumas infra-estruturas, pelo que teria de ser previamente demonstrada a possibilidade de manutenção do equilíbrio económico-financeiro das correspondentes concessões.

## 3. COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE – RARII

### 3.1. Artigo 21º - Factores de ajustamentos para perdas e auto consumos

As equações de balanço energético utilizadas na indústria de transporte de GN comparam o total das entradas com o total das saídas, corrigindo estas últimas das quantidades associadas aos auto-consumos, perdas no sistema e variação de existências, fazendo-se o “fecho” da equação com uma parcela denominada “diferenças de medição”.

Diferenças de Medição = Entradas – (Saídas + Perdas e auto consumos + Variação de existências)

Este conceito é comum na indústria do gás natural e nada tem a ver com anomalias ou avarias de equipamento de medição, erro humano na manutenção dos equipamentos ou erro na obtenção de dados de consumo (erros de medição), dado que resultam de factores ao nível da incerteza da medição, que é no gás natural muito superior ao que ocorre na electricidade. Estes são consequência dos limites próprios da classe de precisão dos diferentes equipamentos que constituem o sistema de medição (elemento primário de medição de caudal, elemento primário de medição de temperatura, elemento primário de medição de pressão, método de cálculo do factor de compressibilidade e computador de caudal), que é intrínseca ao fabrico de cada equipamento.

Neste contexto, tendo em vista a harmonização de conceitos, nomeadamente com os utilizados em Espanha (ENAGÁS), a parcela de "Diferenças de Medição" deveria ser reconhecida e introduzida no Artigo 21º.

### **3.2. CAPACIDADE DAS INFRA-ESTRUTURAS - ( Cap. IV )**

De acordo com a presente proposta de regulamento, o direito de acesso às redes e às infra-estruturas e de utilização da sua capacidade por terceiros é constituído por via da celebração de contratos de uso entre os respectivos operadores e os agentes de mercado, com a duração de um ano gás.

Neste modelo, a capacidade das infra-estruturas não é sujeita a um processo contratual de reserva prévia com um preço que sinalize adequadamente o modo correcto da sua utilização, enquanto bem escasso.

Ao invés, na proposta, a atribuição de capacidade é ajustada ao longo do ano gás sem consequências económicas, na sequência do envio de programas e de nomeações específicas para cada ponto de entrada e saída por parte dos agentes de mercado, que deste modo informam os operadores das redes e das infra-estruturas sobre a sua previsão de utilização de capacidade, sem que sejam previstos os adequados mecanismos económicos incentivadores de programações adequadas.

Na Europa não se conhece um sistema que tenha este tipo de contratação. O sistema proposto, não estando de acordo com a prática da indústria e sendo muito semelhante ao aplicado no sector eléctrico, apresenta alguns riscos potenciais que se recomenda sejam avaliados em conjunto com os agentes e operadores de mercado.

Esta questão emerge de forma mais evidente quando se verifica, ao nível do sistema tarifário e no que diz respeito ao uso de capacidade, que os pagamentos que os agentes de mercado devem fazer aos operadores das infra-estruturas pela respectiva utilização dependem de termos de capacidade que têm a ver com a utilização real de capacidade verificada em períodos passados (valor diário máximo dos últimos doze meses e valor médio diário dos meses do período de ponta, por exemplo).

A solução para estas questões passa pela implementação de mecanismos de reserva prévia de capacidade com um custo associado e dos mecanismos adequados de "trading" de capacidade entre agentes de mercado, bem como de um regime de penalizações para desincentivar a violação de limites ou a utilização indevida dessas capacidades.

### **3.3. Programações, Nomeações e Reserva de Capacidades**

No esquema proposto pela ERSE, os fluxos de informação subjacentes ao processo de programações e nomeações de gás entre os agentes de mercado e os operadores das diversas infra-estruturas não são os mais ajustados para a intervenção do Gestor de Sistema na avaliação da sua exequibilidade e posterior confirmação ou alteração.

Basicamente, o processo proposto pela ERSE desenvolve-se no sentido: *agente de mercado > operador de infra-estrutura > operador da RNTG > Gestor de Sistema*, competindo a este último fazer a retroacção final dos programas / nomeações validados para os diversos operadores e agentes de mercado. Assim, o Gestor de Sistema intervém apenas numa fase tardia do processo, de forma não compatível com as responsabilidades que detém na validação e confirmação dos programas / nomeações de gás.

Em alternativa, propõe-se a reestruturação deste processo de modo a que os agentes de mercado enviem as programações / nomeações para o Gestor de Sistema, que centralizará, em ligação com os operadores das infra-estruturas, a análise da sua viabilidade e sequencialmente aprovará cada uma das programações / nomeações e informará os agentes de mercado sobre a capacidade atribuída. Este esquema também permitirá agilizar os processos sob responsabilidade do Acerto de Contas ao nível da repartição de quantidades entradas e saídas por agente de mercado.

### **3.4. Partilha de uma infra-estrutura única de acesso à RNTGN por dois concessionários de armazenamento subterrâneo**

A legislação a publicar prevê a existência de dois concessionários de armazenagem subterrânea que partilhando uma única infra-estrutura de acesso à RNTGN. Assim, a definição estabelecida no Artigo 3º deve ser adaptada no sentido integrar o uso daquela infra-estrutura pelos dois concessionários.

### **3.5. Contratação do acesso às redes**

Ao contrário do sector eléctrico, será mais simples e prático para o desenvolvimento do mercado a celebração de contratos separados com a rede de transporte e com as distribuidoras dada a diferenciação de processos e responsabilidades. Sugere-se, por isso, a alteração do Artigo 6º do RARII.

#### **4. COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE – RRC**

##### **4.1. Separação organizativa das actividades do Operador da Rede de Transporte ( Art. 27º )**

O operador da RNTGN é, de acordo com o DL 30/2006, por todas as formas independente das actividades de fornecimento e comercialização de gás. Para além da separação entre as actividades de Transporte de GN e de Gestão Técnica Global do SNGN, não parece economicamente racional pretender-se a individualização organizativa e mesmo contabilística de outras sub-actividades e funções que a proposta da ERSE atribui ao ORT. Esta individualização implicaria uma mais do que duplicação dos meios humanos actualmente afectos às duas actividades fundamentais.

##### **4.2. UAGs / Transporte de GNL por rodovia - RRC ( Art. 28º )**

As bases da concessão da actividade de transporte de gás natural através da RNTGN referidas no Decreto Lei aprovado pelo Conselho de Ministros de 22 de Junho de 2006 não prevêem, para a concessionária, quaisquer obrigações no âmbito da gestão centralizada do transporte de gás natural liquefeito por rodovia. Neste contexto, considera-se que o Artigo 28º deverá ser reformulado de forma a cumprir a legislação.

Acresce ainda que uma eventual atribuição de responsabilidades ao operador da rede de transporte no abastecimento de GNL por rodovia, teria sérios problemas de implementação prática a partir do momento em que os clientes abastecidos por unidades autónomas de gás (UAG) adquirissem o direito de mudança de comercializador, na sequência da sua elegibilidade para esse efeito.

Com a possibilidade de mudança de fornecedor, o abastecimento de uma UAG poderá ser feito por diferentes comercializadores, com diferentes pólos de abastecimento por camião com GNL proveniente não só de território nacional (Sines), mas também de terminais de GNL em Espanha, com a conseqüente variação de custos de transporte e com fortes implicações a nível da gestão do sistema de contratação de transporte rodoviário e da sua optimização.

À semelhança do que já se pratica em Espanha, teria mais sentido que o transporte de GNL por rodovia fosse contratado directamente pelos clientes, comercializadores ou preferencialmente operadores das UAG.

##### **4.3. Actividades da Gestão Técnica Global do Sistema - RRC ( Art. 29º )**

Na presente proposta, a actividade Gestão Técnica Global do Sistema de gás natural compreende duas funções contabilística e organizativamente separadas – Gestor de Sistema e Acerto de Contas.

Enquanto que a separação contabilística destas funções não acarreta problema significativos, a separação organizativa, dada a sua interligação e relacionamento funcionais, implicará

ineficiências operacionais e de custos, obrigando praticamente à duplicação do pessoal afecto a esta actividade. Este efeito é tanto mais gravoso quanto estas funções terão de ser desempenhadas em regime de trabalho por turnos, gerando sub ocupação do pessoal afecto a cada uma das funções.

Considera-se, assim, que, à semelhança do que se passa em Espanha, estas duas funções, embora separadas contabilisticamente, deverão ser formalmente estruturadas sem a obrigatoriedade de separação funcional e organizativa.

#### **4.4. Gestão Técnica Global do Sistema – Gestor do Sistema - RRC ( Art. 30º )**

Considera-se que a actividade de Gestão de Sistema não é susceptível de ser correctamente realizada no enquadramento proposto. Propõem-se as seguintes alterações relativas ao seu exercício:

- 1 – Uma vez que o Gestor de Sistema garante a viabilidade técnica do funcionamento conjunto das diversas infra-estruturas de GN, deve ser também responsável pela programação / distribuição horária das quantidades diárias nomeadas pelos utilizadores da RNTIAT para a injeção / extracção, no caso da Armazenagem Subterrânea, e para a emissão, no caso do Terminal de GNL, de forma a garantir o equilíbrio de funcionamento da RNTGN e a otimizar a sua exploração dentro do dia gás.
- 2 – Pelas mesmas razões referidas em 1, o Gestor de Sistema deve centralizar, em primeira-mão, o processo de nomeações para todas as infra-estruturas, competindo-lhe verificar junto dos respectivos operadores a viabilidade técnica da correspondente programação conjunta ao nível do movimento de gás, e realizando posteriormente a respectiva confirmação ou (rejeição e alteração de programação inicial) junto de todos os intervenientes no processo. Este modo de funcionamento não inviabiliza o fluxo de informação previsto e necessário para o acerto de contas poder repartir quantidades entre os vários agentes de mercado, ao mesmo tempo que agiliza e reforça a actuação da gestão de sistema. De notar que na operação actual da RNTIAT este já é o procedimento seguido, centralizado via ORT.
- 3 – De forma a poder assegurar a viabilidade técnica do funcionamento conjunto das diversas infra-estruturas de GN e garantir a integridade do transporte de GN em alta pressão, o Gestor de Sistema necessita de se constituir como utilizador privilegiado da RNTIAT, com atribuições bem definidas sobre a gestão dos fluxos intra-diários (em linha com o referido em 1) e dispondo de capacidades próprias de recepção, de emissão e de armazenamento operacionais nas infra-estruturas, cujos custos de utilização devem ser repercutidos na tarifa de uso global do sistema.

Com a separação das actividades de exploração de infra-estruturas das actividades de comercialização de GN e a consequente implementação de um regime de acesso de terceiros à rede, o operador da RNTGN não disporá de gás próprio. Neste novo contexto, os utilizadores do sistema beneficiarão de tolerâncias comerciais para fazer face às diferenças que sempre se verificam entre as quantidades que entregam e retiram da RNTGN, numa dada base de tempo

(para este efeito, deve considerar-se o dia-gás), que aumentam o risco de quebra da integridade do transporte de gás, apesar dos incentivos económicos para o seu uso correcto. Deste modo, a flexibilidade proporcionada pela utilização da margem operacional disponível através das variações admissíveis de inventário de gás (linepack) no sistema de gasodutos de alta pressão não garante, por si só, as condições de segurança adequadas à manutenção da continuidade do serviço. Finalmente, deve também ter-se em conta que, à medida que o grau de utilização da capacidade do sistema de transporte aumenta, diminui a flexibilidade de variação do linepack.

Assim, considera-se adequado que cada utilizador da RNTGN constitua uma reserva de gás adicional para fins de gestão de sistema por parte do ORT. Em cada caso, o quantitativo de gás dessa reserva deverá estar directamente relacionado com o uso de capacidade de transporte. Complementarmente, o ORT deverá constituir-se ele próprio como utilizador do Terminal de GNL e da Armazenagem Subterrânea, com direitos e obrigações específicos relativamente à utilização de capacidade destas infra-estruturas, em condições a aprovar pela ERSE. Os custos associados à gestão de sistema com recurso a estas reservas operacionais devem ser reconhecidos na tarifa de uso global do sistema.

#### **4.5. Gestão Técnica Global do Sistema – Desequilíbrios - RRC ( Art. 34º )**

Considera-se de importância fundamental garantir que as situações de desequilíbrio são fortemente desincentivadas, conforme referido pela ERSE. Contudo, o modo de articulação previsto entre o Acerto de Contas e o Gestor de Sistema é desadequado. Sendo o Gestor de Sistema a única entidade que, face às competências que lhe estão cometidas regulamentarmente, nomeadamente a gestão dos fluxos de gás e dos congestionamentos nas infra-estruturas, bem como a coordenação dos fluxos de informação entre os diversos agentes, terá condições para detectar / prever, em primeira instância, a ocorrência de uma situação de emergência operacional resultante de um desequilíbrio grave, o processo de comunicação deste tipo de situação deverá ser reformulado de modo a não inviabilizar a avaliação atempada da situação e a conseqüente necessidade (eventual) de colocação em prática dos procedimentos específicos a prever para estas circunstâncias. Para isso, será indispensável que o Gestor de Sistema tenha capacidade de gerir os desequilíbrios físicos de forma prioritária e independente da gestão contratual, para o que será necessário ter à sua disposição, entre outros, os mecanismos já referenciados no ponto 3 do comentário anterior.

#### **4.6. Segunda Unidade de Medida – RRC (Arts. 128º; 140º)**

Salienta-se que não é prática da indústria gasista, em termos europeus e internacionais, a adopção da média das indicações fornecidas por dois equipamentos de medição, considerando-se a existência duma segunda unidade apenas uma fonte de potenciais diferenças e litígios. Para além disso, a instalação de um segundo sistema de medição só deverá ser permitida no caso dos clientes que necessitam de dados, para efeitos de gestão de energia das suas instalações, não disponibilizáveis pelo sistema de medição do Transportador.

Chama-se ainda a atenção para o facto do operador da rede de transporte, proprietário e responsável pelo sistema de medição, constituir a entidade que poderá ser considerada “isenta” neste processo, por ser a única entidade que não tem qualquer vantagem nem retira quaisquer benefícios duma eventual medição incorrecta.

## 5. COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE – RQS

### 5.1. Indicadores gerais para o Armazenamento Subterrâneo, RQS – Artigo 13º

Falta acrescentar um ponto referindo que, para efeitos do cálculo dos indicadores descritos, apenas são consideradas as situações de responsabilidade dos operadores de armazenamento subterrâneo.

### 5.2. Interrupções - RQS – ( Art. 16º )

A noção de interrupção não tem significado substantivo para uma rede de transporte. Contudo, considera-se que, quando for tecnicamente impossível realizar uma intervenção de manutenção inspecção ou beneficiação sem interrupção e desde que esteja programada e acordada com o cliente, esta não deverá ser contabilizada no cálculo do respectivo indicador.

Para além disso, considera-se que não é razoável tomar-se como base de partida para futuras optimizações o que até hoje foi conseguido pela RNTGN e que é já internacionalmente considerado com resultado óptimo. Assim, tendo ainda em conta que os indicadores previstos para a rede de transporte são muito mais apertados do que aqueles que eram exigidos, até esta data, pelo RQS da DGGE deverá ser considerada uma revisão dos mesmos para valores padrão idênticos aos utilizados noutros países europeus.

### 5.3. Monitorização das características de GN, RQS ( Art. 19º )

#### Parágrafo nº 2:

- Não possuindo a RNTGN qualquer forma de efectuar alterações nas características do gás natural, fará mais sentido referenciar as características do gás natural mencionadas neste parágrafo, não aos pontos de saída, mas aos pontos de entrada na RNTGN, pelo que se sugere a sua substituição.
- De acordo com este artigo e as definições presentes no RQS (artigo 3º - Siglas e definições), existe uma omissão relativamente à temperatura de combustão de referência à qual é calculado o poder calorífico superior (a norma de referência para este tema é a ISO 6976, Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition, 2nd ed.). De salientar que actualmente se utiliza o valor de 15ºC ao longo de todo o gasoduto Maghreb-Europa e dos sistemas gasistas espanhol e português, enquanto que a proposta de harmonização europeia da Easee-gas aponta para a adopção do valor 25ºC. Por esse facto, deverá ser previsto um período de transição para a implementação desta recomendação, tal como definido nas CBP / Common Business Practices daquela

organização relativas à interoperabilidade entre os sistemas gasistas dos diferentes estados da UE.

- Relativamente ao Índice de Wobbe, detecta-se uma incoerência entre este artigo e as definições presentes no artigo 3º - Siglas e definições. Com efeito, o Índice de Wobbe deve ser definido com base no poder calorífico superior (e não superior ou inferior como é indicado no artigo 3º), de modo a que os valores mínimos e máximos propostos para estas características se enquadrem nos valores propostos pela EASEE-gas.
- Uma vez definidos os intervalos dos valores admissíveis de índice de Wobbe e de densidade em relação ao ar, tal como recomendado pela EASEE-gas, não faz sentido definir limites de variação para o poder calorífico superior, dada a relação existente entre estes três parâmetros, pelo que a alínea c) deve ser eliminada. Tal como referido pela EASEE-gas, o poder calorífico superior deve ser utilizado fundamentalmente como parâmetro de facturação.

#### **Parágrafos nº 3 e nº 4:**

- Atendendo a que, actualmente, se verificam as seguintes situações :
  - O SNGN não possui equipamentos e sistemas de análise para monitorizar estas características do gás natural, nomeadamente no que diz respeito aos compostos de enxofre, concentração de hidrogénio, concentração de oxigénio e concentração de impurezas, o que implicará a necessidade de realizar os correspondentes investimentos;
  - O grau de desenvolvimento tecnológico dos equipamentos e sistemas de análise disponíveis ainda não fornece, na maioria dos casos respostas satisfatórias ao nível da respectiva fiabilidade da análise (nomeadamente no que se refere a oxigénio, hidrogénio e ponto de orvalho de hidrocarbonetos, bem como em termos dos próprios cromatógrafos on-line para o conjunto de compostos de enxofre considerados);
  - O RQS ainda não define os respectivos valores limite;considera-se que o prazo de execução dos investimentos em equipamentos e processos necessários para a implementação da monitorização contínua destas características do gás natural deverá ser dilatado.
- Finalmente e no caso concreto da concentração de impurezas, deve referir-se que o próprio RQS (tal como a EASEE-gas) é omissivo relativamente à definição do conceito de impurezas, o que leva a questionar de que forma os operadores poderão e deverão monitorizar estas características.

#### **5.4. Meios de Manutenção e Operação, RQS ( Art. 42º )**

A definição de 60 min. como tempo de resposta máximo a situações de emergência, a observar pelo operador da rede de transporte, implica o encurtamento do actual tempo de resposta máximo em 30 min.

A este propósito, convém salientar que a organização actual do operador da rede de transporte, tendo resultado de um processo de adaptação ao crescimento e expansão da RNTGN levado a cabo ao longo dos vários anos de actividade, encontra-se estruturada, em termos de meios e recursos, por forma a garantir um tempo de intervenção máximo de 90 min. em qualquer dos pontos da RNTGN, quer em período normal de serviço, quer num regime de 24 h sobre 24 h a partir de um esquema de prevenção domiciliária, tendo este valor sido convencionado através dos resultados de um estudo preliminar das intervenções necessárias e das condições de dimensionamento da organização de O&M, localização geográfica, redes viárias de acesso à infra-estrutura, etc..

Os resultados obtidos ao longo do período já decorrido de exploração da infra-estrutura têm demonstrado que não serão possíveis tempos de intervenção inferiores em todas as situações, a partir da actual estrutura organizativa, pelo que um menor tempo de resposta necessitará de reorganização da estrutura de Operação e Manutenção, com impacto nos custos de exploração (novos centros locais de manutenção, infra-estruturas de apoio e meios de intervenção), não resultando um ganho na capacidade de resolução final das situações de emergência, qualquer que seja a sua natureza, tendo em conta a especificidade deste tipo de ocorrências.

Sugere-se, assim, que, relativamente às infra-estruturas da rede de transporte, se adopte o tempo de 90 min. como tempo máximo de resposta a situações de emergência.

#### **5.5. Força Maior, RQS ( Art. 68º )**

As descargas atmosféricas directas e os ventos de intensidade excepcional deverão ser considerados como casos fortuitos ou de força maior, uma vez que o sistema de transporte inclui várias instalações de superfície (BV's, JCT's, GRMS's, etc), as quais, estando expostas aos elementos e embora protegidas, podem, em circunstâncias excepcionais, ser danificadas com consequência directa na indisponibilidade dos equipamentos instalados, podendo levar à eventual interrupção de fornecimento.

### **6. COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE – RT**

#### **6.1. Tarifas que reflectem custos**

Na exploração de infra-estruturas grossistas de gás natural, os custos marginais são por norma inferiores ao custo médio, o que torna impossível recuperar a rentabilidade dos activos através dos custos marginais, conduzindo à utilização de factores de escala na formulação das tarifas para o assegurar. Deve explicitar-se o seu processo de cálculo para garantir a recuperação na facturação em cada ano, da totalidade da diferença entre os proveitos aceites e o que foi facturado relativo ao ano anterior, não se devendo permitir a sua acumulação para anos subsequentes. Concordamos com o cálculo de custos marginais na estrutura da tarifa de forma a explicitar eventuais subsidiasões cruzadas.

Quando se referem custos marginais entendemos que se tratam dos custos marginais de longo prazo calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios ou dos custos incrementais.

Concordamos com o cálculo de custos marginais na estrutura da tarifa de forma a eliminar eventuais subsidiação cruzadas. Não deve contudo nesta formulação ser esquecido que existem serviços complementares e outros que estão relacionados e cuja procura não é independente como no caso do armazenamento de GNL no terminal e a emissão sustentada de GN.

A utilização de um sistema de uniformização da remuneração do capital parece-nos dever ser analisado em função da maturidade de cada infra-estrutura, e da consequência prática nas tarifas, dado que a situação não é igual para todo o sector podendo em certos casos traduzir-se em reduções tarifárias pouco significativas. Quando este tipo de mecanismo de uniformização existir, devem ser detalhados à priori e explicitados na formulação do cálculo dos proveitos, os mecanismos de reajuste que permitam acomodar durante a totalidade da vigência das fórmulas a não destruição do valor das empresas, acomodando o efeito das alterações geradoras de risco, nomeadamente em função dos valores passados e estimados da inflação, das taxas, das quantidades planeadas e reais e do tempo remanescente da concessão em cada momento.

Refere-se em particular o risco associado a uma eventual redução dos caudais transportados no longo prazo e o facto de os consumos não possuírem um crescimento constante por determinante influência da produção de electricidade. O risco de quantidades toma aspectos particulares para infra-estruturas como o terminal de regaseificação e a armazenagem subterrânea que podem vir a sofrer no médio prazo influência directa ou indirecta de infra-estruturas quer gasistas quer eléctricas em países próximos, o que poderá por efeito de escala vir a ser desfavorável aos consumidores portugueses na falta de harmonização tarifária.

Devemos explicitar que o consumo do recurso capacidade nos preocupa, por estar a sua avaliação indexada a consumos históricos médios, sem que haja uma consciente e activa participação dos diversos agentes de mercado na optimização do seu uso. O comportamento inteligente da procura é um dos grandes meios de gestão dos recursos energéticos e só poderá ser correctamente induzido se os agentes forem capazes de calcular incentivar e beneficiar dos seus efeitos. A título de exemplo, mesmo sem uma tarifa de interruptibilidade na infra-estrutura por não estar saturada, pode cada comercializador livre avaliar a consideração da modulação dos clientes finais na sua formação do preço para minimizar os seus custos de uso da infra-estrutura.

A capacidade indexada nas variáveis de facturação propostas no RT, não reflecte os custos induzidos pelos utilizadores se não for coincidente com a verdadeira utilização dessa capacidade (base horária ou diária de ponta máxima absoluta).

Haverá uma muito maior responsabilização dos agentes de mercado que se exige seja transparente e permita igualdade de oportunidades para todos. Num mercado em permanente

ebulição onde cada cliente final pode de facto vir a optar por mudar de comercializador com alguma frequência, exercendo o seu direito de liberdade de escolha, exigirá dos agentes de mercado uma muito maior capacidade de acomodar alterações da carteira de clientes e traduzir isso em eficiência na contratação com as infra-estruturas e contratos de abastecimento de gás.

Em nossa opinião a contratação deve ser livre com explicitação dos custos correctos e oferta de meios para que cada agente em função das suas necessidades reais possa ser livre de dimensionar a utilização dos meios necessários para otimizar os seus custos de uso das infra-estruturas.

## **6.2. Rede de Transporte - Estrutura Tarifária**

A aditividade tarifária, que apoiamos, é suportada no Regulamento Tarifário aplicável à rede AP com recurso aos consumos de saída. Este processo elimina a oportunidade dos clientes por contratação prévia de outros recursos associados à rede de AP optimizarem os seus custos de acesso por tratar com o mesmo preço consumos com e sem modulação intra semanal o que não se considera adequado por não explicitar a natureza dos custos incorridos pela rede AP para servir estes dois tipos de utilizador.

Este facto é ainda mais relevante quando se use como medida o caudal de ponta nas saídas com base na média diária dos dois meses mais frios como proposto no RT.

As tarifas são consideradas aditivas quando existe um processo único e objectivo de calcular os custos incorridos em cada actividade da cadeia de valor permitindo de forma independente conhecer, contratar e adicionar cada custo na formação do preço final, evitando desta forma cruzamento de preços de natureza diferente que podem induzir subsidiação cruzada ou sinais económicos contraditórios com o princípio da eficiência.

Consideramos a aditividade um elemento essencial do tarifário. Exactamente por isso, defendemos que a simultaneidade própria das redes de transporte não deve ser sacrificada, permitindo a explicitação plena daquele princípio para que seja usada de forma transparente e não discriminatória induzindo o uso correcto das infra-estruturas.

As entradas são nos sistemas de transporte de gás e por natureza, os pontos de maior congestionamento potencial pelo facto de condicionarem a capacidade de transporte no seu todo e incorporarem uma melhor medida desse transporte por serem integradoras e reflectirem a simultaneidade das saídas.

Assim, propõe-se uma alteração da estrutura tarifária que mantém os princípios subjacentes mas evitará o efeito negativo já referido.

O regulamento tarifário reconhece já que os custos económicos do uso das redes devem ser divididos em duas componentes de capacidade. Uma associada ao transporte e investimento na rede, e outra de capacidade relativa ao uso da saída.

As variáveis tarifárias escolhidas para reflectir os custos de capacidade referidos são a Capacidade Contratada (calculada com a capacidade tomada máxima dos últimos 12 meses) que pretende remunerar o custo de ligação de saída da rede, e a Capacidade em Períodos de Ponta (considerada como o valor médio do período definido como de ponta que no caso vertente foi seleccionado pelos meses de Janeiro e Fevereiro).

Propõe-se uma tarifa em tudo idêntica mas com as seguintes alterações:

- A capacidade de ponta passa a ser objecto de reserva prévia com base anual nas entradas da rede AP remunerando o custo de transporte como previsto no regulamento tarifário proposto pela ERSE com um processo em tudo idêntico no cálculo do preço da tarifa. Este facto permite que haja um incentivo por parte dos utilizadores a planearem bem o que estimam usar.
- A tarifa de saída continuaria a ser calculada com base na recuperação dos custos associados à saída da rede de AP mas em função do caudal reservado de cada utilizador. Desta forma, cada utilizador pode ajustar as suas necessidades à modulação dos seus clientes e reservas na saída apenas o que necessita.
- A tarifa de energia continua a ser calculada como já previsto no RT.

Neste pressuposto, pode considerar-se que o volume de gás na saída da rede AP será em casa dia nomeado directamente pelos clientes elegíveis ou comercializadores sendo eles univocamente responsáveis pela disponibilização da mesma quantidade de gás na entrada na rede de transporte AP.

Em cada dia, cada utilizador deverá identificar a quantidade de gás que pretende receber naquele ponto de saída da rede de transporte e identificar onde como e em que quantidade obterá o gás nas entradas da rede de transporte.

Neste enquadramento considera-se que a manutenção da actividade de acesso à rede de transporte a exercer pelos operadores das redes de distribuição pode ser dispensada com consequente simplificação do sistema.

### **6.3. Rede de Transporte - Considerações sobre as variáveis facturação**

A capacidade de ponta proposta é, de facto, um caudal médio que não reflecte o dimensionamento da rede de transporte nem os constrangimentos no seu uso. A variável não se considera por isso um “*driver*” realista da solicitação do gasoduto. Convém indicar igualmente que os máximos na generalidade dos países estão a evoluir para valores horários o que torna clara a importância da definição da capacidade em termos de curto prazo.

Como se descreveu, considera-se que o termo de capacidade de ponta proposto deve ser alterado sendo considerado para efeitos de reserva o caudal diário indicado pelo utilizador na entrada e nas saídas do sistema, e para efeitos de tarifa o maior dos valores do caudal diário, reservado ou registado sendo neste último caso válido nos 12 meses seguintes.

Deve haver a possibilidade de alterar o caudal diário reservado nas entradas e nas saídas desde que haja alteração de cliente ou do seu perfil de consumos.

#### **6.4. Rede de Transporte - Contratação**

Considera-se que o processo de contratação deve assegurar uma responsabilização directa dos utilizadores face ao operador da rede e ser transparente face às infra-estruturas associadas que aquele venha a contratar e que haja uma continuidade nas interligações das variáveis tarifárias. Isto implica desdobrar o proposto contrato de acesso às redes para o separar por rede contratada. É essencial neste quadro para que à semelhança de outros sistemas europeus se possa contratar independentemente capacidade de entrada e de saída da rede de transporte.

#### **6.5. Armazenamento subterrâneo - Estrutura tarifária**

A estrutura tarifária proposta deve assegurar que no quadro da existência de dois concessionários com diversas cavernas salinas cada um e que partilham as instalações de superfície de um deles, podem operar de forma transparente e assegurar a continuidade de serviço devidamente remunerada. A função de armazenamento no âmbito do RT prevê uma tarifa variável função da energia armazenada e tempo decorrido que deve ser modificada pois considera um concessionário integrado.

A tarifa de armazenamento a aplicar por cada concessionário deve ser adicionada de uma componente a calcular com base na remuneração dos activos da estação de gás e dos seus custos operacionais quando não estejam a injectar ou retirar gás das cavernas. Esta existe para assegurar o acesso à rede de transporte e às próprias cavernas salinas dos concessionários. Assim, o concessionário que possui a estação de superfície deverá poder tarifar as cavernas que serve em função do volume utilizável de cada uma para permitir o acesso às redes.

Mantém-se a consideração das actividades de injeção e extracção já preconizadas na regulamentação como custo variável com base na solução proposta pelo RT.

#### **6.6. Armazenamento subterrâneo - Variáveis de facturação**

A operação da estação de gás implica custos significativos de prontidão que não se reflectem no tarifário e que terão de ser considerados no âmbito dos regulamentos de operação para que os custos incorridos sejam correctamente transmitidos ao utilizador. Parece excessivo nesta fase apresentar "drivers" de custos para estas naturezas de custos variáveis contudo no curto prazo deverão ser definidos processos de facturação específica destes custos.

#### **6.7. Armazenamento subterrâneo - Contratação**

Considera-se importante possibilitar que os utilizadores das instalações de armazenamento subterrâneo possam reservar espaço para acomodar a energia que pretendem utilizar o que facilitará a programação da operação das instalações de armazenagem. Este procedimento poderá ser enquadrado nos manuais de procedimentos a implementar.

## 6.8. Terminal de recepção armazenamento e regaseificação - Estrutura da Tarifa de Uso

### Terminal GNL

Considera-se a estrutura tarifária preconizada no RT para o terminal de recepção armazenagem e regaseificação de GN é inadequada ao seu funcionamento eficiente e susceptível de ser permeável a abusos que não consideramos passíveis de serem resolvidos apenas com recurso aos manuais operativos.

Lembra-se que o papel do terminal no SNGN não tem paralelo em termos europeus. Trata-se de um país onde mais de 50% dos volumes programados se destinam à alimentação de um número reduzido de centrais eléctricas elas próprias sujeitas às flutuações do mercado ibérico de electricidade, introduzindo um nível elevado de incerteza nos consumos semanais. Estas condições particulares levam a que se devam definir normas de utilização e tarifas fortemente desincentivadoras da alteração da programação de navios e que assegurem os meios essenciais para a operação segura do SNGN, possibilitando aos utilizadores os meios necessários para viabilizar o uso eficiente das infra-estruturas.

Entendem-se assim como objectivos do tarifário entre outros:

- Reflectir os custos dos diferentes serviços prestados no Terminal;
- Promover a eficiente utilização desta infra-estrutura por forma a otimizar o seu contributo para uma eficiente prestação do SNGN;
- Contribuir para que o Terminal de GNL seja um instrumento na garantia de abastecimento e uma oportunidade para a fomentar o acesso ao SNGN.

Enquanto o primeiro objectivo está devidamente assegurado na proposta, a prossecução dos dois restantes implica um ajuste na estrutura tarifária proposta no RT.

Sendo uma estrutura essencial, deve ser utilizada no sentido de maximizar o seu papel no âmbito do SNGN de modo a, em cada momento, permitir pelo menos importar a quantidade de GNL possível para cobrir as necessidades do SNGN.

O incentivo fundamental deve ser no sentido de maximizar o uso do terminal. Tem por isso de ser protegido o interesse do terminal em incentivar a emissão anual da maior quantidade de gás possível. A tarifa de uso do terminal deve reflectir o equilíbrio do uso da armazenagem operacional do tempo de permanência do gás e do uso da capacidade de regaseificação. Este equilíbrio exige que a ligação entre as diferentes fases do processo não podendo ser vendida em separado no que se considerar a relação desejável entre emissão e armazenagem.

Normalmente e por princípio, deve incluir-se na tarifa de regaseificação, o custo de armazenamento inerente ao funcionamento normal do terminal se o seu caudal de emissão for o óptimo com a folga habitual para a variabilidade das previsões de chegada dos navios.

A apresentação de preços separados para armazenamento e regaseificação leva a que em caso de necessidade do utilizador, este possa optar por deixar o seu gás tanto tempo quanto o valor de armazenamento permitir.

Para evitar este risco, deve ser definido pelo Operador do Terminal em conjunto com a Gestão Técnica Global do Sistema, o período de armazenagem adequado à utilização do Terminal em condições eficientes na óptica do SNGN.

A permanência do gás no Terminal, para além desse período, deve ter um custo complementar de armazenamento mas apenas se ficar garantida a capacidade para descarga da próxima carga programada por forma a desincentivar a sobre-utilização da armazenagem no Terminal com prejuízo da sua capacidade de recepção e emissão.

Desta forma, optimizando a relação entre armazenagem e capacidade de emissão do Terminal, estimula-se o cumprimento das programações estabelecidas, evitando transtornos nas descargas subsequentes, e consegue-se também uma optimização do custo unitário de utilização face à proposta actual.

Assim, a tarifa de regaseificação deverá reflectir um custo de armazenagem operacional pelo período de tempo inerente ao eficiente funcionamento do Terminal e a tarifa de armazenagem reflectirá os custos para além deste período.

Esta lógica de funcionamento está implementada em vários países destacando-se o exemplo Belga.

#### **6.9. Terminal de recepção armazenamento e regaseificação - Variáveis de facturação**

- Recepção e descarga de um navio (preço fixo por navio)
- Armazenagem:
  - Básica: Considera o navio de dimensão típica considerando correcção proporcional para navios menores e maiores que o de referência.
  - – Flexibilidade: Armazenagem disponível acima do valor da básica.
- Emissão: Capacidade em energia emitida por dia.
- Carga por camião.

Devem ser desenvolvidos preços para os diversos serviços específicos a pedido dos utilizadores no âmbito da utilização do terminal.

## 7. CONCLUSÕES

### 7.1. Especificidades do sector do gás natural

A proposta regulamentar do gás natural em análise evidencia uma excessiva aproximação das soluções já adoptadas pela ERSE na regulamentação do sector eléctrico, nem sempre adequadas às especificidades do sector do gás natural.

### 7.2. Complexidade dos regulamentos propostos

A proposta regulamentar do gás natural em análise evidencia uma excessiva complexidade face à necessária transparência e facilidade de entendimento por parte dos utilizadores .

### 7.3. Progressividade da regulamentação

A publicação deste conjunto de regulamentos irá lançar as bases de reorganização do funcionamento de todo o sector do gás natural em Portugal, pelo que se considera necessário adoptar a máxima prudência na evolução do corpo regulamentar a desenvolver, acomodando a complexidade de forma gradual em linha com as exigências crescentes da abertura de mercado

Para 2007, ano de abertura do mercado electroprodutor, a operação do sistema poderá facilmente ser garantida com um conjunto simplificado de regras, sem prejuízo, quer da qualidade do serviço prestado, quer da implementação progressiva e ponderada da diversa regulamentação.

### 7.4. Equilíbrio económico-financeiro das concessões

A ERSE propõe que o reconhecimento tarifário dos custos de investimento das várias infra-estruturas concessionadas seja efectuado através de uma tarifa média constante ao longo de todo o período de concessão (40 anos).

Esta opção teria como consequência um significativo atraso temporal no reconhecimento tarifário do efectivo custo do capital, dando origem a importantes “desvios tarifários”, cuja recuperação se estenderia por mais de 30 anos.

A proposta da ERSE, nesta matéria, poderá mesmo pôr em causa a viabilidade económica de algumas infra-estruturas, pelo que teria de ser previamente demonstrada a possibilidade de manutenção do equilíbrio económico-financeiro das correspondentes concessões.