



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO

DO SECTOR DO GÁS NATURAL

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Janeiro de 2004

Rua D. Cristóvão da Gama n.º 1 – 3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21303 32 00
Fax: 21303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	O PROCESSO DE REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL	3
2.1	Regulamentos a publicar	3
2.2	Princípios orientadores	3
2.3	Fases do processo regulamentar.....	4
3	ENQUADRAMENTO DO SECTOR DO GÁS NATURAL.....	7
3.1	Enquadramento político e legislativo	7
3.1.1	Mercado interno do gás natural.....	7
3.1.2	Mercado ibérico do gás natural	7
3.1.3	Mercado nacional e reorganização do sector energético.....	9
3.2	Enquadramento industrial internacional.....	12
4	SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES	17
4.1	Actividades.....	17
4.1.1	Recepção e armazenamento de GNL.....	17
4.1.2	Armazenamento subterrâneo	18
4.1.3	Transporte	18
4.1.4	Distribuição	19
4.1.5	Fornecimento.....	19
4.1.6	Gestão técnica do sistema	20
4.2	Aplicação a Portugal	20
5	CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO	23
5.1	Actividades em concorrência	24
5.2	Actividades reguladas	27
5.2.1	Princípios	27
5.2.2	Modos de regulação	30
5.2.3	Aplicação a Portugal.....	43
6	ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS	49
6.1	Condições, direitos e obrigações	49
6.2	Desenvolvimento das infra-estruturas.....	51
6.3	Informação de acesso - caracterização e capacidade.....	52

7	RELACIONAMENTO COMERCIAL	53
7.1	Importação de gás natural	53
7.2	Produtores de electricidade	54
7.3	Distribuidores regionais de gás natural.....	54
7.4	Clientes	56
7.4.1	Obrigações de serviço público	56
7.4.2	Ligações à rede	56
7.4.3	Contrato de fornecimento de gás natural	59
7.4.4	Garantias contratuais.....	60
7.4.5	Equipamentos de medição de gás natural	61
7.4.6	Leitura dos equipamentos de medição.....	61
7.4.7	Estimativas de consumo e facturação.....	62
7.4.8	Pagamento de facturas.....	62
7.4.9	Interrupção do fornecimento.....	63
7.4.10	Serviços regulados	64
7.5	Unidades	65
8	QUALIDADE DE SERVIÇO	67
8.1	Qualidade de serviço técnica	67
8.1.1	Indicadores de qualidade de serviço	67
8.1.2	Padrões de qualidade de serviço	67
8.1.3	Avaliação e verificação da qualidade de serviço.....	68
8.1.4	Incumprimento dos padrões de qualidade	68
8.2	Qualidade de serviço comercial	69
8.2.1	Indicadores e padrões de qualidade comercial.....	69
8.2.2	Compensações.....	69
8.2.3	Atendimento comercial	70
8.2.4	Clientes com necessidades especiais.....	70
8.2.5	Avaliação da satisfação dos clientes.....	71
9	TARIFAS.....	73
9.1	Tarifas reguladas de acesso às infra-estruturas	73
9.2	Aspectos conceptuais das Tarifas reguladas.....	73
9.2.1	Tarifas não discriminatórias.....	73
9.2.2	Tarifas baseadas em custos.....	74
9.2.3	Concepção das tarifas.....	75
9.2.4	Variáveis de Facturação.....	77

9.3	Análise integrada do Sistema Tarifário	78
10	INFORMAÇÃO.....	79
10.1	Para regulação.....	79
10.2	Para os clientes.....	80
10.3	Participação dos consumidores	82
11	RESOLUÇÃO DE CONFLITOS.....	83

1 INTRODUÇÃO

O gás natural foi introduzido em Portugal em 1997, graças ao apoio financeiro da União Europeia (cerca de 36% do investimento realizado corresponde a subsídios comunitários a fundo perdido). Actualmente, cerca de 700 mil clientes utilizam esta forma de energia e cerca de 15% da produção de energia eléctrica resulta da combustão de gás natural. O volume de vendas de gás natural (737 milhões de Euros em 2002) representa cerca de 0,6% do produto interno bruto e o valor das importações de gás natural corresponde a cerca de 1% do valor das importações totais nacionais.

A crescente importância do gás natural na economia nacional levou o Governo a decidir antecipar as datas inicialmente previstas para a liberalização deste sector. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/2003, de 10 de Maio, estabelece que os produtores de energia eléctrica possam escolher livremente o seu fornecedor de gás natural a partir de 1 de Julho de 2004. Considerando o consumo de gás natural para produção de energia eléctrica, verifica-se que mais de metade do mercado português será assim aberto à concorrência nessa data.

Os Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) atribuem-lhe a obrigação de "(...) preparar a liberalização do sector do gás natural e fomentar a concorrência de modo a melhorar a eficiência das actividades sujeitas à sua regulação". Dando cumprimento a esta obrigação estatutária e de forma a permitir a concretização da elegibilidade dos produtores de energia eléctrica, a partir de 1 de Julho de 2004, a ERSE inicia agora o processo de consulta pública visando a regulamentação do sector do gás natural.

Com o presente "Anúncio de Proposta de Regulamentação" a ERSE coloca à consideração de todos os interessados – empresas do sector do gás natural, associações de clientes domésticos e industriais, produtores de energia eléctrica, investigadores, etc. – um conjunto de questões preliminares. As respostas a estas questões serão de grande utilidade na elaboração das propostas de regulamentos que a ERSE submeterá posteriormente a consulta pública. Ao proceder desta forma, a ERSE pretende que todos possam participar, desde o início e em condições de igualdade e máxima transparência, na regulamentação do sector do gás natural.

A transição do actual regime de monopólio para o futuro regime liberalizado deve permitir às empresas do sector adaptar, ordenadamente, a organização, os processos e os sistemas ao novo quadro regulamentar. Por este motivo, importa discutir e publicar rapidamente os regulamentos do sector do gás natural. Contudo, importa igualmente que as empresas e os consumidores possam participar activa e plenamente no processo de elaboração do novo enquadramento regulamentar, dispondo do tempo necessário, não apenas para reagir às questões e às propostas da ERSE, mas também para apresentar as suas próprias sugestões.

A transposição da Directiva 2003/55/CE deverá ocorrer antes de 1 de Julho de 2004 e poderá vir a fixar as datas de elegibilidade dos clientes domésticos e não domésticos. A ERSE pretende criar desde já um quadro flexível que permita concretizar no futuro a elegibilidade desses clientes, com alterações regulamentares mínimas, consciente que a estabilidade regulatória em geral, e regulamentar em particular, é uma legítima aspiração das empresas reguladas e dos seus clientes. Ao orientar a regulação pelos princípios estabelecidos na Directiva 2003/55/CE do mercado interno do gás natural pretende-se justamente salvaguardar a estabilidade, sem prejuízo de eventuais adaptações decorrentes da transposição dessa Directiva para o direito nacional.

A abertura do sector do gás natural à concorrência vai melhorar a competitividade da economia nacional. Na primeira fase, vai sobretudo melhorar a competitividade dos produtores de energia eléctrica a partir de gás natural instalados em Portugal e, conseqüentemente, a competitividade dos clientes de energia eléctrica. Para que a concorrência entre fornecedores de gás natural, por um lado, e produtores de energia eléctrica, por outro lado, não seja falseada, é indispensável que o acesso às infra-estruturas (redes de transporte e de distribuição, instalações de gás natural liquefeito e de armazenagem) seja livre, não discriminatório e completamente transparente. Com o objectivo de garantir a máxima transparência e, simultaneamente, proporcionar a todos os interessados em participar na consulta pública iniciada com o presente documento toda a informação relevante, a ERSE publica, separadamente, o documento "Caracterização do sector do gás natural em Portugal".

O presente "Anúncio de Proposta de Regulamentação" está estruturado da seguinte forma:

- O capítulo 2 recorda os regulamentos a publicar pela ERSE, os princípios a observar e as fases do processo regulamentar.
- O capítulo 3 enuncia as principais decisões de carácter político e legislativo que determinam e condicionam a evolução do mercado do gás natural português, no âmbito do mercado ibérico e do ainda mais vasto mercado interno do gás natural; descreve também, sumariamente, a evolução internacional da indústria do gás natural e apresenta, sinteticamente, a estrutura do sector do gás natural em Espanha e as principais características da sua regulação.
- O capítulo 4 identifica as diferentes actividades que constituem o sector do gás natural, esclarece o seu conteúdo e discute várias formas de separação entre essas actividades.
- O capítulo 5 distingue entre actividades exercidas em regime de monopólio e actividades exercidas em concorrência e discute as formas de regulação aplicáveis a cada caso.
- Os capítulos 6 a 11 discutem questões específicas relacionadas com, respectivamente, acesso às infra-estruturas, relacionamento comercial, qualidade de serviço, tarifas, informação e resolução de conflitos.

A ERSE agradece antecipadamente todos os comentários às questões suscitadas no presente documento e todas as contribuições para a elaboração da regulamentação do sector do gás natural.

2 O PROCESSO DE REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL

2.1 REGULAMENTOS A PUBLICAR

Compete à ERSE, nos termos estabelecidos nos seus Estatutos, aprovar os seguintes regulamentos:

- Regulamento Tarifário.
- Regulamento de Relações Comerciais.
- Regulamento da Qualidade de Serviço.
- Regulamento do Acesso às Redes, às Interligações e às Instalações de Armazenamento.
- Regulamentos de Exploração e Fornecimento.

2.2 PRINCÍPIOS ORIENTADORES

A competência regulamentar constitui uma das componentes mais importantes da regulação. Os princípios orientadores que determinam a regulação do sector do gás natural emergem da legislação comunitária¹ e nacional² em vigor. Ao abrigo desta legislação, a regulamentação deve garantir, nomeadamente:

- A protecção dos direitos e interesses dos consumidores, em particular dos pequenos consumidores e dos consumidores vulneráveis, incluindo o estabelecimento de condições que permitam o exercício efectivo da liberdade de escolha de fornecedor.
- A não discriminação e a transparência no acesso às infra-estruturas.
- A utilização eficiente das infra-estruturas, designadamente através de tarifas que reflectam correctamente os custos subjacentes.
- A não discriminação e a transparência no acesso de consumidores e fornecedores de gás natural a mercados eficientes no âmbito do mercado interno de gás natural.

¹ Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho de 2003, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga as Directivas 98/30/CE e 91/296/CEE.

² Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro que define o regime de importação de GNL e de gás natural (GN), a armazenagem de GNL e o tratamento, transporte e distribuição de GN e dos gases de substituição.

Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, que dá nova redacção aos artigos 1.º, 2.º, 10.º, 11.º e 18.º do Decreto-Lei n.º 374/89 e passa a definir a atribuição de licenças de redes autónomas de gás natural.

Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, que estabelece as regras relativas ao exercício das actividades de importação, transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural, incluindo o GNL.

Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que aprova os Estatutos da ERSE.

- As condições de concorrência equitativas entre as empresas que actuam neste sector.
- O equilíbrio económico e financeiro, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, das entidades concessionárias e licenciadas.
- O cumprimento das obrigações de serviço público atribuídas aos operadores.
- A existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de gás natural.

2.3 FASES DO PROCESSO REGULAMENTAR

O processo regulamentar da ERSE assume, no sentido regulatório pleno, objectivo, transparente e evolutivo, um carácter marcadamente publicista, apelando à participação do público em geral e, em particular, das empresas reguladas e das associações de consumidores.

De acordo com o artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que aprovou os Estatutos da ERSE, a aprovação ou alteração de qualquer regulamento da sua competência está sujeita a um procedimento público. Assim, a ERSE deverá:

- Comunicar o processo à Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), às concessionárias ou licenciadas e às associações de consumidores de interesse genérico, que têm 30 dias para apresentarem os seus comentários e sugestões.
- Facultar o acesso aos textos dos regulamentos a todos os interessados e disponibilizá-los no *website* da ERSE.
- Solicitar os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário.
- Publicar um relatório preambular dos regulamentos que fundamenta as decisões tomadas e que terá de referir as críticas ou sugestões feitas ao projecto.
- Publicar os regulamentos que contenham normas de eficácia externa na 2.ª série do Diário da República e disponibilizá-los no *website* da ERSE.

Além do cumprimento das regras relativas ao procedimento regulamentar acima descritas, a ERSE elaborou o presente “Anúncio de proposta de regulamentação” que faz parte da primeira fase do procedimento regulamentar, em que se suscita a discussão de matérias que influenciam as soluções e as propostas regulamentares.

Os comentários, propostas e sugestões recebidos até 15 de Março de 2004 serão publicados pela ERSE, ficando disponíveis a todos os interessados, excepto se os seus autores manifestarem vontade em contrário.

ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR DO GÁS NATURAL

O processo de regulamentação do sector do gás natural

No dia 18 de Março de 2004 irá realizar-se uma audição pública para discussão dos temas suscitados por este “Anúncio de Proposta de Regulamentação”.

Numa segunda fase, na sequência dessa audição pública, a ERSE procederá à elaboração e divulgação da “Proposta de Regulamentação”.

Os comentários, propostas e sugestões de todos os interessados serão publicados pela ERSE, excepto se os seus autores manifestarem vontade em contrário.

A ERSE realizará uma segunda audição pública de discussão da “Proposta de Regulamentação”.

Finalmente, a ERSE elaborará um documento justificando a aceitação ou recusa das sugestões recebidas, dará igualmente resposta aos comentários que lhe tenham sido enviados e procederá à publicação e divulgação dos regulamentos.

Os comentários ao “Anúncio de Proposta de Regulamentação” podem ser enviados para:

erse@erse.pt

Fax n.º 21 303 32 01

ou

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua D. Cristóvão da Gama nº 1 - 3º

1400-113 Lisboa

3 ENQUADRAMENTO DO SECTOR DO GÁS NATURAL

3.1 ENQUADRAMENTO POLÍTICO E LEGISLATIVO

3.1.1 MERCADO INTERNO DO GÁS NATURAL

A primeira fase da construção do mercado interno do gás natural remonta à década de noventa, nomeadamente através da Directiva 90/377/CEE, de 29 de Junho de 1990, que estabelece um processo comunitário para assegurar a transparência dos preços ao cliente industrial de gás e de electricidade e da Directiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes.

Numa segunda fase, foi aprovada a Directiva 98/30/CE, de 22 de Junho de 1998, relativa a regras comuns para o mercado interno do gás natural. Ao abrigo desta Directiva, Portugal tem vindo a beneficiar de uma derrogação em virtude de ser considerado um mercado emergente. Por “mercado emergente” entende-se “um Estado-Membro em que o primeiro fornecimento comercial no âmbito do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural a longo prazo tenha sido efectuado há menos de 10 anos”. Em virtude desta derrogação, o Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, estabeleceu que as disposições relativas ao acesso às redes e ao armazenamento, à elegibilidade dos clientes (abertura do mercado) e à recusa de acesso à rede ou armazenamento, só entrariam em vigor quando o mercado nacional deixasse de ser emergente, o mais tardar até 2007.

Em 2003, foi aprovada a Directiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de gás natural e revoga a Directiva 98/30/CE³. A nova Directiva vem acelerar a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes o mais tardar até 1 de Julho de 2007, definindo com mais precisão a organização e o funcionamento do sector do gás natural e as condições de acesso ao mercado. Esta Directiva entrou em vigor em Agosto de 2003 e deverá ser transposta para o ordenamento jurídico nacional até 1 de Julho de 2004.

3.1.2 MERCADO IBÉRICO DO GÁS NATURAL

O “Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade”, de 14 de Novembro de 2001, determina que “As Administrações de Espanha e Portugal iniciarão também o estudo da convergência dos mercados do gás natural de ambos

³ Jornal Oficial da União Europeia L 176 de 15 de Julho

os países, tendo em conta, em particular, os diferentes graus de maturidade destes mercados e a necessidade de garantir uma adequada coordenação entre a liberalização dos mercados de electricidade e de gás natural.”

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril, veio reiterar a necessidade de “coordenar a harmonização e convergência dos dois mercados no seio do mercado ibérico e à luz da Directiva 2003/55/CE. Neste sentido, será proposta a liberalização antecipada do sector do gás natural.”

No documento intitulado “*A long term view of a fully operational single market in Europe*”, o Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) identificou as principais características do actual estágio de desenvolvimento do mercado europeu de gás natural. Tendo em conta as especificidades deste mercado, o CEER considera provável que a concorrência no mercado do gás natural se venha a desenvolver, numa primeira fase, em base regional, através da criação de plataformas facilitadoras do comércio em cada região, que conduzam ao aparecimento de preços de referência para o gás natural e permitam a diminuição progressiva do peso dos contratos de longo prazo.

Neste contexto, o mercado ibérico de gás natural surge naturalmente como um mercado regional, dada a fraca capacidade de interligação com os restantes países da Europa continental. O reforço da ligação da rede de transporte da península ibérica à rede europeia revela-se fundamental na construção do mercado interno de gás natural. A ERSE, em conjunto com as entidades reguladoras de França e de Espanha, tem promovido o reforço da ligação da rede ibérica de transporte de gás natural à restante rede europeia, com o objectivo de reforçar a segurança de abastecimento e o nível de concorrência no mercado ibérico.

Actualmente, o sistema de abastecimento de gás natural na Península Ibérica é constituído por uma rede de gasodutos de transporte com ligações a França e à Argélia e ainda por quatro terminais de gás natural liquefeito (GNL) em Espanha e um em Portugal que permitem o acesso a diferentes origens de gás natural.

Ao abordar a construção do mercado ibérico de gás natural importa considerar vários aspectos, nomeadamente:

- Acesso não discriminatório às redes, às instalações de armazenamento subterrâneo e às instalações de recepção e armazenamento de GNL.
- Níveis de abertura do mercado.
- Disponibilização, aos agentes, de informação sobre capacidades disponíveis.
- Tratamento dos congestionamentos nas interligações e nas instalações de recepção e armazenamento de GNL.
- Tarifas de uso das infra-estruturas transparentes, harmonizadas e que reflectam os respectivos custos.

- Aquisição de direitos de capacidade nas interligações e obrigações de recolocação no mercado em caso de não utilização.
- Coordenação entre operadores de sistema.
- Harmonização dos mecanismos de balanço.
- Incentivos ao investimento em interligações.

3.1.3 MERCADO NACIONAL E REORGANIZAÇÃO DO SECTOR ENERGÉTICO

A introdução do gás natural em Portugal teve consagração legislativa expressa com a publicação do Decreto-Lei n.º 374/89, de 25 de Outubro. O regime jurídico aprovado por este diploma elevou o exercício das actividades de importação, armazenagem e tratamento, transporte e distribuição de gás natural à natureza de serviço público, a prestar por empresas vocacionadas para o efeito, mediante a atribuição de concessões de serviço público, atribuídas pelo Conselho de Ministros na sequência de realização de concurso público.

Na organização deste sector, o diploma definiu dois tipos de concessões:

- Concessão de importação, armazenagem e tratamento do GNL e seu transporte.
- Concessões de distribuição regional de gás natural.

O Decreto-Lei n.º 8/2000, de 8 de Fevereiro, que introduziu alterações ao Decreto-Lei n.º 374/89, definiu a atribuição de licenças de redes autónomas de gás e dos postos de enchimento de veículos automóveis.

Não tendo ainda sido transposta a Directiva 2003/55/CE, é o Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, que rege o exercício das actividades de importação, transporte, distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural, incluindo o GNL.

Embora Portugal beneficie de uma derrogação relativamente à abertura de mercado, este diploma já determina que, quando se iniciar a liberalização:

- Os clientes elegíveis têm o direito de utilizar as instalações e as redes exploradas pelas empresas de gás natural, nas condições a estabelecer em regulamentação específica, de acordo com critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios.
- A recusa de acesso à rede ou armazenamento com base na falta de capacidade, no impedimento de cumprimento das obrigações de serviço público ou em sérias dificuldades económicas decorrentes dos contratos de *take-or-pay*, deverá ser devidamente fundamentada.

De acordo com os seus Estatutos, compete à ERSE:

- Preparar a liberalização do sector do gás natural e fomentar a concorrência.
- Contribuir para a progressiva adaptação do enquadramento regulatório ao desenvolvimento do sector do gás natural e ao atempado cumprimento da legislação comunitária aplicável, no sentido da realização do mercado interno da energia.
- Velar pelo cumprimento, por parte das empresas do sector do gás natural, das obrigações estabelecidas na lei e nos regulamentos e nos contratos de concessão e nas licenças, nomeadamente as obrigações de serviço público.
- Aplicar e fiscalizar as disposições de natureza tarifária, comercial e de qualidade de serviço.
- Aprovar o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento da Qualidade de Serviço, o Regulamento do Acesso às Redes, às Interligações e às Instalações de Armazenamento e os Regulamentos de Exploração e Fornecimento.

Com base nos princípios definidos no programa do Governo, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril, aprovou as orientações da política energética portuguesa, que assenta em três pilares e várias medidas, como indicado no quadro da página seguinte.

O aspecto mais importante no tocante ao sector do gás natural é a decisão de antecipar a sua liberalização, começando pela elegibilidade dos produtores de energia eléctrica.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/2003, de 10 de Maio, estabeleceu as linhas gerais do quadro estratégico e organizativo do sector energético nacional e das empresas envolvidas.

De acordo com esta última Resolução do Conselho de Ministros, o Estado deve:

- Exercer a sua função de accionista nas empresas do sector energético, bem como nas do sector público empresarial do Estado com interesses, actuais ou potenciais, no sector energético, de acordo com o modelo de reestruturação do sector, definido pelo Governo.
- Promover a definição do quadro político, competitivo e regulatório, identificando as prioridades e eliminando as distorções regulatórias no mercado ibérico integrado e clarificando o seu modelo de funcionamento.
- Promover a liberalização, a partir de 1 de Julho de 2004, do acesso à infra-estrutura do gás natural para os produtores de energia eléctrica a operar em Portugal.
- Promover as iniciativas legislativas de abertura da infra-estrutura do gás natural em condições de igualdade aos clientes elegíveis, de acordo com a legislação comunitária em vigor.
- Promover a adequação do quadro regulatório, de modo a enquadrar a exploração dos activos do gás natural.
- Promover e apoiar a constituição de uma empresa que reúna as infra-estruturas reguladas de gás natural e de electricidade - redes energéticas nacionais.

Quadro 3-1 - Orientações de Política Energética

Pilares	Medidas
Segurança do abastecimento nacional	Reduzir a dependência externa de energia primária
	Diversificar as fontes externas, por países e por tipo de fonte
	Manter reservas obrigatórias de combustíveis
	Garantir uma capacidade adequada de produção de energia eléctrica
Fomento do desenvolvimento sustentável	Mecanismos para concretizar o Protocolo de Quioto
	Integrar o comércio europeu de emissões
	Promover a utilização racional de energia
Promoção da competitividade nacional	Concretizar o mercado ibérico de electricidade
	Promover a concorrência e abertura dos sectores da electricidade e gás natural
	Alargar a regulação ao sector do gás natural

3.2 ENQUADRAMENTO INDUSTRIAL INTERNACIONAL

A indústria do gás natural desenvolveu-se com extraordinária rapidez nas últimas três décadas. Com efeito, de 1970 a 2002:

- O consumo anual mundial passou de cerca de um bilião de metros cúbicos para pouco mais de 2,5 biliões de metros cúbicos, representando actualmente cerca de 1/4 do total do consumo de energia primária.
- O rácio reservas / produção anual passou de 45 anos para 61 anos, o que representa um aumento de mais de 1/3.
- As importações anuais por gasoduto passaram de 43 mil milhões de metros cúbicos (4,3% do consumo) para 431 mil milhões de metros cúbicos (17% do consumo), sendo a Europa responsável por praticamente 2/3 deste volume.
- O comércio anual de GNL passou de um volume total de importações de 2,7 mil milhões de metros cúbicos para 150 mil milhões de metros cúbicos, cabendo à Europa 26% e ao Japão quase metade do volume transaccionado.
- Na Europa, o consumo passou de 113 mil milhões de metros cúbicos (11% do consumo mundial de gás natural) para 455 mil milhões de metros cúbicos (18% do consumo mundial de gás natural).

Para esta evolução muito contaram as políticas energéticas dos vários países com meios públicos de apoio à expansão do uso do gás natural. Um destes meios é a participação financeira do Estado na fase inicial dos projectos de gás natural, facto comum a muitos países, embora haja importantes excepções (EUA, Japão, Alemanha). No entanto, o Estado nem sempre persegue os mesmos objectivos. A título de exemplo, refira-se que nos anos 90, enquanto a União Europeia subsidiou a fundo perdido o investimento no sistema português em cerca de 36%, o Estado português, directa e indirectamente único accionista da Transgás, estabeleceu uma taxa máxima de remuneração dos recursos financeiros próprios da empresa de 11%, de certo modo para seu próprio benefício. Em contraste, dez anos antes, o Estado da Coreia do Sul, também ele accionista da empresa de infra-estrutura de gás natural (Kogas), juntamente com empresas e administrações públicas, estabeleceu uma taxa de remuneração zero, para benefício dos consumidores de gás natural. Em ambos os países, a produção de energia eléctrica em centrais de ciclo combinado foi o elemento que permitiu viabilizar o projecto de introdução de gás natural.

A inovação tecnológica tem permitido aumentar o volume de reservas disponíveis e baixar os custos de extracção, estimando-se que ao longo da última década estes custos tenham sofrido uma redução anual de 2,5%. Novas tecnologias de produção de energia eléctrica (centrais de ciclo combinado de alto rendimento, micro turbinas, pilhas de combustível), aquecimento ambiente, transportes (gás natural

comprimido, pilhas de combustível) e processos industriais abrem novas oportunidades à penetração do gás natural.

O custo do transporte de gás natural é elevado, quando comparado com o custo do transporte de petróleo, mas tem vindo a diminuir. Espera-se que as novas tecnologias permitam reduzir o custo do transporte de gás natural - por gasoduto e liquefeito - em cerca de 25% nos próximos cinco anos. A título de exemplo, o custo médio de um navio para transporte de GNL desceu nos últimos anos de cerca de 250 milhões de Euros para cerca de 170 milhões de Euros.

A descida dos custos de transporte, combinada com a existência de abundantes reservas, permitiu um aumento médio anual do comércio internacional de gás natural de 6% ao longo dos últimos vinte anos. A liberalização do sector do gás natural, iniciada nos EUA nos anos 80 e continuada noutros continentes na década de 90, veio estimular essa tendência e conduziu à crescente convergência dos preços de gás natural na América do Norte, na Europa e na Ásia, bem visível a partir do final do século passado. Neste mercado cada vez mais globalizado, o gás natural compete, em termos de preço, com os derivados do petróleo.

A rápida expansão do consumo de gás natural e as alterações tecnológicas e económicas que lhe estão associadas provocaram uma profunda alteração na estrutura empresarial deste sector, sobretudo nos EUA e no Reino Unido; este processo de “reestruturação” deverá conhecer uma significativa aceleração nos próximos anos, em particular na Europa. Em termos gerais, pode-se dizer que de uma fase inicial de projectos individuais em regime de monopólio, associando gasodutos e fornecimento, se passa a uma fase de acesso regulado a gasodutos, terminais de GNL e instalações de armazenagem, fomentando simultaneamente a concorrência ao nível do fornecimento (e da produção, onde ela existe); a fase seguinte consiste no aumento da concorrência, nomeadamente através da introdução de mercados organizados, e no início da “desregulação” de segmentos efectivamente abertos à concorrência, consagrando a “desverticalização” dos antigos monopólios e a especialização empresarial (isto é, empresas que se dedicam a uma só actividade – por exemplo, transporte por gasoduto, ou *trading*, ou fornecimento a clientes industriais e domésticos, etc.).

A liberalização do sector do gás natural acarretou também a passagem de um sistema comercial baseado exclusivamente em contratos de longo prazo para um sistema misto em que contratos de longo prazo coexistem com mercados *spot*. Este desenvolvimento iniciou-se nos EUA, na segunda metade dos anos 80, tendo conduzido à criação de numerosos mercados organizados (*hubs* – existem actualmente 38 na América do Norte) e, em 1990, de um mercado de futuros de gás natural pelo *New York Mercantile Exchange*. A liberalização do sector do gás natural na Europa está ainda atrasada em relação aos EUA; por exemplo, o primeiro mercado de futuros de gás natural foi introduzido em Inglaterra pelo *International Petroleum Exchange* apenas em 1997. Na Europa continental só em 1998 surgiu o primeiro mercado organizado (*hub*) em Zeebrugge (Bélgica) e as cláusulas mais restritivas dos contratos de longo prazo com os fornecedores vizinhos da União Europeia (Noruega, Rússia e Argélia) só recentemente

começaram a ser abolidas; também o processo de padronização dos contratos foi iniciado há pouco tempo. Um segundo *hub* foi constituído na Alemanha e pensa-se que possam surgir novos *hubs*, designadamente na Europa central (Áustria) e na fronteira entre a França e a Espanha.

A liberalização dos mercados do gás natural conduziu ainda à necessidade de introduzir mecanismos que permitam gerir com mais flexibilidade os respectivos sistemas físicos, facilitando o desenvolvimento de novas estratégias comerciais. Surgiram assim novos serviços oferecidos pelos operadores de redes, de terminais de GNL e de instalações de armazenagem subterrânea de gás natural. Alguns *hubs*, designados *balancing hubs*, foram criados para permitir equilibrar posições de oferta e de procura no curto prazo, aumentando a flexibilidade dos agentes (por exemplo, NBP no Reino Unido e TTF na Holanda). Flexibilidade na operação e flexibilidade na utilização das infra-estruturas garantem maior eficiência e maior segurança de abastecimento.

A construção de um mercado interno de gás natural na União Europeia verdadeiramente integrado e eficiente necessita, antes de mais, do desenvolvimento de novas infra-estruturas de transporte que permitam desenvolver o comércio transfronteiriço, explorando adequadamente complementaridades entre gasodutos e terminais de GNL, por um lado, e entre contratos de longo prazo e mercados *spot*, por outro lado. Além disso, o mercado interno requer ainda um esforço de harmonização que garanta a interoperabilidade dos vários sistemas (por exemplo, no que diz respeito ao poder calorífico e às características da odorização do gás transportado em cada rede) e a interacção dos *hubs* regionais que vão surgindo.

No contexto da liberalização do mercado português do gás natural e dos seus factores condicionantes, a organização e o modo de funcionamento do mercado espanhol são factores relevantes para os operadores portugueses, principalmente no que toca às importações de gás por gasoduto.

A liberalização do mercado do gás natural em Espanha teve início em 1998, através da Lei n.º 34/1998, de 7 de Outubro. A partir desta data, o sector do gás natural deixou de ser considerado um serviço público consagrando-se, assim, a livre iniciativa empresarial. Esta Lei estabeleceu o funcionamento do sector do gás natural em Espanha, indicando nomeadamente, os agentes que actuam no mercado: o produtor, o transportador, o distribuidor, o comercializador, o cliente elegível, o *cliente a tarifa* ou não elegível e o Gestor Técnico do Sistema. O processo de liberalização culminou em 1 de Janeiro de 2003, data a partir da qual qualquer cliente de gás natural pode escolher livremente o seu fornecedor.

Ainda na ausência de transposição da Directiva 2003/55/CE, de 26 de Junho, a organização do sector é a que a Lei acima referida estipulou. As actividades decorrentes da organização do sector podem ser distinguidas de acordo com o facto de serem ou não actividades reguladas (Decreto-Real 949/2001, de 3 de Agosto). As actividades de regaseificação, armazenamento, transporte e distribuição estão sujeitas à regulação económica. O aprovisionamento e a comercialização são actividades não reguladas.

A remuneração das actividades reguladas, cuja metodologia de cálculo é fixada para períodos de quatro anos, tem em conta os seguintes aspectos:

- Assegurar a recuperação dos investimentos realizados pelas empresas no período de vida útil dos mesmos.
- Permitir uma razoável rentabilidade dos recursos financeiros investidos e determinar um sistema de remuneração dos custos de operação que incentive uma gestão eficaz e uma melhoria na produtividade, devendo estas repercutirem-se nos clientes e utilizadores.

A actividade de transporte é desenvolvida por várias empresas em conjunto com as actividades de regaseificação e de armazenamento. A Enagas, S.A., enquanto principal transportador principal e titular de grande parte dos activos afectos a esta actividade, é ainda o Gestor Técnico do Sistema. As suas principais funções são as de garantir a continuidade e segurança do abastecimento de gás natural e a correcta coordenação entre os pontos de acesso, o armazenamento, o transporte e a distribuição de gás natural. A Enagas S.A. é remunerada pelas actividades de regaseificação, armazenamento e transporte e pela função de Gestor Técnico do Sistema. É ainda remunerada pela actividade de gestão da compra e venda de gás natural para os clientes *a tarifa*, isto é para os clientes que não optaram pelo mercado liberalizado.

Num contexto ibérico e na perspectiva de liberalização dos mercados, a organização e modo de funcionamento da actividade de distribuição tem também relevância para os operadores portugueses. A distribuição, em Espanha, é uma actividade regulada. O distribuidor deverá permitir, tal como o transportador, o acesso às suas redes por parte de terceiros, nomeadamente a comercializadores e clientes elegíveis, mediante o pagamento de uma tarifa de acesso regulada. Os distribuidores de gás natural têm direito a uma remuneração pelo exercício da actividade, estabelecida atendendo ao consumo e volume de gás transitado, aos custos envolvidos, às características das zonas de distribuição e à segurança e qualidade do serviço.

Os distribuidores não podem desenvolver directamente actividades de comercialização de gás natural, nem ser titulares de instalações da rede básica de gás natural. Contudo, a maior parte das empresas distribuidoras de gás natural pertencem ao Grupo Gás Natural que, em 2002, apresentava uma quota de mercado *a tarifa* de cerca de 80%. Nesta actividade actuam também outros grupos empresariais, tais como o Ente Vasco de la Energía (que representa quase 15% do volume total de vendas no mercado do gás natural *a tarifa*), o grupo Endesa, o grupo Unión Fenosa, a Hidrocarbónica e a Gas Figueres.

A actividade de comercialização é liberalizada e os comercializadores podem adquirir o gás natural directamente aos produtores (mercados internacionais) ou a outros comercializadores, utilizando as instalações de regaseificação, armazenamento, transporte e distribuição, mediante o pagamento de uma tarifa de acesso. Porém, aos comercializadores estão vedadas as actividades de regaseificação, armazenamento, transporte e distribuição.

Tal como acontece no caso dos distribuidores, a maior parte dos comercializadores de gás natural pertence ao Grupo Gás Natural que, em 2002, detinha uma quota de mercado liberalizado de cerca de 64%. Embora o número de comercializadores seja já de 36, o *Servicio de Defensa de la Competência* (SDC) e o *Tribunal de Defensa de la Competencia* (TDC), órgãos dependentes do Ministério da Economia espanhol, consideram que, dada a estrutura accionista dos comercializadores, existe uma grande concentração e integração vertical no sector do gás natural em Espanha, facto que pode constituir um obstáculo a um funcionamento transparente e concorrencial do mercado.

4 SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

4.1 ACTIVIDADES

Não havendo em Portugal produção de gás natural, as actividades a considerar ao longo da cadeia de valor deste sector são as seguintes:

- Recepção e armazenamento de GNL.
- Armazenamento subterrâneo.
- Transporte.
- Distribuição.
- Fornecimento.
- Gestão técnica do sistema.

A Directiva 2003/55/CE, na prossecução de um mercado interno do gás natural concorrencial sujeito a regras comuns, objectivas e transparentes em todos os Estados-Membros, estabelece a separação destas actividades de modo a evitar discriminações, subsídios cruzados ou outras formas de distorção concorrencial.

4.1.1 RECEPÇÃO E ARMAZENAMENTO DE GNL

A actividade de recepção e armazenamento de GNL em terminal compreende a descarga e armazenamento de GNL, a sua regaseificação e posterior entrega à rede de transporte e a camiões e inclui a operação de todas as instalações.

Nos termos da Directiva 2003/55/CE, as empresas devem manter contas separadas para esta actividade, como se de empresa distinta se tratasse.

Relativamente a esta actividade, a Directiva 2003/55/CE estabelece inequivocamente um sistema regulado de acesso de terceiros às grandes instalações de GNL, incluindo as unidades de armazenamento que as integram, que deve ser baseado em tarifas publicadas, objectivas e não discriminatórias, aplicáveis a todos os clientes elegíveis.

4.1.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A actividade de armazenamento subterrâneo compreende a recepção, a compressão, o armazenamento no subsolo e a despressurização e secagem do gás para posterior entrega à rede de transporte. Esta actividade inclui a operação de todas as instalações.

Nos termos da Directiva 2003/55/CE as empresas devem manter contas separadas para esta actividade, como se de empresa distinta se tratasse.

Segundo a Directiva 2003/55/CE o acesso às instalações de armazenamento subterrâneo pode ser efectuado sob a forma de um acesso negociado com os respectivos operadores ou de um acesso regulado ou, ainda, por uma combinação de ambos.

4.1.3 TRANSPORTE

A actividade de transporte de gás natural compreende a manutenção e desenvolvimento de uma rede de gasodutos de alta pressão e das suas interligações com outras redes, bem como assegurar a capacidade da rede a longo prazo.

Com o propósito de assegurar a independência na actuação do respectivo operador da rede, a Directiva 2003/55/CE estabelece a necessidade da sua separação, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões, das outras actividades não relacionadas com o transporte, quando integradas em empresas verticalmente integradas. A Directiva 2003/55/CE estabelece critérios mínimos a observar na separação do operador da rede de transporte de gás natural, nomeadamente ao nível da independência dos responsáveis pela sua gestão. A empresa deve igualmente manter contas separadas para esta actividade, como se de empresa distinta se tratasse. A Directiva 2003/55/CE prevê a possibilidade de cada Estado-Membro poder designar um ou vários operadores das redes de transporte. Determina ainda que o acesso deve ser baseado em tarifas ou metodologias aprovadas pelas respectivas entidades reguladoras, publicadas e aplicáveis a todos os utilizadores da rede com direito ao acesso, nomeadamente clientes elegíveis e fornecedores.

No tocante a esta actividade, é de referir que o gás natural pode igualmente ser transportado sob a forma liquefeita. Esta forma de transporte é utilizada para fornecer determinados pólos de consumo em que seja economicamente mais vantajoso efectuar o fornecimento de gás natural através de uma rede autónoma de distribuição, recorrendo à regaseificação de GNL numa unidade autónoma de gás (UAG), do que investir na rede de transporte de gás natural de alta pressão para levar o gás natural até àquelas zonas de consumo. O abastecimento de GNL a essas UAG é efectuado através de camiões cisterna, a partir dos terminais de recepção de GNL situados no litoral.

4.1.4 DISTRIBUIÇÃO

A actividade de distribuição de gás natural compreende a exploração, manutenção e desenvolvimento de redes locais ou regionais de gasodutos para fornecimento a clientes numa área específica e das suas interligações com outras redes, bem como assegurar a capacidade da rede a longo prazo.

Com o propósito de assegurar a independência na actuação do respectivo operador da rede, a Directiva 2003/55/CE estabelece a necessidade da sua separação, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões, das outras actividades não relacionadas com a distribuição, quando integradas em empresas verticalmente integradas. A Directiva 2003/55/CE estabelece critérios mínimos a observar na separação do operador da rede de distribuição de gás natural, nomeadamente ao nível da independência dos responsáveis pela sua gestão. A empresa deve igualmente manter contas separadas para esta actividade, como se de empresa distinta se tratasse.

A Directiva 2003/55/CE prevê um tratamento diferenciado para os distribuidores que abasteçam menos de 100 mil clientes ligados à rede, ao autorizar os Estados-Membros a poderem dispensá-los da separação jurídica entre a actividade de distribuição e as outras actividades exercidas. A Directiva 2003/55/CE estabelece a possibilidade de os Estados-Membros designarem um ou vários operadores das redes de distribuição. Estipula ainda que a actividade de distribuição deve ser regulada, estabelecendo que o acesso à rede de distribuição seja baseado em tarifas ou metodologias aprovadas pelas respectivas entidades reguladoras, publicadas e aplicáveis a todos os utilizadores da rede com direito ao acesso, nomeadamente clientes elegíveis e fornecedores.

Para além da distribuição de gás natural efectuada a partir da rede de gasodutos de alta pressão, existe a possibilidade desta actividade ser exercida em redes isoladas de distribuição, pertencentes a unidades autónomas de distribuição (UAD).

4.1.5 FORNECIMENTO

A actividade de fornecimento compreende a aquisição de gás natural, incluindo GNL, para posterior venda ou revenda a clientes.

De acordo com a Directiva 2003/55/CE, a actividade de fornecimento não pode ser exercida pelos operadores das redes de transporte e de distribuição. De acordo com a decisão de cada Estado-Membro, podem ser exceptuados deste impedimento os operadores das redes de distribuição com menos de 100 mil clientes, devendo nesta situação manter contas separadas como se de empresas distintas se tratassem.

Atendendo à possível existência de vários agentes compradores e vendedores, e ao direito de escolha de fornecedor aos clientes, o exercício desta actividade pode ser efectuado em regime de livre concorrência, mediante um processo de autorização.

4.1.6 GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA

A gestão técnica do sistema compreende o controlo e operação do conjunto de gasodutos de transporte, instalações de recepção e armazenamento de GNL e ainda de armazenamento subterrâneo, bem como a gestão dos serviços de sistema.

A actividade de gestão técnica de sistema é exercida pelo operador da rede de transporte que garante o correcto funcionamento do sistema de gás natural em condições eficientes e seguras. A operação das redes recorre a serviços de sistema. Estes serviços compreendem todos os necessários ao acesso e à exploração de redes de transporte e, concomitantemente, das redes de distribuição, às instalações de recepção e armazenamento de GNL e às instalações de armazenamento subterrâneo, incluindo sistemas de compensação de carga e mistura. O armazenamento na rede (*linepack*) é um serviço que compreende o armazenamento de gás natural por variação de pressão nas redes de transporte ou de distribuição.

A Directiva 2003/55/CE determina que haja acesso a estes serviços, sempre que isso seja técnica e economicamente necessário. Ficou ainda estabelecido que cada Estado-Membro pode decidir a forma do acesso: regulado, negociado, ou uma combinação destes dois modos.

4.2 APLICAÇÃO A PORTUGAL

Sendo o mercado do gás natural emergente e não liberalizado, a componente empresarial do sector foi organizada através de contratos de concessão e de títulos de licenças, em exclusividade. A estrutura empresarial criada foi baseada, por um lado, na Transgás – encarregue da aquisição do gás natural no estrangeiro, do transporte em território nacional e do fornecimento a grandes clientes - e, por outro lado, nos distribuidores regionais, responsáveis pelo fornecimento dos clientes domésticos, dos serviços e pequena indústria. As empresas que actuam actualmente no sector do gás natural em Portugal Continental são directa ou indirectamente participadas maioritariamente pela GALP Energia, à excepção de um distribuidor – a Portgás.

Na Figura 4-1 apresentam-se as empresas e as actividades a que estão associadas, bem como as funções que se perspectiva venham a exercer com a implementação da Directiva 2003/55/CE.

A concessão de serviço público atribuída à Transgás tem por objecto o aprovisionamento, recepção e armazenamento de GNL, o armazenamento subterrâneo, o transporte e o fornecimento em alta pressão.

A distribuição de gás natural encontra-se dividida entre 6 distribuidores regionais que detêm, cada um deles, um contrato de concessão de serviço público de distribuição e fornecimento de gás natural atribuído pelo Estado Português, e 4 distribuidores detentores de 14 licenças de distribuição e fornecimento de gás natural.

Relativamente à Transgás, esta empresa subconcedeu, entretanto, a concessão que detém de transporte de gás natural atribuída pelo Estado Português, cedendo parte dos direitos de transporte em território nacional a duas empresas, continuando contudo a operar e a ser a proprietária do gasoduto de alta pressão: a Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga, S.A. e a Gasoduto Braga - Tuy, S.A.. Ambas as empresas são também participadas pela Enagás, empresa congénere da Transgás em Espanha.

A Transgás e os distribuidores regionais partilham entre si alguns troços de redes, por forma a racionalizar o desenvolvimento das redes de distribuição, tendo para isso celebrado acordos de partilha de investimentos.

Com o novo enquadramento que se perspectiva para o sector do gás natural, colocam-se várias questões relativamente ao grau de separação das actividades acima referidas, a saber:

- Garantia de uma efectiva separação entre as actividades de fornecimento e distribuição.
- Garantia de uma efectiva separação entre as actividades de armazenamento subterrâneo, recepção e armazenamento de GNL, por um lado, e o fornecimento, por outro.
- Afectação dos activos a cada actividade.
- Definição do ou dos operadores funcionais de transporte e de distribuição.
- Regime de exercício da actividade de transporte de GNL por camião.
- Necessidade de separação nas UAD entre as actividades de recepção e armazenamento, a actividade de distribuição e a de fornecimento.
- Introdução de restrições à participação financeira de entidades detentoras da concessão da rede de transporte, das concessões e das licenças das redes de distribuição, em empresas de fornecimento de gás natural, ou qualquer outra entidade com interesses no sector do gás natural e vice-versa.

Figura 4-1 – Empresas e actividades no sector do gás natural

ACTIVIDADES	EMPRESAS	NOVAS FUNÇÕES e ACTIVIDADES
RECEPÇÃO e ARMAZENAMENTO de GNL	(UAG) TRANSGÁS ATLÂNTICO DIANAGÁS DURIENSEGÁS MEDIGÁS PAXGÁS	Recepção de GNL Armazenamento Carregamento de camiões (só para o Terminal) Regaseificação e Emissão para a rede
ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	TRANSGÁS ARMAZENAGEM	Armazenamento
TRANSPORTE	CAMPO MAIOR-LEIRIA- -BRAGA BRAGA-TUY TRANSGÁS, SA	Transporte
DISTRIBUIÇÃO	DRG BEIRAGÁS LISBOAGÁS LUSITÂNIAGÁS PORTGÁS SETGÁS TAGUSGÁS DIANAGÁS UAD DURIENSEGÁS MEDIGÁS PAXGÁS	Operação da Rede de Distribuição Distribuição
FORNECIMENTO	DRG TRANSGÁS, SA BEIRAGÁS LISBOAGÁS LUSITÂNIAGÁS PORTGÁS SETGÁS TAGUSGÁS DIANAGÁS UAD DURIENSEGÁS MEDIGÁS PAXGÁS	Fornecimento
GESTÃO do SISTEMA	TRANSGÁS, SA	Operação do Sistema

Fonte: ERSE

5 CONCORRÊNCIA E REGULAÇÃO

O projecto de introdução do gás natural em Portugal seguiu um percurso similar ao de muitos outros projectos intensivos em capital. Para redução do risco do investimento criaram-se condições proteccionistas. A legislação comunitária liberalizadora do mercado de energia, em particular do mercado do gás natural, é posterior à data de início do projecto português.

No quadro das decisões políticas então tomadas pelo Governo Português, a REN assumiu um compromisso com a Transgás inerente ao contrato de fornecimento de gás natural à central da Tapada do Outeiro da Turbogás. Existe assim, de facto, um compromisso triangular entre a Transgás, a Turbogás e a REN. Deste compromisso resulta que, contratualmente, o sistema eléctrico nacional foi o garante da viabilidade económica do projecto de introdução do gás natural em Portugal, pois assegura não só um volume de aquisição, como um nível mínimo de remuneração dos investimentos efectuados pelos accionistas da Transgás no projecto.

A legislação comunitária previa derrogações à abertura dos mercados em certas circunstâncias. No caso português, o facto do sector do gás natural ser um mercado emergente - uma vez que o primeiro contrato comercial teve lugar há menos de dez anos - foi o argumento utilizado para não ter aberto o mercado.

Sete anos após o início de funcionamento do sector do gás natural, verifica-se que a uma pequena rede de transporte com duas interligações com a rede espanhola e apenas um fornecedor (Argélia), se acrescentou mais um ponto alternativo de abastecimento (Sines), mais um fornecedor firme (Nigéria), acesso ao mercado *spot* de GNL, capacidade de armazenagem subterrânea e sólidas perspectivas de crescimento da procura.

Neste novo sistema estão reunidas as condições para passar de um sistema de mercado fechado e protegido para outro em que impere a concorrência e que melhor contribua para o aumento de produtividade da economia portuguesa, em conformidade com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril.

A criação de um mercado concorrencial de gás natural exige em primeiro lugar a separação das várias actividades do sector, tal como referido no capítulo 4. Em segundo lugar, um mercado interno plenamente operacional e concorrencial pressupõe que os clientes de gás natural possam escolher livremente o seu fornecedor ou comercializador de gás natural, mediante negociação bilateral do fornecimento, particularmente o preço, ou através da aquisição de gás natural em mercados organizados.

O direito de escolha do fornecedor de gás natural é acompanhado pelo direito de acesso às redes e à utilização de serviços associados a algumas das actividades reguladas.

Importa referir que a liberdade de escolha de fornecedor é geralmente estendida de forma gradual a todos os clientes. Pode-se verificar, assim, a coexistência de clientes participantes no mercado, que pagam as tarifas reguladas de uso das redes, com clientes elegíveis que ainda não exerceram o direito de escolha de fornecedor, ou mesmo clientes que ainda não são elegíveis e pagam, uns e outros, tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais.

É de realçar o facto de em Portugal já existirem entidades juridicamente separadas que exercem diferentes actividades. Actualmente, a Transgás Atlântico opera o terminal de GNL em Sines, a Transgás Armazenagem opera o armazenamento subterrâneo no Carriço, a Transgás Indústria tem por objecto o fornecimento do gás natural a clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de metros cúbicos, e a Transgás, S.A. ocupa-se da aquisição, do transporte e do fornecimento aos grandes produtores de electricidade e aos distribuidores regionais.

5.1 ACTIVIDADES EM CONCORRÊNCIA

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 anunciou a liberdade de escolha de fornecedor para clientes que representam mais de metade do consumo total. Do restante, os volumes comercializados pelos distribuidores e os consumidos pelos clientes industriais e de serviços acima dos 2 milhões de metros cúbicos por ano representam cerca de 13% e 23% do total nacional, respectivamente. Enquanto os contratos dos distribuidores regionais são a longo prazo, os dos clientes directos têm a duração média de cinco anos. À luz da legislação comunitária e da derrogação que o Estado Português concedeu ao projecto de introdução do gás em Portugal, o calendário máximo para abertura do mercado é o seguinte:

- Em 1 de Janeiro de 2008, deverá ser aberto o mercado a pelo menos 33% do consumo total anual, o que já será largamente ultrapassado em 1 de Julho de 2004.
- Em 1 de Janeiro de 2010, deverá ser aberto o mercado a todos os clientes não domésticos, o que no caso português alarga o mercado a cerca de 87% do consumo total.
- Em 1 de Janeiro de 2013, deverá ser aberto o mercado a todos os clientes incluindo os domésticos.

Na sequência da decisão de integrar a Transgás e a REN numa única entidade, à actual Transgás ficam cometidas as actividades de transporte e de gestão técnica do sistema. O fornecimento aos produtores de energia eléctrica, com a correspondente aquisição de gás natural, será desenvolvido em regime de mercado livre. Este regime será posteriormente alargado a todos os outros clientes segundo calendário a anunciar pelo Governo Português.

A introdução de concorrência pode ser conseguida através de:

- Estabelecimento de novos contratos de aquisição negociados livremente pelos clientes elegíveis, o que pressupõe a existência de suficiente capacidade de importação e transporte disponível.
- Disponibilização a clientes elegíveis e fornecedores de parte do gás já contratado pela Transgás, através de mecanismos de mercado, tais como leilões.

A situação actual é caracterizada pela existência de suficiente capacidade disponível de recepção e de transporte o que facilita o estabelecimento de novos contratos pelos clientes elegíveis e eventuais fornecedores.

A existência dos actuais contratos de *take-or-pay* a longo prazo em volume superior ao consumo dos clientes não elegíveis constitui uma dificuldade que deverá ser solucionada por mecanismos de mercado, nomeadamente processos de leilão permitindo minorar o impacte de eventuais custos ociosos. Esta solução também facilita o aparecimento de novos agentes fornecedores.

Ao abrigo do contrato de concessão do serviço público de importação, transporte e fornecimento de gás natural celebrado entre o Estado Português e a Transgás, em 14 de Outubro de 1993, foi cometido a esta empresa o monopólio, entre outros, da aquisição do gás natural para fornecimento em território português através da sua rede de gasodutos de alta pressão. Neste contexto, existem hoje três contratos de aquisição de gás natural: um com a empresa argelina Sonatrach; dois com a empresa nigeriana NLNG na forma de GNL. Estes contratos têm a característica comum de serem do tipo *take-or-pay* e terem um prazo de duração de vinte anos. Há ainda negociações para um contrato de curto prazo (cerca de um ano e meio) cuja origem do gás será provavelmente o Médio ou o Extremo Oriente, com início de vigência previsto para 2004. Os preços do gás em todos estes contratos são determinados em função de vários parâmetros de indexação, normalmente anual. A metodologia aplicada no cálculo destes preços poderá ser revista todos os 4 anos.

No contexto dos contratos de longo prazo *take-or-pay* há a considerar três situações distintas, a saber:

- O contrato de aquisição à Sonatrach, envolvendo 2,5 mil milhões de m³ por ano até 2020, foi assinado no contexto político do projecto de introdução do gás natural em Portugal e cinco anos antes da primeira Directiva (98/30/CE) de liberalização do mercado do gás natural.
- Os contratos com a Nigerian LNG, envolvendo 1,4 mil milhões de m³ por ano até 2020, foram assinados já num contexto comunitário de liberalização, em que o Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, anunciava a abertura do mercado português a partir de 2007.
- Eventuais negociações para aquisição de quantidades adicionais devem ser enquadradas no espírito da nova Directiva 2003/55/CE e da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003.

Enquanto a primeira situação enquadra o contrato de *take-or-pay* a longo prazo no projecto de introdução do gás em Portugal, numa situação específica de não liberalização e que vinculou o Estado

Português a este contrato, os outros casos devem ser vistos como acções voluntárias livremente assumidas pelas partes envolvidas. De facto, o segundo contrato com a Nigerian LNG destinou-se ao consumo da central térmica da TER, no Carregado, para funcionamento no sistema eléctrico não vinculado.

As actuais grandes centrais eléctricas consumidoras de gás natural, Tapada do Outeiro, Carregado e Termoeléctrica do Ribatejo, têm consumos médios anuais que totalizam cerca de 2,5 mil milhões de m³, o que representa cerca de 60% das quantidades totais já contratadas a longo prazo. A partir de 1 de Julho de 2004 estas centrais podem satisfazer as suas necessidades de gás natural a partir de outros fornecedores que não a actual Transgás.

Existem também contratos assinados entre a actual Transgás e os vários distribuidores regionais que abrangem cerca de 13% do consumo total. Actualmente, os distribuidores podem responsabilizar a Transgás pelo cumprimento das obrigações contratuais, que incluem o facto de terem prioridade de abastecimento em caso de crise. Porém, não estão obrigados contratualmente a responsabilizarem-se pelos contratos de *take-or-pay* da Transgás, excepto no tocante às quantidades por si contratadas anualmente.

Finalmente, há os fornecimentos da Transgás aos seus clientes directos, cerca de 23% do consumo total, feitos ao abrigo de contratos individuais com duração média de cinco anos.

Ainda no contexto da constituição de um mercado concorrencial, é importante a existência de vários agentes com direitos iguais e que possam livremente trocar o seu produto. No mercado do gás natural, ainda essencialmente dominado por contratos de compra e venda de grandes volumes e a longo prazo, é crucial a criação de condições contratuais de menor prazo e para trocas ocasionais.

Para esta flexibilização das trocas é necessário criar pontos-bolsa que facilitem a sua concretização. A estes pontos-bolsa dá-se normalmente a designação de *hubs*. A experiência europeia demonstra que a criação de *hubs* para o gás natural tem resultado no aparecimento de um maior número de agentes. Portugal, no contexto da União Europeia e da concretização do mercado interno, não pode nem deve escapar à inovação das suas estruturas de mercado, aproveitando a oportunidade para recuperar o atraso relativamente aos seus parceiros da UE e em particular a Espanha. Importa, assim, reflectir sobre a criação de um *hub* português, que pode corresponder ao terminal de Sines, ponto de fácil realização de trocas entre os vários agentes.

O actual défice de capacidade na interligação com França, a crescente relação do gás natural com a produção de electricidade, o grande número de terminais oceânicos de GNL em Espanha, para além da ligação física com o Magreb se fazer também por Espanha, são factores que levam a uma reflexão sobre a organização dos mercados de trocas de gás na Península Ibérica. A criação de um *hub* em Portugal poderia constituir um elemento de equilíbrio no contexto ibérico.

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

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

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

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

Como minorar o impacte de eventuais custos ociosos?

5.2 ACTIVIDADES REGULADAS

5.2.1 PRINCÍPIOS

A existência de monopólios de rede, como é o caso do transporte e da distribuição de gás natural, é uma das principais razões que justificam a necessidade de regulação.

MERCADO PERFEITO

Em concorrência perfeita, a rentabilidade da empresa iguala o custo de oportunidade do capital. A regulação económica dos monopólios estabelece a remuneração de cada actividade regulada, de forma explícita ou implícita, tendo em consideração o risco da actividade e a necessidade de atrair capitais suficientes, para que o equilíbrio entre a oferta e a procura se mantenha de forma sustentada.

Em concorrência perfeita as empresas seriam eficientes, o número de empresas no mercado seria o adequado, a afectação dos recursos seria óptima, as empresas não teriam lucros excessivos, produziriam a quantidade adequada a custo mínimo e os preços, estabelecidos pelo mercado, igualariam o custo marginal de produção de longo prazo, transmitindo aos clientes, desta forma, os sinais adequados à utilização eficiente dos recursos.

O MERCADO CONCORRENCIAL

Uma empresa de um sector que opere em regime de concorrência pode apresentar uma rentabilidade superior às restantes; diz-se então, em termos económicos, que a empresa tem uma renda económica. A renda económica surge quando uma empresa é capaz de fornecer um produto ou serviço de forma “superior” à concorrência, seja através de um preço mais baixo, seja com melhor qualidade ou com qualquer outra característica que a distinga dos seus concorrentes. A renda económica pode ser vista como o prémio que o mercado atribui a essa empresa por ser mais eficiente, ou por ser inovadora. Estes

ganhos são, no entanto, temporários, pois com o passar do tempo a vantagem competitiva da empresa vai sendo diluída à medida que os concorrentes se vão tornando capazes do mesmo nível de eficiência.

É a existência desta renda económica que incentiva a permanente busca de eficiência e de inovação no seio das empresas, sendo considerada o principal motor de desenvolvimento das economias de mercado.

MONOPÓLIOS

As redes eléctricas ou de gás natural constituem normalmente monopólios. A existência de mais do que uma rede para fornecer o mesmo serviço não conduz à optimização da utilização dos recursos. Em sectores onde há grandes economias de escala, a existência de várias empresas conduz inevitavelmente ao aumento dos custos e a uma ineficiente afectação de recursos. No caso das actividades de transporte e distribuição de gás natural, que apresentam, regra geral, economias de escala, os custos operacionais médios decrescem quando aumenta o volume de gás fornecido, os custos marginais são inferiores aos custos médios e preços iguais a custos marginais não permitem recuperar a totalidade dos custos. Esta é uma situação em que, para que as empresas sejam economicamente viáveis, os preços estabelecidos têm de ser superiores aos preços que se estabeleceriam no mercado perfeito.

Enquanto que num mercado concorrencial a renda económica traduz um resultado justo, num mercado de monopólio este resultado assume a figura de “lucro”. Enquanto que o “lucro” do monopólio provém do exercício da sua posição dominante tendo origem na possibilidade de praticar um preço superior ao de mercado por restrição na quantidade oferecida, ou simplesmente por falta de alternativa, a renda económica provém da capacidade da empresa em se distinguir das restantes.

A regulação dos monopólios será assim tanto mais eficaz quanto melhor for capaz de criar os incentivos necessários a que as empresas reguladas tenham:

- Uma actuação eficiente e inovadora, à semelhança das empresas que actuam em mercados concorrenciais, simulando o comportamento que incentiva estas últimas a distinguirem-se das demais.
- A partilha com os clientes dos ganhos obtidos, simulando a obtenção da “renda económica” que as empresas que operam em mercados concorrenciais são capazes de obter por si, e que o mercado passa de forma automática aos clientes.

A REGULAÇÃO DOS MONOPÓLIOS

Um dos objectivos da regulação dos monopólios é contribuir para que a oferta se faça nas melhores condições de qualidade e preço. A construção de regras e mecanismos de regulação deve induzir a eficiência e garantir o equilíbrio geral de funcionamento do sector.

Refere-se aqui eficiência em sentido lato: eficiência na afectação e utilização de recursos, no relacionamento entre agentes e no relacionamento regulador/regulado. A promoção da participação dos agentes no processo de regulação, a transparência na concepção e discussão das regras de regulação e a previsibilidade introduzida pelo edifício regulamentar, são factores que contribuem para a eficiência global do sector.

O desempenho eficiente das empresas e a manutenção do seu equilíbrio económico e financeiro, por um lado, e o grau de satisfação dos clientes, por outro lado, são objectivos da regulação, sendo orientadores do debate em torno das principais questões associadas à regulação e instrumentos fundamentais de aferição da própria regulação instituída.

Numa primeira fase, a definição de mecanismos e procedimentos de regulação procura incentivar o eficiente desempenho das empresas. Numa segunda fase, a aplicação dos mecanismos e a resposta das empresas reguladas aos incentivos estabelecidos permite avaliar o desempenho da própria actividade de regulação.

A manutenção do equilíbrio geral de funcionamento do sector e, em particular, do equilíbrio entre os interesses dos diversos agentes que nele operam, empresas e clientes, constitui um dos pilares de actuação da regulação. A regulação de um sector que opera em regime de monopólio e que fornece um serviço fundamental para a economia e para a sociedade, deve ter em consideração, não só o preço e a qualidade do serviço prestado, mas também uma adequada remuneração às empresas reguladas e a manutenção do seu equilíbrio económico-financeiro, de forma a conjugar os interesses destas com os interesses dos clientes. O nível de remuneração das actividades reguladas deve, assim, ser próximo daquele que o mercado atribuiria a estas actividades em ambiente concorrencial.

Para além de preços adequados, os clientes exigem determinados padrões de qualidade de serviço, determinado grau de garantia de abastecimento e informação transparente, particularmente no tocante à compreensão do que compram e por quanto compram, bem como a possibilidade de escolher o seu fornecedor. Importa ter presente que os mecanismos de regulação instituídos influenciam as decisões dos clientes e conseqüentemente a utilização que fazem dos recursos disponíveis.

5.2.2 MODOS DE REGULAÇÃO

REGULAÇÃO BASEADA EM CUSTOS

A regulação baseada em custos estabelece, para todo o período de regulação, uma taxa de remuneração sobre os activos afectos à actividade regulada e o nível de custos aceites para efeito de determinação das tarifas. É um modo de regulação que apresenta um nível de risco reduzido para as empresas, uma vez que, para além de assegurar uma determinada rentabilidade dos investimentos, permite também a recuperação de todos os custos operacionais aceites.

Trata-se de um modo de regulação que não transmite às empresas grandes incentivos à redução de custos e a uma gestão eficiente dos recursos. Contém, no entanto, incentivos implícitos ao investimento e induz estabilidade às empresas.

Na regulação baseada em custos, os proveitos permitidos cobrem os custos de exploração e ainda uma rentabilidade sobre o capital investido. Variações nos custos reflectem-se no mesmo sentido nas variações de preços, enquanto que aumentos de produtividade e aumentos de procura provocam reduções nos preços. Neste modo, existe uma ligação directa entre os preços e os custos.

Neste modo de regulação existem vantagens e inconvenientes. Do ponto de vista das empresas tem vantagens porque:

- As empresas recebem em função daquilo que investem.
- O risco é reduzido, dado que qualquer aumento justificado dos custos passa para o cliente.

Tem inconvenientes porque:

- Se a procura crescer menos do que o previsto, a receita obtida será inferior à estimada e pode não ser suficiente para manter o nível de remuneração esperado, enquanto o valor não for ajustado.
- Se os preços das variáveis exógenas aumentarem muito num dado período, as empresas podem ter necessidades esporádicas de tesouraria a curto prazo, sempre que a repercussão dos aumentos não for passada rapidamente para os clientes.
- A empresa regulada actua como se o custo do capital fosse inferior ao que é na realidade, pelo que a empresa tem incentivos a sobre-utilizar o factor capital.
- A discricionariedade do regulador no processo de aceitação dos custos, representa algum risco.

Do ponto de vista dos clientes, tem vantagem porque não permite proveitos excessivos, pois qualquer redução nos custos passa para o cliente.

Tem o inconveniente de permitir que a taxa de remuneração seja superior ao custo do capital e inferior à taxa de remuneração pretendida pela empresa e, então, esta substitui capital por outro factor de produção e não tem incentivos para minimizar os seus custos, o que não conduz à eficiência produtiva e à de mercado.

REGULAÇÃO BASEADA EM PREÇOS

Na regulação baseada em preços, as empresas reguladas assumem maiores riscos, mas podem também obter maiores ganhos. É definido *a priori* um preço máximo e a sua evolução ao longo do período de regulação tendo em conta os ganhos de eficiência que se prevêem.

A regulação baseada em preços constitui um modo de regulação por incentivos, no qual o regulador institui prémios e penalizações visando motivar a empresa regulada a atingir determinados objectivos. O regulador define os objectivos e os incentivos, não prescrevendo as acções a executar.

Durante o período de regulação a empresa gere a sua actividade procurando reduzir custos, ser inovadora e operar de forma mais eficiente do que o estabelecido pela regulação, sendo-lhe permitido reter os ganhos suplementares de eficiência obtidos neste período.

O objectivo deste modo de regulação é promover o aumento de eficiência da empresa, pelo que o indicador de produtividade utilizado como indexante do preço deve ser exógeno e não influenciável pela actuação das empresas, caso contrário os incentivos atribuídos podem ser anulados.

Este modo de regulação cria maior incerteza às empresas, mas dá-lhes maior liberdade e flexibilidade de gestão. O regulador permite às empresas um determinado nível de proveitos unitários, cujo valor vai decrescendo anualmente em termos reais em função dos ganhos de eficiência previstos.

Existem algumas variantes deste modo de regulação:

- Com restrição do nível total de proveitos - o total dos proveitos permitidos não pode crescer mais do que IPC - X.
- Com ponderadores fixos - os preços médios unitários não podem crescer mais do que IPC - X.
- Com restrição da receita média - o preço médio não pode crescer mais do que IPC - X.

Com a regulação por preço máximo pretende-se incentivar a minimização dos custos, tendo em conta que um aumento na eficiência não se reflecte nos preços antes do fim do período regulatório, e incentivar o investimento em tecnologia que minimize os custos e conduza as empresas a uma operação eficiente.

Neste modo de regulação há vantagens e inconvenientes. Do ponto de vista das empresas tem vantagens porque:

- O incentivo à redução dos custos elimina a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que pode resultar em preços superiores ao custo marginal e este facto conduz a resultados elevados.
- Para além da razão aduzida anteriormente, a empresa pode conseguir maiores resultados através da prestação de serviço de menor qualidade.

e tem inconvenientes porque:

- Os resultados não são garantidos *a priori*, podendo o controlo directo dos preços produzir efeitos incertos sobre a taxa de rentabilidade das empresas.
- Em caso de redução significativa dos resultados, dado o controlo directo dos preços, o financiamento dos programas de investimento em épocas de rápido progresso tecnológico e de forte procura pode ser afectado negativamente.
- Em consequência, maiores riscos para a empresa implicam maiores custos do capital exigidos pelos accionistas.
- As empresas enfrentam riscos relacionados com a variação de variáveis exógenas. Por exemplo, se o preço máximo for dependente do gás natural fornecido, então a empresa retém o risco da procura.

Para os clientes existem as seguintes vantagens:

- O decréscimo real de preços médios, pois os ganhos das empresas são partilhados com os clientes, com enfoque nos preços, em vez dos custos, sendo assim mais fácil a sua monitorização
- Menos riscos porque conhecem os preços para todo o período de regulação.
- A menor quantidade de informação exigida, minimiza a importância da assimetria dessa mesma informação que existe entre a empresa regulada e o regulador.

mas tem o seguinte inconveniente:

- O incentivo à redução dos custos elimina a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que existe uma tendência para definir preços superiores ao custo marginal o que poderá conduzir a resultados elevados.

MODOS DE REGULAÇÃO MISTOS E INTERMÉDIOS

Podem também ser aplicadas formas mistas de regulação, conjugando a baseada em custos ou a baseada em preços com determinados incentivos que se atribuem explicitamente às empresas.

Assim, para além dos incentivos implícitos na regulação baseada em custos ou na baseada em preço máximo, podem-se introduzir outros conducentes ao investimento das empresas, nomeadamente em programas de utilização racional de energia, na redução dos impactes ambientais, na redução de perdas nas redes, na melhoria da qualidade de serviço técnica ou comercial, ou ainda outros incentivos que se afigurem importantes à prossecução da missão de serviço público.

A escolha entre esquemas de incentivos depende da relação existente entre o nível das receitas que se pretende permitir e os custos das empresas.

Admitindo, como exercício explicativo, que a relação entre o nível das receitas e os custos é apresentada pela expressão

$$\text{Receitas} = A + B \times \text{Custos}$$

a regulação pode apresentar um esquema de incentivos mais ou menos “forte” conforme o valor que se assumir para A e B.

Dissociando completamente o nível de receitas dos custos ($B = 0$), o nível de receitas permitido é fixo e independente dos custos. Este modo de regulação incentiva a redução de custos na medida em que os ganhos daí decorrentes são retidos pela empresa e simula a existência de concorrência perfeita no que se refere aos preços, sendo a empresa um “tomador” de preço. O estabelecimento de um nível de receitas fixo minimiza a importância do conhecimento da estrutura de custos e consumos da empresa.

Um esquema em que $B = 1$ não introduz qualquer incentivo à redução de custos já que estes são totalmente transferidos para os clientes.

Entre os dois extremos ($0 < B < 1$) é possível calibrar diversamente o peso dos incentivos e das suas consequências, sendo a opção influenciada pelo nível de informação detida pelo regulador.

Há ainda modos intermédios de regulação. É o caso por exemplo da regulação baseada em custos, na qual alguns custos são “contratualizados” entre o regulador e a empresa, sendo estabelecidos em função de custos padrão. Só devem ser padronizados os custos controláveis pela empresa, isto é, custos com materiais, serviços, pessoal e investimento. No entanto, podem-se padronizar algumas das rubricas de custos e aceitar outras em base anual. A escolha das variáveis a padronizar depende dos incentivos que se pretende atribuir e da maior ou menor facilidade de padronização de determinados custos ou investimentos.

A regulação pode ainda tomar diversos modos, consoante se estabeleçam determinados objectivos ou incentivos *a priori* ou *a posteriori*.

Quando os incentivos são estabelecidos *a priori*, as empresas reguladas elaboram e enviam as suas perspectivas quanto à evolução das variáveis consideradas para efeito de determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas, sendo alguns dos valores previstos posteriormente corrigidos pelos valores reais.

Em alternativa, os incentivos podem ser estabelecidos de forma a que actuem apenas *a posteriori*, em função dos valores ocorridos, após ter decorrido o período para o qual se definiram os preços.

Qualquer das soluções apresenta vantagens e inconvenientes. Pode-se pensar que os incentivos atribuídos *a priori* funcionam melhor, pois condicionam as empresas a cumprir os compromissos que assumiram quando adiantaram as suas perspectivas. No entanto, verifica-se por vezes que os incentivos estabelecidos *ex-ante* podem, na medida em que permitem a antecipação de receitas, induzir as empresas a ser demasiado optimistas nas suas previsões e estabelecer objectivos que sabem não ser capazes de cumprir.

Recorre-se também com alguma frequência à comparação de custos e de desempenho de empresas reguladas com congéneres de outros países. Estas comparações, porém, não devem ser feitas directamente. Em primeiro lugar é preciso obter informação de qualidade para, seguidamente, analisá-la e verificar a sua comparabilidade, face aos factores externos e internos de cada empresa que influenciam as suas actividades reguladas.

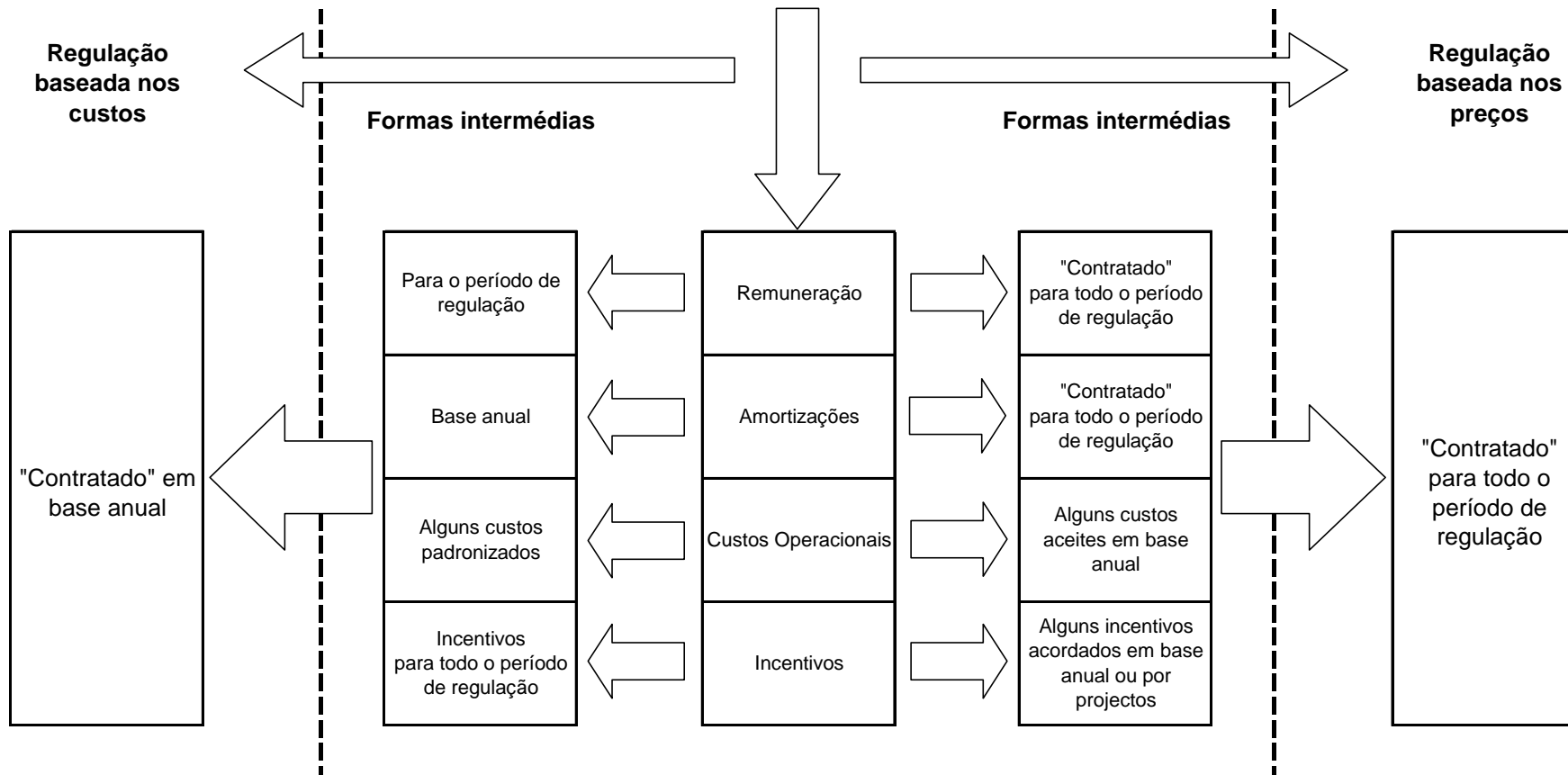
A Figura 5-1 apresenta esquematicamente os modos de regulação anteriormente analisados.

DURAÇÃO DO PERÍODO DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

O estabelecimento de um período longo de regulação para o qual os parâmetros de regulação são definidos *a priori* cria estabilidade e previsibilidade no sector, dando às empresas um conhecimento de mais longo prazo dos objectivos que lhes são sugeridos, permitindo-lhes a definição de estratégias de actuação mais graduais. Estes sinais de estabilidade são transmitidos ao mercado, aumentando a segurança dos clientes, que ficam a conhecer melhor, por um período de tempo mais alargado, as características da oferta das empresas, e a confiança dos investidores. O círculo da estabilidade fecha-se através do reflexo das decisões dos clientes e accionistas na actuação das empresas e na sua estabilidade.

Por outro lado, o estabelecimento de um período longo de regulação retira às empresas flexibilidade de adaptação às mudanças que se vão operando na economia em geral e no sector regulado em particular, sejam elas mudanças na estrutura da indústria, nas taxas de crescimento, mudanças tecnológicas ou outras.

Figura 5-1 - Modos de Regulação



ACTIVOS A REMUNERAR

Qualquer que seja a forma de regulação escolhida, a avaliação dos activos fixos a considerar para efeitos de regulação e a definição da sua remuneração constituem elementos chave no cálculo do nível dos proveitos permitidos a serem recuperados pelas tarifas.

Da correcta avaliação dos activos fixos depende a justa retribuição dos investidores/accionistas pelos investimentos efectuados e o justo valor a pagar pelos clientes pelos produtos e serviços adquiridos com adequados níveis de qualidade, segurança e satisfação.

Na determinação do valor base dos activos fixos a remunerar é necessário ter em conta vários aspectos, nomeadamente:

- Imobilizado inicial.
- Valorização do imobilizado inicial e dos investimentos.
- Amortizações.
- Subsídios aos investimentos.
- Valor final base para efeito de remuneração.

IMOBILIZADO INICIAL

A indústria do gás em Portugal é uma indústria recente e os investimentos efectuados até à data têm sido objecto de auditorias independentes.

Com a implementação da Directiva 2003/55/CE e das Resoluções do Conselho de Ministros, torna-se inevitável a separação de actividades, pelo que é necessário definir critérios justos e coerentes de afectação a cada actividade dos actuais activos fixos das empresas concessionárias e licenciadas.

Para efeitos de regulação, há que definir, para cada uma das empresas e para cada actividade, entre outros elementos:

- A fronteira entre os activos das instalações de GNL e os activos da rede de transporte.
- Os activos da rede de transporte e das redes de distribuição que são partilhados.
- A fronteira entre os activos das instalações das UAG e os activos das redes de distribuição.
- Os activos afectos à actividade de fornecimento.

A activos fixos associa-se normalmente o conceito de bens patrimoniais em exploração, ou seja, bens utilizados, directa ou indirectamente, na produção dos bens ou serviços das actividades operacionais,

ou, no caso presente, de cada uma das actividades reguladas. Este conceito pode, no entanto, não ser o mais consentâneo com a realidade uma vez que se admitirmos como definição de “fixo” um tempo de permanência na empresa superior ao do ciclo operacional anual, existem outros activos imobilizados, nomeadamente incorpóreos, em relação aos quais poderão existir razões para ser considerados, igualmente, como contribuintes para a formação dos proveitos de cada actividade regulada. São disto exemplo estudos prévios com investimentos previstos realizar mas que, por razões devidamente justificadas, não vieram a ser concretizados.

Existem igualmente activos imobilizados corpóreos em exploração utilizados por mais do que uma actividade. Assim, em relação a estes, há que ter em conta como proceder à sua afectação a cada uma dessas actividades.

VALORIZAÇÃO DO IMOBILIZADO INICIAL E DOS INVESTIMENTOS

Importa também abordar os critérios de valorização utilizados para registar contabilisticamente os activos fixos.

Como já referido, os activos imobilizados corpóreos que constam nas demonstrações financeiras das empresas reguladas não têm mais de uma década e têm sido auditadas por empresas especializadas.

Pode-se, apesar disso, para efeitos de regulação, colocar a questão de saber se o valor constante das demonstrações representa já, à data de hoje, o seu verdadeiro valor. Em situações análogas ao do início de um processo de regulação económica, como seja por exemplo o caso de um processo de privatização para efeitos de posterior admissão a uma bolsa de valores, é imprescindível proceder a uma valorização efectuada por uma (ou mais) entidade independente especializada neste tipo de avaliação, de modo a determinar o valor actual dos activos.

Avaliar activos significa avaliar a empresa. Importa decidir qual a metodologia de valorização que deve ser utilizada, isto é, se se deve usar o valor actual de reposição, ou o custo de substituição do equipamento ou o custo histórico, ou ainda se se deve calcular o valor do imobilizado com base no valor de mercado da empresa, quando cotada em bolsa. Coloca-se também a questão de saber se se devem valorizar os activos construídos e em exploração ou o serviço que esses mesmos activos fornecem.

A valorização dos activos de uma empresa regulada, para efeito de regulação, dá início a um fenómeno circular. Com efeito, valorizam-se os activos para determinar a base do que deve ser remunerado; de seguida, a remuneração estabelecida tem impacto no valor da empresa e no valor de base dos activos.

A questão da reavaliação dos activos para efeitos de base de remuneração, deve ser acompanhada da análise da taxa de remuneração a utilizar – a preços reais ou a preços nominais.

AMORTIZAÇÕES

A política de amortizações seguida é, igualmente, um factor condicionante da estabilidade tarifária.

Existem duas perspectivas distintas sobre o conceito de amortização:

- A amortização enquanto retribuição adicional proporcionada por um activo fixo, durante o seu período de vida útil, que complementa o rendimento anual médio que se espera obter pelo investimento nele efectuado. Esta perspectiva trata a amortização como um “abate” anual do valor de aquisição por contrapartida dos proveitos, durante o seu período de vida útil.
- A amortização enquanto montante a recuperar anualmente de modo a que o activo fixo em causa se mantenha em condições óptimas de funcionamento. A amortização acumulada funciona, assim, como se de uma reserva de financiamento se tratasse.

Esta última definição, embora pareça simples e linear, coloca no entanto a questão de saber se o valor da amortização anual deve reflectir o valor actual de substituição, uma vez que se pretende que a amortização acumulada tenha um valor que permita substituir o bem em causa.

O método das quotas constantes (valor anual igual em função do número de anos de vida útil) normalmente utilizado para cálculo da parcela anual de amortização, utilizando taxas fiscalmente aceites, pode não ser o que melhor se coaduna para efeitos de regulação.

Podem-se amortizar os activos com perfis de amortização diferentes que, para além da estabilidade tarifária, assegurem, por exemplo, capacidade de auto financiamento em alturas em que as empresas tenham de fazer investimentos avultados.

Importa ter presente que os montantes amortizados anualmente equivalem a um fluxo monetário liberto, que pode ser usado para o auto financiamento das empresas reguladas, mas também pode ser usado para financiar outras actividades não reguladas, ou ainda, para distribuir pelos accionistas das empresas.

Apesar de, do ponto de vista económico, o perfil de amortização escolhido não ter impacte, os investidores, em geral, têm preferência por liquidez e estão interessados em processos de amortização rápidos. Os clientes, por sua vez, têm preferência por amortizações mais lentas, pois isso permite-lhes pagar menos hoje em detrimento de pagamentos futuros mais elevados.

SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO

Factor igualmente importante na formação do valor base final dos activos fixos para efeitos de remuneração é a existência de imobilizações participadas por terceiros, total ou parcialmente, em espécie ou financeiramente e, dentro destas, por fundos comunitários ou por clientes.

Estas situações configuram uma realidade. Os activos fixos a que respeitam não envolveram quaisquer custos para as empresas, pelo que estas mostram os correspondentes valores dos subsídios aos investimentos em rubricas dos seus passivos, líquidos das respectivas amortizações acumuladas. Isto resulta do facto dos subsídios serem amortizados às mesmas taxas que os imobilizados próprios das empresas, havendo, por isso, necessidade de compensar anualmente tais custos por contrapartida de proveitos.

Este tratamento contabilístico dado aos subsídios aos investimentos (comparticipações) justifica a sua inclusão, a deduzir aos valores dos activos, no cálculo do valor base de remuneração.

VALOR FINAL BASE PARA EFEITO DE REMUNERAÇÃO

O valor final base para efeito de remuneração a considerar no cálculo do nível de proveitos que cada uma das actividades reguladas deve proporcionar por aplicação das respectivas tarifas, é normalmente a média simples dos valores líquidos do imobilizado corpóreo em exploração, deduzida dos valores líquidos dos subsídios para investimento no início e no final de cada ano. Este critério é utilizado por melhor atenuar montantes de investimento não homogéneo ao longo dos anos.

Um aspecto que pode assumir grande importância no cálculo do valor base dos activos para efeitos de remuneração é o que se prende com a possibilidade de, de tempos em tempos, alguns activos fixos poderem vir a tornar-se total ou parcialmente redundantes, por razões de inovação tecnológica ou por uma reconhecida necessidade de economia de escala.

CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

O conceito de “custo de capital” é normalmente associado ao retorno que determinado investimento deve proporcionar, sendo definido como a taxa de remuneração exigida pelos investidores, tendo em conta o risco do negócio. Particularizando ao nível das empresas, o conceito de custo do capital prende-se com as decisões dos investidores sobre os activos em que investir e a forma de os financiar, tendo presente a maximização do valor da empresa.

Num mercado de capital intensivo, este problema é particularmente importante. Em mercados não regulados, só serão concretizados os projectos de investimento que à partida garantam, no mínimo, rentabilidades iguais às que são proporcionadas pelo mercado para investimentos de risco semelhante. A taxa adequada é o custo de capital.

Competindo ao regulador o estabelecimento dos preços, eles deverão ser fixados com um valor tal que permita ao mercado funcionar adequadamente, tanto quanto possível como se de um mercado em concorrência se tratasse, dando às empresas capacidade para financiar as suas actividades.

Ao pretender simular o funcionamento do mercado nesses moldes, o regulador obriga-se a proporcionar níveis de proveitos adequados, que possibilitam às empresas eficientes a recuperação dos seus custos, entre outros, os custos de financiamento. Dito de outro modo, para que as empresas (investidores ou accionistas) se sintam atraídas a investir é necessário que o retorno dos capitais investidos seja justo, tendo em conta o risco do negócio.

O custo de capital (*WACC – Weighted Average of Capital Cost*), traduz o custo médio ponderado das diversas fontes de financiamento, nomeadamente, capitais próprios (cp), empréstimos (emp), ou ainda quaisquer outros passivos (op) que, de algum modo, financiem os activos fixos:

$$WACC = (K_{cp} \cdot cp + K_{emp} \cdot emp + K_{op} \cdot op) / (cp + emp + op),$$

em que K_{cp} , K_{emp} , e K_{op} representam, respectivamente, o custo dos capitais próprios, o custo dos empréstimos e o custo de outros passivos.

Os subsídios ao investimento, porque compensam activos fixos, são uma fonte de financiamento e integram o custo de capital. Contudo, como não geram quaisquer custos, são considerados como financiamentos remunerados à taxa zero.

É normal considerar para efeitos de financiamento dos activos fixos os empréstimos que se encontram associados aos investimentos estruturais de médio e longo prazo, possuindo, portanto, carácter de permanência na empresa superior ao de um exercício contabilístico. A dívida financeira de médio e longo prazo é a componente do balanço normalmente utilizada para o cálculo do custo de capital. Por outro lado, há que ter em conta que os encargos financeiros são reconhecidos para efeitos fiscais, o que significa que para os accionistas interessa considerar o custo de capital calculado depois de impostos.

No que respeita ao custo dos capitais próprios (k_{cp}), este deve ser igual à remuneração proporcionada por investimentos alternativos de risco semelhante. Para a determinação deste custo existem vários métodos, sendo os mais utilizados os seguintes:

- Modelo de Avaliação dos Activos Financeiros, normalmente, designado por CAPM .
- Modelo de Gordon.

O modelo de cálculo CAPM postula que o custo de oportunidade dos capitais próprios é igual à remuneração que é possível obter em investimentos sem risco, acrescido de um prémio de risco. Este prémio não é mais do que o prémio de risco de mercado (diferença entre a taxa de rendimento proporcionada pelo mercado e a taxa de rendimento proporcionada pelos investimentos sem risco) ajustado por um coeficiente β , que reflecte o risco sistemático de um determinado sector de actividade relativamente ao risco de mercado, ou, dito de outro modo, reflecte a volatilidade da remuneração proporcionada pela empresa, face à remuneração do mercado no seu conjunto, assumindo que a empresa é totalmente financiada por capitais próprios.

O risco das empresas altera-se também ao longo do período de regulação. No início do período, o mercado conhece a regulação prevista para o período, à medida que este se aproxima do fim, vai crescendo a incerteza em torno da revisão regulatória.

Apesar de a utilização do CAPM estar largamente divulgada, não se devem esquecer os pressupostos da sua aplicação e que não são verificados na maioria das situações, entre eles:

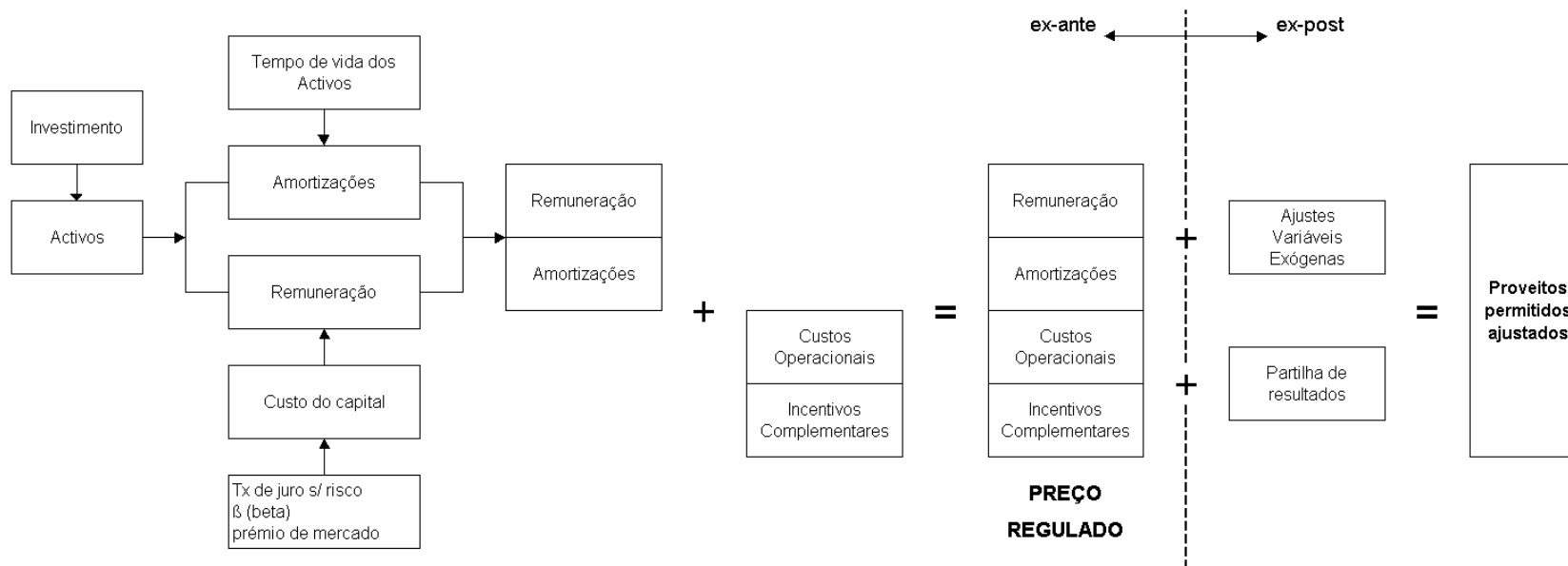
- Os investidores têm um *portfolio* de activos totalmente diversificado.
- As rentabilidades dos títulos têm uma distribuição normal.
- Os investidores preocupam-se apenas com a rentabilidade média e a sua variância.

Por vezes as empresas ou as actividades a regular não estão cotadas no mercado bolsista, como é o caso das empresas do gás, não havendo por isso possibilidade de calcular directamente o β , sendo necessário recorrer a outras formas indirectas, como por exemplo o “benchmarking” com empresas congéneres.

O modelo de Gordon especifica que a taxa de capitalização do mercado é igual à remuneração proporcionada pelo dividendo a receber no final do ano sobre o valor de cada acção no início do ano, acrescida da taxa de crescimento esperada dos dividendos. A maior dificuldade deste modelo surge na determinação da taxa de crescimento dos dividendos, que pressupõe um comportamento constante ao longo de toda a vida da empresa. A determinação do rendimento do dividendo torna-se mais simples caso a empresa esteja cotada em bolsa. Este método tem vindo a ser utilizado pelos reguladores apenas como validação do custo do capital calculado através do CAPM.

A Figura 5-2 descreve as principais questões associadas ao processo de regulação tarifária anteriormente apresentadas.

Figura 5-2 - O Processo de Regulação Tarifária



<p>1. Aprovar os investimentos? Como?</p> <p>2. Como avaliar os activos</p>	<p>3. Que forma de amortização utilizar?</p> <p>4. Como calcular o custo do capital?</p> <p>5. Que taxas de juro sem risco usar?</p> <p>6. Como determinar o ß?</p> <p>7. Qual o prémio de mercado</p>	<p>8. Que custos operacionais?</p> <p>9. Que incentivos complementares estabelecer?</p> <p>10. Que prémios / penalidades atribuir?</p>	<p>11. Que ajustamentos fazer <i>a posteriori</i>?</p> <p>12. Deve haver partilha de resultado?</p> <p>13. A partir de que limites?</p>
---	--	--	---

5.2.3 APLICAÇÃO A PORTUGAL

A Directiva 2003/55/CE determina o acesso regulado às seguintes infra-estruturas de gás natural:

- Instalações de recepção e armazenamento de GNL.
- Redes de Transporte.
- Redes de Distribuição.

Relativamente à armazenagem subterrânea e aos serviços de sistema, incluindo o *linepack*, a Directiva 2003/55/CE permite a opção entre acesso regulado, negociado, ou ambos.

A construção de um mercado aberto e concorrencial a partir de uma situação de monopólio aconselha à opção por acesso regulado também às infra-estruturas de armazenagem e serviços de sistema. Acresce o facto do armazenamento subterrâneo ser constituído em bens que integram o domínio público do Estado. Posteriormente, numa fase de concorrência eficiente, o acesso negociado poderá ser introduzido. Este ponto de vista é defendido pela Comissão Europeia e pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia.

Actualmente, e decorrente dos contratos de concessão, não existe uma regulação explícita das actividades acima mencionadas baseada na remuneração dos activos associados exclusivamente com cada uma das actividades. A remuneração da Transgás, S.A. está estabelecida no contrato de concessão através de taxas de rentabilidade dos seus recursos financeiros próprios. Os proveitos associados a esta remuneração englobam todas as actividades e serviços prestados pelo uso das infra-estruturas e da comercialização de gás. A remuneração dos distribuidores é baseada numa margem de comercialização adicionada ao preço de aquisição à Transgás, que engloba também todas as actividades do uso das infra-estruturas e de fornecimento.

No quadro da liberalização anunciada pelo Governo português e de acordo com a Directiva 2003/55/CE é necessário estabelecer a regulação de cada actividade e função de forma explícita.

Colocam-se as seguintes questões gerais.

Que duração deve ter o período de regulação?

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

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

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

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

RECEPÇÃO E ARMAZENAMENTO DE GNL

Em Portugal existem dois tipos de instalações de GNL:

- O terminal oceânico de recepção, armazenagem e regaseificação.
- As pequenas UAG que recebem por camião, armazenam e regaseificam GNL para distribuição em redes locais autónomas de serviço público ou para serviço privativo de clientes directos.

Quanto ao terminal oceânico de GNL, a Transgás subconcedeu à Transgás Atlântico a construção e operação do terminal de Sines. Esta subconcessão permite à Transgás Atlântico prestar serviços de recepção, armazenamento, carga de camiões e regaseificação de GNL a outrem que não a Transgás.

O acesso a estas instalações para processamento de GNL e concomitante transporte e fornecimento pressupõe a utilização da sua capacidade de armazenamento. Esta capacidade permite também a oferta de serviços de flexibilidade.

Para a regulação desta actividade é necessário separá-la nas suas diversas funções e respectivos custos:

- Recepção.
- Armazenamento.
- Carga de camião.
- Regaseificação e emissão para a rede.

A regulação de cada uma destas funções deve ser efectuada de forma separada, ou seja, para cada função será estabelecida uma metodologia de definição de proveitos baseada num dos modos de regulação anteriormente referidos.

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

As instalações de recepção e tratamento de GNL em Sines servirão, também, para expedir GNL por camião destinado às UAG, actualmente propriedade da concessionária do serviço público de importação, transporte e fornecimento de gás natural a alta pressão. Com excepção das UAG instaladas em clientes directos da Transgás, todas as outras servem os distribuidores regionais licenciados. Existe, assim, uma semelhança no objectivo da actividade entre os pontos de entrega de gás natural do sistema de gasodutos de transporte e as UAG, pelo que o acesso a estas UAG deve ser regulado.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A Transgás criou a Transgás Armazenagem para dar cumprimento à sua obrigação contratual de ter, permanentemente, gás armazenado numa quantidade equivalente a pelo menos vinte dias de consumo nacional referido ao ano anterior, excluído o volume consumido pela central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro.

Note-se que só existe um sítio de armazenamento subterrâneo propriedade de uma única empresa. Embora separada juridicamente de outras do sector do gás natural, esta empresa está actualmente integrada verticalmente no mesmo grupo económico que o operador do transporte e o operador do terminal oceânico de GNL.

Para esta actividade deve ser estabelecida uma metodologia de definição de proveitos baseada num dos modos de regulação anteriormente referidos.

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

TRANSPORTE

Existem actualmente duas formas de transporte de gás natural no continente: por gasoduto e por camião.

Por gasoduto existem dois pontos de recepção, Campo Maior e Sines, que permitem um transporte total de cerca de 9,5 mil milhões de m³ por ano. A rede de gasodutos, actualmente, não é entrave ao abastecimento do país, que consome mais de 3 mil milhões de m³ por ano. Chama-se a atenção para o facto do activo desta actividade compreender, para além da rede de gasodutos de transporte e inerente equipamento, o valor da quantidade de gás que é necessária à sua exploração.

Para esta actividade deve ser estabelecida uma metodologia de definição de proveitos baseada num dos modos de regulação anteriormente referidos.

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?

Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?

A Directiva 2003/55/CE é omissa quanto ao transporte por camião. Especialmente na Península Ibérica, há ainda a considerar o caso do transporte por camião de relativamente pequenas quantidades (na forma de GNL). O transporte por camião destina-se às UAG construídas para abastecimento de redes autónomas de distribuição de serviço público, ou de clientes directos afastados da rede de transporte ou de distribuição.

Embora o transporte de mercadorias por camião seja livre, neste caso a Transgás detém o exclusivo do transporte para as unidades de serviço público. Isto é, as quantidades de GNL com destino às UAG de serviço público têm forçosamente de ser transportadas pela Transgás ou por empresa que actue por sua conta.

As condições de preço de venda do gás natural fornecido às UAD são semelhantes às oferecidas a todos os outros distribuidores regionais. Porém, o custo de transporte por camião é, na quase totalidade dos casos, significativamente mais elevado do que por gasoduto, principalmente para os pontos mais distantes dos terminais de recepção de GNL. A Transgás procede a uma perequação dos custos de transporte por camião entre todas as UAG destinadas aos distribuidores licenciados. Embora as quantidades transportadas por camião sejam insignificantes relativamente às transmitidas pelo sistema de gasodutos, a Transgás não inclui os custos de transporte por camião na perequação total de custos de transporte. Acresce que os custos causados pelos distribuidores licenciados incluem a recepção de gás natural gasoso e a regaseificação no terminal de Sines, embora eles não provoquem estes custos já que lhes é entregue gás sob a forma de GNL. Esta realidade justifica a necessidade de uma separação efectiva de funções na actividade de recepção e armazenamento de GNL.

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?

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?

DISTRIBUIÇÃO

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, ao referir a abertura do mercado do gás natural aos produtores de electricidade a partir de 1 de Julho de 2004, pressupõe a necessidade de regulação da actividade de transporte. Porém, há produtores de electricidade abastecidos por redes de distribuição. Assim sendo, embora mais pequenos, estes produtores verão liberalizado o seu abastecimento de gás, devendo o acesso às respectivas redes de distribuição ser também regulado. Esta necessidade de regulação pode recair sobre distribuidores regionais com menos de 100 mil clientes, que segundo a Directiva 2003/55/CE podem não ser obrigados a separarem a actividade de distribuição da de fornecimento.

A actividade de distribuição é desenvolvida actualmente por diversas empresas de âmbito geográfico distinto. Tendo em consideração a existência de diferenças estruturais entre os diversos distribuidores, nomeadamente a nível regional, importa questionar se os custos relativos à actividade de distribuição devem ser perequados, dando origem a uma tarifa de distribuição uniforme no Continente, ou se cada empresa deve poder aplicar tarifas diferenciadas. Assim dever-se-á avaliar a possibilidade de aplicar parâmetros de regulação diferenciados por empresa. Acresce a necessidade de evitar subsidiação

cruzadas entre clientes alimentados a pressões diferentes, o que justifica a definição de parâmetros de regulação desagregados por nível de pressão.

Para esta actividade deve ser estabelecida uma metodologia de definição de proveitos baseada num dos modos de regulação anteriormente referidos.

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

Que incentivos devem ser explicitamente atribuídos à gestão desta actividade?

GESTÃO TÉCNICA DO SISTEMA

A gestão técnica do sistema compreende:

- O controlo e operação do conjunto de gasodutos de transporte, instalações de recepção e armazenamento de GNL e ainda de armazenamento subterrâneo.
- A gestão dos serviços de sistema.

Os serviços de sistema são constituídos essencialmente pelo balanceamento e *linepack*, que permitem compensar os desvios entre a oferta e a procura de gás natural, devido a variações inesperadas quer da oferta quer da procura, sendo um requisito fundamental para o bom funcionamento do sistema. A incapacidade em garantir o suficiente fornecimento de serviços de sistema pode prejudicar a liberalização do mercado e distorcer a concorrência entre os vários agentes.

Num regime em que a empresa de transporte é, simultaneamente, o único fornecedor por grosso, a questão dos acessos ao balanceamento e ao *linepack* não existe, pois tudo se passa dentro do mesmo agente económico. Num regime de mercado concorrencial, em que já está determinado que o operador de transporte não deve transaccionar o produto transportado, a questão tem de ser colocada. Quando o número de agentes no mercado por grosso e a retalho aumenta, há que dar igualdade de direitos e obrigações a todos eles, de um modo não discriminatório e transparente. Situações em que a realidade da oferta e da procura não coincide com os volumes anunciados por cada agente comercializador ocorrem normalmente. Para reequilibrar estas situações e dependendo da dimensão dos desequilíbrios, o operador do sistema de transporte fornece serviços de *linepack*, para além da necessidade de gerir o balanceamento da rede.

Para o *linepack*, em que os volumes em causa são pequenos, é normalmente o operador de transporte que se encarrega de fornecer este serviço. Recorda-se que este operador é regulado.

Para o balanceamento, caso em que os desequilíbrios são maiores, há que proceder ao reequilíbrio da rede. Enquanto que os desequilíbrios são detectados pelo operador de transporte, a reposição da

situação deve ser feita pelos próprios agentes que provocaram o desequilíbrio, ou através de uma entidade independente que venda este tipo de serviço. Neste domínio, as regras e procedimentos a adoptar devem estar definidas *a priori* e serem não discriminatórias e transparentes.

Que modo de regulação melhor se adequa a esta actividade?

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

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

6 ACESSO E DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS

6.1 CONDIÇÕES, DIREITOS E OBRIGAÇÕES

No processo de liberalização do sector do gás natural, o acesso às redes, às instalações de recepção e armazenamento de GNL, à armazenagem subterrânea e aos serviços de sistema é um aspecto primordial.

O acesso às infra-estruturas pode ser realizado mediante:

- Afectação, de um modo equitativo e transparente a cada utilizador, da capacidade necessária para as suas necessidades diárias.
- Reserva de capacidade, em que os utilizadores submetem pedidos de reserva de capacidade, destinada a uso posterior, em parte ou na totalidade.

Em situações de excesso de capacidade, pode ser adoptado um sistema em que se atribuem capacidades aos agentes segundo as suas necessidades após a afectação de reservas.

Uma das principais questões diz respeito ao potencial conflito entre a concessão de capacidade para contratos de longo prazo e a afectação da capacidade numa base de curto prazo, respeitando a igualdade entre utilizadores. Este conflito é tanto mais evidente quanto mais limitada for a capacidade das infra-estruturas. Salienta-se, porém, que actualmente existe capacidade disponível para um rápido desenvolvimento do sector, o que favorece o acesso.

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

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

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

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

Em caso de falta de capacidade, a capacidade existente deve ser afectada segundo critérios previamente definidos, transparentes e não discriminatórios. Existem alguns modelos utilizados internacionalmente, tais como critérios FIFO (*first in first out*), de repartição equitativa, em função do volume contratado, ou por leilões explícitos de reserva.

Neste âmbito, importa ainda considerar a natureza de certos contratos de reserva, ou seja contratos com capacidade garantida. Em consequência, é necessário prever a instituição do critério *use it or lose it*, que se traduz pela atribuição a outrem da capacidade reservada e não utilizada.

Que mecanismos de mercado aplicar na atribuição de capacidade?

Como instituir o critério *use it or lose it*? Em que circunstâncias?

A Directiva 2003/55/CE prevê que os operadores possam recusar o acesso às suas infra-estruturas, perante determinadas situações que o justifiquem, designadamente:

- Falta de capacidade.
- Incompatibilidade com o cumprimento das obrigações de serviço público.
- Sérias dificuldades económicas ou financeiras, no âmbito dos contratos *take-or-pay*.
- Ausência de ligação.

Assim, é importante definir regras e critérios comuns aplicáveis aos vários operadores das redes e demais infra-estruturas, bem como supervisionar os motivos de recusa de acesso.

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

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

O direito de acesso ao armazenamento assenta no reconhecimento de que a sua falta é um dos principais obstáculos à realização de um mercado competitivo e totalmente operacional. De facto, embora haja situações díspares entre os vários Estados-Membros, a armazenagem e o *linepack* são as ferramentas principais para fornecer serviços de flexibilidade.

O acesso às infra-estruturas implica o direito de acesso aos serviços de sistema. Isto resulta do facto da operação das redes não ser dissociável do *linepack* por motivos de índole mecânica do próprio gás, e o balanceamento ser indispensável para a segura e eficiente gestão do sistema. Enquanto o *linepack* só pode ser oferecido pelo operador das redes, o balanceamento pode ser oferecido por vários agentes. Estes, no caso português, podem recorrer, para além da importação, às instalações de recepção e armazenamento de GNL e às de armazenamento subterrâneo.

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

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

6.2 DESENVOLVIMENTO DAS INFRA-ESTRUTURAS

Para que o acesso às redes de transporte e de distribuição, às instalações de recepção e armazenamento de GNL e à armazenagem subterrânea seja exercido por todos os agentes que o desejem, é necessário que exista suficiente capacidade das várias infra-estruturas. Cabe aos operadores das redes de transporte e de distribuição a decisão dos investimentos a realizar nas respectivas infra-estruturas, de modo a satisfazer as necessidades quer dos clientes directos de gás natural, quer das próprias empresas de fornecimento.

Por outro lado, ao regulador compete acompanhar o processo de desenvolvimento dos investimentos com os objectivos de protecção dos clientes e de assegurar o adequado equilíbrio económico e financeiro dos vários agentes regulados.

Para este acompanhamento por parte do regulador devem ser previstos vários procedimentos, como por exemplo a apresentação pelos operadores de planos de investimento justificativos e documentos caracterizadores do desenvolvimento das infra-estruturas de:

- Interligação.
- Recepção e armazenamento de GNL.
- Armazenamento subterrâneo.
- Transporte.
- Distribuição.

Como facilitar o desenvolvimento de novas infra-estruturas?

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?

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

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

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

6.3 INFORMAÇÃO DE ACESSO - CARACTERIZAÇÃO E CAPACIDADE

Um dos factores essenciais para melhorar a concorrência no sector do gás natural é a garantia de que todos os agentes intervenientes neste sector tenham acesso à informação necessária para tomarem as melhores decisões, independentemente do tipo e origem do agente, e para que a oferta de energia seja feita nas melhores condições, nomeadamente de preço e de qualidade.

No âmbito da regulamentação a definir, deve-se procurar garantir o acesso à informação com o objectivo de permitir e facilitar o acesso às infra-estruturas, nomeadamente às redes de transporte e de distribuição. Para tal, deve ser fornecida aos agentes a caracterização destas redes, incluindo, designadamente, as características dos seus vários elementos, eventuais restrições de capacidade e, ainda, aconselhamento sobre o tipo de rede (transporte ou distribuição) em que devem ser abastecidos, em função do consumo e local, por forma a que o acesso seja assegurado nas melhores condições técnicas e económicas.

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?

7 RELACIONAMENTO COMERCIAL

A Directiva 2003/55/CE e as Resoluções do Conselho de Ministros n.º 63/2003 e n.º 68/2003 determinam alterações significativas ao actual quadro de relacionamento comercial entre os diferentes agentes, cujos princípios gerais foram estabelecidos nos diplomas que aprovaram as bases das concessões. Estas alterações decorrem principalmente:

- Da antecipação parcial da elegibilidade dos clientes (produtores de energia eléctrica) que passam a ter a possibilidade de escolher os seus fornecedores e de “criar a sua estratégia autónoma no negócio do gás”⁴.
- Da necessidade de “abrir a infra-estrutura do gás em condições de igualdade aos clientes elegíveis, de forma a tornar efectiva” a liberalização a partir de 1 de Julho de 2004 ⁴.
- Da decisão de “separar o transporte da comercialização do gás natural”⁵.
- Da decisão de constituir “uma empresa que reúna as infra-estruturas reguladas de gás e electricidade” ⁵.

Embora não se tenham ainda materializado as necessárias iniciativas legislativas, a elaboração do Regulamento de Relações Comerciais deve, desde já, ter em conta os princípios orientadores estabelecidos na Directiva 2003/55/CE e as Resoluções acima referidas.

7.1 IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

A importação de gás natural através da rede interligada implica a separação do relacionamento comercial em duas vertentes:

- O aprovisionamento, através dos contratos celebrados pela Transgás com as entidades que asseguram as suas necessidades de gás natural.
- O transporte, através dos contratos celebrados pela Transgás com as entidades que detêm e operam os gasodutos entre a fronteira argelo-marroquina e Campo Maior.

A importação através das instalações de recepção e armazenamento de GNL implica uma separação análoga entre o aprovisionamento e o acesso à infra-estrutura.

Actualmente aquelas duas actividades são desempenhadas pela mesma entidade – a Transgás. Da decisão de separar o transporte do fornecimento do gás natural resulta a necessidade de transferir os

⁴ Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/2003, de 10 de Maio.

⁵ Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 de Abril.

contratos de aprovisionamento para entidade autónoma do operador de transporte, que manterá os contratos de transporte acima referidos. Acresce a necessidade de estabelecer uma relação contratual entre estas duas novas entidades, que permita à entidade detentora dos contratos de aprovisionamento a utilização das infra-estruturas de transporte.

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?

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?

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?

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

7.2 PRODUTORES DE ELECTRICIDADE

Os produtores de electricidade passam a relacionar-se comercialmente com cada uma das entidades detentoras das várias infra-estruturas que utilizam. Além disso, os produtores de electricidade poderão adquirir ou vender serviços de sistema geridos pelo operador da rede de transporte.

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

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

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

7.3 DISTRIBUIDORES REGIONAIS DE GÁS NATURAL

Actualmente, os contratos de concessão estabelecem regras de relacionamento comercial entre o transportador e os distribuidores regionais sobre um conjunto alargado de matérias como sejam: a

obrigação de fornecimento por parte do transportador; a obrigação de compra por parte dos distribuidores regionais; o preço do fornecimento; a continuidade e a interrupção do fornecimento e a resolução de conflitos.

O fornecimento de gás natural aos distribuidores regionais deixará de ser uma das actividades do transportador. O transportador passará a assegurar aos distribuidores ligados à sua rede o uso da rede de transporte, bem como serviços de sistema.

Os distribuidores regionais deverão relacionar-se comercialmente com diferentes entidades, consoante a actividade:

- No âmbito da actividade de distribuição, vendem o uso das respectivas redes a todos os clientes.
- No âmbito da actividade de fornecimento, enquanto esta não for completamente liberalizada:
 - Compram gás à entidade detentora dos actuais contratos de aprovisionamento ou a outro agente para quantidades acima das actualmente já contratadas.
 - Compram serviços de sistema, de transporte e de uso das demais infra-estruturas de recepção e armazenamento de GNL e armazenamento subterrâneo.
 - Vendem gás aos clientes finais não elegíveis e a clientes elegíveis que não tenham mudado de fornecedor.

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

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?

Os clientes com consumos anuais superiores a 2 milhões de m³ deixarão de poder ter uma relação comercial directa com o operador de transporte, pois este não poderá exercer actividades de aprovisionamento e fornecimento de gás natural. A maioria destes consumidores está ligada à rede de transporte devendo, enquanto não forem elegíveis, relacionar-se comercialmente com um distribuidor no âmbito da actividade de fornecimento.

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

Actualmente, existem alguns contratos de comparticipação no investimento nas redes de distribuição entre a Transgás e os distribuidores regionais.

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

7.4 CLIENTES

7.4.1 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

A Directiva 2003/55/CE estabelece que os Estados-Membros podem impor às empresas que operam no sector do gás, no interesse económico geral, obrigações de serviço público em matéria de segurança, incluindo a segurança do abastecimento, de regularidade, qualidade e preço dos fornecimentos, assim como de protecção do ambiente, incluindo a eficiência energética e a protecção do clima. O Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, já consagrava estas obrigações de serviço público. Para além destas obrigações, os distribuidores concessionados e licenciados estão actualmente sujeitos à obrigação de fornecimento a todos os clientes nas respectivas áreas. O cumprimento deste princípio implica o normal desenvolvimento das redes nas zonas concessionadas e licenciadas, tendo consequências nos respectivos custos de desenvolvimento.

Como devem ser regulamentadas as obrigações de serviço público no sector do gás natural?

7.4.2 LIGAÇÕES À REDE

ENCARGOS DE LIGAÇÃO

A ligação às redes é uma condição prévia para o fornecimento de gás natural. Os encargos de estabelecimento e exploração das redes podem ser pagos pelos utilizadores das redes da seguinte forma:

- Encargos de ligação, pagos no momento do estabelecimento da ligação da respectiva instalação às redes existentes.
- Tarifas de uso das redes pagas ao longo do período de utilização.

As participações dos clientes e as tarifas de uso das redes deverão permitir aos operadores das redes a recuperação total dos seus custos, incluindo a justa remuneração dos seus activos. Quer a determinação dos encargos de ligação a suportar pelos requisitantes, quer as metodologias de estabelecimento das tarifas de uso das redes, devem obedecer aos princípios de transparência, não discriminação e igualdade de tratamento.

Uma vez que são os clientes que pagam a totalidade dos encargos de estabelecimento e exploração das redes, importa analisar a separação dos encargos que devem ser pagos no momento do estabelecimento das ligações dos que devem ser recuperados de forma diferida e faseada no tempo através das tarifas de uso das redes.

A melhor forma de repartir a totalidade dos encargos, através dos encargos de ligação pagos inicialmente ou através das tarifas de uso das redes, deve:

- Evitar subsidiação cruzadas entre utilizadores das redes.
- Incentivar a expansão eficiente das redes.
- Promover a escolha mais adequada dos traçados e materiais a adoptar nas ligações.
- Sinalizar aos novos utilizadores das redes a localização mais eficiente do ponto de vista do sistema de distribuição do gás natural.

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?

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

ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

Os elementos necessários para proporcionar a ligação de uma instalação à rede podem ter classificação diferente, designadamente:

- Elemento de ligação para uso exclusivo – por onde esteja previsto transitar somente o gás natural consumido na instalação em causa.
- Elemento de ligação para uso partilhado – que permite a ligação à rede de mais do que uma instalação.

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

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?

ESTUDOS E ORÇAMENTOS

A construção das ligações à rede é precedida de estudos necessários à elaboração dos orçamentos de construção de novas ligações.

No caso de os requisitantes das ligações poderem assumir directamente a construção de alguns elementos de ligação, torna-se imperiosa a separação e a explicitação dos vários custos associados à ligação, por forma a que os encargos com os estudos de elaboração de orçamentos possam ser directamente pagos pelos requisitantes ao operador da rede.

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.)?

CONSTRUÇÃO DOS ELEMENTOS DE LIGAÇÃO

A construção dos elementos de ligação à rede poderá ser efectuada pelos operadores de rede e, em determinados casos, pelos requisitantes das ligações às redes. Importa, no entanto, que a construção dos elementos de ligação pelos requisitantes das ligações seja efectuada com qualidade equivalente àquela que é assegurada pelos operadores das redes.

Deve ser dada a possibilidade aos requisitantes de uma ligação de optarem pela promoção da construção de alguns tipos de elementos de ligação? Em caso afirmativo, quais os mecanismos de salvaguarda da qualidade de construção das ligações que devem ser consagrados nos regulamentos?

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?

CONDIÇÕES DE PAGAMENTO

O pagamento associado à aquisição de bens ou à prestação de serviços coincide normalmente com a entrega do bem ou a conclusão do serviço. Nas empreitadas de obras públicas, onde podemos encontrar características comuns à construção das ligações às redes, a legislação aplicável prevê o pagamento fraccionado e faseado no tempo, fazendo coincidir cada prestação com um momento determinado (ex. primeira parcela com a aceitação do orçamento; segunda parcela com o início da obra e assim sucessivamente até à conclusão da obra).

As condições de pagamento das ligações às redes devem ser acordadas entre requisitantes e operadores das redes? Nos casos em que não haja acordo, deve ser imposto regulamentarmente um limite máximo ao valor a pagar antecipadamente?

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?

7.4.3 CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

De acordo com a legislação nacional, o fornecimento de gás natural é considerado um serviço público essencial. A prestação do serviço público envolve a observância de determinadas condições, designadamente a igualdade de tratamento, a não discriminação e a continuidade de serviço. A liberdade contratual surge, nestes casos, acomodada ao cumprimento destes princípios.

Os diversos contratos de concessão dos distribuidores regionais contêm informação idêntica relativamente aos contratos de fornecimento a celebrar com os seus respectivos clientes. O princípio geral que preside às relações comerciais entre os distribuidores regionais e os clientes é o da não discriminação, não podendo o distribuidor estabelecer diferenças de tratamento entre os clientes que não resultem de critérios ou de condicionalismos legais ou regulamentares, tais como os respeitantes a prazo e lugar, próprios de cada um dos contratos de fornecimento, ou de circunstâncias técnicas, tais como a pressão e diagramas de carga, diários ou anuais.

Todos os contratos de concessão prevêm a possibilidade dos distribuidores poderem elaborar regulamentos internos que estabelecem, entre outras matérias, cláusulas dos contratos-tipo de fornecimento, nomeadamente as que respeitem ao custeio de obras ou equipamentos necessários ao fornecimento, à prestação de serviços complementares à distribuição, à prestação de caução e condições de suspensão e restabelecimento do fornecimento. Até à data, nenhum distribuidor aprovou e publicou, nos termos do contrato de concessão, os referidos regulamentos sobre estas matérias.

Os distribuidores regionais apresentam dois tipos de contratos consoante o segmento de mercado seja doméstico ou industrial.

A aprovação e publicação de um contrato-tipo relativamente às condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural visam três objectivos principais:

- Atenuar a relação de desequilíbrio patente em alguns relacionamentos comerciais, assegurando a protecção do cliente do serviço público de fornecimento de gás natural.
- Facilitar o acesso dos clientes a uma informação adequada sobre os principais direitos e obrigações.
- Propiciar um tratamento uniforme e não discriminatório no mesmo tipo de relacionamento.

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

Relativamente aos contratos do segmento doméstico, os diversos distribuidores regionais prevêm prazos diferentes de duração do contrato. O mesmo se aplica aos prazos de denúncia.

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

O contrato de fornecimento de gás natural tem sido desde sempre titulado por um documento escrito. Actualmente, o avanço das tecnologias de informação e de comunicação tem vindo a proporcionar outras formas de contratar, designadamente através da utilização da Internet ou do atendimento telefónico.

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?

Está também previsto o pagamento de encargos associados ao serviço de activação do fornecimento, nas seguintes situações:

- a) Celebração de novos contratos.
- b) Alteração de titularidade dos contratos.

Os valores cobrados não são uniformes e são muito superiores aos praticados noutros serviços públicos essenciais (água, electricidade, telefone).

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

7.4.4 GARANTIAS CONTRATUAIS

O Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de Junho, veio estabelecer que o distribuidor só tem o direito de exigir a prestação de caução aos clientes domésticos nas situações de restabelecimento do fornecimento na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual por parte do cliente. Neste contexto, este diploma legal estabeleceu que as cauções prestadas pelos clientes domésticos através de numerário, cheque ou transferência electrónica, fossem restituídas num prazo que não poderia exceder um ano a contar da sua data de entrada em vigor.

Os clientes industriais deverão prestar uma caução autónoma para pagamento de dívidas decorrentes do contrato, correspondente a 60 dias de consumo, calculado com base no consumo diário previsto.

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

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

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?

7.4.5 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

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?

Impende sobre o cliente uma presunção de culpa, por qualquer tipo de avaria ou mau funcionamento do contador.

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

A medição dos consumos para facturação é sensível aos efeitos de poder calorífico, pressão e temperatura. Esta questão tem originado um número significativo de reclamações (aplicação de factor multiplicativo ao volume medido pelo contador), devendo ser objecto de regulamentação. Por acréscimo, devem ser desenvolvidas acções de informação junto dos clientes de gás natural, bem como de apropriada monitorização das redes.

É importante que a evolução tecnológica dos equipamentos de medição se traduza em importantes vantagens para os clientes e para os distribuidores de gás natural, designadamente através da disponibilização de informação detalhada sobre consumos de gás natural, que permitirá aos clientes uma melhor gestão da sua factura de gás natural e, simultaneamente, aos distribuidores regionais a obtenção de informação necessária a uma adequada gestão das redes.

Para os clientes não domésticos, a utilização de equipamentos mais evoluídos tecnologicamente, designadamente a telecontagem, que já é prática nos clientes directos da Transgás, assegura funções acrescidas de monitorização das características técnicas do gás natural e da pressão de fornecimento.

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

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

7.4.6 LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

A actual legislação não estabelece o número mínimo de leituras dos equipamentos de medição a efectuar em cada ano. Segundo as cláusulas gerais dos actuais contratos de fornecimento de gás natural, a obrigatoriedade de realização de leituras varia entre uma e duas vezes por ano. Todos os distribuidores regionais prevêem a possibilidade do cliente indicar a leitura do contador por telefone, ou por escrito.

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

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

7.4.7 ESTIMATIVAS DE CONSUMO E FACTURAÇÃO

Sempre que o distribuidor não possa facturar com base em leituras reais dos equipamentos de medição, a facturação do gás natural pode ser baseada em estimativas de consumo. Actualmente, alguns distribuidores regionais estimam os consumos com base nos valores dos períodos anteriores, sem prejuízo de outro critério que seja acordado entre as partes. Outros, na falta de informação histórica, utilizam um perfil típico de consumo atribuído a cada tipo de cliente.

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 condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural estabelecem regras de facturação diferenciadas. A análise das condições gerais dos contratos de fornecimento dos distribuidores regionais, permitiu identificar situações em que a facturação é emitida mensalmente ou por períodos superiores ao mês. Noutros casos, a factura será emitida com a periodicidade mínima de um mês, salvo acordo com o cliente. As facturas de gás natural devem incluir a indicação da tarifa debitada ao cliente, o termo fixo mensal, o termo variável relativo à quantidade consumida no período e outros encargos que o cliente tenha motivado e a data limite de pagamento.

A periodicidade de facturação deve ser objecto de uniformização?

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

7.4.8 PAGAMENTO DE FACTURAS

As condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural não contêm qualquer norma que indique qual o prazo mínimo que deverá decorrer entre a emissão da factura e o seu pagamento.

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

O pagamento das facturas de gás natural poderá ser efectuado por qualquer meio, designadamente em numerário junto dos postos de atendimento, por Multibanco, cheque ou transferência bancária.

A falta de pagamento no prazo indicado constituirá o cliente na obrigação de pagar juros de mora, à taxa de juro legal em vigor.

Actualmente, verifica-se que nem todos os contratos de fornecimento dos distribuidores regionais prevêem que as reclamações sobre facturação tenham efeito suspensivo no pagamento.

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

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

Nos contratos de fornecimento de gás natural, encontramos referência à quantia mínima. Ou seja, sempre que o cliente não efectue o pagamento do preço do fornecimento dentro da data limite estabelecida na factura, ficará constituído no dever de pagar uma compensação por atraso no pagamento, de montante fixado nas tabelas dos distribuidores regionais, em vigor.

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?

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

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

7.4.9 INTERRUPÇÃO DO FORNECIMENTO

Os actuais contratos de concessão dos distribuidores regionais prevêem que estes possam interromper o fornecimento de gás natural aos seus clientes nas seguintes situações:

- No caso de mora no cumprimento das obrigações dos clientes que se prolongue para além de 60 dias. Neste caso, a concessionária deverá avisar o cliente com a antecedência mínima de oito dias relativamente à data em que a interrupção venha a ter lugar.
- No caso de alteração não autorizada ou deficiência de funcionamento dos equipamentos ou sistemas de utilização e de ligação à rede de distribuição.
- Por incumprimento das ordens e instruções da concessionária e seus agentes em caso de emergência.

Os distribuidores regionais devem interromper o fornecimento de gás natural aos seus clientes sempre que, nas inspecções previstas na lei, forem detectadas deteriorações, falhas ou irregularidades de funcionamento.

As condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural contêm igualmente disposições relativas à interrupção do fornecimento. A análise das condições gerais dos contratos de fornecimento aprovadas pelos distribuidores regionais permitiu identificar os motivos de interrupção do fornecimento que de seguida se apresentam:

- Razões de serviço ou segurança.
- Razões imputáveis aos clientes.
- Facto imputável a terceiro e casos fortuitos ou de força maior.

O pré-aviso mínimo de interrupção é de 8 dias tal como estabelece a lei dos serviços públicos essenciais. A interrupção de fornecimento pode, no entanto, ser executada sem qualquer pré-aviso no caso de razões de segurança.

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

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

Na sequência do restabelecimento do fornecimento de gás natural após interrupção por facto imputável ao cliente, este é obrigado ao pagamento de um valor fixado pelo próprio distribuidor. Todos os distribuidores regionais contemplam esta situação, embora o valor não seja uniforme.

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de gás natural devem ser objecto de regulamentação?

7.4.10 SERVIÇOS REGULADOS

Os serviços “hora marcada” e “visita técnica” são oferecidos por alguns distribuidores regionais. Hora marcada é o período compreendido entre a hora solicitada e os 60 minutos seguintes. No caso do distribuidor não cumprir o horário previamente acordado com o cliente, paga ao cliente o mesmo valor que cobra pelo serviço. O serviço visita técnica é relativo à realização de vistorias técnicas na habitação dos clientes ou à confirmação das leituras dos consumos facturados.

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

Algumas concessionárias asseguram ainda as operações de execução de uma instalação de gás por uma empresa instaladora e as operações de inspecção por uma empresa inspectora, ambas legalmente certificadas para os respectivos efeitos.

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

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?

7.5 UNIDADES

O contador tradicional mede o volume de gás consumido em metros cúbicos. Em grandes clientes existem contadores mais sofisticados que permitem medir directamente energia consumida em Joule (J) - unidade do Sistema Internacional - ou em kWh.

Actualmente em Portugal o gás natural é facturado pelos distribuidores em Euros por metro cúbico, sendo facturado pela Transgás aos distribuidores e aos clientes directos em Euros por GJ.

Em Espanha a facturação a clientes finais e de uso das redes é feita em Euros por kWh. A conversão de metros cúbicos para kWh é feita recorrendo a um coeficiente que tem em consideração as condições de pressão, temperatura e poder calorífico do gás (em fase gasosa, medido a 0° C e à pressão de 760 mm de Hg) no ponto de medida. Este coeficiente figura na factura.

Foi recentemente publicada a Directiva relativa à tributação dos produtos energéticos. É interessante notar que a tributação para o gás natural é definida em Euros por GJ.

A facturação em unidades de energia (kWh ou GJ) permite a comparação do consumo em diversos níveis de pressão, a diferentes temperaturas ou entre diferentes tipos de gás. A facturação feita em kWh permite mais facilmente a comparação de consumos e preços entre a energia eléctrica e o gás natural, o que é vantajoso em aplicações em que estas formas de energia são bens substitutos. No entanto, mesmo em utilizações concorrentes nem sempre é possível a comparação directa, uma vez que o rendimento dos aparelhos de utilização é distinto.

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

8 QUALIDADE DE SERVIÇO

Os diferentes aspectos da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural são normalmente analisados nas seguintes vertentes:

- Qualidade técnica, que abrange a qualidade do produto e a continuidade de serviço.
- Qualidade comercial.

8.1 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

8.1.1 INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO

O fornecimento do gás natural pode ser caracterizado pela continuidade do seu fornecimento e pelas características técnicas associadas à sua utilização. Uma forma de o fazer é através de indicadores:

- Indicadores individuais – aplicados no relacionamento do distribuidor com cada um dos seus clientes, cobrindo as áreas do relacionamento que, na perspectiva dos clientes, são consideradas de maior importância. Nestes casos, são estabelecidos padrões individuais que determinam compromissos de qualidade entre o distribuidor e cada um dos seus clientes. Assim, sempre que o distribuidor não observe um destes padrões individuais no relacionamento com cada um dos seus clientes, deverá pagar uma compensação pela falha de qualidade.
- Indicadores gerais – aplicados a uma rede ou a um conjunto homogéneo de clientes, cobrindo áreas importantes do relacionamento, mas às quais não se considera indispensável a definição de um compromisso individual.

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

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

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

8.1.2 PADRÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Para alguns indicadores de qualidade de serviço são definidos padrões que estabelecem os níveis mínimos de qualidade a proporcionar pela empresa regulada aos seus clientes.

Para que indicadores devem ser estabelecidos padrões?

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

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

Na perspectiva de melhoria contínua, devem-se estabelecer taxas de melhoria do desempenho das empresas?

8.1.3 AVALIAÇÃO E VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

A avaliação da qualidade de serviço é efectuada através de mecanismos que permitam, nomeadamente, verificar:

- As características técnicas do gás natural.
- Os procedimentos e metodologias utilizados na obtenção e tratamento da informação necessária à caracterização da qualidade de serviço.

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

Como efectuar a monitorização da qualidade do gás natural?

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

Devem ser previstas auditorias?

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

8.1.4 INCUMPRIMENTO DOS PADRÕES DE QUALIDADE

A regulação da qualidade de serviço inclui a aplicação de mecanismos de compensação dos clientes e de penalização das empresas por incumprimento dos padrões de qualidade. A eficácia de aplicação destes mecanismos depende das metodologias estabelecidas para a fixação do seu valor e do modo de pagamento.

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

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

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?

8.2 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

No âmbito da qualidade de serviço comercial são avaliados diversos aspectos do relacionamento entre os distribuidores (actividades de fornecimento e de distribuição) e os seus clientes, como sejam:

- A prontidão na execução de serviços solicitados pelos clientes de gás natural.
- A informação prestada aos clientes de gás natural (ex. folhetos informativos, conteúdos na Internet, etc.).
- O cumprimento de horários acordados com os clientes para a prestação de serviços.
- A qualidade do atendimento e os meios de atendimento do público (atendimento presencial, atendimento telefónico, atendimento através da Internet, etc.).
- A qualidade do atendimento e serviços disponibilizados aos clientes com necessidades especiais.

8.2.1 INDICADORES E PADRÕES DE QUALIDADE COMERCIAL

A regulação da qualidade comercial assenta na definição de indicadores e padrões que devem ser observados pelos distribuidores.

Quais os indicadores gerais e individuais a estabelecer?

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

8.2.2 COMPENSAÇÕES

Ao incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial deve estar associado o pagamento de uma compensação aos clientes afectados. Importa analisar a metodologia de cálculo dos valores das compensações e a forma de pagamento aos clientes.

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

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

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

Os distribuidores regionais de gás natural devem assegurar a todos os clientes uma adequada qualidade de atendimento, através de meios de atendimento diversificados e em número suficiente para assegurar uma elevada qualidade deste atendimento.

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

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

Quais os serviços a disponibilizar obrigatoriamente através da Internet?

8.2.4 CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS

Os clientes com necessidades especiais devem merecer uma atenção especial por parte dos distribuidores regionais de gás natural. O conceito destes clientes pode incluir, entre outros, os seguintes tipos:

- Clientes impossibilitados de se deslocarem sem recurso a cadeiras de rodas.
- Invisuais.
- Surdos.

Os distribuidores regionais de gás natural devem assegurar a estes clientes um relacionamento comercial especial de acordo com as suas necessidades. A colaboração das associações de deficientes é fundamental na busca de soluções que assegurem melhorias na qualidade de serviço prestada a este tipo de clientes. Os cuidados especiais a ter com este tipo de clientes pode incluir a elaboração de facturas e folhetos informativos em Braille ou a realização de visitas às instalações dos clientes para prestar informações ou esclarecer matérias objecto de reclamação no caso de clientes impossibilitados de se deslocarem aos centros de atendimento.

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

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

A avaliação da satisfação dos clientes de gás natural deve ser permanentemente monitorizada pelos distribuidores regionais de gás natural e pelos órgãos competentes da Administração Pública, designadamente a ERSE.

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

A determinação de tarifas para o uso das infra-estruturas de gás natural obedece a princípios semelhantes aos utilizados para outras indústrias de rede.

Os clientes que participam no mercado livre têm direito de acesso às redes e à utilização de serviços associados, mediante o pagamento de tarifas reguladas, como sejam as tarifas de uso das infra-estruturas. Adicionalmente, pagam o preço de fornecimento de energia negociado livremente com o fornecedor da sua escolha ou através da aquisição de energia em mercados organizados.

Os clientes finais ainda não elegíveis, bem como os clientes elegíveis que ainda não tenham exercido esse direito, estão sujeitos à aplicação de uma tarifa regulada que agrega todos os custos de fornecimento. Estas tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais devem reflectir os custos das várias actividades ao longo da cadeia de valor.

9.1 TARIFAS REGULADAS DE ACESSO ÀS INFRA-ESTRUTURAS

Importa criar condições que permitam assegurar uma utilização eficiente dos recursos e dos serviços prestados, o que será conseguido mediante uma desagregação adequada das diversas componentes de custos de forma global assegurando-se a inexistência de subsídição cruzada entre actividades e serviços. Adicionalmente importa assegurar a inexistência de subsídição cruzada entre clientes, questão que levanta maiores dificuldades de implementação e que se consegue resolver mediante a aplicação de tarifas e preços adequados que reflectam os respectivos custos.

As tarifas serão aplicadas aos agentes de mercado e em particular aos clientes que exerceram o direito de escolha do fornecedor, tendo em conta a efectiva utilização de cada infra-estrutura ou do serviço prestado. Estas tarifas devem proporcionar os proveitos permitidos para cada actividade ou serviço.

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

Para cumprir o princípio da não discriminação é necessário que as tarifas sejam publicadas e aplicadas a todos os clientes da mesma forma, distinguindo-os apenas por características físicas e objectivas do

padrão de fornecimento que lhes está associado. Aquilo que cada cliente paga deve depender unicamente das características do serviço prestado. Não deve depender de qualquer outra condição ou factor discriminatório, como o uso dado à energia. Este princípio poderá eventualmente ser ultrapassado em alguns casos previstos no âmbito de obrigações de serviço público, definidas regulamentarmente, como por exemplo eventuais condições aplicadas a clientes economicamente desfavorecidos.

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

9.2.2 TARIFAS BASEADAS EM CUSTOS

Para permitir a eficiente utilização dos recursos é fundamental que as tarifas reflectam os custos associados a cada serviço. Tal não implica, porém, preços médios iguais para todos os clientes. Implica apenas que cada cliente pague de acordo com os custos que causa no sistema, valor que por sua vez depende das características físicas desse mesmo consumo.

Na mesma linha de raciocínio, as tarifas a aplicar aos clientes finais devem reflectir de forma aditiva as várias tarifas e preços ao longo da cadeia de valor, pois só assim é possível obter tarifas finais não discriminatórias e transparentes.

Numa situação de mercado em concorrência, os preços que resultam da interacção entre a oferta e a procura tendem a ser aproximados aos custos marginais de longo prazo de cada produto ou serviço. Os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O óptimo social coincide com o óptimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o óptimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflecta todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

A eficiência na afectação de recursos é conseguida quando o custo social de produzir mais uma unidade de serviço iguala o valor que a sociedade está disposta a pagar por essa mesma unidade adicional. Caso não se verifique esta igualdade, com uma alteração da quantidade produzida e, conseqüentemente, do seu valor, é possível um aumento de bem estar. Por vezes este tipo de eficiência alocativa é denominada de eficiência Pareto, onde nenhum agente económico pode melhorar o seu bem estar sem provocar uma diminuição do nível de bem estar de outro agente económico.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um importante princípio de regulação a ter em consideração em conjugação com outros princípios nomeadamente o da “igualdade de tratamento e oportunidades”, “uniformidade tarifária” e do “equilíbrio económico-financeiro” das empresas do sector.

Nos monopólios, muitas vezes, não é possível com um preço igual aos custos marginais obter a receita necessária para o equilíbrio económico-financeiro da empresa regulada (o que aliás é uma das características que define a existência de um monopólio) pelo que é necessário definir tarifas não directamente baseadas nos custos marginais ou incrementais, mas orientar a estrutura tarifária pela estrutura de custos marginais e, por essa via, transmitir os sinais preços adequados.

A este processo muitas vezes dá-se o nome de escalamento dos custos marginais. Este escalamento pode ser multiplicativo ou aditivo.

Alguns processos produtivos apresentam grandes descontinuidades e são efectuados numa lógica de longo prazo. Tais características podem trazer dificuldades à determinação dos custos marginais. Por essa razão, no caso das infra-estruturas, trabalha-se com custos incrementais, variável discreta, em substituição dos custos marginais.

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

9.2.3 CONCEPÇÃO DAS TARIFAS

Podem ser aplicados vários modelos tarifários para o transporte de gás natural, nomeadamente: tarifas tipo selo postal; tarifas sensíveis à distância; tarifas zonais e tarifas híbridas entre tarifas tipo selo postal e sensíveis à distância; e por último tarifas tipo “entrada / saída”.

TARIFAS TIPO SELO POSTAL

As tarifas tipo selo postal não dependem da distância ou da região onde é consumido o gás natural. Aplica-se a cada unidade de consumo um mesmo preço, independentemente da origem e do destino do gás natural. Do ponto de vista do cliente, estas tarifas têm a vantagem de fomentar a concorrência, pois permitem que todos os clientes e fornecedores olhem para a infra-estrutura como um recurso a que todos podem aceder a um mesmo preço. Em termos do cliente em geral têm ainda a vantagem de permitir a aplicação do princípio da uniformidade tarifária ao longo do território.

Porém neste tipo de tarifas existe uma subsidiação cruzada entre os clientes situados perto dos pontos de interligação e os que implicam maiores distâncias de gasoduto. Quanto mais longos forem os gasodutos, quanto mais estes tiverem caudais unidireccionais e forem pouco emalhados, menos adequado é este tipo de tarifa.

TARIFAS SENSÍVEIS À DISTÂNCIA

Em contrapartida, para grandes distâncias entre os pontos de entrada e de saída de gás, a variável distância condiciona os custos de transporte. Quando o fluxo é predominantemente unidireccional, e principalmente quando há poucos pontos de injeção, não é possível ao operador do sistema beneficiar dos tradicionais efeitos da gestão em rede, sendo o custo de transporte condicionado pela distância.

TARIFAS ZONAS E TARIFAS HÍBRIDAS

Muitas vezes, para a mesma zona da rede, os custos não se alteram significativamente com a distância, bastando, nestes casos, aplicar tarifas zonais. Uma tarifa zonal pode ser vista como um híbrido entre uma tarifa sensível à distância e uma tarifa selo postal.

Podem também ser concebidas outras tarifas híbridas englobando os vários princípios referidos, como seja, por exemplo, tarifas com uma variável de facturação sensível à distância com um preço diferente de zona para zona, ou com mais do que uma variável de facturação, sendo que só uma é sensível à distância.

TARIFAS TIPO “ENTRADA / SAÍDA”

Um sistema de tarifas de transporte de gás natural pode também ser definido com base na combinação de preços separados para a introdução de gás no sistema – “preços de entrada” e para a retirada de gás do sistema de transporte – “preços de saída”.

Este sistema procura reflectir, simultaneamente, o uso da capacidade do sistema e a flexibilidade de utilização do mesmo. Indirectamente, contém um elemento de distância na determinação do que cada utilizador paga.

Na sequência da Directiva 2003/55/CE e no âmbito dos trabalhos da Comissão Europeia, particularmente no que concerne o Fórum de Madrid, é este tipo de tarifa, já em aplicação na maioria dos Estados-Membros para o uso da rede de transporte, que tem vindo a ser recomendado.

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

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

TARIFAS PARA INSTALAÇÕES DE GNL E ARMAZENAMENTO

As tarifas de acesso a cada uma das funções da actividade de recepção e armazenamento de GNL e da actividade de armazenamento subterrâneo devem de igual modo reflectir nos clientes que as utilizem os

custos causados. Para o efeito devem ser escolhidas variáveis de facturação adequadas, podendo estas estar relacionadas com o consumo, a capacidade tomada ou termos fixos associados a cada transacção. A consideração de várias variáveis permite conferir às tarifas estrutura binómia permitindo ajustar os pagamentos dos utilizadores aos custos causados.

Relativamente à recepção e armazenamento de GNL, que tipo de tarifa deve ser utilizada?

Relativamente ao armazenamento subterrâneo, que tipo de tarifa deve ser utilizada?

9.2.4 VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Entre as variáveis de facturação mais utilizadas, podem-se citar as seguintes:

- Consumo máximo diário no mês.
- Consumo máximo diário no ano.
- Média do consumo diário dos 2 ou 3 dias de maior consumo do ano.
- Consumo anual total.
- Termo fixo, independente do consumo ou factor de carga.
- Em unidades de volume (m³) ou em unidades de energia (GJ ou kWh).

Conceptualmente não é de excluir a existência de mais do que uma variável em simultâneo. Naturalmente, as variáveis devem ser escolhidas de forma a que cada cliente pague os custos causados no sistema, possibilitando uma utilização eficiente dos recursos associados.

A existência de tarifas separadas para o transporte, distribuição, armazenamento, utilização do terminal de GNL e serviços associados possibilita a utilização de variáveis de facturação diferentes para cada caso, escolhidas de modo a reflectirem de forma adequada os custos respectivos.

Importa que o uso de variáveis diferentes não impeça a transmissão dos sinais preço para os clientes finais, nem introduza uma excessiva complexidade na macro estrutura tarifária do gás natural.

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

As tarifas a aplicar pelo uso das infra-estruturas e serviços devem ser compatíveis entre si e com as tarifas aplicadas aos clientes finais. As variáveis de facturação a escolher para as tarifas de uso das infra-estruturas e serviços associados devem ter em consideração as variáveis de facturação utilizadas nas restantes tarifas, bem como a estrutura dos preços do gás natural.

Por forma a evitar subsidias cruzadas, as tarifas a aplicar aos vários clientes devem resultar da adição dos diferentes componentes das tarifas por actividade. Se as tarifas por actividade reflectirem os custos marginais, as tarifas de venda a clientes finais também os reflectirão. Se as tarifas por actividade são não discriminatórias e eficientes, as tarifas aditivas exibem as mesmas propriedades. O princípio da aditividade tarifária, com a consequente eliminação de subsidias cruzadas entre os vários grupos de clientes, assume especial importância num contexto de abertura parcial do mercado, onde grande parte dos clientes não tem possibilidade legal de escolher o seu fornecedor. A aplicação destes princípios implica a necessidade de obtenção de informação detalhada e rigorosa, tanto do lado da oferta, como da procura.

As variáveis de facturação devem permitir a aplicação do princípio da aditividade por termo tarifário. A definição destas variáveis e as suas regras de medição devem ter em consideração a tecnologia disponível em aparelhos de medida e contagem, bem como a simplicidade de facturação exigida pelos clientes. No entanto, a simplicidade tarifária exigida pelos clientes não é impeditiva da implementação de um sistema tarifário mais eficiente, uma vez que poderá ser obtida a partir de uma estrutura tarifária de base mais complexa (com mais termos tarifários), por sucessivas agregações de termos tarifários.

Importa referir que as variáveis utilizadas tradicionalmente nas tarifas têm origem num contexto de integração vertical do sector, no qual não existe a preocupação em remunerar separadamente cada actividade, nem tão pouco a possibilidade de um cliente aceder apenas a parte do serviço. A existência de clientes que só utilizam os serviços associados com o acesso às redes, bem como a necessidade de eliminar subsídios cruzados, conduz à necessidade de separação das actividades do sector e desagregação, tanto em termos de proveitos permitidos, como de tarifas a aplicar aos clientes finais, resultando a necessidade de implementação de um sistema tarifário aditivo.

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 REGULAÇÃO

A informação é essencial para o exercício da regulação. A escolha da forma de regulação de cada actividade depende largamente da informação disponível. Quanto mais completa e de melhor qualidade for a informação, mais transparentes serão as decisões do regulador e mais simples se torna manter o equilíbrio de interesse dos diversos agentes.

Uma das condições fundamentais para o estabelecimento de concorrência no mercado é a existência de informação com qualidade, de fácil acesso e disponível a todos os agentes económicos. O acesso à informação por parte de todos os agentes de mercado não deve ser discriminatório nem assimétrico, por forma a garantir que as tomadas de decisão possam ser efectuadas de um modo consciente, reduzindo, assim, a possibilidade de o mercado registar distorções por falta de informação. É, pois, essencial que toda a informação necessária a qualquer interveniente, desde o transportador ao cliente, seja disponibilizada em tempo oportuno.

Entende-se por informação necessária o conjunto de dados indispensáveis e suficientes para que, em cada situação, os agentes tomem as decisões mais adequadas a uma eficiente utilização dos recursos.

A assimetria de informação existente entre o regulador e o regulado constitui uma “renda “ de informação que permite à empresa obter uma “renda de monopólio”, ou, dito de outra forma, a detenção de informação relevante que permite à empresa obter ganhos que são apenas devidos à sua posição monopolista. Monopólio é também monopólio de informação.

O regulador desempenha, no domínio da informação, um papel de “mediador”, promovendo a fluidez da informação existente entre os agentes. Por outro lado, em mercados onde a concorrência é limitada ou inexistente, os agentes não disponibilizam a informação voluntariamente. Ao recolhê-la e divulgá-la, o regulador contribui para simular a existência de um mercado concorrencial.

Tratando-se de redes físicas, importa que a informação flua, sem custos, entre os seus detentores e os seus utilizadores. Se assim for, as redes podem deixar de ser um obstáculo à introdução de concorrência, tornando-se no seu principal promotor, uma vez que a possibilidade de utilização das redes permite aos clientes serem abastecidos pelo fornecedor que escolherem.

Regulamentando a prestação de informação pelas empresas, a Portaria n.º 524/2001, de 25 de Maio, estabeleceu algumas regras específicas aplicáveis ao envio de informação pelas empresas, para efeitos de regulação, designadamente sobre as quantidades de aquisição e de venda de gás natural, bem como a periodicidade do seu envio.

Ao alargar as competências da ERSE à regulação do gás natural, o Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, acentuou a importância da informação a prestar pelas empresas reguladas com vista a permitir uma adequada regulação do sector. Neste sentido, confere à ERSE o direito de exigir das empresas reguladas a prestação da informação considerada necessária que lhe permita regular eficazmente o sector.

A ERSE considera essencial, para o cumprimento das suas atribuições e para o desenvolvimento do sector, que as empresas reguladas tenham uma colaboração efectiva, obrigação que decorre expressamente do quadro legislativo a que estão sujeitas as suas actividades, disponibilizando-lhe toda a informação relacionada com o exercício das actividades e, assim, assegurar a transparência do sector, a melhoria do seu funcionamento, a protecção dos interesses dos consumidores e a efectiva concorrência no quadro legal aplicável.

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

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

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

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

10.2 PARA OS CLIENTES

No domínio do relacionamento comercial e contratual, é ao nível da protecção dos direitos e interesses dos consumidores que a lei impõe deveres especiais de informação por parte dos prestadores de serviços públicos essenciais aos seus consumidores, designadamente no serviço público de fornecimento de gás (Lei n.º 23/96, de 26 de Julho – Lei dos Serviços Públicos Essenciais). A lei prevê penalidades contratuais pela falta de informação ou informação insuficiente ao consumidor, ambígua ou inadequada (Lei n.º 24/96, de 31 de Julho – Lei de Defesa do Consumidor).

O Livro Verde sobre a defesa do consumidor na União Europeia - COM(2001)531, apresentado pela Comissão em Outubro de 2001, destaca a informação como um aspecto essencial no relacionamento comercial entre os clientes e as empresas. A sobrecarga deliberada de informação, o recurso excessivo a cláusulas em letras de dimensão reduzida ou as omissões de informação podem vir a ser encaradas numa perspectiva de prática comercial desleal. O referido Livro Verde menciona ainda alguns aspectos relativamente aos quais a informação pode ter uma influência decisiva, com correspondentes consequências no plano da prevenção de conflitos. A informação é relevante quando se afirma que a confiança dos clientes pressupõe a clareza e a segurança no conhecimento dos seus direitos ou quando

se elevam os benefícios da participação dos consumidores nas próprias decisões dos reguladores, designadamente ao nível da aceitação de tais decisões. A estrutura organizativa da ERSE reflecte esta preocupação, integrando nos seus órgãos consultivos representantes dos vários interesses no sector do gás natural, onde se incluem os dos clientes.

Enquanto entidade reguladora, a ERSE encontra-se em posição privilegiada para promover e organizar a divulgação de informação adequada aos consumidores, seja através de eventos subordinados a temas sujeitos a regulação, seja com a publicação de brochuras relativas a aspectos específicos dos sectores regulados ou ainda com a resposta directa a pedidos de informação que lhes são dirigidos pelos interessados, constituindo um importante contributo para a prevenção de conflitos.

A informação desempenha ainda um papel relevante na actividade administrativa desenvolvida pela entidade reguladora, com consequências ao nível da prevenção de conflitos, ainda que indirectamente. Neste sentido, a ERSE tem o direito de exigir informação junto dos operadores do sector, no âmbito das suas funções. Por sua vez, ainda ao abrigo da sua natureza administrativa, a ERSE está igualmente incumbida do dever de informar, facultando o acesso a documentos administrativos produzidos ou disponibilizando informação sobre os procedimentos em curso aos directamente interessados.

Neste âmbito, deve ser prevista a obrigatoriedade dos distribuidores regionais de gás natural disponibilizarem gratuitamente a todos os interessados informação sobre um conjunto alargado de matérias. Também a ERSE deve contribuir para melhorar o nível de informação dos consumidores de gás natural, designadamente sobre o quadro regulamentar e os níveis de qualidade de serviço registados.

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

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

Que tipo de publicações devem ser asseguradas pela ERSE?

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?

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?

A par do aspecto quantitativo da informação a produzir e a divulgar, as exigências de um serviço público determinam o rigor e a qualidade da informação, a sua apreensão e eficácia, ou seja, a forma como chega e é compreendida pelos consumidores. Acresce ainda referir os clientes com necessidades

especiais, designadamente com incapacidades físicas de visão, audição e fala, para os quais a informação (conteúdo e forma) deve ser a mais adequada à sua condição.

10.3 PARTICIPAÇÃO DOS CONSUMIDORES

A regulação do sector do gás natural deve prever mecanismos que facilitem a participação dos consumidores como agentes activos e dinamizadores do desenvolvimento do sector. Para esse efeito deve ser assegurada a participação efectiva das associações representativas dos consumidores de gás natural na definição de alguns aspectos da regulamentação (ex. conteúdo dos folhetos informativos, metodologias de realização de estudos destinados a avaliar o grau de satisfação dos clientes, etc.) e devem ser definidos prazos máximos de resposta às reclamações e pedidos de informação apresentados pelos consumidores de gás natural.

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?

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

11 RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

A regulamentação do relacionamento comercial entre os vários operadores do sector do gás natural e entre estes e os clientes, contempla a preocupação pela resolução de conflitos emergentes desses relacionamentos. A este propósito, a ERSE tem as competências que estão descritas nos seus Estatutos.

Relativamente ao dever de fomentar a arbitragem voluntária como forma de resolver os conflitos de natureza comercial e contratual entre os operadores do sector do gás natural e entre estes e os clientes, também a lei de defesa do consumidor determina que “Incumbe aos órgãos e departamentos da Administração Pública promover a criação e apoiar centros de arbitragem com o objectivo de dirimir os conflitos de consumo”.

A criação de um centro de arbitragem sectorial que inclua, no seu âmbito de actuação, o sector do gás natural, constituiria a forma mais completa de promover a arbitragem voluntária como mecanismo de resolução de litígios emergentes do sector do gás natural. Considerando alguns pontos comuns com a electricidade, poder-se-ia considerar a eventual criação de um centro de arbitragem único para os sectores da electricidade e do gás natural.

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.)?

A par do recurso a instâncias judiciais, vários factores têm determinado o incentivo ao recurso dos chamados mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, designadamente no espaço comunitário e na área dos conflitos de consumo.

Relativamente aos sectores da electricidade e do gás natural, a ERSE viu consagrada a possibilidade de fazer uso de mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos (mediação e conciliação) no âmbito dos litígios de natureza comercial e contratual emergentes do relacionamento entre as entidades que actuam naqueles sectores e entre estas e os clientes.

A mediação é um meio através do qual a ERSE, em relação às partes em conflito, intervém de forma imparcial para as aproximar e ajudar a resolver os conflitos que as opõe, podendo mesmo recomendar a sua resolução. Através da conciliação, a ERSE intervém, também imparcialmente, conduzindo a negociação das partes, estimulando uma solução e propondo plataformas de entendimento comum. A mediação e a conciliação são procedimentos de carácter voluntário, cujas decisões são da responsabilidade das partes, na medida em que a resolução do caso concreto não pode ser imposta pela ERSE.

A resolução extrajudicial de conflitos importa encargos muito reduzidos para as partes litigantes. O recurso à mediação é normalmente gratuito, enquanto que a conciliação e a arbitragem envolvem

habitualmente uma comparticipação monetária dos intervenientes, sempre de valor diminuto e em regra proporcional ao valor objecto do litígio.

Com o propósito de incrementar e tornar mais transparente a sua actuação na área de resolução de conflitos, a ERSE aprovou o Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos através do Despacho n.º 22 674-A/2002, de 22 de Outubro, e requereu junto do Instituto do Consumidor o respectivo registo enquanto entidade que intervém na resolução de conflitos de consumo. Este registo veio permitir a inscrição da ERSE na Rede Europeia Extrajudicial (EEJ-net).

Em Maio de 2003, a ERSE procedeu à criação de um Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia (NACE) que disponibiliza novos serviços de apoio ao consumidor, designadamente na área de tratamento de reclamações. A ERSE integrará igualmente o Portal do Cidadão onde disponibilizará diversos serviços de apoio aos consumidores de energia eléctrica e gás natural, designadamente no que se refere ao tratamento de reclamações.

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

É no direito do consumo que actua um maior número de entidades que utilizam mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos, designadamente o Instituto do Consumidor, as associações de consumidores, os serviços municipais de informação e apoio aos consumidores e os centros de arbitragem de conflitos de consumo. A actividade desenvolvida por estas entidades pressupõe a existência de uma relação de consumo (aquisição de um bem ou prestação de um serviço destinados ao uso não profissional, conforme dispõe o artigo 2.º da chamada lei de defesa do consumidor). Com excepção do Instituto do Consumidor e das associações de consumidores de âmbito nacional e interesse genérico, a competência territorial das referidas entidades encontra-se normalmente circunscrita a um município ou concelho.

Para a totalidade do território continental português existem cerca de meia centena de serviços municipais (CIAC, SMIAC, etc.) e seis centros de arbitragem de conflitos de consumo. A competência destes centros de arbitragem encontra-se ainda habitualmente limitada em razão do valor (€ 3 740,98), correspondendo ao valor previsto para a alçada dos tribunais de 1.ª instância.

O Ministério Público e o Provedor de Justiça são igualmente considerados instâncias de recurso para os consumidores.

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