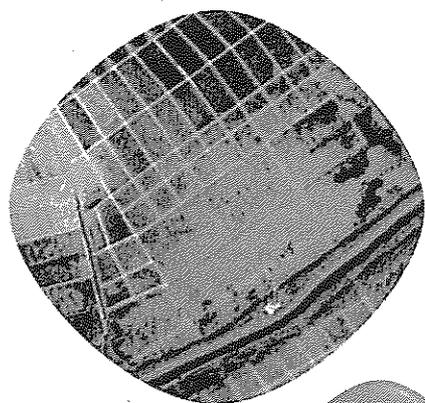


**Comentários Preliminares  
da Transgás a propósito  
da "Proposta de  
Regulamentação do  
Sector do Gás Natural" e  
Respostas às Questões  
Formuladas pela ERSE**



**galp** transgás  
energia

## ÍNDICE

1 ENQUADRAMENTO	4
2 CONSIDERAÇÕES GERAIS	5
2.1 PARTICIPAÇÃO DA TRANSGÁS NA PREPARAÇÃO DA LIBERALIZAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL	5
2.2 IMPORTÂNCIA DO CONTRATO DE CONCESSÃO CELEBRADO COM O ESTADO PORTUGUÊS	6
2.3 DEFESA DO MERCADO EMERGENTE E ENQUADRAMENTO IBÉRICO	7
3 QUESTÕES FUNDAMENTAIS	8
3.1 INTRODUÇÃO	8
3.2 QUESTÕES PRINCIPAIS	11
3.3 REGULAÇÃO DA ARMAZENAGEM	13
3.4 CONTRATOS DE LONGO PRAZO	15
3.5 CRIAÇÃO DE UM HUB PORTUGUÊS EM SINES	16
3.6 RESERVA DE CAPACIDADE	16
3.7 PROGRESSIVIDADE NA ABERTURA DO MERCADO	17
3.8 RENTABILIDADE CONTRATADA	19
3.9 GASODUTOS DE TRÂNSITO INTERNACIONAL	20
3.10 DETERMINAÇÃO DO RAB	21
4 RESPOSTAS ÀS PERGUNTAS DA ERSE	22
5 CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO	22
5.1 ACTIVIDADES EM CONCORRÊNCIA	22
5.2 ACTIVIDADES REGULADAS	24
6 ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS	29
6.1 CONDIÇÕES DIREITOS E OBRIGAÇÕES	29

6.2 DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS	32
6.3 INFORMAÇÃO DE ACESSO - CARACTERIZAÇÃO E CAPACIDADE	34
7. RELACIONAMENTO COMERCIAL	34
7.1 IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL	34
7.2 PRODUTORES DE ELECTRICIDADE	35
7.3 DISTRIBUIDORES REGIONAIS DE GÁS NATURAL	35
7.4 CLIENTES	36
7.5 UNIDADES	43
8 QUALIDADE DE SERVIÇO	43
8.1 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA	43
8.2 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL	46
9 TARIFAS	47
9.1 TARIFAS REGULADAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS	47
9.2 ASPECTOS CONCEPTUAIS DAS TARIFAS REGULADAS	47
9.3 ANÁLISE INTEGRADA DO SISTEMA TARIFÁRIO	48
10 INFORMAÇÃO	48
10.1 PARA REGULAÇÃO	48
10.2 PARA OS CLIENTES	49
10.3 PARTICIPAÇÃO DOS CONSUMIDORES	49
11 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS	50

## 1 ENQUADRAMENTO

O documento "Anúncio de Proposta de Regulamentação", sobre o qual passamos a pronunciar-nos, constitui, nos termos do ofício de 29 de Janeiro de 2004, que a ERSE enviou à Transgás, uma contribuição da Entidade Reguladora para a "preparação da liberalização do sector" e para o "fomento da concorrência de modo a melhorar a eficiência das actividades sujeitas à sua regulação".

É, portanto, propósito do citado documento, conforme referido no mesmo ofício, a recolha junto de um conjunto de entidades interessadas, de respostas a "questões preliminares" com o intuito da elaboração de propostas de regulamento que serão subsequentemente sujeitas a consulta pública, nos termos previstos no artigo 23º dos estatutos da ERSE.

Ora, atendendo a que o Governo ainda não adoptou as acções legislativas pertinentes, designadamente as respeitantes à transposição da Directiva 2003/55/CE, a Transgás encara a presente iniciativa da ERSE – muito meritória, aliás – como uma auscultação destinada a proporcionar um melhor conhecimento do Sector e das expectativas dos seus múltiplos agentes e como acto preparatório do subsequente procedimento prévio para efeitos de futura regulamentação.

Foi neste contexto e animada, como sempre, do melhor espírito de colaboração, que a Transgás analisou, detidamente, o documento "Anúncio de Proposta de Regulamentação" e, para além de ter preparado, na parte que lhe correspondia, as respostas às perguntas explicitamente colocadas pela ERSE ao longo do texto, identificou e comentou um conjunto de questões de fundo e de medidas que se admite vir a concretizar. Note-se que estas últimas, por força da sua natureza estruturante do futuro mercado português ou ibérico de gás natural, não dispensam nem a acção legislativa do Governo, nem um prévio debate aprofundado entre as empresas do sector e as autoridades competentes, a ERSE em particular.

As posições que a Transgás transmite através deste seu documento surgem, pois, como resposta ao pedido concreto da ERSE no sentido da apresentação de comentários ao "Anúncio de Proposta de Regulamentação" até ao dia 15 de Março e terão de ser necessariamente complementadas por novos elementos ou comentários a formular quer no diálogo presencial que este documento não deixará de suscitar, quer no âmbito da consulta pública que ainda deverá ser desencadeada para apreciação da proposta final de regulamento que venha a resultar deste processo ainda preliminar e informal.

Finalmente, importa salientar que para uma correcta percepção das posições da Transgás a respeito destas matérias é indispensável analisar o presente documento como um todo devendo conseqüentemente a leitura das múltiplas respostas concretas ser feita à luz deste enquadramento e das considerações gerais e questões fundamentais que se seguem.

## 2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

### 2.1 PARTICIPAÇÃO DA TRANSGÁS NA PREPARAÇÃO DA LIBERALIZAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL

A definição e o desenvolvimento de um processo criterioso e equilibrado de liberalização do sector do gás natural são, na óptica da Transgás - e, certamente, também na perspectiva da ERSE - requisitos fundamentais para a garantia da futura competitividade e, importa dizê-lo desde já, para a própria viabilidade de um sector português do gás natural. Também por isso, a Transgás não pode deixar de partilhar com a ERSE o interesse em que o processo de liberalização decorra de uma forma transparente e harmoniosa e que resulte num quadro final capaz de traduzir um equilíbrio justo e equitativo entre os direitos e as obrigações reconhecidos a cada uma das diversas entidades interessadas.

Nesse sentido, aliás, esta Empresa, animada do melhor espírito de colaboração, jamais se furtou a apoiar a ERSE, nomeadamente através da prestação de todas as informações e esclarecimentos que lhe foram solicitados acerca do funcionamento actual do sector, o que ocorreu sempre de uma forma aberta e sem reservas.

Devido à posição de relevância que alcançou no sector, pelo papel que teve na sua criação e estabelecimento e pelo conhecimento que tem do negócio, tanto na sua vertente estratégica e comercial como na técnica e operacional, e também pelas obrigações de serviço público decorrentes do contrato de concessão celebrado com o Estado Português, a Transgás encontra-se numa posição única para dar um contributo verdadeiramente fundamental para a obtenção dos objectivos acima referidos. A ERSE não terá, por certo, qualquer pejo em reconhecer esta realidade e em agir em conformidade.

Nestas circunstâncias, e dada a complexidade dos aspectos da indústria do gás natural que estão em jogo e as consequências futuras das conclusões a que se venha a chegar a propósito dos assuntos cuja discussão agora se inicia, a Transgás ousa pensar que a regulação da indústria do gás natural, em Portugal, terá tudo a ganhar se, sem exclusão de ninguém, passar por uma discussão directa do seu formato, vantagens e riscos, com as empresas que estejam, de facto, em condições de dar uma contribuição fundamental para o processo. Entendemos, por isso, que a Transgás e as restantes empresas concessionárias devem ter a possibilidade de, em reuniões de trabalho expressamente convocadas para o efeito, discutir estas matérias directamente com a ERSE e com outras autoridades com competência na matéria (nomeadamente o Estado enquanto Concedente), sem prejuízo, obviamente, das atribuições de que estas tenham sido legalmente incumbidas.

Foi este, por razões compreensíveis, o figurino adoptado em todos os países onde semelhantes processos de abertura se realizaram, cabendo às empresas mais relevantes do sector um papel da maior importância na discussão das modalidades de desenvolvimento desses processos, o que aliás potenciou o papel das entidades de regulação envolvidas.

Compreender-se-á, à luz destas experiências internacionais, que um processo de regulação em que o papel da Transgás fosse apenas o de proceder ao comentário, por escrito, de documentos emitidos pela Entidade Reguladora, sem qualquer possibilidade de debate ou análise conjunta, em busca das melhores soluções para o sector e para o País, dificilmente poderia atingir os seus objectivos - incluindo o da livre e sã concorrência - da forma justa e equilibrada que todos ambicionamos.

Nesta justa medida a Transgás, ciente das vantagens de um processo conduzido com respeito pela sua larga experiência na indústria, sente-se legitimada a solicitar que a ERSE, pelos meios ao dispor e sem prejuízo da futura consulta pública, se predisponha a estabelecer um diálogo sistemático, franco e aberto, de acordo com um calendário pré-definido que permita cumprir os prazos de regulamentação do sector.

## 2.2 IMPORTÂNCIA DO CONTRATO DE CONCESSÃO CELEBRADO COM O ESTADO PORTUGUÊS

Acresce ao exposto no ponto anterior que a actividade da Transgás é exercida ao abrigo de um contrato de concessão com o Estado Português, o que, por comparação com o sucedido no caso de outras operadoras, não pode deixar de reclamar ainda mais atenção e cuidados por parte da Entidade Reguladora.

Com efeito o respeito e a salvaguarda do equilíbrio contratual da Concessão constituem expressa missão estatutária da ERSE, por via do disposto no nº 2 do artigo 1º e no nº 3b do artigo 3º.

Parecem ressaltar de algumas passagens do "Anúncio de Proposta de Regulamentação" diversas considerações em que aspectos nucleares do contrato de concessão, ou da actividade desenvolvida pela Transgás para cumprimento das suas obrigações contratuais, são postos em causa de forma autónoma, sem considerar o enquadramento e o balanço de direitos e deveres consagrados no referido contrato, na sua globalidade.

Admite-se que tais considerações sejam fruto de uma primeira análise conceptual, e porventura genérica, próprias de um documento preliminar como aquele que a ERSE submeteu a apreciação. No entanto, não será de mais salientar a importância do contrato de Concessão, as obrigações que dele decorrem para o Estado Português e, em consequência, as circunstâncias específicas que não podem deixar de rodear o exercício de regulação do sector do gás natural.

Com efeito, importa minimizar, na medida do possível, os impactos resultantes das medidas de abertura do mercado e as suas consequências negativas sobre o equilíbrio do contrato de concessão, as quais dariam, automaticamente, origem a direitos compensatórios para as empresas afectadas, direitos estes que frequentemente introduzem distorções no mercado.

Como se sabe a Transgás operou desde a sua criação num ambiente "regulado" por esse contrato. Este ambiente não desaparecerá imediatamente e de uma forma total com o início da abertura do mercado, uma vez que a Transgás manterá necessariamente uma actividade concessionada nos segmentos ainda não liberalizados. Compreender-se-á, por isso, que a Transgás não possa manifestar a sua concordância quanto a uma futura regulação em moldes que a impossibilitem de dar cumprimento às suas obrigações decorrentes do contrato de concessão.

De qualquer modo, a Transgás está certa de que isso não acontecerá, quer porque a tanto obstam as próprias atribuições da ERSE neste domínio, quer porque certas reflexões do "Anúncio de Proposta de Regulamentação", que adiante se comentam por não considerarem devidamente o enquadramento contratual da concessão, poderão ser esclarecidas e ultrapassadas, seja na fase de debate preliminar que agora se inicia seja, mais tarde, na fase de debate público perante uma proposta de regulamentação mais definitiva.

### 2.3 DEFESA DO MERCADO EMERGENTE E ENQUADRAMENTO IBÉRICO

O estatuto de mercado emergente está perfeitamente tipificado e reconhecido na legislação comunitária sobre mercados energéticos, tendo a Comissão Europeia decidido, e bem, pela concessão das protecções que considerou adequadas aos países cujos mercados gasistas reunissem as condições necessárias ao reconhecimento desse estatuto.

Tal é, sem sombra de dúvida, o caso de Portugal.

O facto de o Governo - considerando o sucesso alcançado na introdução do gás natural, o qual foi muito para além das expectativas iniciais - ter decidido, numa medida de política económica integrada no âmbito mais lato de criação do mercado ibérico de electricidade, antecipar, para o segmento específico dos electroprodutores, a data de abertura do mercado de gás natural, prescindindo, portanto, e apenas neste ponto, da faculdade de derrogação que a legislação comunitária lhe conferia, não implica que as restantes protecções a um mercado emergente como o nosso não se mantenham. Pelo contrário, o que daí decorre, como adiante se desenvolverá, é a necessidade de um mecanismo de gradual abertura de mercado e, logo, "uma progressiva adaptação do enquadramento regulatório ao desenvolvimento do sector", conforme se prevê, aliás, no artigo 3º dos estatutos da ERSE.

Esta atitude de prudência perante a necessidade de abertura do mercado é tanto mais digna de aplauso quanto é certo que a liberalização implicará, inevitavelmente, um processo de "iberização" do mercado português, em que os operadores nacionais se verão confrontados, de imediato, com a necessidade de competirem com operadores de muito maior dimensão, possuindo maiores carteiras de aprovisionamento e oriundos de um mercado muito mais maduro (algo que as próprias normas comunitárias procuram evitar).

Esta perspectiva ibérica quando se fala da liberalização, ainda que parcial, do mercado português é fundamental para uma análise criteriosa acerca das medidas adequadas para proceder à abertura do mercado nacional sem se correr o risco de colocar os agentes nacionais – nomeadamente a Transgás – na situação de serem injustamente penalizados face a operadores internacionais seus concorrentes os quais, se artificialmente colocados em posição de vantagem, não deixarão certamente de aproveitar a oportunidade que um processo de liberalização, em tais moldes, representa.

O documento “Anúncio de Proposta de Regulamentação” nem sempre parece dar a necessária relevância a esta potencial “distorção da concorrência” e à desvantagem que a mesma pode encerrar para os operadores nacionais e para o próprio mercado, pelo que, mesmo tratando-se de um texto preliminar, deveria também ser revisto à luz desta preocupação.

Agir de outro modo equivaleria a dar preferência a opções que poderiam fazer sentido na abertura de um mercado isolado, mas que no caso português criariam, por certo, uma situação de grave distorção da concorrência e, no limite, colocariam em perigo a própria sobrevivência do sector gasista nacional.

### **3 QUESTÕES FUNDAMENTAIS**

#### **3.1 INTRODUÇÃO**

Nesta parte do documento são identificados aspectos que a Transgás considera fundamentais no processo de abertura e regulação sobre o qual a proposta da ERSE se debruça.

As considerações aqui formuladas baseiam-se no princípio da optimização da posição da actual concessionária, no respeito do equilíbrio economico-contratual da concessão, no estrito cumprimento da Directiva 2003/55/CE a ser transposta para o Direito Português até 1 de Julho de 2004, considerando, ainda, a provável integração ibérica dos dois sistemas (compatibilização com o modelo espanhol) sem prejuízo das particularidades do sistema gasista nacional.

Os principais comentários podem dividir-se em três áreas de análise:

#### **1. Aprovisionamento e Mercados**

- **Obrigações de “take-or-pay”:** Não resulta evidente, na abordagem da Proposta de Regulação, que a defesa das obrigações decorrentes das cláusulas de “take-or-pay” (inevitáveis por serem características estruturantes do mercado) dos contratos de aprovisionamento existentes, esteja (quando deveria estar) totalmente garantida, apesar de tal estar previsto na própria Directiva Comunitária, e em termos que são independentes da data de celebração dos referidos contratos.

Note-se ainda que, contrariamente ao que é referido na Proposta de Regulação apresentada, e a exemplo do contrato celebrado com a Sonatrach, também os contratos celebrados com a NLNG (fornecedor Nigeriano) são anteriores à transposição para o Direito Português da primeira Directiva Comunitária do gás, que ocorreu em 2001.

- **Contratos Eléctricos existentes:** Parece que a visão da ERSE, uma vez aberto o mercado para o segmento eléctrico a partir de 1 de Julho de 2004, levaria à resolução total dos actuais contratos de venda a este segmento. No entanto, utilizando os argumentos da própria ERSE, lembra-se que o Contrato de Fornecimento de Gás com a TER foi negociado bilateralmente após 2001 (mais concretamente no ano 2003), com a livre aceitação, por parte do cliente, do respectivo nível de "take-or-pay". Este contrato deverá, por isso, manter-se em vigor na sua totalidade. Relativamente ao contrato tripartido (Turbogás-REN-Transgás), e no caso de o mesmo ser resolvido em consequência das alterações de enquadramento a que estarão sujeitas as centrais vinculadas ao SEP, deverá ser garantida à Transgás, em futura negociação, a manutenção do nível de "take-or-pay" e do equilíbrio económico-financeiro actuais.
- **Faseamento da abertura do mercado:** Conforme o estabelecido na Resolução do Conselho de Ministros Nº 68/2003, a Transgás assumiu na sua análise que a abertura do mercado, exceptuando os clientes electroprodutores, seguirá o estabelecido na Directiva Nº 2003/55/CE para os segmentos da distribuição e indústria (tradicional e cogeração) no que respeita à abertura dos mercados emergentes.
- **Segmento industrial:** Constata-se que a ERSE considera que todo o mercado industrial, independentemente da dimensão de cada cliente, seria abastecido pelas distribuidoras. Faz-se, todavia, notar que, tal como resulta do Contrato de Concessão celebrado pela Transgás, os clientes com um consumo individual anual superior a 2 milhões de m<sup>3</sup> são mercado directo da mesma. Salienta-se, para além disso, que nos mercados já liberalizados ou em processo de abertura, é permitido o fornecimento de forma directa a estes clientes, não sendo necessária a sua inclusão numa rede de distribuição. Assim, a exemplo do sucedido no mercado espanhol, quer a actual concessionária, quer as futuras "comercializadoras" deverão ter acesso a este mercado aquando da sua abertura.

- **Contratos "spot":** Nas condições actuais não parece credível que a garantia de abastecimento do mercado gasista nacional e da própria sustentabilidade dos preços, possa depender, significativamente, do recurso ao mercado "spot".
- **Acesso aos Gasodutos a Montante:** Tendo em atenção, entre outros, os limites impostos nos Estatutos da ERSE, considera-se que os gasodutos a montante do sistema nacional, dedicados ao trânsito internacional, devem considerar-se fora do âmbito da regulação, à semelhança, aliás, do que foi assumido pelas entidades reguladoras gasistas europeias (nomeadamente no caso espanhol). Acresce que os contratos de trânsito a montante do Sistema Nacional de Transporte estão intimamente ligados ao contrato de aprovisionamento celebrado com a Sonatrach e dele não podem ser desligados sem um gravíssimo impacto no equilíbrio económico da Transgás.

## **2. Sistema de gás**

- **Ramais de ligação:** A exemplo do comentário anterior sobre o Segmento Industrial, a questão da propriedade destes ramais depende da dimensão de cada consumidor. Assim, quer a propriedade, quer a operação dos ramais de ligação deverá ser objecto de discussão mais alargada. Em particular, dever-se-á prever uma evolução dos acordos de utilização de infra-estruturas que permita que, num futuro quadro liberalizado, clientes com semelhantes condições de ligação e utilização das redes não sejam discriminados por serem fornecidos pelas distribuidoras ou pela entidade comercializadora que resultar da separação da Transgás. Do mesmo modo, os ramais de ligação em média pressão que sejam propriedade da Transgás, deverão ser objecto de tratamento adequado, que reconheça a especificidade e os custos deste modo de ligação. Tal poderá ser feito através de tarifa de transporte, específica, aditiva ao transporte de alta pressão.
- **Criação de um "Hub" em Portugal:** A Transgás concorda com as oportunidades que podem decorrer da criação de um "hub". No entanto, salienta-se que, tal como referido mais adiante, deverão ser as condições de mercado a conduzir à criação de um "hub", estrutura comercial por excelência, o que habitualmente ocorre num âmbito mais alargado (por exemplo, a nível ibérico).

## **3. De ordem económica e financeira**

- **Política de Subsídios:** No que respeita à política de subsídios parece existir uma incoerência na Proposta uma vez que se os subsídios são retirados para o cálculo do RAB, também não deverão ser considerados para a definição da taxa de rentabilidade regulada. Para efeitos do cálculo do RAB, e se os subsídios foram deduzidos, apenas devem ser considerados montantes efectivamente recebidos, tendo-se em consideração as datas em que tais recebimentos efectivamente ocorreram.
- **Rentabilidade:** De entre as hipóteses apresentadas na Proposta de Regulação, e não havendo uma sugestão clara por parte da ERSE, sugere-se uma regulação baseada em custos (ao invés de preços máximos), tendo em conta as características específicas do sector gasista nacional, com recurso a capital intensivo, e o seu carácter emergente.

### 3.2 QUESTÕES PRINCIPAIS

#### 3.2.1 EVOLUÇÃO DOS CAE'S E IMPACTO NOS CONTRATOS DE APROVISIONAMENTO

Os contratos de fornecimento de gás natural (GN) actualmente existentes, celebrados entre a Transgás e os clientes do Sector Eléctrico, são contratos de longo prazo. A sua duração é de 25 anos no caso da Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro, CCCTO (até Março de 2024, salvo prorrogação) e de 12 anos a contar da data de entrada em operação comercial do último grupo da central, no caso da Central Termoeléctrica do Ribatejo, CRJ (eventualmente até 2018).

No caso da CCCTO, central vinculada ao Sistema Eléctrico Público (SEP), o fornecimento de GN decorre, na realidade, do estabelecido em três contratos, a saber: (1) Contrato celebrado entre a Transgás e a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), designado por “Acordo de Gestão de Consumos” (AGC) segundo o qual a REN se obriga a dar ordens de despacho à CCCTO por forma a que esta consuma um “take-or-pay” (TOP) anual de mil milhões de m<sup>3</sup> (1 bcm); (2) Contrato celebrado entre a Transgás e a Turbogás – Produtora Energética S.A. (Turbogás), proprietária da central, designado por “Gas Supply Agreement” (GSA), segundo o qual esta se obriga a pagar o GN despachado e consumido; (3) Contrato celebrado entre a Turbogás e a REN, designado por “Power Purchase Agreement” (PPA) (equivalente em português a “Contrato de Aquisição de Energia” – CAE), que estabelece as condições de compra e venda da electricidade produzida pela Central.

No caso da CRJ, central a funcionar no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), o fornecimento de GN é efectuado com base num único contrato celebrado entre a Transgás e a entidade responsável pela gestão da produção de electricidade

naquela central, a EDP – Gestão da Produção de Energia S.A (EDP - Produção), designado por “Contrato de Fornecimento de GN à CRJ”. Com base neste contrato, a EDP – Produção obriga-se a consumir anualmente em regime de “take-or-pay” (TOP) 400 milhões de m<sup>3</sup> por cada grupo em funcionamento.

A partir de 1 de Julho de 2004, data prevista para a liberalização do mercado do gás natural para os clientes do sector eléctrico, conforme estabelecido nas Resoluções do Conselho de Ministros nº 63/2003 de 28 de Abril e nº 68/2003 de 10 de Maio, as obrigações decorrentes dos contratos actualmente existentes, relativas ao fornecimento de GN às centrais termoeléctricas, mantêm-se.

Entre elas as obrigações de TOP, as quais totalizam, em 2004, 1,4 bcm. Este valor aumentará para 2,2 bcm a partir do momento em que a CRJ tenha três grupos em operação comercial.

As referidas Resoluções do Conselho de Ministros estabelecem, por outro lado, que o sector eléctrico deverá sofrer as alterações necessárias ao arranque e funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), com data de início prevista para 20 de Abril de 2004. Neste âmbito, e nos termos do Decreto – Lei nº 185/2003, de 20 de Agosto, os CAE’s celebrados entre a REN e os produtores vinculados, como é o caso da CCCTO, cessam, “sendo os produtores ressarcidos através de mecanismos destinados a manter o equilíbrio contratual subjacente ao respectivo CAE, designados por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC)”.

Nestas circunstâncias, o esquema contratual tripartido acima apresentado, que regula actualmente o fornecimento de GN à CCCTO, será forçosamente eliminado, uma vez que a REN, ao desvincular-se do PPA (ou CAE) com a Turbogás, não poderá continuar a assumir as suas obrigações de TOP para com a Transgás. Esta alteração terá de originar uma nova relação contratual directa entre a Transgás e a Turbogás, mediante a qual esta empresa passe a assumir as actuais obrigações de TOP e condições comerciais equivalentes às do actual contrato, através da negociação prévia de alterações ao actual GSA.

Salienta-se que estas alterações não são de molde a colocar entraves à liberalização do mercado do GN, dado que, a partir de 1 de Julho de 2004, os produtores eléctricos poderão recorrer livremente a fornecedores alternativos de GN para aquisição de quantidades adicionais acima das actuais obrigações de TOP, uma vez que estas não esgotam a sua capacidade total de produção.

De facto, comparando a capacidade máxima diária de produção de cada uma das centrais existentes com os respectivos TOP, tendo em conta as condições estabelecidas nos contratos, obtemos uma modulação de 5.716 horas, no caso da CCCTO e de 5.714 horas, no caso da CRJ. Ambas as modulações podem ser consideradas bastante competitivas se utilizarmos como *benchmark* as condições de fornecimento contratadas por centrais de ciclo combinado instaladas em Espanha. Para além disso, em ambos os casos as modulações representam uma disponibilidade anual de cerca de 65%, bastante baixa se tivermos em consideração que, no caso da CCCTO, esta está contratualmente obrigada a uma disponibilidade

anual de 92%, tendo vindo a atingir valores da ordem dos 95% desde a sua entrada em operação.

Deve, pois, concluir-se, sem margem para dúvidas, que estas modulações podem ser facilmente ultrapassadas, deixando espaço para a negociação em mercado aberto e a eventual contratação a fornecedores alternativos de quantidades apreciáveis de GN (cerca de 1 bcm no conjunto das duas centrais).

Para além disso, e como é evidente, todos os novos projectos de produção de electricidade a partir do GN, que se venham a desenvolver em Portugal terão liberdade de escolha de fornecedor.

Outro aspecto importante é o facto de que as centrais actuais e os novos projectos que optem pela contratação de GN a fornecedores alternativos (para quantidades adicionais aos compromissos actuais, no caso das centrais existentes) poderão, livremente e sem restrições, contratar o transporte dessas quantidades de GN uma vez que o sistema nacional de transporte dispõe de capacidade disponível.

Cabe, ainda, referir que as futuras negociações entre a Transgás e a Turbogás, na sequência da eliminação do actual esquema contratual tripartido, poderão conduzir a uma redução do nível de TOP a contratualizar face ao actualmente assumido pela REN.

Neste caso, tendo em conta quer a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro da concessão, quer o facto de o fornecimento de GN à CCCTO estar associado a contratos de aprovisionamento que gozam de protecção legal ao TOP, será indispensável o recurso a soluções alternativas destinadas tanto a minimizar a exposição da Transgás ao risco de TOP junto dos seus fornecedores, como a garantir o nível de receitas contratualmente assegurado e, logo a manutenção do equilíbrio contratual da Empresa, à semelhança do que foi estabelecido para os produtores eléctricos, com a criação dos CMEC's.

### 3.3 REGULAÇÃO DA ARMAZENAGEM

O sistema de armazenagem subterrânea actualmente em construção no Carricho, será constituído por quatro cavernas com uma capacidade total de armazenagem de 325 milhões de m<sup>3</sup>. Destes, um volume de cerca de 125 milhões de m<sup>3</sup> será gás natural não utilizável, *cushion gas* (gás natural necessário à manutenção da integridade estrutural das cavernas), pelo que fica disponível para utilização uma capacidade total de 200 milhões de m<sup>3</sup>.

Esta armazenagem subterrânea deverá albergar a reserva estratégica estabelecida na cláusula 35ª do Contrato de Concessão, assinado entre a Transgás e o Estado Português em 14 de Outubro de 1993 e válido até Outubro de 2028, cujo volume ascende a 20 vezes a média diária dos consumos verificados no ano anterior, descontando os consumos interruptíveis e os relativos a uma capacidade máxima de produção de energia eléctrica utilizando GN de 900 MW. A eventual capacidade excedentária poderá ser utilizada como armazenagem operacional de GN.

Se considerarmos a evolução prevista para o consumo nacional de GN até 2007, período em que se prevê a entrada em cruzeiro do mercado nacional de GN, naquele ano o valor do consumo poderá atingir os 5,5 bcm (cenário médio da evolução estimada para o consumo nacional). Para aquele valor contribuiriam 2,6 bcm associados a centrais electroprodutoras (cerca de 1 bcm para a CCCTO, 1,2 bcm para a CRJ e 0,4 bcm para um novo grupo a desenvolver), 1 bcm relativo ao consumo de unidades de cogeração e cerca de 120 milhões de m<sup>3</sup> correspondentes ao consumo de clientes interruptíveis, isto considerando a manutenção dos consumos existentes em 2003.

Se ao aludido consumo anual de 5,5 bcm previsto em 2007 para o mercado total de GN descontarmos o valor de consumo associado à CCCTO, única que dispõe de armazenagem de combustível alternativo (destilado), e aos clientes interruptíveis, obtemos um valor de consumo para 20 dias de cerca de 240 milhões de m<sup>3</sup>, valor superior ao volume total disponível nas cavernas. Note-se que esta situação não implica, na óptica da concessão, um incumprimento dos níveis requeridos de armazenagem estratégica, uma vez que se deveria considerar ainda a contribuição para estes do "line-pack".

Se optássemos por descontar a totalidade das centrais termoeléctricas, para que ficassem em igualdade de circunstâncias face à CCCTO no que respeita ao nível tarifário aplicável e considerando que no âmbito do serviço público, em caso de falha no abastecimento ao país, o recurso à armazenagem deverá ser prioritariamente direccionado para o abastecimento do mercado doméstico e do industrial firme, obteríamos um valor de consumo para um período de 20 dias de aproximadamente 150 milhões de m<sup>3</sup>, valor que libertaria cerca de 50 milhões de m<sup>3</sup> de armazenagem que poderiam ser utilizados como armazenagem operacional de GN. Estas centrais poderiam, no entanto, optar por reservar capacidade na armazenagem subterrânea a título de armazenagem estratégica, até um valor limite a definir.

As infra-estruturas de armazenagem subterrânea deverão ser detidas e operadas por uma empresa independente do operador da rede de gasodutos, mas geridas de forma integrada pelo Gestor Técnico do Sistema (GTS), com base nos argumentos apresentados em seguida.

A Armazenagem Subterrânea contemplará três parcelas: (1) a Armazenagem Estratégica (obrigatória e não utilizável em condições normais de operação); (2) eventual Armazenagem Operacional (necessária para o Gestor Técnico do Sistema garantir, a todo o momento, a segurança do abastecimento) no caso de ser esta a opção mais económica que tenha acessível; (3) eventual Armazenagem Operacional facultada a qualquer utilizador para efeitos de balanceamento de curto ou longo prazo.

O acesso a estas infra-estruturas (incluindo o acesso à armazenagem estratégica) deverá ser aberto e pago pelos utilizadores, de acordo com o estabelecido em futuro Código de Rede, e na fracção correspondente ao seu mercado.

Dever-se-á ter em consideração que o GTS não é detentor de contratos de aprovisionamento com fornecedores externos (só terá acesso directo ao "line pack" nacional ou a quantidades que lhe sejam cedidas pelos utilizadores nos termos do futuro código de rede). Logo, o acesso à armazenagem operacional (também necessária) deverá ser negociado directamente entre o GTS e o operador da armazenagem ou alternativamente entre o GTS e comercializadores com capacidade para disponibilizarem as flexibilidades requeridas. O custo associado a estes serviços deverá ser reconhecido nos custos do sistema. Não foi considerada a possibilidade de existência de armazenagem estratégica ou operacional no Terminal de Sines, uma vez que a capacidade existente será totalmente alocada aos agentes ("shippers"/comercializadores) que importem GNL através daquela instalação.

Por fim, caberá totalmente ao operador da rede de transporte gerir o "linepack" associado ao sistema nacional, o qual deverá constituir parte do RAB e deverá ser detido na totalidade pelo futuro operador de rede.

### 3.4 CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Os contratos de aprovisionamento de gás natural celebrados pela Transgás com vista ao abastecimento do mercado nacional. TOP

Estes contratos expõem a Transgás ao risco de mercado, mas são a única forma ainda hoje disponível de contratação de GN fora do exíguo mercado "spot" e constituem, também, a única possibilidade de **assegurar o abastecimento** ao país, de forma estável e segura, em cumprimento das obrigações decorrentes do Contrato de Concessão. Esta limitação resulta, quer da localização geográfica do mercado nacional, quer das suas características estruturais nomeadamente, o facto de Portugal não ser um país produtor, ficando por isso sujeito às condições praticadas pelos fornecedores (normalmente externos à UE), quer, ainda, do facto de ser um mercado jovem, em fase de crescimento, no qual a esmagadora maioria dos contratos de fornecimento com clientes finais se efectua em regime firme, o que obriga a Transgás - como qualquer outro fornecedor - a deter uma base estável de aprovisionamento capaz de acompanhar e potenciar o progressivo crescimento dos consumos e o desenvolvimento das infra-estruturas de transporte associadas.

De facto, a própria União Europeia reconhece as vantagens dos contratos de longo prazo em regime de "take-or-pay", enquanto ferramentas estruturantes do desenvolvimento dos mercados e infra-estruturas associadas.

Por outro lado, as características do mercado nacional são incompatíveis com um abastecimento predominantemente baseado em contratos "spot". Os contratos deste tipo destinam-se, essencialmente, a colmatar picos de consumo, em períodos delimitados de tempo, e a potenciar negócios sazonais de compra e venda de GN ou GNL a preços bastante voláteis que podem sofrer elevadas oscilações, por

estarem sujeitos a especulação e a arbitragem, o que os torna incompatíveis com os contratos celebrados com os clientes nacionais.

### 3.5 CRIAÇÃO DE UM HUB PORTUGUÊS EM SINES

Em regra, o aparecimento de um "hub" num determinado local decorre de um fenómeno de organização espontânea e natural entre os vários agentes envolvidos - fornecedores, detentores das infra-estruturas, comercializadores, distribuidores e clientes - e pressupõe a existência de determinadas condições básicas, nomeadamente, de uma rede muito malhada onde confluem vários pontos de entrada (através de gasodutos internacionais e/ou terminais de GNL), bem como de saída (mercado com dimensão), que permitam o fácil acesso e o escoamento rápido, liquidez e dimensão da oferta e da procura. Pressupõe, ainda, um volume significativo de transacções "spot", regras claras e consolidadas de utilização do sistema de transporte e infra-estruturas associadas, e não dispensa um "código de rede" suficientemente desenvolvido e testado, facilidade e rapidez de acesso a outros mercados e um sistema financeiro associado.

O único "hub" com alguma expressão, na Europa Continental, localiza-se em Zeebrugge e desenvolveu-se num local de grande acessibilidade, onde se situam as entradas no continente do gasoduto proveniente do Reino Unido - "gas interconnector" - e de alguns dos gasodutos provenientes do Mar do Norte (Noruega) e onde existe uma rede malhada de gasodutos que se interligam com as redes de outros países Europeus, com capacidade de recepção de navios de GNL (terminal) e capacidade de armazenagem.

Neste contexto, tendo em consideração a localização geográfica de Portugal e as características específicas do seu sistema de transporte, não nos parece viável o desenvolvimento de um "hub" no nosso país, nomeadamente em Sines.

Não obstante, não é de excluir a criação de um "hub" a nível ibérico. Em tal hipótese Córdoba surge como um dos locais que, na opinião da Transgás, poderá reunir as condições necessárias, nomeadamente por força da ligação ao sistema português e das fontes de aprovisionamento a que está ligada.

### 3.6 RESERVA DE CAPACIDADE

A garantia da utilização eficiente da capacidade reservada pelos agentes depende do estabelecimento de regras claras quanto à reserva e utilização dessa capacidade. Para evitar a reserva de capacidade por parte de agentes que não pretendam utilizá-la na sua totalidade, deverão, entre outras, ser adoptadas as seguintes medidas:

- Permitir a reserva de capacidade apenas a agentes que demonstrem, simultaneamente, ter clientes contratados e ter aprovisionado o gás natural suficiente para o seu fornecimento;

- Exigir a apresentação de garantias bancárias relativas à totalidade do montante necessário para o pagamento da capacidade solicitada;
- Implementar um sistema tarifário adequado;
- Estabelecer o prazo mínimo de um ano para os contratos de reserva de capacidade.

No que respeita aos contratos de longo prazo em regime de "take-or-pay" actualmente existentes, o operador do transporte deverá conceder prioridade na reserva de capacidade ao detentor dos mesmos para o seu período de vigência (compromissos já assumidos).

Nos restantes casos, a reserva de capacidade deve ser atribuída apenas com base nos contratos de venda a clientes apresentados.

Em caso de troca de clientes entre agentes, a capacidade associada a cada cliente deve transitar para o agente que ficar responsável pelo seu fornecimento.

Assim, o conceito de reserva de capacidade estaria sempre ligado à existência de clientes finais. Desta forma, só o seu desaparecimento implicaria a não utilização da capacidade reservada.

Para o cabal funcionamento do sistema é indispensável que a anulação da reserva de capacidade efectuada por um determinado agente, a menos que esteja associada à falta de pagamento, seja precedida de um pré-aviso mínimo não inferior a seis meses, salvo por motivos de força maior.

Entende-se que o conceito de perda de reserva de capacidade não utilizada - "use it or loose it" - tenderá a ser mais aplicado em mercados com capacidade de acesso e transporte insuficientes o que não é o caso do mercado português (nem nas condições actuais de exploração do sistema de transporte, nem no futuro próximo, tendo em conta as previsões de evolução dos consumos e a capacidade máxima do sistema nacional de transporte). Em qualquer caso, se este princípio vier a ser adoptado pelo Sistema Nacional de Transporte de gás natural terão, obrigatoriamente, de ser acautelados os efeitos decorrentes dos contratos de fornecimento em vigor (i.e. deverá ser possível recuperar toda a capacidade cedida temporariamente no caso, por exemplo, de uma Central Térmica de 1 000 MW pedir para entrar no sistema com um pré-aviso de uma hora, como hoje sucede).

Deve notar-se, por último, que em caso de falta de capacidade por via da realização de vendas adicionais, o Gestor Técnico do Sistema (GTS) tem de ser incentivado a desenvolver novas infra-estruturas.

### 3.7 PROGRESSIVIDADE NA ABERTURA DO MERCADO

No uso das suas competências caberá à ERSE garantir a progressiva abertura do mercado, consagrada no Decreto - Lei nº14/2001, de 27 de Janeiro, que transpõe

para o normativo nacional a Directiva 98/30/CE, de 22 de Junho, do Parlamento Europeu, a qual, por seu turno, estabelece regras comuns para a concretização de mercados concorrenciais de gás natural, tanto nesta fase como quando se verificar a transposição da nova Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural.

De facto, apesar de o governo Português ter decidido antecipar o início do processo de abertura do mercado do GN, para os clientes electroprodutores a partir de Julho de 2004, importa notar, relativamente aos restantes clientes, que o artigo 14º do D.L. 14/2001 estabelece que a definição de clientes elegíveis se faz com observância do disposto na Directiva 98/30/CE.

Ora, a referida Directiva estabelece, nos nºs 3 e 4 do artigo 18º, que os Estados – Membros deverão tomar as medidas necessárias para assegurar que numa fase inicial de abertura do mercado, sejam considerados clientes elegíveis os necessários para garantir uma abertura de mercado de 20% do consumo total anual. A Directiva estabelece ainda que a abertura do mercado deverá ser faseada, promovendo-se uma abertura de pelo menos 28%, cinco anos após a respectiva entrada em vigor e de 33%, 10 anos após a mesma data.

Para além disso, no que se refere especificamente aos mercados emergentes, a Directiva estabelece no nº 7 do artigo 18º, que a abertura do mercado deverá ser efectuada de forma progressiva conforme definido para os restantes mercados. Na prática, isto significa que um país considerado emergente, como é o caso de Portugal (“ex-vi” do nº 24 do artigo 2º), tem a faculdade de derrogar a aplicação da Directiva (no caso português até Janeiro de 2008, nos termos do nº 7 do artigo 18º e do nº 2 do artigo 26º) abrindo, o seu mercado, de forma faseada, ao longo de um período de 10 anos.

Por outro lado, a Directiva 2003/55/CE estabelece que a abertura dos mercados deverá ser total a partir de 1 de Julho de 2007, de acordo com o estabelecido no nº 1 do artigo 23º, permitindo, no entanto, derrogações da aplicação deste artigo com base, nomeadamente, na circunstância de o mercado em questão ser considerado emergente. É esse, manifestamente, o caso de Portugal, que continua a ser considerado um mercado emergente nos termos do nº 31 do artigo 2º, sem prejuízo de ter prescindido desta prerrogativa no que concerne à abertura do mercado para os clientes electroprodutores, e apenas esses.

Convém ainda salientar que, ao abrigo destas duas Directivas, os Estados – Membros obrigados a efectuarem a sua aplicação imediata, por serem mercados já maduros, vão poder, ainda assim, efectuar a abertura progressiva dos seus mercados ao longo de um período de dez anos, entre 1998 e 2007, o que lhes permitirá uma adaptação faseada à nova realidade e às novas regras.

Acresce que, o Nº 3 do artigo 28º da nova Directiva 2003/55/CE prevê também a abertura progressiva dos mercados emergentes ou isolados, ao longo de um período de cinco anos, a partir da data em que termine a derrogação que lhes tenha sido atribuída.

Perante tudo o que antecede não se vislumbra qualquer motivo razoável para que Portugal desperdice “de motu próprio”, a possibilidade de realizar a abertura do seu mercado de forma progressiva e ao ritmo consentido pela U.E.

Importa referir que, tendo em conta as especificidades do mercado nacional de GN, mercado ainda jovem e em fase de crescimento no qual foram efectuados investimentos elevados ainda pouco amortizados, a abertura antecipada do mercado para todos os clientes, ao arrepio do previsto na Directiva para o caso dos mercados considerados emergentes, resultaria, possivelmente, num aumento dos preços, mormente ao nível do segmento doméstico, o qual se caracteriza por consumos específicos muito reduzidos (consequência, entre outras, da baixa apetência pelas soluções de climatização nas residências).

No entender da Transgás, mas numa óptica de estrita defesa dos interesses nacionais, o esquema a adoptar para concretizar a abertura do mercado português, ao abrigo da transposição da Directiva 2003/55/CE, deveria, obrigatoriamente, contemplar três fases distintas, a saber:

- Primeira Fase: Em Julho de 2004, com abertura do mercado para os Electroprodutores (representando mais de 50% do consumo nacional);
- Segunda Fase: Entre Janeiro de 2007 e Janeiro de 2009, com abertura do mercado para os clientes industriais (representando uma abertura global de cerca de 87% do mercado);
- Terceira Fase: Em Janeiro de 2012, com abertura para os clientes domésticos consoante a metodologia prevista no nº 3 do artigo 28º da Directiva em apreço.

De referir que este esquema de abertura representaria, ainda assim, uma antecipação de três anos no segmento de maior representatividade, face ao prazo de dez anos concedido aos demais Estados – Membros apesar de os mesmos contarem com mercados incomparavelmente mais maduros e desenvolvidos.

A Transgás não pode deixar de alertar, de forma veemente, para os riscos associados à abertura total e antecipada do mercado e para a consequente entrada de novos agentes no mercado nacional numa altura pouco propícia, os quais seriam sempre maiores do que as vantagens que se possa esperar obter em face de uma eventual reciprocidade no mercado Espanhol, numa óptica ibérica.

### 3.8 RENTABILIDADE CONTRATADA

No processo de transição de uma exclusividade garantida para níveis de liberalização crescentes, a rentabilidade prevista no Contrato de Concessão outorgado entre o Estado Português e a Transgás deverá ser escrupulosamente respeitada, caso contrário a concessionária terá de receber as contrapartidas adequadas.

Neste particular entende-se que, para minimizar o aparecimento de custos ociosos e/ou indemnizações, o sistema regulatório a desenvolver não poderá deixar de garantir o actual equilíbrio económico-financeiro da Concessão, nas suas vertentes de infra-estrutura e comercial.

Dever-se-á, nomeadamente, ter em conta o horizonte global da concessão e o facto de só agora, e face aos vultuosos investimentos desenvolvidos, os meios libertos pela actividade da Transgás apresentarem sinal positivo.

### 3.9 GASODUTOS DE TRÂNSITO INTERNACIONAL

A importação de gás natural proveniente do fornecedor Argelino, a Sonatrach, processa-se através de uma linha de gasodutos de trânsito internacional que se estende desde a fronteira Argelo – Marroquina até à entrada do sistema nacional em Campo Maior. Os referidos gasodutos estão localizados a montante do sistema nacional de transporte. Quanto ao gasoduto do Maghreb está implantado num país extra-comunitário pois estende-se ao longo do território marroquino até à fronteira espanhola.

De acordo com o previsto no Decreto – Lei nº 14/2001, de 27 de Janeiro, que transpõe para o direito nacional a Directiva 98/30/CE, a circulação de gás natural em infra-estruturas localizadas fora do território nacional deverá ser considerada trânsito e não transporte (vide alínea c do artigo 2º). Para além disso, estes gasodutos deverão ser considerados “gasodutos a montante”, não podendo ser considerados como parte integrante da “Rede de Transporte”, conforme definida no mesmo diploma (cfr. alínea l do artigo 2º).

Ora, de acordo com os estatutos da ERSE, anexos do Decreto - Lei nº 97/2002, de 12 de Abril, as competências regulatórias desta entidade abrangem o acesso às redes existentes em território nacional mas não se estendem – nem podiam estender – aos gasodutos localizados a montante.

Por outro lado, a nova Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho de 2003, revoga a Directiva 98/30/CE, com efeitos a partir do dia 1 de Julho de 2004, mas “sem prejuízo dos contratos celebrados nos termos do nº 1 do artigo 3º da Directiva 91/296/CEE, que continuarão a ser válidos e executados nos termos da referida Directiva”. Acresce que a Directiva 91/296/CEE, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes, estabelece no nº 1 do artigo 3º que “os contratos relativos a trânsitos de gás natural entre grandes redes serão negociados entre as entidades responsáveis pelas redes em questão e pela qualidade dos serviços assegurados e, eventualmente, com as entidades responsáveis pelas importações e exportações de gás natural nos Estados – Membros”.

Significa isto que os contratos existentes entre a Transgás (empresa actualmente integrada) e outras entidades relativamente aos gasodutos a montante, mantêm-se plenamente válidos, ao abrigo da nova Directiva 2003/55/CE (situação que, de

resto, já se verificou em Espanha aquando da abertura do mercado e relativamente aos mesmos gasodutos).

Como se sabe é a partir destes contratos que a Transgás assegura a capacidade necessária ao trânsito das quantidades de gás natural relativas ao seu contrato com o fornecedor Argelino Sonatrach, estando a restante capacidade disponível afecta ao transportador espanhol Enagás em Espanha, e à comercializadora "Gas Natural" em Marrocos. Neste contexto, a posição que resulta dos contratos em questão não pode deixar de ser assumida pela futura comercializadora que vier a resultar da separação da actual Transgás, enquanto Empresa ainda integrada.

Assim, tendo em conta o acima exposto e o estabelecido na alínea c) do nº 2 do artigo 20º e no nº 1 do artigo 21º da Directiva 2003/55/CE, a comercializadora que resultar da cisão da actual Transgás deverá poder continuar a utilizar, sem qualquer tipo de restrição, a totalidade da sua capacidade reservada nos gasodutos a montante. **A não ser assim, seria posta em causa, de forma severa e em sentido contrário ao historial da regulação europeia, a capacidade comercial da entidade comercializadora que vier a resultar da separação da actual Transgás. Tal facto não deixaria de ter um impacto de grande importância no equilíbrio económico-contratual da Concessão, gerando portanto direitos compensatórios que não deixariam de onerar, sob a forma de custos ociosos, o sistema gasista.**

Por igualdade de razões os princípios antes enunciados foram aplicados pelo regulador espanhol em relação ao contrato de transporte da "Gas Natural" através do gasoduto EMPL, pelo que, actuar de modo diverso no caso português implicaria uma distorção da concorrência a todos os títulos inaceitável.

### 3.10 DETERMINAÇÃO DO RAB

Tendo em conta a juventude do sistema gasista português, os custos a considerar no cálculo do RAB "*Regulated Asset Base*" deverão ser os custos históricos comprovadamente incorridos pela Transgás, porquanto correspondem aos custos efectivos associados ao desenvolvimento do projecto do gás natural, com recurso às tecnologias existentes aquando da sua realização. Os subsídios recebidos, na parte correspondente à infra-estrutura, constituem uma parcela integrante desta realidade, a qual está devidamente documentada.

Conclui-se assim, que para o cálculo do RAB sejam utilizados os valores históricos dos investimentos realizados pela Transgás, actualizados pela inflação e líquidos da componente dos subsídios relativos à infra-estrutura, a qual não deverá ser considerada na definição da taxa de rentabilidade regulada.

Por razões óbvias a decisão de incluir, ou não, os subsídios recebidos pela Transgás no cálculo do "valor base de remuneração" deve ser coerente com a decisão de os incluir, ou não, na definição da taxa de rentabilidade.

No que respeita às amortizações, poderão ser considerados dois modelos: (a) amortizações por quotas constantes e (b) amortizações por quotas progressivas. As vantagens e desvantagens identificadas para cada um destes modelos são indicadas na resposta à pergunta colocada no ponto 5.2.5. do documento apresentado pela ERSE.

Considerando que o mercado nacional está, ainda, em fase de crescimento as amortizações constantes ao longo do período de vida útil dos investimentos permitirão tarifas de transporte mais estáveis ao longo do tempo pelo que este parece ser o modelo aconselhado.

#### **4 RESPOSTAS ÀS PERGUNTAS DA ERSE**

Apresentam-se, de seguida as respostas da Transgás às questões expressamente colocadas pela ERSE no documento em apreço.

Independentemente de se ter uma posição sobre todos e cada um dos assuntos vertidos no questionário da ERSE, incluindo os que se relacionam com a distribuição regional do gás natural, optou-se por responder apenas às questões que mais directamente dizem respeito à Transgás e por imprimir às respostas um cunho incisivo e máxima clareza.

#### **5 CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO**

##### **5.1 ACTIVIDADES EM CONCORRÊNCIA**

*5.1.1 Como facilitar o desenvolvimento de um mercado concorrencial de gás natural?*

Basicamente, de três formas: (1) Criando condições que facilitem e potenciem o aumento da procura associada aos clientes elegíveis e a reciprocidade face ao mercado espanhol; (2) Promovendo a liquidez do mercado através do adequado desenvolvimento das infra-estruturas; (3) Prestando informação clara e concreta aos agentes do sector garantindo um quadro regulamentar estável que, fomente a sua confiança e facilite a tomada de decisões; (4) Considerando a característica ibérica do mercado e conseqüentemente não limitando a capacidade da intervenção da actual concessionária de modo a esta poder concorrer num tal mercado.

*5.1.2 Deve haver um prazo máximo de duração para os contratos a celebrar no mercado?*

Não, de modo algum. Os clientes elegíveis deverão ter a liberdade de negociar contratos de fornecimento de gás natural bilaterais com prazos de duração ajustados às suas necessidades.

Independentemente de a questão não ter sido suscitada, importa salientar que a duração mínima dos contratos deverá ser compatível com os prazos mínimos dos contratos de aprovisionamento existentes e com o respectivo nível de "take-or-pay". Como princípio a reserva de capacidade deverá ter um prazo mínimo de 1 ano. Por outro lado, é expectável que os elevados investimentos originem compromissos de longo prazo ao longo da cadeia de valor.

5.1.3 *Podem ser estabelecidos novos contratos "take-or-pay" pelos agentes fornecedores?*

Sim, pelas razões anteriormente invocadas neste documento. A negociação bilateral (não sujeita a regulação) quer com os clientes elegíveis, quer com os fornecedores de gás natural, é livre e está sujeita às condições de mercado. É expectável, por isso, que novos contratos para aprovisionamento de gás natural, à imagem do que sucede com a generalidade dos países, venham a fazer-se em regime de "TOP" com a consequente repercussão nos contratos a celebrar com os clientes elegíveis, tanto mais que esta continuará a ser a forma mais líquida de aprovisionamento da cadeia de gás natural, existente no mercado.

5.1.4 *Onde e como organizar um "hub" para o gás natural?*

Voltamos a pronunciar-nos sobre este tema não obstante as referências que lhe fizemos no ponto 3.5

Sem embargo da repetição, cabe referir o seguinte:

- a. Normalmente o aparecimento de um "hub" num determinado local decorre de um fenómeno de organização espontânea e natural entre os vários agentes envolvidos - fornecedores, detentores das infra-estruturas, comercializadores, distribuidores e clientes - e pressupõe a existência de determinadas condições que **permitam transformar fluxos físicos em fluxos comerciais**. Tais condições são, entre outras: (I) A existência de uma rede muito "malhada" onde confluam vários pontos de entrada (através de gasodutos internacionais e/ou terminais de GNL e/ou de armazenagem) e de saída (mercado com dimensão) que permitam o fácil acesso do gás natural e o seu rápido escoamento; (II) A afluência de gás natural de várias proveniências; (III) Liquidez e dimensão da oferta e da procura; (IV) Dimensão significativa de transações "spot"; (V) Regras claras e consolidadas de utilização do sistema de transporte e infra-estruturas associadas, implicando a existência de um código de rede suficientemente desenvolvido e testado, facilidade e

- rapidez de acesso a outros mercados e um sistema financeiro associado.
- b. Atendendo à localização periférica de Portugal e às características do seu sistema de transporte não parece viável o desenvolvimento de um "hub" no nosso país.
  - c. Córdoba é um dos pontos do sistema ibérico onde, no longo prazo, se poderão vir a criar as condições necessárias ao desenvolvimento de um "hub" pois trata-se de um local de confluência de gás proveniente ou destinado, conforme o caso, da Argélia, do terminal de GNL de Huelva, de Madrid, de Badajoz e logo de Portugal.

#### 5.1.5 *Como minorar o impacte de eventuais custos ociosos?*

Antes de mais cabe referir que não deverão ser considerados custos ociosos relacionados com a infra-estrutura desenvolvida pela Transgás uma vez que no âmbito do Contrato de Concessão todo o investimento corpóreo e incorpóreo realizado foi indispensável ao arranque da actividade, pelo que deverá ser tomado em consideração na formulação do futuro tarifário.

A ocorrência de outros custos ociosos deve ser evitada a todo o transe o que pode ser conseguido através de um sistema regulatório propício à manutenção do equilíbrio económico-financeiro decorrente do actual Contrato de Concessão da Transgás. **Trata-se de uma questão que requer um diálogo aprofundado entre a Empresa e a ERSE.**

De qualquer modo, e antecipando o pensamento da Transgás, podem ser tomadas medidas no plano comercial, a saber:

- Manutenção dos actuais contratos em regime de "take-or-pay"
- Abertura faseada do mercado, por forma a que os compromissos de aprovisionamento já assumidos (contratos de longo prazo em regime de "take-or-pay") não sejam postos em causa.

## 5.2 ACTIVIDADES REGULADAS

### 5.2.1 *Que duração deve ter o período de regulação?*

e

### 5.2.2 *O período de regulação do sector do gás natural deve ser sincronizado ou desfasado relativamente ao período de regulação tarifária do sector eléctrico?*

O período de regulação deverá ser de 4 anos com revisões anuais no que respeita ao sistema tarifário (as revisões anuais devem corrigir os valores estimados). Este prazo favorece o equilíbrio entre estabilidade regulatória e actualização das condições económicas do acesso às redes, tendo ainda a vantagem de coincidir com aquele que se prevê praticar em Espanha.

De facto, o período de regulação do GN em Portugal deverá ser sincronizado com o período aplicável em Espanha de forma a promover uma maior harmonização no contexto do mercado ibérico da energia.

Por outro lado, se possível, e para garantir a independência da gestão da infra-estrutura gasista da eléctrica e vice-versa com interesses de investimento divergentes seria útil desfasar dos períodos de regulação os dois sectores.

*5.2.3 Que critérios devem ser adoptados na definição do valor base dos activos a considerar para efeitos de regulação?*

Deverão ser considerados:

- custos históricos contabilísticos ao nível do RAB;
- política de amortizações;
- taxa de reavaliação dos custos históricos

*5.2.4 Que critérios devem ser adoptados na afectação dos activos a cada actividade regulada?*

Os adoptados no modelo CBA (custeio baseado em actividades) já implementado na Transgás, de forma auditável.

*5.2.5 Que métodos de cálculo de amortização dos activos devem ser considerados para efeitos de regulação?*

Tal como já se disse noutro ponto deste documento podem ser considerados dois cenários;

- Modelo de amortizações por quotas constantes:
  - Vantagens: liberta meios nos primeiros anos que podem ser canalizados para o desenvolvimento da infra-estrutura e/ou remuneração antecipada dos accionistas;
  - Desvantagens: mantendo tudo o resto constante (RAB, taxa de rentabilidade, custos operacionais, custos elegíveis) provocará tarifas mais altas no período de "build up" do sistema.

- Modelo de amortizações por quotas progressivas:
  - Vantagens: permite estabelecer tarifas de transporte mais baixas nos primeiros anos;
  - Desvantagens: não permite libertar meios nos primeiros anos, que poderiam ser canalizados para o desenvolvimento das infra-estruturas, e penaliza o accionista.

A preferência da Transgás recai sobre o modelo de amortizações constantes.

## 5.2.6 RECEPÇÃO E ARMAZENAGEM DE GNL

### 5.2.6.1 *Que modo de regulação deve ser aplicado a cada uma destas funções?*

À semelhança do que se passa noutros mercados, justifica-se amplamente a existência, em simultâneo, de actividades e de capacidade de regaseificação reguladas e abertas ao mercado e não reguladas (à disposição da entidade comercializadora que vier a resultar do processo de separação do promotor da infra-estrutura).

As actividades de recepção, regaseificação, emissão para a rede e carga de camiões deverão ser reguladas com base nos custos. Quaisquer outros serviços adicionais que venham a ser oferecidos deverão ser objecto de negociação directa e não regulada.

No que toca à utilização de "tanquagem", as infra-estruturas actuais não permitem disponibilizar serviços de armazenagem, aplicando-se por isso o nº 2 do artigo 19º da Directiva 2003/55/CE.

É necessário garantir a separação contabilística das actividades reguladas das não reguladas. Na parte regulada, o modo de regulação deve ser baseado em custos.

## 5.2.7 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

### 5.2.7.1 *Qual o modo de regulação que melhor se adequa ao desenvolvimento desta actividade?*

Na actividade de armazenamento deverá, obrigatoriamente, distinguir-se a "armazenagem estratégica", cuja capacidade deve ser regulada (a propriedade do gás é dos agentes comercializadores), dos "serviços adicionais" (v.g. armazenagem operacional), os quais deverão ser objecto de negociação directa e não regulada, conforme previsto na Directiva 2003/55/CE. É necessário garantir a separação contabilística

das actividades reguladas das não reguladas. Na parte regulada, o modo de regulação deve ser baseado em custos.

#### 5.2.8 TRANSPORTE

- 5.2.8.1 *Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade, a fim de proporcionar incentivos para uma eficiente manutenção e expansão da rede e melhor cobertura do território?*

Em princípio deve ser regulada apenas a actividade de transporte base o que pressupõe a existência de serviços não regulados particulares (v.g. a medição do gás nos clientes) que serão objecto de separação contabilística. A regulação baseada em custos é a mais adequada, desde que associada a um incentivo claro ao investimento com remuneração adequada por forma a garantir a normal expansão das infra-estruturas.

- 5.2.8.2 *Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?*

A partilha pelo operador dos ganhos de eficiência resultantes das actividades reguladas.

- 5.2.8.3 *Dadas as características do transporte por camião, deverá este ser totalmente liberalizado ou deverá continuar a ser assegurado pelo operador do sistema nacional de transporte de gás natural?*

Na opinião da Transgás e atendendo à dispersão geográfica dos pontos a abastecer, a perequação dos custos de transporte é a única alternativa de atenuação das desigualdades regionais numa perspectiva social e de serviço público, pelo que é de encarar com reservas um modelo em que o Gestor Técnico do Sistema deixa de assegurar esta actividade.

- 5.2.8.4 *A manter-se regulada esta actividade, até que ponto deverão os preços reflectir ou atenuar as desigualdades regionais, através de perequação com a rede de gasodutos?*

A perequação de custos parece ser, de facto, a única alternativa de atenuação das desigualdades regionais numa perspectiva social e de serviço público. Esta perspectiva é, aliás, coerente com a equivalência que a ERSE faz entre as GRMSs e as UAGs.

#### 5.2.9 DISTRIBUIÇÃO:

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

#### 5.2.10 GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA

- 5.2.10.1 *Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade?*

A Gestão Técnica do Sistema deve assegurar a coordenação das actividades associadas ao sistema gasista, privilegiando a integridade do sistema e a segurança do abastecimento, sem introdução de distorções no mercado. O modo de regulação mais adequado é o que se baseia em custos, prevendo mecanismos de compensação do Gestor Técnico pela qualidade do serviço prestado.

5.2.10.2 *Que entidades podem oferecer serviços de sistema, designadamente adquirindo gás natural para serviços de balanceamento?*

O "Line Pack" não é um serviço mas uma característica do sistema embebido na actividade de transporte. O fenómeno de absorção das variações pontuais de volume é indissociável do bom funcionamento do sistema de transporte e nunca poderá estar disponível para venda sob pena de colocar em risco a plena funcionalidade do mesmo. Considerando que o Gestor Técnico do Sistema não dispõe de gás próprio, e que o "line pack" é uma característica indissociável da rede de transporte, deverá o mesmo ser gerido, em regime de exclusivo, pelo Gestor Técnico do Sistema. O gás e a flexibilidade necessários para os serviços básicos de transporte deverão ser disponibilizados, em cada momento, pelos comercializadores. A gestão do stock mínimo de cada fornecedor será feita pelo GTS. Quanto à disponibilidade de gás para compensação, para lá destes serviços básicos, pode ser assegurada por qualquer dos comercializadores com capacidade demonstrada para o efeito. Numa fase inicial, a única entidade com a capacidade efectiva de prestar este serviço será inevitavelmente a actual concessionária mediante a celebração dos contratos adequados. Posteriormente, deverá o Gestor Técnico do Sistema poder recorrer à prestação de serviços por qualquer entidade habilitada para tal, com a obrigação de o fazer do modo mais económico possível, salvaguardadas que estejam todas as devidas condições de segurança.

5.2.10.3 *Como favorecer o aparecimento de agentes que oferecem serviços de sistema?*

Através do pagamento dos serviços necessários, pelo Gestor Técnico do Sistema, às entidades que melhores condições económicas garantam para a prestação destes serviços e através do reconhecimento destes custos nas tarifas de transporte. Deste modo, em concorrência, os agentes operadores no mercado terão um forte incentivo a disponibilizar a sua carteira de flexibilidade – logo optimizando a sua utilização – mas também a reduzir o respectivo custo.

O grau de interligação entre a infra-estrutura gasista espanhola e portuguesa deverá garantir, a médio e longo prazo, a criação de múltiplos fornecedores destes serviços, nomeadamente os maiores

comercializadores actualmente presentes no mercado ibérico. Esta situação é válida para os serviços básicos, bem como para os complementares de optimização.

A redução de custos para o sistema resultará ainda da possibilidade, que se recomenda, de deixar à livre iniciativa dos operadores adquirirem eles próprios a flexibilidade junto a infra-estruturas que as facilitem ou junto de outros operadores acreditados. A outro nível, o estímulo ao desenvolvimento de um mercado interruptível de fornecimento de gás pode constituir um importante contributo para o incremento destes serviços.

## **6 ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS**

### **6.1 CONDIÇÕES DIREITOS E OBRIGAÇÕES**

#### *6.1.1 Qual o modelo de acesso mais adequado a cada infra-estrutura?*

A capacidade é um valor determinado em função da dimensão da infra-estrutura e da localização e intensidade dos consumos em cada momento. A alocação de capacidade para contratos de longo prazo deve ter preferência face à afectação da capacidade numa base de curto prazo pois implica uma melhor utilização da infra-estrutura, ao longo do ano, e promove o funcionamento mais estável e eficiente do sistema facilitando o acesso de terceiros. Os operadores de mercado devem ser incentivados, através de um efectivo mercado secundário, a maximizar a taxa de utilização anual da capacidade contratada, em especial nas entradas.

Deverá ser dada prioridade na reserva de capacidade a fornecedores que provem ter gás contratado e clientes que o absorvam. As reservas de capacidade de cada infra-estrutura deverão ter uma duração mínima de um ano.

#### *6.1.2 Como coordenar a reserva de capacidade e garantir a igualdade de tratamento entre utilizadores?*

A preocupação em torno da igualdade de tratamento entre utilizadores não deve ignorar o facto de que utilizadores que estejam dispostos a celebrar contratos firmes de longo prazo devem ser privilegiados face a outros que apenas aceitem contratos de curto prazo e/ou interruptíveis. Face à própria natureza da indústria, terá de se estabelecer uma prioritização, sendo natural que os pedidos de reserva de capacidade para contratos de aprovisionamento ou fornecimento já existentes e com "take-or-pay" (tal como sucede actualmente com os contratos da Transgás) tenham primazia. Seguir-se-ão àqueles, na ordem de prioridade, mas com preferência

entre estes, para os contratos de fornecimento de maior duração. Naturalmente, terão de existir incentivos económicos destinados a evitar a sobre-reserva, a qual desvirtuaria a concorrência. Considera-se que a capacidade firme só pode ser contratada por períodos mínimos de 1 ano.

*6.1.3 Devem ser aceites contratos de longo prazo para reserva de capacidade? Quais os prazos a considerar?*

Podem e devem, dadas as estruturas de aprovisionamento e mercado do sector gasista nacional.

A reserva de capacidade nas infra-estruturas não pode ser dissociada das obrigações a montante. É clara, na Directiva europeia, a necessidade de salvaguardar a estabilidade económico-financeira dos agentes, em particular no que diz respeito às obrigações de "take-or-pay" assumidas.

Por outro lado, também na vertente da venda os operadores constituirão obrigações de longo prazo, que só uma reserva de capacidade equivalente poderá garantir. A regulação não deve interferir com a possibilidade de os consumidores, por sua livre vontade, celebrarem contratos plurianuais para assegurarem a continuidade do seu abastecimento.

Os contratos de reserva de capacidade deverão pois corresponder às obrigações assumidas perante os produtores de gás e/ou os consumidores, desde que adequadamente evidenciadas.

*6.1.4 Como coordenar contratos de longo prazo com novos pedidos de acesso e de reserva de capacidade para contratos de curto prazo?*

A avaliação da capacidade do sistema, desde que realizada de um modo transparente, deve permitir a verificação, em cada momento, da capacidade efectivamente disponível. Os contratos firmes de longo prazo devem ser sempre privilegiados e, conforme previsto na Directiva europeia do gás, o acesso a capacidade pode ser negado desde que prejudique um agente nas suas obrigações de "take-or-pay". Os novos pedidos de acesso – de curto ou longo prazo – deverão ter presente a efectiva capacidade disponível, a qual deverá ser alocada pelo Gestor Técnico do Sistema de forma transparente, segundo os princípios supra indicados.

*6.1.5 Que mecanismos de mercado aplicar na atribuição de capacidade?*

Basicamente os mecanismos a aplicar com vista à atribuição de capacidade correspondem ao referido nos pontos anteriores.

No futuro, logo que estejam reunidas as condições técnicas suficientes, deverá ser tendencialmente possível comercializar capacidade disponível acima da capacidade firme contratada numa base diária interruptível.

#### 6.1.6 *Como instituir o critério "use it or loose it"? Em que circunstâncias?*

O conceito do "use it or loose it", a que já se aludiu noutro ponto deste documento, faz sentido, apenas, num mercado com capacidade de acesso e transporte insuficientes o que não é o caso do mercado português.

Salienta-se que a Reserva de Capacidade plurianual, de que a Transgás é apologista, incentiva a correcta utilização da capacidade por parte dos agentes económicos e evita contratações especulativas. Por outro lado, a existência de um sistema tarifário adequado, permitirá uma utilização não especulativa das capacidades reservadas.

Importante é, também, o facto de a não utilização nos moldes previamente programados por parte de um agente não prejudicar as receitas do operador da infra-estrutura.

Acresce que num mercado com a estrutura do nacional, com um elevado peso de consumidores electroprodutores operando em regime liberalizado, se poderão verificar, de forma natural, sub-utilizações temporárias da capacidade contratada no caso de grandes centrais, por razões técnicas ou comerciais, suspenderem o seu consumo. No entanto, este facto não deverá motivar nunca a utilização pelo sistema da capacidade reservada a estes clientes em condições tais que não permitam uma reutilização imediata dessa capacidade assim que solicitado. A não ser assim, poderiam ser geradas perdas substanciais e injustificadas para aqueles clientes, que não as deixariam de repercutir no sistema gasista.

#### 6.1.7 *Que medidas tomar por forma a minimizar as recusas de acesso às redes?*

Antes do mais refira-se que a 'falta de capacidade', 'serviço público', 'obrigações "take-or-pay" e 'ausência de ligação' são razões válidas, se adequadamente comprovadas, para recusar o acesso à rede, uma vez que estão consagradas na Directiva europeia do gás e deverão ser transpostas para a legislação e para os regulamentos nacionais.

A criação de mecanismos de recurso e arbitragem, com penalidades para os comportamentos abusivos, deverão ser suficientes para gerir potenciais conflitos entre os agentes e os operadores das infra-estruturas ou o Gestor Técnico do Sistema.

Por forma a minimizar os casos de recusa de acesso à rede deverão ser implementados planos de investimento para desenvolvimento das infra-estruturas indispensáveis às necessidades do mercado, bem como um sistema tarifário que incentive o investimento efectivamente apropriado e economicamente viável.

6.1.8 *Em caso de necessidade, quais os critérios a adoptar para repartição de capacidade?*

A resposta a esta questão decorre daquilo que já se disse no ponto 6.1.2.

6.1.9 *Como assegurar um acesso não discriminatório e transparente aos serviços de sistema?*

Antes de mais, os serviços de sistema têm que estar perfeitamente delineados. O acesso aos serviços de base sujeitos à capacidade do sistema deverá ser regulado nos termos da resposta a este ponto 6.1, de forma a garantir um acesso não discriminatório e transparente. Serviços adicionais, como a "flexibilidade", que impliquem a transmissão quer de propriedade de um stock de gás, quer da capacidade de balanceamento dever-se-ão desenvolver aplicando o disposto nos pontos 5.2.10.2 e 5.2.10.3.

6.1.10 *Como promover o aparecimento de vários agentes oferecendo serviços de flexibilidade, em particular de balanceamento?*

A resposta a esta questão decorre daquilo que já se disse no ponto 5.2.10.3.

## 6.2 DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS

6.2.1 *Como facilitar o desenvolvimento de novas infra-estruturas?*

O desenvolvimento de novas infra-estruturas está dependente da evolução das necessidades de consumo e deve entrar em linha de conta com um correcto coeficiente de segurança para prevenir a ocorrência de limitações ao fornecimento.

A realização de novos investimentos comporta-se de forma distinta conforme o contexto em que ocorre. Assim:

- a) Em mercado liberalizado: corresponde à iniciativa dos operadores em resposta aos incentivos/sinais do mercado;
- b) Em mercado regulado o adequado equilíbrio depende de:

- i) enquadramento legislativo e regulatório claro e estável no longo prazo;

ii) retorno do investimento garantido atendendo às características próprias do negócio;

iii) reservas antecipadas de capacidade a longo prazo (estas constituem um factor relevante na tomada de decisão, por facilitarem o financiamento) desde que realizadas sem prejuízo do acesso a terceiros.

6.2.2 *Como assegurar a coordenação do desenvolvimento da rede de transporte com o das instalações de recepção e armazenamento de GNL, bem como do armazenamento subterrâneo e das interligações?*

O Gestor Técnico do Sistema encontra-se em posição favorável para assegurar a coordenação das iniciativas tendentes ao desenvolvimento do sistema gasista a partir das informações recolhidas junto dos diversos agentes. Deverá ser elaborado pelo GTS um plano de desenvolvimento plurianual a ser aprovado pelas autoridades competentes.

6.2.3 *Como assegurar a coordenação do plano de desenvolvimento da rede de transporte com os das redes de distribuição?*

A resposta a esta questão decorre do comentário ao ponto anterior.

6.2.4 *Qual o conteúdo dos planos a apresentar pelos operadores e o grau de desagregação da informação relativa aos investimentos?*

A informação relativa aos investimentos deve ser elaborada de forma a permitir a separação entre as diferentes actividades, sobretudo quando sobre essas actividades podem recair tarifas reguladas e/ou negociadas. O plano deve detalhar, nomeadamente mas não exclusivamente:

- i) Objectivos visados dos investimentos (aumento de capacidade, segurança de abastecimento, desenvolvimento do mercado etc.);
- ii) Estudos prévios
- iii) Prazos de realização;
- iv) Investimento associado

6.2.5 *Quais os horizontes temporais dos planos e a periodicidade da sua elaboração?*

Os investimentos no sector caracterizam-se pelo seu longo período de realização. Um plano de investimento deve ter um horizonte temporal idêntico ao do período de regulação, com revisões anuais, e a sua aprovação deve ser imediatamente anterior ao início de negociação do período regulatório seguinte. Este plano deve conter

uma análise de exploração associada ao desenvolvimento da rede no prazo considerado adequado.

### 6.3 INFORMAÇÃO DE ACESSO - CARACTERIZAÇÃO E CAPACIDADE

6.3.1 *Qual a informação a incluir num documento de caracterização das infra-estruturas relativamente às interligações, às instalações de recepção e armazenamento de GNL, ao armazenamento subterrâneo e às redes de transporte e de distribuição?*

Essencialmente, deverá ser publicada a informação sobre capacidade firme nos pontos de entrada e saída do sistema.

## 7 **RELACIONAMENTO COMERCIAL**

### 7.1 IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

7.1.1 *Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre o operador de transporte e a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento, de modo a permitir a utilização da necessária capacidade nas infra-estruturas partilhadas no estrangeiro?*

A resposta a esta questão decorre, no essencial, dos comentários constantes do ponto 3.9 deste documento, não fazendo pois sentido colocá-la nos termos acima, uma vez que essa capacidade está intimamente ligada à gestão dos contratos de aprovisionamento da Transgás.

7.1.2 *Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre o operador de transporte e os clientes elegíveis, de modo a permitir a utilização da necessária capacidade nas infra-estruturas partilhadas no estrangeiro?*

A resposta a esta questão decorre, igualmente, dos comentários constantes do ponto 3.9 deste documento, não fazendo pois sentido colocá-la nos termos acima, uma vez que essa capacidade está intimamente ligada à gestão dos contratos de aprovisionamento da Transgás.

7.1.3 *Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento e as demais infra-estruturas de recepção e armazenamento de GNL e armazenamento subterrâneo?*

Deve existir um relacionamento comercial directo, tipicamente a longo prazo, através do qual a entidade detentora dos contratos de aprovisionamento nomeia gás natural a cada uma dessas infra-estruturas.

7.1.4 *Que tipo de relacionamento comercial deve existir entre a nova entidade detentora dos contratos de aprovisionamento e os distribuidores regionais?*

Deve existir um relacionamento comercial directo, através de contratos de fornecimento de GN (os actuais contratos de fornecimento devem manter-se plenamente válidos). Quanto aos contratos de partilha de infra-estruturas, manter-se-ão igualmente em vigor no imediato, independentemente de a Transgás e as distribuidoras procurarem que estes acordos evoluam no sentido de permitir que, no momento de abertura de cada segmento, clientes com características de ligação e consumo (e apenas estes) semelhantes tenham custos de utilização do sistema também semelhantes, independentemente de terem originalmente sido clientes da Transgás ou das distribuidoras.

O modelo regulatório deverá do mesmo modo ser adequado à obtenção deste efeito, sempre dentro do respeito do equilíbrio económico-contratual dos contratos de concessão.

## 7.2 PRODUTORES DE ELECTRICIDADE

7.2.1 *Como facilitar o relacionamento dos produtores de electricidade estabelecidos em Portugal com fornecedores e mercados da União Europeia?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.2.2 *Como facilitar o relacionamento dos produtores de electricidade estabelecidos em Portugal com fornecedores e mercados do gás natural situados fora da União Europeia?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.2.3 *Quais os principais aspectos do relacionamento comercial envolvendo os produtores de electricidade que devem ser objecto de regulamentação?*

Tratando-se de um mercado liberalizado, o relacionamento comercial não deve ser objecto de regulamentação.

## 7.3 DISTRIBUIDORES REGIONAIS DE GÁS NATURAL

7.3.1 *Neste quadro, quais os aspectos do relacionamento comercial entre o transportador e os distribuidores regionais que devem ser regulamentados?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente

qualificado nesta matéria.

7.3.2 *Quais os fluxos de informação técnica e comercial que devem ser estabelecidos entre o transportador e os distribuidores regionais para assegurar a boa gestão do sistema?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.3.3 *Que critérios devem ser adoptados para seleccionar o fornecedor com quem se deve relacionar comercialmente o cliente ligado directamente à rede de transporte?*

Até ao momento em que os clientes passem a ser elegíveis, devem manter-se os contratos de fornecimento existentes e em vigor com a entidade detentora dos contratos de aprovisionamento que vier a resultar do processo de separação da actual concessionária.

7.3.4 *De que forma as questões relativas aos contratos de partilha de investimentos devem ser consideradas na regulamentação?*

Não existem contratos de partilha de investimentos mas sim contratos de reserva de capacidade, que deverão ser enquadrados na legislação aplicável quando se proceder à abertura do acesso a essas infra-estruturas.

Aplica-se ainda o referido na resposta à questão 7.1.4

7.3.5 *As regras de relacionamento comercial entre o transportador e os distribuidores regionais a este respeito deverão ser comuns e regulamentadas ou devem ser deixadas ao livre acordo entre as partes?*

Sendo ambas as entidades envolvidas reguladas, o seu relacionamento comercial deverá obedecer ao enquadramento regulatório aplicável, resultando sempre de um acordo entre as partes que respeite condições de transparência e não-discriminação o qual deverá ser obviamente aprovado pelas autoridades competentes.

#### 7.4 CLIENTES

##### **As respostas apresentadas referem-se a clientes da Transgás**

#### 7.4.1 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

7.4.1.1 *Como devem ser regulamentadas as obrigações de*

*serviço público no sector do gás natural?*

Devem ser as decorrentes dos contratos de concessão presentemente em vigor (transferidas para as operadoras de rede).

#### 7.4.2 LIGAÇÕES À REDE – ENCARGOS DE LIGAÇÃO

*7.4.2.1 Como devem ser repartidos os encargos de ligação às redes entre o que é pago com o estabelecimento da ligação e o que é pago através das tarifas de uso das redes?*

Esta é uma questão a aprofundar no processo que agora se inicia, e cuja resposta depende também de considerandos regulatórios que interessará discutir, nomeadamente com a ERSE. Importará equilibrar, por um lado, princípios de não-discriminação entre clientes diferentemente situados face à infra-estrutura, numa óptica de serviço público e também clientes já ligados e por ligar, e por outro, um correcto incentivo a uma adequada fixação das industrias no que toca à facilidade e economia de ligação.

*7.4.2.2 Devem ser fixados valores máximos para o estabelecimento das ligações, a pagar individualmente, facilitando o acesso ao serviço de fornecimento de gás natural?*

São válidas as considerações expressas em 7.4.2.1

#### 7.4.3 LIGAÇÕES À REDE – ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

*7.4.3.1 Quem deve suportar ou como devem ser repartidos os encargos com a construção dos diferentes tipos de elementos de ligação à rede?*

Não dispõe a Transgás, de momento, de elementos bastantes para formular uma posição clara e definitiva sobre este assunto. Considerando no entanto a relevância deste ponto, entendemos que seria muito útil voltar à discussão deste assunto com base em elementos complementares a fornecer pela ERSE.

*7.4.3.2 Para além dos encargos com a ligação da instalação à rede, os clientes que ultrapassem determinados níveis de consumo devem participar no reforço das redes a montante?*

São válidas as considerações expressas em 7.4.3.1.

#### 7.4.4 LIGAÇÕES À REDE – ESTUDOS E ORÇAMENTOS

*7.4.4.1 Com que detalhe devem ser objecto de regulamentação os orçamentos e respectivos estudos (conteúdo do orçamento,*

*valores máximos, prazos máximos de elaboração dos orçamentos, etc.)?*

No caso da alta pressão, estes aspectos são tipicamente acordados de uma forma bilateral com o cliente, em função da especificidade do mesmo.

#### 7.4.5 LIGAÇÕES À REDE – CONSTRUÇÃO DOS ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

*7.4.5.1 Deve ser dada a possibilidade aos requisitantes de uma ligação de optarem pela promoção da construção de alguns tipos de elementos de ligação?*

Vide resposta à questão 7.4.3.1. Deverá, em todo caso o requisitante construir a componente interna à sua instalação, cumprindo para o efeito o normativo técnico que lhe seja indicado pelo Gestor do Sistema.

*7.4.5.2 Em caso afirmativo, quais os mecanismos de salvaguarda da qualidade de construção das ligações que devem ser consagrados nos regulamentos?*

Vide resposta à questão 7.4.5.1

*7.4.5.3 Para suprir eventuais deficiências de construção de elementos de ligação construídos pelo requisitante, deve ser prevista a possibilidade do operador da rede poder exigir ao requisitante a prestação de uma garantia?*

Vide resposta à questão 7.4.5.1

#### 7.4.6 LIGAÇÕES À REDE – CONDIÇÕES DE PAGAMENTOS

*7.4.6.1 As condições de pagamento das ligações às redes devem ser acordadas entre requisitantes e operadores das redes?*

Deverão ser livremente acordadas, em função de regras transparentes e não-discriminatórias.

*7.4.6.2 Nos casos em que não haja acordo, deve ser imposto regulamentarmente um limite máximo ao valor a pagar antecipadamente?*

É uma possibilidade a considerar, tanto no limite máximo como no mínimo.

*7.4.6.3 Nos casos simples, com tempos de construção muito curtos, deve ser admitida a possibilidade de o requisitante pagar antecipadamente a totalidade dos custos de ligação à rede?*

Pode ser admitida essa possibilidade.

#### 7.4.7 CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

##### 7.4.7.1 *Quais as informações mínimas que devem constar nos contratos de fornecimento de gás natural?*

Dado o "feedback" sobre esta questão obtido nos inquéritos à satisfação dos clientes efectuados pela Transgás no âmbito do seu programa de Qualidade, o nível de informação das actuais minutas de contrato da Transgás deverá ser considerado suficiente.

##### 7.4.7.2 *A duração dos contratos de fornecimento de gás natural e os prazos de denúncia devem ser uniformizados regulamentarmente?*

Não faz sentido uma tal interferência entre as partes contratantes, desde que as regras aplicadas pelos operadores não introduzam discriminação.

##### 7.4.7.3 *Como facilitar a celebração dos contratos de fornecimento, designadamente com recurso às novas tecnologias, sem prejuízo da necessária segurança jurídica e da salvaguarda dos direitos dos clientes?*

Os operadores deverão desenvolver, em prazo razoável, "webpages" que permitam uma adequada informação dos direitos do cliente e das possibilidades negociais, previamente ao estabelecido em contactos directos com vista à formação de um contrato de fornecimento.

##### 7.4.7.4 *Tratando-se de um serviço público essencial, deve manter-se a cobrança do serviço de activação do fornecimento perante as situações acima descritas?*

Para clientes directamente ligados às redes de transporte, faz sentido manter a cobrança de um serviço de reactivação nas condições previstas nos actuais contratos, de modo a manter os incentivos a uma adequada utilização do sistema por parte dos clientes.

#### 7.4.8 GARANTIAS CONTRATUAIS

##### 7.4.8.1 *Quais os meios de prestação de caução (numerário, garantia bancária, seguro-caução, etc.) a considerar para os diferentes tipos de clientes?*

Deverão ser livremente acordados, de acordo com a situação

de crédito do cliente. Tendencialmente passarão, no caso da Transgás, por garantias bancárias "first demand" e irrevogáveis.

7.4.8.2 *Quais as metodologias de cálculo do valor da caução a adoptar para os diferentes tipos de clientes?*

Deverão ser definidas de acordo com a situação de crédito do cliente.

7.4.8.3 *Os clientes domésticos que, tendo prestado caução, se revelem cumpridores dos prazos de pagamento durante um determinado período de tempo, devem ver o valor da caução restituído?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.4.9 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

7.4.9.1 *O contador é fornecido e instalado pelo distribuidor, devendo ser alojado em local acessível. Em que situações deve ser permitida a aquisição e instalação dos equipamentos de medição pelos clientes?*

Não será regra no caso de clientes directamente ligados à rede de transporte.

7.4.9.2 *Se o local da instalação for acessível a terceiros, o cliente deve manter-se responsável por eventuais avarias ou mau funcionamento do contador?*

Sempre que o contador esteja no interior de instalações suas, sim.

7.4.9.3 *Como incentivar a instalação de equipamentos de medição mais evoluídos tecnologicamente?*

Reconhecendo esses custos nas tarifas de utilização.

7.4.9.4 *A telecontagem deve ser considerada obrigatória para as instalações de maiores consumos?*

Tendencialmente sim, excepto em situações em que existam obstáculos técnicos. Os custos associados deverão ser reconhecidos nas tarifas de utilização, que deverão incentivar a utilização desta tecnologia

7.4.10 LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

7.4.10.1 *Qual o número mínimo de leituras por ano que devem ser asseguradas pelo distribuidor?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.4.10.2 *Que outros meios de comunicação de leituras devem ser disponibilizados aos clientes de gás natural?*

Poderão eventualmente ser desenvolvidos acessos "on-line" a informação sobre a posição de consumo dos clientes da Transgás.

#### 7.4.11 ESTIMATIVAS DE CONSUMO E FACTURAÇÃO

7.4.11.1 *Devem as metodologias de estimativa de consumo ser objecto de opção pelo cliente? Deve a metodologia adoptada constar expressamente no contrato de fornecimento? Deve a mesma ser indicada na factura?*

As metodologias de estimativa de consumo devem ser acordadas entre as partes e objecto de contratualização.

7.4.11.2 *A periodicidade de facturação deve ser objecto de uniformização?*

Poderá ser livremente acordada.

7.4.11.3 *Que informação deve constar da factura de gás natural para que esta seja clara e compreensível para todos os clientes?*

Dado o "feedback" sobre esta questão obtido nos inquéritos à satisfação dos clientes efectuados pela Transgás no âmbito do seu programa de Qualidade, o nível de informação das actuais minutas de contrato da Transgás deverá ser considerado suficiente.

#### 7.4.12 PAGAMENTO DE FACTURAS

7.4.12.1 *Os prazos máximos de pagamento das facturas devem ser objecto de regulamentação? Estes prazos devem ser iguais para todos os clientes?*

Não necessitam de ser objecto de regulamentação, podendo ser definidos pelos operadores.

7.4.12.2 *Que formas de penalização devem ser previstas para minimizar os pagamentos fora de prazo?*

Juros de mora e, nos casos extremos, suspensão de fornecimento ou rescisão do contrato.

- 7.4.12.3 *As reclamações apresentadas junto do fornecedor sobre facturação devem ter efeito suspensivo sobre o prazo de pagamento até ao esclarecimento da situação?*

Eventualmente só na parcela em disputa.

- 7.4.12.4 *Deve ser prevista a cobrança de uma quantia mínima quando a aplicação da regra geral dos juros de mora não atinge um valor mínimo, destinado a cobrir exclusivamente os encargos administrativos causados pelo atraso de pagamento?*

Poderá ser prevista tal situação.

- 7.4.12.5 *Será esta quantia mínima o meio mais adequado para incentivar o pagamento atempado das facturas pelos clientes?*

Deverão ter mais efeito as medidas preconizadas na resposta à questão 7.4.12.2.

- 7.4.12.6 *Que parâmetros devem ser considerados para definir o valor da quantia mínima?*

Este valor deve ser definido em função dos efectivos custos administrativos, acrescidos de um coeficiente de penalização.

#### 7.4.13 INTERRUPTÃO DO FORNECIMENTO

- 7.4.13.1 *O actual elenco de situações em que os distribuidores regionais de gás natural podem interromper o fornecimento de gás natural é adequado?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

- 7.4.13.2 *Em que situações a interrupção de fornecimento de gás natural pelos distribuidores regionais deve ser sujeita a aprovação prévia pelas autoridades competentes?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

- 7.4.13.3 *Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural devem ser objecto de*

regulamentação?

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

#### 7.4.14 SERVIÇOS REGULADOS

7.4.14.1 *Os serviços descritos devem ser considerados regulados, ou compromissos comerciais objecto de regulação específica no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.4.14.2 *Como evitar tratamentos discriminatórios por parte dos distribuidores relativamente aos clientes que não optarem pelos serviços disponibilizados por entidades por eles indicadas?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

7.4.14.3 *Sendo os serviços de instalação e inspecção exercidos em regime de mercado livre, devem os distribuidores regionais estar obrigados a informar os seus clientes da existência das entidades que exercem tais actividades e dos respectivos contactos?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

#### 7.5 UNIDADES

7.5.1 *Que unidades devem ser utilizadas para medir e facturar o gás natural?*

A medição da energia deverá ser feita, preferencialmente, em KWh (como em Espanha), dando origem à facturação em Euros.

### **8 QUALIDADE DE SERVIÇO**

#### 8.1 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

**As respostas aos pontos que se seguem decorrem do Manual do Sistema de Qualidade da Transgás, o qual se encontra certificado, bem como do Regulamento da Qualidade do Serviço, aprovado pela DGE, que obriga à**

**elaboração de relatórios periódicos. O transportador, ou Gestor Técnico do Sistema, não deverá ser responsabilizado por aspectos de carácter técnico comercial que extravasem o conteúdo dos documentos mencionados.**

#### 8.1.1 INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO

*8.1.1.1 Que indicadores gerais e individuais de continuidade de serviço devem constar no Regulamento da Qualidade de Serviço?*

Vide acima.

*8.1.1.2 A que mecanismos e metodologias devem obedecer o cálculo e a determinação dos indicadores?*

Vide acima.

*8.1.1.3 Que características técnicas do gás natural devem ser consideradas no Regulamento da Qualidade de Serviço?*

Vide acima.

#### 8.1.2 PADRÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO

*8.1.2.1 Para que indicadores devem ser estabelecidos padrões?*

Vide acima.

*8.1.2.2 Que valores devem ser atribuídos a cada um dos padrões de qualidade de serviço técnica?*

Vide acima.

*8.1.2.3 Devem os diferentes distribuidores garantir os mesmos padrões de qualidade de serviço? Que factores podem justificar o estabelecimento de padrões diferenciados?*

Vide acima.

*8.1.2.4 Na perspectiva de melhoria contínua, devem-se estabelecer taxas de melhoria do desempenho as empresas?*

Vide acima.

#### 8.1.3 AVALIAÇÃO E VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

*8.1.3.1 Que mecanismos devem ser estabelecidos para avaliar a qualidade do serviço prestado?*

Os estabelecidos por entidade externa independente.

*8.1.3.2 Como efectuar a monitorização da qualidade do gás natural?*

No que respeita ao aprovisionamento e transporte em alta pressão, a referida monitorização deverá ser feita com recurso aos equipamentos de medição da qualidade instalados nas infra-estruturas correspondentes, pelo operador da infra-estrutura respectiva.

*8.1.3.3 Que características devem ser monitorizadas na rede de transporte? E nas redes de distribuição?*

As principais são: Composição, poder calorífico e Índice de Wobbe, pressão e temperatura.

*8.1.3.4 Devem ser previstas auditorias?*

Por entidade externa independente, e só em caso de contestação dos elementos apresentados pelo GTS.

*8.1.3.5 Como deve ser realizada a divulgação dos resultados das auditorias, designadamente ao público?*

Na óptica da Transgás tais resultados apenas interessam às partes directamente implicadas pelo que não deve ocorrer necessariamente qualquer tipo de divulgação pública.

**8.1.4 INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES DE QUALIDADE**

*8.1.4.1 Que compensações devem estar associadas ao incumprimento dos padrões individuais de qualidade?*

As adequadas e proporcionais aos danos efectivamente incorridos e demonstráveis, com estabelecimento de limites de responsabilidade no caso de clientes de maior consumo.

*8.1.4.2 Que incentivos devem estar associados ao cumprimento dos padrões gerais de qualidade?*

*8.1.4.3 A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria. Os valores das compensações e penalizações devem ser os mesmos para todos os distribuidores? A fixação das compensações e penalizações deve variar de acordo com o estágio de desenvolvimento de cada distribuidor?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.

## 8.2 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

**As respostas aos pontos que se seguem, na parte aplicável, decorrem do Manual do Sistema de Qualidade da Transgás, o qual se encontra certificado, bem como do Regulamento da Qualidade do Serviço, aprovado pela DGE, que obriga à elaboração de relatórios periódicos. O transportador não deverá ser responsabilizado por aspectos de carácter técnico comercial que extravasem o conteúdo dos referidos documentos.**

### 8.2.1 INDICADORES E PADRÕES DE QUALIDADE COMERCIAL

*8.2.1.1 Quais os indicadores gerais e individuais a estabelecer?*

*8.2.1.2 Os padrões associados aos indicadores devem ser diferenciados para os diferentes tipos de clientes?*

### 8.2.2 COMPENSAÇÕES

*8.2.2.1 Qual a metodologia a seguir no cálculo do valor das compensações?*

*8.2.2.2 O valor das compensações a pagar aos clientes deve ser único para todos os tipos de clientes?*

*8.2.2.3 Sempre que existam responsabilidades para os clientes (ex. estar na sua residência num determinado intervalo de tempo combinado com o distribuidor para a realização de um serviço) e se verifique o seu incumprimento, os distribuidores regionais devem exigir o pagamento de uma quantia ao cliente?*

### 8.2.3 ATENDIMENTO COMERCIAL

*8.2.3.1 Quais os meios de atendimento mínimos que devem ser assegurados pelos distribuidores regionais de gás natural?*

*8.2.3.2 O atendimento telefónico deve ser disponibilizado por todos os distribuidores regionais? Deve ser gratuito?*

*8.2.3.3 Quais os serviços a disponibilizar obrigatoriamente através da Internet?*

### 8.2.4 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

*8.2.4.1 Qual a definição de clientes com necessidades especiais que deve ser considerada?*

*8.2.4.2 Quais os serviços mínimos que os distribuidores regionais de gás natural devem assegurar aos diferentes tipos de clientes com necessidades especiais?*

### 8.2.5 AVALIAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

8.2.5.1 *Os distribuidores devem estar obrigados à realização de inquéritos e estudos de imagem? Com que periodicidade? De que forma devem ser divulgados os respectivos resultados?*

## 9 TARIFAS

Enquanto não estiver totalmente definida quer a forma de reorganização do sector energético nacional - em particular do sector gasista - quer o respectivo modelo de regulação, não será possível responder de uma forma sustentada e coerente às questões deste capítulo.

De qualquer modo, atendendo à exiguidade do prazo previsto para a implementação de todas as alterações actualmente previstas e ao desconhecimento do modo como as mesmas irão influenciar o desenvolvimento do mercado, a Transgás não deixa de preconizar a adopção, num primeiro período de regulação, de um esquema tarifário com as seguintes características:

- simples e fácil de aplicar;
- compatível com o sistema tarifário existente em Espanha, de modo a potenciar o desenvolvimento da concorrência entre os operadores dos dois mercados;
- susceptível de contribuir para a minimização dos desequilíbrios regionais.

### 9.1 TARIFAS REGULADAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS

9.1.1 *Que tarifas reguladas devem ser aplicadas aos clientes de gás natural que exerceram o direito de escolha de fornecedor pelo acesso às infra-estruturas e a outros serviços regulados?*

### 9.2 ASPECTOS CONCEPTUAIS DAS TARIFAS REGULADAS

#### 9.2.1 TARIFAS NÃO DISCRIMINATÓRIAS

9.2.1.1 *Que condições devem ser aplicadas para assegurar tarifas e preços não discriminatórios?*

#### 9.2.2 TARIFAS BASEADAS EM CUSTOS

9.2.2.1 *Como repercutir a estrutura dos custos marginais ou incrementais nas tarifas de uso das infra-estruturas?*

#### 9.2.3 CONCEPÇÃO DAS TARIFAS

9.2.3.1 *Que estrutura de tarifa entrada/saída é a mais adequada para o uso da rede de transporte nacional?*

9.2.3.2 *Que tipo de tarifa deve ser utilizada para o uso da rede de distribuição de gás natural?*

#### 9.2.4 TARIFAS PARA INSTALAÇÕES DE GNL E ARMAZENAMENTO

9.2.4.1 *Relativamente à recepção e armazenamento de GNL, que tipo de tarifa deve ser utilizada? Comercial Relativamente ao armazenamento subterrâneo, que tipo de tarifa deve ser utilizada?*

9.2.4.2 *Quais são as variáveis de facturação e respectivas grandezas físicas mais adequadas à utilização das infra-estruturas e dos serviços associados? Quais são as variáveis de facturação e respectivas grandezas físicas mais adequadas à recuperação dos custos associados aos serviços de contagem, leitura, facturação e cobrança?*

#### 9.3 ANÁLISE INTEGRADA DO SISTEMA TARIFÁRIO

9.3.1 *Que características devem ter as tarifas de uso das infra-estruturas e dos serviços associados por forma a serem compatíveis com a criação de um sistema tarifário aditivo?*

### **10 INFORMAÇÃO**

#### 10.1 PARA REGULACÃO

10.1.1 *Que tipo de informação devem as empresas reguladas prestar à ERSE?*

A que está prevista na Directiva da UE, o plano de investimentos plurianual e os indicadores de eficiência e de actividade.

10.1.2 *Qual a natureza, a dimensão, a forma, o conteúdo e o detalhe de informação?*

A acordar com o grau de detalhe adequado ao período em reporte. A exemplo do contrato de concessão sugerem-se relatórios trimestrais.

10.1.3 *Como deve ser organizada a informação a enviar à ERSE? Será vantajoso estabelecer metodologias de uniformização?*

No envio desta informação deverá ser privilegiado o formato electrónico. A uniformização de informação (período e formato de reporte) parece de óbvio interesse, pela economia de meios que representará. Aliás, deve existir este esforço também da parte das entidades reguladas com todos os outros operadores e agentes com os quais deve existir troca de dados.

*10.1.4 Que tipo de informação prestada pelas empresas reguladas deverá ser considerada sensível ou confidencial e que não deva ser divulgada pela ERSE?*

Deverá ser utilizado o princípio de que toda a informação disponibilizada é comercialmente sensível / confidencial, salvo a que for explicitamente acordada para publicação.

## 10.2 PARA OS CLIENTES

**Trata-se de uma questão comercial a acordar bilateralmente entre o comercializador e o seu cliente.**

*10.2.1 Quais os meios mais adequados de disponibilização de informação (folhetos informativos, factura de gás natural, Internet, etc.)?*

*10.2.2 Quais as matérias que devem ser objecto de divulgação obrigatória pelos distribuidores regionais de gás natural?*

*10.2.3 Que tipo de publicações devem ser asseguradas pela ERSE?*

*10.2.4 De que modo a regulamentação pode incentivar ou promover um melhor nível de informação dos consumidores? Qual deve ser o papel da ERSE nesta matéria?*

*10.2.5 Que tipo de informação deve ser prestada pelos consumidores ao seu fornecedor de gás natural tendo em vista a boa gestão técnica e comercial do sector do gás natural?*

## 10.3 PARTICIPAÇÃO DOS CONSUMIDORES

**Questão a ser respondida pelas entidades relevantes.**

*10.3.1 Quais as áreas da regulamentação, nomeadamente da qualidade de serviço e do relacionamento comercial, que devem prever especificamente a participação de representantes dos interesses dos consumidores?*

*10.3.2 Quais os prazos máximos a observar pelos distribuidores regionais de gás natural na resposta a reclamações e pedidos de informação?*

## 11 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

*11.1.1 Quais as acções mais adequadas à promoção da arbitragem voluntária para a resolução de conflitos (centro de arbitragem especializado, cooperação com outros centros de arbitragem, etc.)?*

Para o mercado regulado, poderá ser utilizado um centro de arbitragem independente de todos os agentes. No que toca ao mercado liberalizado trata-se de questão do foro contratual a ser acordada entre as partes contratantes.

*11.1.2 Como poderá a ERSE melhorar os serviços que presta aos consumidores em matéria de resolução de conflitos?*

Observando e fazendo observar o que se encontra nos respectivos estatutos.

*11.1.3 Como promover uma melhor articulação entre os diferentes organismos que utilizam mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos na óptica do consumidor de gás natural?*

A Transgás entende não poder dar um contributo suficientemente qualificado nesta matéria.