



**ESTRUTURA E REGULAÇÃO DO MERCADO
DE GÁS NATURAL
EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

**Gilson G. Krause
Helder Q. Pinto Jr.**

Setembro/98

1. INTRODUÇÃO

No início do século XX, o processo efetivo de constituição de redes beneficiou-se da adoção de inovações tecnológicas que permitiram às empresas crescerem sua escala geográfica de operação: inicialmente organizadas em torno do fornecimento local dos serviços, as inovações tecnológicas, associadas aos ganhos de escala, de escopo e de coordenação e ao fluxo de serviços, permitiram e induziram a conexão de consumidores mais distantes, favorecendo a otimização da capacidade instalada. A questão da indivisibilidade de certos investimentos atuava na mesma direção.

No que tange às indústrias de rede que compõem a infra-estrutura energética –eletricidade e gás - as inovações associadas à transmissão de energia em corrente alternada e ao melhor rendimento dos compressores e materiais possibilitaram à expansão das redes e começaram a conferir uma configuração sistêmica à indústria do suprimento de energia.

Dessa forma é possível observar que a constituição das redes da infra-estrutura energética está diretamente associada com a dinâmica da interconexão, sendo a atividade da transmissão/transporte o “coração” do sistema. Assim, já na metade do século XX, o modo de organização das indústrias de rede energética era caracterizado pela presença de empresas dispostas de monopólios territoriais de fornecimento e alto grau de integração vertical e horizontal.

A integração vertical e horizontal representa, por outro lado, o resultado do processo de inovações tecnológicas e concentração do capital. Antes atomizados, os serviços de infra-estrutura foram experimentando um processo de concentração, explicado pelas vantagens competitivas das empresas mais dinâmicas que podiam, através da conexão de novos consumidores, ampliar rapidamente seus mercados. A posição de monopólio e o caráter de serviço público destes setores justificava uma forte intervenção do Estado, que atuava com frequência no sentido de proteger os monopólios de entrantes potenciais.

O questionamento que emerge nos anos 60, com recrudescimento no fim dos anos 70, quanto à eficiência desse modo de organização tem nítida

inspiração liberal, vale dizer a crença que prioriza os instrumentos de mercado à intervenção do Estado. Nesta visão, o diagnóstico sobre a perda de performance das empresas estatais baseava-se na falta de condições de concorrência e da ineficiência do Estado na operação e gestão dos negócios das empresas de infra-estrutura. Também se questionava os resultados da intervenção do aparato regulador. As reformas radicais na Grã-Bretanha foram paradigmáticas e influenciaram, com efeito, o processo de reestruturação das indústrias de rede de outros países.

Os traços gerais das reformas que estão sendo implementadas, muito embora sejam subordinados ao contexto jurídico-institucional de cada país, podem ser ilustrados pela implementação total ou parcial das seguintes medidas:

- i) introdução da concorrência em diferentes segmentos de atividade das indústrias energéticas de rede;
- ii) abertura do acesso de terceiros à rede de transporte/transmissão;
- iii) estabelecimento de novas formas contratuais;
- iv) implementação de novos mecanismos de regulação;
- v) privatização das empresas públicas.

Esse conjunto de mudanças engendra uma série de novas questões de regulação. A regulação técnica e econômica de um setor deve pautar-se no conhecimento de seu modo de organização industrial e do comportamento de seus agentes, suportando-se em base teórica que assegure consistência temporal e credibilidade. A consistência nas ações do Regulador, que talvez possa ser chamada Doutrina Regulatória, sinaliza estabilidade aos agentes econômicos e diminui sua percepção do risco regulatório.

Esta Nota Técnica procura discutir a estrutura e alguns dos instrumentos de regulação aplicados ao mercado do gás natural. Busca-se levantar um debate que ajude a consolidar idéias sobre as formas de regulação que vem sendo desenvolvida em diferentes países, visando, em particular, identificar os elementos principais que contribuem à constituição de uma doutrina regulatória.

Nesta Nota o enfoque escolhido privilegiou o plano internacional, deixando para uma próxima nota a análise das especificidades do caso brasileiro. Após esta breve introdução é apresentada a estrutura geral do mercado correlato ao

gás natural. Na sequência discute-se a evolução recente, seus motores e tendências, analisando-se os casos norte-americano, europeu, com ênfase no caso britânico, e ainda o caso argentino.

Tendo em vista o interesse crescente no Brasil com o GNL - gás natural liquefeito, um item específico é dedicado à descrição de sua cadeia e de características específicas de sua regulação.

Por fim, o texto apresenta uma reflexão sobre a regulação do gás natural, excluindo o segmento exploração-desenvolvimento-produção.

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS, MODO DE ORGANIZAÇÃO TRADICIONAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL, USOS

Constata-se em muitos países um aumento expressivo no consumo de GN. Sua participação na matriz energética mundial é crescente, sem que este fato implique risco de aumentos expressivos de preços no curto prazo. Para muitos setores produtivos, a mudança para o GN tem especial relevância em sua competitividade e no caso particular do setor elétrico o gás se constitui em motor da evolução institucional em diversos países.

Ao longo dos diversos elementos de sua cadeia (*filière*), da produção à comercialização, o mercado do gás apresenta características bastante díspares no que concerne a hierarquia dos instrumentos de regulação, em particular os níveis possíveis de concorrência ou contestabilidade entre os agentes envolvidos. No segmento de exploração, desenvolvimento e produção, o mercado se assemelha e está muito ligado ao mercado do petróleo. As unidades de processamento (separação de líquidos) se aproximam de refinarias. A partir deste ponto, o mercado e os instrumentos de regulação aplicáveis podem divergir consideravelmente. Nestes segmentos, o gás passa a operar segundo uma estrutura de rede, se aproximando de outros setores da economia (notadamente o de energia elétrica) no que tange sua regulação. Do lado do uso final, o GN enfrenta diversos produtos concorrentes, o que *per se* já representa um mecanismo de regulação, mas apresenta vantagens comparativas em relação aos produtos concorrentes¹ em diversos aspectos técnicos (características da combustão, pureza etc.) e ambientais.

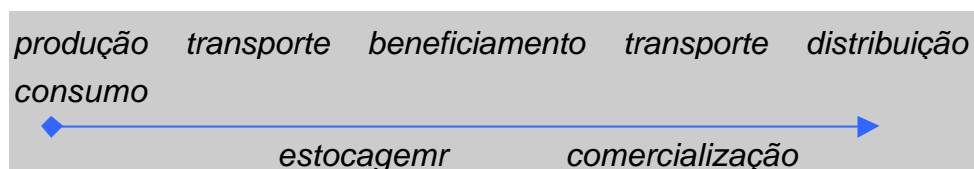
¹ Exceção feita à energia elétrica, onde a comparação se mostra mais complexa em suas diferentes variáveis. A análise da competitividade do gás natural frente a seus concorrentes é relevante, do ponto de vista de sua regulação, mas

No plano das definições, trata-se de gás composto basicamente por hidrocarbonetos de baixo número de átomos de carbono, que ocorre na natureza de forma associada ou não ao petróleo. O gás produzido no poço geralmente inclui condensáveis (líquidos de gás natural - LGN), separados nas unidades de processamento (UPCCNs ou UPGNs na nomenclatura brasileira) e impurezas (e.g. H_2S , CO_2 , N_2).

comp.	%	produto
CH ₄	70-80	gás seco
C ₂ H ₆	10	etano
C ₃ H ₈	5-15	GLP
C ₄ H ₁₀		
C ₃ H ₁₂	0-5	gasolina
C ₇ H ₁₄		
C _n H _m		

O GN é encontrado associado ou não ao petróleo em bacias sedimentares. A exploração desse recurso natural está, assim, estreitamente vinculada à estratégia de exploração do petróleo bruto. Esse aspecto condiciona a estrutura da indústria do GN nas etapas *upstream* de sua cadeia produtiva. Suas características físico-químicas favorecem as possibilidades de substituição de outros energéticos, em particular, os derivados de petróleo e o carvão mineral. Apesar de tais vantagens, o GN deve fazer face à competição com seus produtos concorrentes, o que deve ser considerado pelo regulador. De toda a forma, em função de suas vantagens, as estimativas de crescimento do uso do GN no setor industrial ou como insumo na geração de eletricidade têm suscitado grande interesse das empresas operadoras do setor de energia.

A cadeia² do GN é formada, de forma geral, pelos agentes abaixo indicados, um modo de organização de indústria de rede, no qual o suprimento do serviço depende, previamente, da implantação das redes de transporte e de distribuição, bem como da posterior necessidade de coordenação dos fluxos e estoques (logística), visando o ajuste da oferta e da demanda, sem colocar em risco a confiabilidade do sistema:



estenderia muito o escopo deste trabalho. A título de exemplo, ressaltamos a fragilidade do gás no contexto atual frente a uma abertura à importação de óleo combustível.

2 O caso do gás natural liquefeito difere do esquema apresentado, sendo apresentado em item específico mais a frente.

Esse conjunto de características técnico-econômicas envolvendo diferentes etapas para o suprimento do GN faz emergir uma série de especificidades inerentes às indústrias articuladas em torno de redes técnicas de transporte-distribuição, condicionando o processo de tomada de decisões de investimento. Essas especificidades da indústria do GN, presentes igualmente em outras indústrias de rede, podem ser listadas da seguinte forma:

1. indivisibilidade dos equipamentos, tempo de construção, maturação dos investimentos e custos fixos irrecuperáveis (*sunk costs*) elevados;
2. funções de custo distintas para as etapas de exploração / produção / transporte / distribuição.
3. função de custos sub-aditiva³ e condições de monopólio natural;
4. obrigação jurídica ou política de fornecimento (universalidade de atendimento) e relevante interesse econômico e social, especialmente em função das externalidades positivas geradas para outros setores.

Essas especificidades favoreceram, durante muito tempo, um modo de organização particular no qual desenvolveram-se fortes barreiras à entrada de novos agentes. Devido às tais barreiras, o modelo tradicional que predominou do pós-guerra até o início dos anos 80, mesmo com variantes significativas, é estruturado por três atributos principais: integração vertical e horizontal, monopólios públicos de fornecimento e forma de comercialização baseada em contratos bilaterais de longo prazo. Para a indústria de GN, esse modelo influenciou, na Europa e nos EUA, na forte expansão da produção e de GN e no incremento significativo da participação do GN no balanço energético de diferentes países (Anexo II - Tabelas 1 e 2).

3. O mercado internacional de gás natural - evolução institucional recente

3.1 Motores das mudanças

A indústria do GN tem se modificado de forma acentuada nos últimos 10-15 anos. Anteriormente um oligopólio de poucos agentes, baseado em contratos de fornecimento de longo prazo e preços regulados, a indústria começou a ser

³ O conceito de função de custos sub-aditiva é similar ao de economias de escala, mas mais abrangente - considera um vetor de produção multi-produtos, que pode ter ganhos de escala, de escopo e/ou de coordenação. A função de custos é dita sub-aditiva se $C(y) < \sum C'(y_i)$ para qualquer y , sendo $y = \sum y_i$. A título de ilustração, uma indústria interligada em rede pode não apresentar economias de escala mas os benefícios da interligação fazem com que seja menor o custo de produção pela empresa integrada em relação a várias empresas autônomas. Uso de fatores de diversidade, diversidade hidrológica de sistemas elétricos que interligam diferentes bacias, entre outros, constituem exemplos da questão.

reestruturada em vários países. A introdução de forças de mercado (concorrência) como uma importante ferramenta de regulação, a separação contábil e até mesmo societária de serviços de transporte das atividades de produção e comercialização do gás (quebra da integração vertical) são exemplos de tendências relevantes no setor em muitos países. Talvez seja muito cedo para se avaliar todas as conseqüências desta nova dinâmica no longo prazo, mas no curto prazo é possível constatar reduções de preço na maioria dos países.

A mudança da situação foi favorecida por evoluções, tanto pelo lado do fornecimento, quanto pelo do consumo. A produção de gás foi diversificada com novos campos e novos países produtores, significando novos agentes e novas estratégias de mercado. No lado da demanda, pode-se facilmente perceber uma importante evolução vinda do setor elétrico. A legislação foi modificada, removendo barreiras a certos usos. O uso do GN, antes destinado a “usos nobres”⁴, tornou-se a opção preferida para os recentes projetos do setor elétrico⁵. O GN tornou-se assim um dos principais impulsos para o movimento de reestruturação do setor elétrico em vários países, movimento este que por sua vez realimentou as mudanças estruturais no setor de gás.

Entretanto, este rápido desenvolvimento do mercado tem algumas restrições, relacionadas principalmente à questão de transporte do gás. Com freqüência, os custos de transporte do gás representam parcela relevante (maior que 50% na maioria dos casos) dos preços finais ao consumidor devido aos investimentos em infra-estrutura de transporte⁶. Isto significa que o mercado de GN é freqüentemente desenvolvido perto das zonas de produção e, por isso, a quota do gás na matriz energética varia significativamente de um país para outro. Isto parcialmente explica porque somente 19% da produção mundial de GN é exportada.

Um outro motor relevante das reformas situa-se no plano das questões ambientais. O uso do gás representa menor nível de emissões, menor risco (influenciando as condições de financiamento dos novos projetos) frente a futuras regulamentações mais restritivas e frequentemente menor custo no aparato de

4 Indústria química, de fertilizantes etc. A legislação norte americana começou a permitir o uso de GN na produção de energia elétrica em 1978 e a primeira diretiva da Comissão Européia neste sentido data de 1989.

5 O uso do gás natural viabiliza investimentos de menor prazo de maturação, menores riscos financeiros e ambientais, menos sensíveis à questão das economias de escala, logo induzindo a participação de uma gama maior de agentes econômicos. O desenvolvimento tecnológico acelerado associado às turbinas de combustão alimenta e é alimentado pela evolução nos setores elétrico e de gás natural. A padronização dos projetos e o uso de equipamentos que não caracterizam *sunk costs* também atuam no sentido de melhorar sua financiabilidade.

6 No Brasil, por exemplo, mais de 60% dos custos do GN nos *city gates* em São Paulo se referem a encargos da capacidade de transporte.

controle de poluentes. Para determinados produtos, representa a possibilidade de obter melhor qualidade (e.g. cerâmica) e competitividade.

3.2 Desverticalização e *open access*

"The gist of the essential facility concept in the antitrust law is that one competitor has control of the facility and is able to foreclose effective competition in one or more other relevant markets by denying a competitor's access to the facility"
W.B. Tye, 1987.

O movimento de desregulamentação de inúmeros setores econômicos desde os anos 70 tem passado pelo aumento de importância conferido às forças concorrenciais enquanto ferramenta de regulação⁷ e pela relevância da integração vertical e horizontal como barreira à livre concorrência - neste ponto vamos focalizar a questão da integração vertical. A desverticalização e o livre acesso ganharam assim *status* de ponto focal do debate em muitos países, o que na prática representa, em muitos casos, uma regulamentação ainda mais complexa que a anteriormente usada.

As razões para tal importância são simples e concentram-se em dois pontos: posição dominante e assimetria de informações. A empresa integrada tem condições de dificultar ou impedir a entrada de novos agentes em níveis diversos da cadeia produtiva. Dificuldades técnicas ou operacionais, recusa de venda, recusa de garantias para financiamento, recusa em fornecer informações, privilégios (não isonomia) para parceiros, inúmeras são as barreiras levantadas.

É importante ressaltar que a integração vertical ocorre via propriedade ou ainda via acordos ou contratos (também chamada quase-integração), sendo relevante a criação de situações não isonômicas entre concorrentes de determinado segmento.

⁷ A importância conferida à concorrência representa uma mudança significativa na cultura regulatória, mas não cabe neste texto detalhar enfoque histórico da regulação econômica. Ressalta-se apenas que muito da regulação de sistemas de rede baseava-se na preservação de seus monopólios.

A questão da assimetria de informação é igualmente relevante na análise de problemas do tipo Principal - Agente. O Regulador (Principal) dificilmente tem acesso ao mesmo nível de informações do regulado (Agente), o que *inter alia*, dá origem a diversas formas de regulação do tipo *incentive based regulation*. O caso das empresas integradas é ainda mais complexo sob tal ponto, visto que a informação em geral, a contabilidade em particular, se tornam mais opacas⁸.

É nesta base que as reformas recentes tentaram quebrar a falta de isonomia devida e o caso dos EUA é bastante ilustrativo neste ponto, conforme será mais detalhado no próximo item.

3.3 A introdução de pressões competitivas e os novos modos de organização da indústria: experiência internacional

Neste item são descritas as estruturas do setor de gás natural nos EUA, na Europa, com maior detalhe para a experiência britânica e na Argentina. São casos bastante diferentes do caso brasileiro (objeto de análise em uma próxima nota técnica) no que diz respeito ao nível de desenvolvimento da indústria de GN, mas permitem traçar um perfil das tendências internacionais. Outros casos de interesse, como o Canadá, Austrália e Nova Zelândia não foram abordados, mas seguem as tendências dos países apresentados.

O caso dos EUA

O crescimento da indústria de GN, nos EUA, desde a primeira metade do século foi orientado segundo o princípio jurídico-institucional que regula *as public commissions*. Segundo Quast (1997), o modo de organização reúne os traços característicos do modelo tradicional, comportando um forte grau de integração ou quase-integração vertical, monopólios locais de distribuição e transações realizadas sob a forma de contratos de longo prazo. A sua expansão foi calcada no aproveitamento das importantes economias de escala e de coordenação, a partir da construção de gasodutos de maior diâmetro conectando áreas consumidoras mais distantes dos centros produtores. Quando esses gasodutos

⁸ Os custos fixos, por exemplo são alocados na razão inversa da elasticidade preço - demanda, o que interfere na análise dos custos de produção. É o caso dos custos de transporte na arbitragem de pedágios em gasodutos ou sistemas de transmissão de energia elétrica.

passaram a “cruzar” as fronteiras estaduais, a regulação americana passou a focalizar, na indústria do GN, dois mercados distintos⁹:

1. o mercado inter-Estados que regulamenta os preços praticados pelas empresas que funcionam como “intermediárias”, comprando GN das empresas de transporte e revendendo-o às concessionárias de distribuição municipais - LDC¹⁰ ;

2. o mercado intra-estadual, no qual os preços eram livres, mas as empresas eram submetidas ao controle da qualidade e regularidade de provisão, enquanto concessionárias de serviço público.

A fim de contornar as situações de racionamento de GN, ocorridas na primeira metade da década de 70, os controles de preço foram estendidos ao mercado intra-estadual. Entre 1977 e 1984, com os preços praticados pelos produtores elevados em função dos choques de petróleo, a situação da oferta e demanda se inverteu, com as empresas estaduais reduzindo fortemente suas compras e gerando o que ficou conhecido nos EUA como “bolha de gás”.

A indústria de GN nos EUA foi reestruturada a partir do início dos anos 80 em um movimento chamado com certa imprecisão de desregulação. Este movimento conferiu especial importância à separação contábil e até societária das atividades de produção de GN, do transporte em gasodutos e da comercialização aos clientes finais ou *traders* (negociantes/intermediários). A situação (conjuntural) excedentária em termos de capacidade de transporte e de oferta de GN facilitou sobremaneira o instante inicial da reforma. Todo agente setorial tem o direito de comercializar o gás, inclusive os clientes finais, que podem revender combustível não utilizado. Esta reestruturação criou o mercado aberto de gás pelo estabelecimento dos seguintes princípios:

Propriedade do Gás - título que pode ser livremente transferido entre comprador e vendedor.

Propriedade do Gás pelas Companhias Proprietárias de Gasodutos - companhias que operam os gasodutos não podem ser proprietárias ou comercializarem GN.

9 O *Natural Gas Act* estabelecido em 1938 criou uma agência específica de regulação, responsável basicamente pela supervisão dos preços praticados entre as empresas de transporte inter-estaduais e os preços do GN na “cabeça do poço”.

10 Existem mais de 1500 empresas de distribuição local (*local distribution companies*), mais de 100 transportadores e mais de 27000 produtores de GN nos EUA. Ao clube somaram-se recentemente dezenas de *brokers/traders*.

Direitos de Transporte do Gás - a capacidade de transporte que as companhias proprietárias de gasodutos venderam numa base firme a seus consumidores pode ser usada ou revendida a terceiros.

Estes princípios reduziram em muito o domínio das companhias proprietárias de gasodutos sobre o mercado. Os usuários não são mais forçados a comprar gás com a companhia proprietária do gasoduto agindo como intermediária e podem comprar e vender a capacidade do gasoduto conforme necessário. Existe um mercado de comercialização muito ativo que permite aos produtores, negociantes e usuários de GN estabelecerem um preço de mercado aberto para o GN e para a capacidade de transporte. O preço do GN não está restrito de forma alguma, enquanto que o preço de transporte está limitado ao preço máximo equivalente ao custo original da capacidade de transporte.

A eficiência do mercado de gás aumentou consideravelmente com esta desregulamentação. Proprietários da capacidade temporária de transporte vendem seu "pedaço" no gasoduto no mercado *spot* e cobrem parte de seus custos quando não estão usando esta capacidade para seu uso próprio. As companhias capazes de usar esta capacidade temporária obtêm um preço mais baixo para o transporte. Os produtores independentes de gás podem agora comercializar seus produtos e muitas companhias comerciais foram criadas para unir vendedores a compradores. O impacto no mercado global reduziu o preço do gás, aumentou o desenvolvimento de campos de gás, seu consumo e a utilização da capacidade dos gasodutos existentes.

Deve-se por outro lado ressaltar que a questão do livre acesso deve ser posta em oposição à possibilidade de duplicação das instalações de transporte. De uma ótica tradicional (e intervencionista), se colocaria a idéia que a duplicação das instalações se afasta consideravelmente do ótimo (no sentido de Pareto). Por uma ótica mais no sentido da defesa da concorrência, são colocadas em relêvo as barreiras à entrada de novos agentes (economias de escala, limites legais - monopólio legal ou concessão, dificuldades com respeito a direitos de passagem etc.), a despeito das experiências recentes de duplicação de gasodutos na Europa (cf. infra).

A FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) iniciou um processo efetivo de mudanças, abrindo o comércio inter-Estados)¹¹. Em 1992, o processo

11 A reestruturação do setor de gás nos EUA começou em 1978 com o NGPA – Natural Gas Policy Act, inicialmente mantendo as proteções aos agentes então atuantes no setor. Abria a possibilidade, junto com o PURPA - Public Utility Regulatory Policy Act, do uso de gás natural em instalações de cogeração. A desregulamentação ganharia força no final dos anos 80 (FERC Order 436), mas o documento legal mais relevante veio a ser a Order 636 de 1992 levando ao *unbundling* e ao *mandatory open access* - jargão alternativo e mais apropriado que o *third party access*.

de desregulamentação, entendido aqui como a supressão de barreiras institucionais à entrada, avançou na direção da promoção de condições de concorrência baseadas no princípio do *third party access* (TPA) permitindo às LDCs e aos grandes consumidores industriais o direito de negociação de contratos diretamente com os produtores. As companhias de transporte interestaduais foram obrigadas a promover o desmembramento (*unbundling*) das atividades de transporte propriamente dito e de comercialização.

Ademais, a partir de 1994, com a implantação de HUBs - centros de comercialização¹², as companhias de distribuição e os grandes consumidores são obrigados a pagar uma tarifa em função da capacidade de transporte reservada e não em função do volume de GN efetivamente transportado. Os HUBs concretizam, assim, os objetivos de política que determinam o *unbundling*: eles gerenciam o serviço de interconexão das redes de diferentes proprietários.

O objetivo dessas medidas aponta para a redução das condições de monopólio natural, da qual usufruíam as companhias de transporte (Teece, 1990). A consequência mais importante desse processo diz respeito às transformações nos contratos estabelecidos entre os diferentes operadores. Os chamados contratos de longo prazo *take or pay*, que implicavam num engajamento firme e mútuo de fornecimento e de compra de GN, cedem parcialmente lugar a contratos realizados nos mercados *spot* e de futuros (Vollans, 1995). Devido ao menor ritmo de crescimento da demanda e à amortização da maior parte da rede em operação, o objetivo de segurança de aprovisionamento que sustentava os contratos de *take or pay* foi sendo revisado com o desmembramento da indústria e o surgimento de novos atores na comercialização do GN (*brokers*). Esse fatores conduziram, assim, a uma redução da duração dos contratos, facilitada pelas operações de *hedge* que cumprem o papel de mitigar os riscos associados às flutuações de preços e da demanda¹³.

Cabe ressaltar que a passagem a um novo modelo tem acarretado um processo de adaptação dos contratos convencionais e gera a ruptura de condições institucionais até então vigentes, engendrando, para alguns operadores, custos decorrentes dos investimentos de infra-estrutura não amortizados (*stranded costs*) e da incapacidade dos transportadores de assegurarem as cláusulas contratuais de *take or pay*. Isto é decorrência da

12 Atualmente a indústria de GN nos EUA registra sete centros regionais de comercialização: Middle Atlantic, East North Central, West North Central, West South Central, Rocky Mountain, Pacific e Canadá, sendo este último responsável pela comercialização e interconexão com a indústria de GN no Canadá.

13 As transações diretas entre produtores e consumidores que representavam cerca de 5%, em 1984, tornaram-se a forma dominante de comercialização, ultrapassando 80 % no início da década de 90, impulsionada pela introdução dos primeiros contratos de futuros no Nymex a partir do final de 1989.

possibilidade, oferecida pelo novo ambiente institucional, de estabelecimento de contratos de fornecimento entre produtores e clientes.

A figura do Anexo I [Quast, 1997] ilustra o novo modo de organização da indústria de GN nos EUA. A separação das atividades econômicas da indústria e a emergência de novos atores abre um leque de fluxos contratuais que passam a constituir um dos principais objetos de atuação do órgão regulador.

O caso europeu

O segundo modo de organização da indústria de GN, o modelo europeu, é bastante distinto do modelo americano. Muito embora existam diferenças significativas de um país para o outro, desde o pós-guerra até os anos 80 a indústria de GN europeia¹⁴ foi caracterizada como um oligopólio, com forte presença de empresas públicas. Isto é explicado, por um lado, pelo papel das cinco grandes empresas importadoras - Ruhrgas (Alemanha), Gaz de France (France), British Gas (Grã Bretanha), SNAM (Itália) e Distrigaz (Bélgica). Por outro lado, a concentração das reservas em poucos países resultou na formação de um oligopólio produtor das seguintes empresas: Gasunie (Holanda), Statoil (Noruega), Gazprom (Rússia)¹⁵, às quais agrega-se a companhia argelina Sonatrach que complementa a estrutura de oferta do GN na Europa.

A intervenção pública era muito acentuada e dava-se de formas variadas, onde as preocupações iam do risco de abastecimento associado à importação da URSS à ajuda à Argélia (via sobre-preços), passando por acordos de comércio bi-laterais envolvendo o GN [Radetzki, 1998].

Assim, os traços marcantes dessa indústria na Europa são a forte intervenção do Estado e o alto grau de interconexão dos mercados nacionais, sustentado por uma rede de transportes hoje bastante desenvolvida. Entretanto, cabe salientar que a organização da indústria, a nível regional, deu lugar à constituição de modos de organização nacionais bastante diferenciados, ainda que articulados basicamente em torno das características marcantes do modelo tradicional, ou seja, comportando estruturas verticalizadas e de contratos bilaterais de longo prazo (tabela abaixo).

Estruturas das indústrias de gás dos principais países da União Européia

Países		Companhias Operadoras	Propriedade	Estruturas
---------------	--	------------------------------	--------------------	-------------------

¹⁴ Ressalva-se que a indústria do gás natural na Europa manteve-se quase incipiente até os anos 70. Só a partir do início de produção do campo de Groningen (NL) no fim dos anos 70 e do início da importação da Argélia, Noruega e Rússia no fim dos anos 70 é que o mercado se desenvolveu.

¹⁵ A Gazprom é a empresa que dispõe de maior volume de reservas de GN no mundo.

Alemanha	Produção	1. BEB (SHELL-EXXON) 2. MOBIL 3. ERDOL-ERDGAS G.	Privada Privada Privada	70% de Importações
	Transporte	1. RUHRGAS 2. BEB 3. GVS 4. THYSSENGAS (Shell e Exxon)	Mista Privada Privada Privada	
	Distribuição	576 Companhias	Mistas ou Privadas	Regionais ou locais
França	Produção	ELF AQUITAINE	Privada	Estado 10%
	Transporte	GdF SNGSO (70% ELF e 30% GdF) CFM (50% GdF, 40% ELF e 10% TOTAL)	Pública Mista Mista	
	Distribuição	GdF 17 Companhias municipais	Pública Municipais ou Mistas	95% 5%
Reino Unido	Produção	Cias. Petrolíferas (BP, Shell, Exxon Conoco, Total...) BRITISH GAS	Privada Privada	
	Transporte	BG TRANSCO	Privada	ATR
	Distribuição	BRITISH GAS (PGS e CT) Detentora de concessão de distribuição e suprimento (shippers)	Privada	ATR
Itália	Produção	AGIP (ENI 100%)	Pública	Monopólio
	Transporte	SNAM (ENI 100%)	Em processo de privatização	
	Distribuição	ITALGAS (SNAM) 25% Companhias locais 75%	Pública Municipais ou privadas	Quase Monopólio (+ ENEL)
Holanda	Produção	MAATSCHAP (40% Estado, 60% NAM) NAM (Shell 50%, Esso 50%)	Mista	
	Transporte	GASUNIE (Estado 50%) SEP (ELÉTRICA)	Mista	Proposição de ATR em discussão
	Distribuição	120 Companhias municipais (holding VEGIN). Integração horizontal de serviços públicos	Pública	
Bélgica	Produção	DISTRIGAZ (TRACTEBEL 42%, SHELL 16,7%, Estado 16,7%, Privado 24,6%)	Mista	Monopólio de importação
	Transporte	DISTRIGAZ	Mista	Direitos exclusivos
	Distribuição	DISTRIGAZ (grandes consumidores de eletricidade) Sociedades Municipais (pequenos consumidores) SEGEO (Distrigaz e GdF)	Mista Pública Mista	
Espanha	Produção	REPSOL (Produção) ENAGAS (Importação)	Mista Mista	Monopólio (Estado minoritário)
	Transporte	ENAGAS (Gas Natural 91%)	Mista	Monopólio
	Distribuição	ENAGAS 50% GAS NATURAL 40% (REPSOL 45%)	Mista	

FONTE: WALRAVE (1995); PERCEBOIS (1997)

De acordo com Quast (1997) e Stoppard (1996), até recentemente, as questões do mercado de gás não tinham grande importância na agenda da

Comissão Européia. Era permitido a cada país operar a indústria de gás (regras de comércio, políticas de competição) a sua maneira, visando cada qual seus objetivos. No entanto, a falta de harmonização e a diversidade dos preços nos diversos mercados desviavam dos objetivos de formação de um mercado único. As reclamações dos grandes consumidores industriais representaram pressão para as mudanças.

Desde o início dos anos 90, a Comissão Européia vem procurando impor medidas de desregulamentação, objetivando introduzir a concorrência. Para atingir tal objetivo, o passo central é o de consolidação de formas institucionais visando o *third party access* ou acesso de terceiros à rede (ATR) nos gasodutos nacionais que, por ora, ainda é relativamente restrito.

Na maioria dos países da União Européia, à exceção do caso inglês que será examinado particularmente mais adiante, as mudanças na regulamentação estão evoluindo de maneira lenta, na tentativa de um equacionamento, a nível regional, do problema de abertura dos mercados nacionais, mas, apontam para a introdução progressiva do ATR, à exceção da França que permanece basicamente com os traços marcantes do modelo tradicional¹⁶. Dessa forma, será indispensável harmonizar alguns dispositivos institucionais, para que as regulações nacionais favoreçam o processo de interconexão do mercado europeu. Além disso, pelo lado da demanda, existe uma contundente pressão dos consumidores, clamando por preços mais baixos e evocando os impactos positivos dos preços nos países que mais cedo reestruturaram a indústria do GN, como os EUA e Reino Unido (Anexo II - tabelas 3 e 4).

Na década de 90, observa-se o aprofundamento do processo de reestruturação da indústria de GN, fortemente marcado pela tentativa de introdução da concorrência e de pressões competitivas, pela redução da participação do Estado nos novos empreendimentos e pelo surgimento de novos entrantes buscando explorar as oportunidades de negócio que emergem da desverticalização. Esse processo suscita uma série de desdobramentos sobre a regulação da indústria do GN.

Entre as mudanças mais interessantes pode-se citar o caso da WINGAS [Radetzki, 1998], como um dos gatilhos que aceleraram as mudanças recentes. O caso começa em 1989, com a construção, pela Wintershall¹⁷, de um gasoduto de

16 Sobre este assunto ver Martin (1996), Stofães (1995) e Walrave (1995)

17 A Wintershall é subsidiária da BASF. Posteriormente foi feita *joint venture* com a GASPROM, formando a WINGAS

560km na Alemanha, um *by-pass* dos gasodutos da Ruhrgas que não liberava acesso. Estava criada a contestabilidade. Outras iniciativas da WINGAS se seguiram, requerendo investimentos superiores a US\$ 3 bilhões, atingindo capacidades anuais de transporte de 54BCM, comparados com o consumo de GN na Europa de 335BCM em 1996. Estes gasodutos operam ainda hoje com fatores de capacidade da ordem de 20% (parte devido a bloqueios dos agentes tradicionais) e facilitam a criação de um mercado de contratos de curto prazo.

Neste novo contexto, diferentes mercados passam a requerer tarefas diferenciadas de regulação. Com a desverticalização das atividades e a emergência dos agentes de comercialização, é possível identificar um mercado mais competitivo que negocia grandes volumes de GN e que envolve os grandes consumidores, as empresas de transporte, de distribuição e as novas companhias de comercialização. Tornam-se mais complexas as tarefas dos reguladores face ao crescimento de empresas operadoras, à multiplicação do número de contratos a serem analisados e à necessidade de assegurar um ambiente concorrencial, com a devida fiscalização das tentativas de adoção de estratégias que possam eventualmente ampliar o poder de monopólio dos operadores.

Por outro lado, os pequenos consumidores constituem o “mercado cativo”, ainda atrelados às empresas distribuidoras, comportando um conjunto de características de monopólio natural, o que exige uma outra forma de regulação. Esta é mais próxima dos exemplos clássicos de regulação de monopólios (Araújo, 1997), com tarefas de supervisão da qualidade, da continuidade do serviço e de controle da modicidade das tarifas, compondo, assim, o elenco tradicional de atributos de serviço público.

As agências reguladoras especializadas tentam incorporar esses dois conjuntos de tarefas no âmbito de suas atividades, muito embora o sucesso da sua atuação, na prática, dependa diretamente das articulações institucionais estabelecidas com outros órgãos e instâncias burocráticas, em especial os órgãos de regulação da concorrência. Este aspecto reforça o grau de diversidade das formas nacionais de regulação das indústrias de rede, pois mesmo que os objetivos possam ser fixados com base em algum modelo de referência, os arranjos institucionais são dificilmente reproduzíveis.

O caso britânico - radicalismo ou um modelo consistente no seu todo?

O Reino Unido tornou-se, nos últimos anos, auto-suficiente na produção de gás, característica compartilhada por países que fizeram ou estão fazendo reformas radicais – EUA, Canadá e Nova Zelândia. Opositores da reforma argumentam que esse modelo não é adequado para a Europa continental, porque os países são dependentes de importação de longas distâncias, aumentando o risco para a segurança do suprimento.

A característica insular do Reino Unido deu à reforma traços distintos. Procurou-se encurtar o poder da firma principal - British Gas - BG (monopolista) e encorajar o surgimento de novos competidores no mercado de gás. Vale sublinhar que o Reino Unido possui um único gasoduto integrado, o que tem evitado o problema, enfrentado pelos Estados Unidos, referente aos *stranded costs*¹⁸.

Desse modo, a legislação supra-setorial de defesa da concorrência influenciou diretamente o novo modo de organização da indústria do GN na Inglaterra (tabela abaixo). A regulamentação setorial foi ancorada no *Gas Act* que definiu os elementos constituintes da obrigação jurídica e das condições de fornecimento, marcando uma ruptura regulamentar com relação ao modelo anterior, sintetizada por três aspectos: a) obrigações referentes à qualidade dos serviços (*gas supply standards*); b) concessão de aprovisionamento da BG e suas restrições; c) regulamentação do fornecimento ao segmento cativo (residencial e serviços). Na esteira da reforma, a BG foi privatizada, em 1986, e foi criada uma agência reguladora específica para a indústria (Ofgas). Apesar dessas mudanças institucionais, a reestruturação da indústria do GN foi recheada de episódios que ilustram a complexidade do processo de adaptação ao novo ambiente institucional.

18 *Stranded costs* são custos não amortizáveis por razões de mercado e que podem surgir devido a modificações no quadro regulatório que alteram as condições iniciais do cálculo econômico que suporta as decisões de investimento. Obsolescência precoce, sobre-custos de construção, custos acima do mercado em geral (eg. energia nuclear) constituem os *stranded costs*. A integração vertical e horizontal permite, em muitos casos, via subsídios cruzados, absorver os *stranded costs*.

Instituições e formas de intervenção em matéria de defesa da concorrência Reino Unido

Instituições responsáveis pela análise dos comportamentos concorrenciais	<p>Department of Trade and Industry (DTI), Ministério da Indústria (<i>Secretary of State for Trade and Industry</i>) ; assuntos estudados pela divisão de política da concorrência (<i>Competition Policy Division</i>) ;</p> <p>Monopolies and Mergers Commission (MMC) – ‘regulador de última instância’-arbitra conflitos entre reguladores setoriais e as empresas;</p> <p>Office of Fair Trading (OFT), organismo não ministerial e não-governamental, responsável como o MMC pelo exercício de regulação reativa</p> <p>Restrictive Trade Practices Court (RTP Court) ;</p>	
Legislação de defesa da concorrência	<i>Restrictive Trade Practices Act</i> (1976)	<i>Fair Trading Act</i> (1973) <i>Competition Act</i> (1980)

Fonte: Pinto Junior (1998), Quast (1997), Stoppard (1996) e Stöffaes (1995).

Logo após a privatização, uma série de críticas surgiram com relação à manutenção da estrutura verticalizada e monopolista da BG. Apesar do Ofgas ter autorizado, ainda em 1986, o acesso às redes, nenhum contrato foi estabelecido, revelando o enorme poder de mercado que havia sido atribuído à empresa. O processo de reforma da indústria do gás prosseguiu com a participação do *Office of Fair Trading* e do *Monopolies and Mergers Commission* (MMC); os dois órgãos atuaram como monitores da política de competição, mas sem o conhecimento específico das características setoriais das indústrias de energia.

O relatório 1992/3 da MMC recomendou a quebra do monopólio de transporte da British Gas, ao passo que o relatório do OFT propunha limites mais estritos à capacidade de compra do GN dos produtores marítimos que até então estava limitada a 90%. Com relação às etapas *downstream*, o OFT propôs, no horizonte de 1995, um limite de 40% de fatia de mercado no mercado industrial e de serviços. Paralelamente, as regras *price cap* tornaram-se mais rígidas¹⁹. Armstrong, Cowan e Vickers (1994) observam que, no processo britânico de reforma dos setores de infra-estrutura, apenas a indústria elétrica foi igualmente alvo de regulação das partes de mercado. Essas medidas reduziram,

¹⁹ O fator M, de reajuste das tarifas é calculado da seguinte forma: $M_t = (RPI-X) + (GPI-1) + E - K$, onde: RPI = índice de preços (retail price index), X=5%, refletindo o ganho de produtividade a ser repartido com os consumidores, GPI = índice de preços do gás, E = aplicação de medidas de economia de energia e K = elemento de correção com

efetivamente, o poder de monopólio da British Gas, já que, no segmento industrial, cerca de dois terços do mercado era atendido, em 1996, pelas companhias entrantes (Martin, 1996).

Esse aspecto está estreitamente vinculado aos novos contornos do ambiente institucional. As decisões finais sobre a política de gás do Reino Unido, até então, asseguradas pelo antigo *Department of Energy*, foram submetidas desde 1992 ao *Department of Trade and Industry* (DTI). Segundo Stoppard (1996), isto reflete a clara demonstração de que a liberalização do mercado de gás é apenas uma face da liberalização dos monopólios em geral. O governo britânico anunciou, em dezembro de 1993, que a competição total seria introduzida em 1996 e instituída completamente em 1998, dando sinal verde aos exportadores. A partir daí, estratégias e contratos foram realizados visando a adaptação ao novo contexto.

Porém, a mais importante etapa da reforma foi cumprida em dezembro de 1995 quando foi promovido o *unbundling* contábil das atividades da BG, preservando, contudo, a integração vertical societária (Percebois, 1997). A separação contábil conduziu à cisão da BG em duas empresas juridicamente distintas em 1997: i) a *British Gas Energy* (BGE)²⁰ que concentrou a atividade de *trading* e a produção na jazida de Morecambe e ii) a *Transco International* que incorporou as atividades de transporte, mas é subordinada às condições de acesso de terceiros à rede.

A partir dessas medidas, foram, de fato, criadas incitações à entrada de novos atores na indústria. Vale lembrar que, nas novas condições de base da indústria, as formas de comercialização se modificam rapidamente com a redução relativa dos *contratos take or pay* que cedem lugar às transações no mercado spot. Com isso, a volatilidade dos preços aumenta, o que, por sua vez, engendra a estruturação do mercado futuro de GN. As companhias de eletricidade, que atualmente constituem cerca de 25 % do mercado britânico de GN, têm apostado nas novas oportunidades de negócio, o que amplia o número de operadores na indústria. Além disso, esse processo conduz à necessidade

relação a eventuais erros de anos precedentes. Considerada severa pelas empresas, o Ofgas, após várias negociações, redefiniu o parâmetro X, fixando-o em 4%.

imperiosa de entendimentos entre o regulador da indústria de GN (Ofgas) e de eletricidade (Offer), tornando mais complexo o sistema de coordenação dessas duas indústrias de rede. Recentemente foi anunciada a fusão das duas agências.

O exame do caso inglês oferece pistas interessantes com relação às tarefas de regulação nas indústrias de rede. O objetivo de introdução da concorrência, usando como instrumento principal a regulamentação do acesso de terceiros à rede, deve ser acompanhada de transformações no modo de organização industrial e no ambiente institucional.

Como foi ressaltado, o processo de reestruturação, iniciado há mais de uma década, ainda não foi concluído e freqüentemente demanda a arbitragem de conflitos em diferentes instâncias. Em particular, o processo de tarifação dos serviços de transporte, fundamental à implementação ampla do acesso de terceiros à rede, continua sendo objeto de procedimentos que envolvem o MMC e o Ofgas (Surrey, 1997).

Segundo Martin (1996), os “candidatos” que buscam tirar proveito das novas condições estruturais desses mercados, através do *by-pass* dos transportistas, são:

1. os grandes consumidores industriais, especialmente os da indústria química e petroquímica, ou ainda os que podem construir instalações de cogeração e, por isso, buscam renegociar contratos com as companhias de distribuição ou tentar se beneficiar das possibilidades de *by-pass*, comprando GN diretamente dos produtores e/ou transportistas;

2. os produtores de GN, insatisfeitos com o comportamento das empresas que integram o oligopólio do segmento de transportes, especialmente com o preço pago por estas, tentam igualmente o *by-pass*, interessadas no mercado de grandes consumidores industriais e nos novos produtores independentes de eletricidade.

3. alguns desses produtores que atuam também na produção de petróleo buscam a integração vertical *downstream* na cadeia de fornecimento do GN. Exemplos desse tipo de comportamento são: a atuação da Agas (filial do grupo Elf Aquitaine) no mercado britânico, a atuação da Statoil, através de sua associação com as companhias Ruhrgas e BEB Erdgas Erdöl na Alemanha, ou ainda, a participação acionária da BP na Alliance Gas no Reino Unido.

4. as companhias elétricas que instalam novas capacidades de geração a gás não desejam ficar presas às empresas de transporte e tentam estabelecer contratos vantajosos e/ou alianças estratégicas com os produtores de GN.

5. as novas companhias energéticas que surgem com o processo de desregulamentação retratam o processo de integração horizontal (gás, eletricidade, calor industrial, cogeração) e exploração de economias de escopo de diversos grupos.

Essas pressões competitivas forçam também as companhias de transporte a tentar novas formas de integração com companhias elétricas com os produtores de GN.

O caso da Argentina

As indústrias de gás e petróleo na Argentina se mantiveram essencialmente estatais e monopolistas até a reforma iniciada nos anos 90. As empresas YPF -Yacimientos Petrolíferos Fiscales e Gas del Estado detinham o essencial do mercado, estando a YPF a cargo da produção (atendia 80% do mercado) de gás e a Gas del Estado do transporte e distribuição. Gas del Estado e YPF foram privatizadas em 1992 e 1993.

A privatização no segmento de produção deu lugar a um grande número de agentes produtores de gás e de petróleo, ainda que a YPF mantenha uma posição relativa importante (62% das reservas, 56% do gás comercializado em 1996 - [ENARGAS, 1997]). A privatização da Gas del Estado deu origem à criação de empresas especializadas no transporte (TGS e TGN) e na distribuição (Metrogas, BAN, Pampeana, Litotal, Sur, Centro, Cuyana, Gasnor). A reforma Argentina criou um ente regulador (ENARGAS) específico para o setor de GN.

A reforma do setor de GN na Argentina foi pautada a partir da definição dos seguintes objetivos para o aparato regulador [Cecchi e Rodrigues, 1998]:

- proteção dos direitos dos consumidores
- promoção da concorrência e incentivos à expansão do setor
- melhora da operação e confiabilidade do sistema, com livre acesso às instalações de transporte e distribuição
- regulação de preços de transporte e distribuição
- incentivos à eficiência no setor e no uso do GN
- garantia de preços para as indústrias competitivos com os preços internacionais

Para consecução dos objetivos acima, foram fixadas importantes condições e limites aos agentes do sistema. Destacam-se:

- produtores, armazenadores, distribuidores e consumidores não podem ter "participação controlante" nas empresas de transporte.
- produtores, armazenadores, transportadores e consumidores não podem ter "participação controlante" nas empresas de distribuição.
- o acesso de terceiros ao transporte é obrigatório e não discriminatório, sendo as tarifas de transporte fixadas previamente, quando da habilitação do transportador ou do projeto e revisadas segundo critérios específicos.
- criação de um mercado atacadista (*spot*) de gás, com o desenvolvimento dos agentes comercializadores (*brokers* ou *traders*).

É fácil notar a importância conferida na reforma do setor argentino à questão da introdução da concorrência e de seu principal suporte, o livre acesso. A proibição relativa a participações cruzadas nada mais é do que o esforço para garantir que o livre acesso não se torne letra morta da lei. No quesito integração horizontal constata-se igualmente a preocupação com a participação cruzada, que resultou em proprietários diferentes para a TGS e para a TGN e limites de participação de cerca de 37% do mercado para as distribuidoras [ENARGAS, 1997].

É interessante ainda observar a preocupação com a operacionalidade/confiabilidade do setor, o que por si demanda regulamentação específica para os agentes transportadores, distribuidores, importadores e exportadores. A habilitação dos agentes requer sua concordância a um conjunto de regras pré-estabelecidas.

A reforma do setor de GN na Argentina é uma das mais avançadas internacionalmente e levou a expressivos aumentos nas reservas provadas (27% de 1993 a 1996), na produção (30% de 1993 a 1996), na capacidade de transporte (30% de 1992 a 1996) e na expansão das redes de distribuição (média de 34% de 1992 a 1996, o valor de cada distribuidora variando de 17,6 a 54,3%) [ENARGAS, 1997]. Apesar da regulação de preços e da obrigação de livre acesso não houve problemas para atrair investimentos estrangeiros para o setor de gás.

4. O CASO PARTICULAR DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO - GNL

As exportações de GN são basicamente feitas por gasodutos. A cadeia de GNL se justifica para viabilizar o transporte de GN a longas distâncias²¹, em geral ligado a contratos de exportação. Atualmente, o GNL é responsável por 26% de toda a exportação de gás (cerca de 5% da produção mundial), de nove países exportadores (dois ou três outros aderindo ao grupo nos próximos dez anos). O mercado é muito desenvolvido na Ásia - Bacia do Pacífico e no Oriente Médio. O Japão é de longe o maior importador, representando cerca de 55% das importações mundiais e tendo 16 terminais de regaseificação. A Europa é o 2º mercado, sendo que as maiores taxas de crescimento ocorrem em países da Ásia (Coréia, Taiwan etc). A planejada entrada da China no clube mudará o cenário em função do peso relativo de seu mercado.

Na Tabela 5 (Anexo II) são apresentadas estatísticas do comércio internacional de GNL.

4.1 Descrição da *filière*

O processo usado para liquefazer o GN e o restante da cadeia do GNL são relativamente simples, embora capital intensivos. A cadeia produção - transporte - comercialização de GNL usa unidades de liquefação (criogenia e compressão), de regaseificação, instalações de estocagem criogênicas, instalações portuárias e navios metaneiros especiais (*tankers*). Os navios metaneiros são especialmente projetados para o transporte de GNL e utilizam o próprio gás como combustível²².

Uma unidade de liquefação típica, modular, para 5 milhões de toneladas por ano (≈ 19 milhões Nm^3/dia) de GNL requer um investimento de cerca de US\$ 2,0 bilhões sendo grande a sensibilidade às economias de escala. O consumo de energia para a liquefação é evidentemente importante. Unidades de pequeno porte, menos sensíveis a economias de escala estão em desenvolvimento, sem que se tenha ainda atingido estágio comercial. À unidade de liquefação somam-se investimentos para armazenagem e carregamento de navios.

O transporte em navios metaneiros requer uma frota mínima, exigindo investimentos de até US\$ 1,5 bilhão²³, sendo função da distância, capacidade de estocagem no porto de destino e porte e regime de operação da unidade de

21 O GNL ocupa volume 600 vezes menor que a mesma massa de gás natural em seu estado usual.

22 A manutenção da temperatura e da pressão se faz pela vaporização de pequena quantidade de GNL, usada por sua vez para movimentação do transporte.

23 Um navio metaneiro de 125.000 m³ custa cerca de US\$ 225 milhões.

regaseificação²⁴. A título de ilustração, o transporte de GNL a partir de Trinidad & Tobago, para o nordeste brasileiro, requereria um metaneiro a mais para entrega em Pernambuco, se comparado com a entrega no Ceará. O investimento adicional no metaneiro pagaria a duplicação (*loop*) do gasoduto nordestão.

Para pequenas distâncias e transporte fluvial, podem ser usadas barcaças com tanques isolados, o que foi estudado para o escoamento do gás de Urucú. As perdas são em geral maiores, mas o custo de capital é muito inferior.

O custo elevado dos metaneiros (entre MUS\$ 200 e 300 de investimento, MUS\$ 5-8 anuais de O&M) e a necessidade de alocar 4 ou 6 metaneiros para cada unidade consumidora aumenta as dificuldades de operação de tais frotas sem contratos de longo prazo, ao menos nos dez primeiros anos de sua vida econômica.

A unidade de regaseificação tem investimento estimado entre MUS\$ 300 a 600, função de seu porte, sendo que usualmente se considera que seu porte mínimo consiste em plantas de 8 milhões de Nm³/dia de capacidade instalada. Ressalta-se a quantidade de energia contida no GNL sob a forma de frio. Faz-se importante portanto promover o uso desta energia²⁵ como forma de melhorar a economicidade da *filière*, mas introduz-se enorme complexidade em função da agregação de grande número de atores. Introduce-se ainda rigidez na operação da planta pois a mesma passa a otimizar funções-objetivo de processos outros que a importação propriamente dita.

4.2 Propriedade das *facilities*

A propriedade dos terminais de liquefação é em geral associada à propriedade *upstream* (*gas sellers*), e dos terminais de regaseificação aos *gas buyers*. Os metaneiros podem pertencer aos *sellers*, aos *buyers* ou a terceiros (*charters*).

Em 1991 existiam 17 plantas de liquefação no mundo, sendo que 15 tinham o governo local como proprietário majoritário ou com participante relevante [IEA, 1994]. A situação atual é um pouco diferente, com a entrada em operação de plantas importantes em Trinidad & Tobago, Indonésia, Nigéria, Malásia, Austrália, Iemen etc com participação acionária majoritária de grandes companhias de petróleo.

Os terminais de regaseificação (cerca de 40 em operação) são essencialmente de propriedade de empresas (*utilities*) locais de gás (em alguns

24 Um metaneiro gasta 16 dias para sair do Golfo Pérsico ir até o sul da Europa, descarregar e voltar .

25 Centrais frigoríficas, expansão direta em gasodutos, resfriamento de ar para turbinas de combustão etc.

casos associados com concessionárias de energia elétrica) em alguns casos em parceria com empresas de petróleo integradas a montante da cadeia.

Independentemente da propriedade, a integração vertical via contratos é muito forte, com contratos de 20-30 anos sendo a regra usual. As exceções, no entanto, apresentam crescimento expressivo, potencialmente requerendo a mudança na regulação do setor.

4.3 Financiamento de projetos da cadeia de GNL e as possibilidades de criação de um mercado *spot*

Tendo em vista os fatores a seguir listados, o financiamento de projetos de GNL tem sido historicamente lastreado em contratos de longo prazo:

- os limites de estocagem do produto (altos custo de capital e em energia)
- o vulto dos investimentos requeridos;
- a concentração/localização da maior parte das reservas em países que apresentam riscos políticos relevantes;
- a especialização e o nível de investimento alocado aos navios metaneiros.

A situação deste mercado apresentou no entanto mudanças no passado recente. O preço do GNL sofreu significativas flutuações nos últimos três anos e a situação é mantida instável pela entrada em operação de novas usinas de liquefação e novos navios metaneiros. A idade de algumas instalações (superior a 20 anos - investimentos amortizados) confere às mesmas alguma margem de flexibilidade em um mercado instável. Ao lado dos baixos preços do petróleo no mercado mundial, os excedentes do oferta de GNL a curto prazo explicam os preços correntes relativamente baixos, mas os preços a médio prazo tendem a um equilíbrio sinalizado pelos custos marginais de desenvolvimento de novas instalações. Esse equilíbrio pode ser sensivelmente afetado pela política energética da China: se esse país atuar como importador relevante, a dimensão do seu mercado apontará para um aumento da demanda; então, no caso de decidir exportar uma parcela significativa de sua produção, a China execerá fortes pressões concorrenciais no mercado japonês, podendo deslocar alguns dos fornecedores tradicionais de GNL ao Japão .

Essas condições de base da indústria de GNL repercutem, evidentemente, sobre a estrutura de preços praticados. Em 1996, a média do preço de importação do GNL embarcado para o Japão era de cerca de

US\$ 3,7/MMBtu (CIF), enquanto que a média do preço de importação de GN na Europa era de cerca de US\$ 2,7/MMBtu. Pode-se encontrar contratos de compra de GNL de US\$ 3,5 a 5,5 /MMBtu (CIF)²⁶. No passado recente, em função da sobre-oferta acima mencionada, preços de cerca de US\$ 2,5/MMBtu (FOB) foram praticados. Encontra-se assim na atualidade um incipiente mercado *spot* de GNL, mas a seu desenvolvimento cerca-se de considerável incerteza dificultando o desenvolvimento (e notadamente seu financiamento) de projetos de uso de GNL sem que se negocie contratos de suprimento de longo prazo. Na tabela 6 (Anexo II) são apresentadas algumas estatísticas recentes sobre preços médios de GNL e de GN importado via dutos na Europa.

4.4 Reflexões sobre a regulamentação de instalações de GNL

São diversos os aspectos a regular/regulamentar no que concerne as instalações de GNL. Ressaltam-se aspectos ligados a:

1. segurança das instalações;
2. operação dos gasodutos, segurança de abastecimento;
3. criação de monopólio, *open access* e propriedades cruzadas.

Focalizando os últimos dois pontos, faz-se importante ressaltar a influência da escala do sistema em questão. Para sistemas de pequeno porte, um terminal de GNL representará ponto de grande relevância na operação da malha de transporte/distribuição a ele associada. Independentemente dos contratos comerciais, a influência na operacionalidade da rede e até na segurança do abastecimento (quantidades estocadas) será potencialmente afetada pela operação do terminal de GNL. A implantação de um terminal de GNL deve ser precedida por estudo detalhando os riscos correlatos e um acordo de operação deve ser firmado com a empresa operadora dos gasodutos associados. Seria conveniente ainda haver um manual de padrão que servisse de base a tal acordo, sem conferir poder especial de mercado a qualquer dos agentes envolvidos (do contrário, o atual proprietário dos gasodutos é quase obrigatoriamente parceiro do terminal de GNL).

Seria ainda fortemente interessante criar barreiras à propriedade cruzada entre terminais e demais atividades a jusante (transporte, distribuição e comercialização). Em especial, não deve ser admitida a propriedade simultânea de terminais de liquefação associados com distribuição/comercialização. Seria ainda possível, tendo em vista a dinâmica recente do mercado de GNL, levar tais

²⁶ Desde que o estoque de energia no GNL (disponível durante a regaseificação) possa ser usado, algumas reduções adicionais de preço podem ser consideradas.

instalações a abrirem o acesso (*open access*) para terceiros – embora não seja a prática corrente, estaria adaptado ao contexto atual do mercado e representaria passo importante na contestabilidade do mercado.

6. GÁS NATURAL - BREVE REFLEXÃO SOBRE O PAPEL DO REGULADOR

A regulação econômica de um setor não é jamais responsabilidade única de um agente, pois envolve aspectos de natureza diversa, sob controle de entidades diferentes de um governo: política fiscal, creditícia, industrial, ambiental e até mesmo de preços, estão em outras esferas de decisão, embora possam e devam ter seu processo decisório influenciado/suportado pelo regulador setorial.

No âmbito estrito do regulador, cabe, em seus primeiros passos, criar uma doutrina regulatória, vale dizer um espírito coerente, apoiado em forte base teórica e conhecimento do setor e seus agentes, que permita tomar decisões, emitir regulamentação, arbitrar conflitos, dentro de uma linha consistente e lógica²⁷. A falta desta doutrina, por exemplo através de sinais variados aos agentes sobre o nível de intervenção, ou sobre a hierarquia dos diferentes instrumentos de regulação, aumenta a percepção do risco regulatório e da possibilidade de intervenção casuística por parte dos agentes e cria riscos de perda de credibilidade e captura do regulador²⁸.

Este texto não busca definir tal doutrina na área de GN. Procura tão somente discutir o universo de possibilidades em alguns aspectos, em determinados segmentos do mercado correlato, esperando que o debate que lhe for decorrente ajude na criação de tal doutrina. Tudo isto, evidentemente, está ligado ao desafio de decidir entre o regime de incentivos para atrair agente(s) no curto prazo e a eficiência e o nível de concorrência no longo prazo.

A estrutura da indústria do GN suscita uma série de aspectos-chave, sendo o seu pleno entendimento indispensável à constituição de um aparato regulatório eficiente. São eles:

1. devido à sua característica de recurso natural esgotável, a regulação deve estabelecer, da mesma forma que para o petróleo, os critérios de concessão de exploração/produção, o regime fiscal e o sistema de preços;

27 Em particular, procura-se colocar em relêvo o nível de intervencionismo que o regulador pretende ter na fase inicial de sua atuação, embora fique claro que a intervenção possa mudar em função do desempenho do setor.

28 Não está no escopo deste trabalho detalhar a questão da captura do regulador, mas lembra-se que esta captura pode ocorrer de formas variadas (política, técnica, financeira, assimetria de informações etc.)

2. a questão da segurança do abastecimento, da mitigação de riscos, da diversificação de fontes, de países-origem ou de caminhos para importação; a questão da importação coloca em lice outros aspectos da regulação, e, particular os de natureza macro-econômica.

3. devido, por outro lado, à sua característica de indústria de rede, diversos mecanismos de coordenação devem ser criados para assegurar a confiabilidade e a interconexão de mercado num contexto inteiramente novo, com a participação de um maior número de operadores e, portanto, com um número mais elevado de transações e contratos;

4. a competência regulatória deve ser criada de forma adaptada à cultura e o aparato jurídico-institucional de cada país (e.g. nível de descentralização). As reformas da indústria de GN em muitos países têm contemplado a criação de uma entidade regulatória específica para o GN ou ainda a fusão gás natural - energia elétrica (Colômbia - CREG, EUA - FERC, Reino Unido - OFGAS/OFFER). Face ao crescimento esperado do mercado em muitos países, torna-se indispensável dotar a indústria de GN de capacitação regulatória específica.

A partir da consideração desses aspectos-chave, é possível exemplificar as tarefas da regulação da indústria do GN. O Anexo III apresenta um quadro com tais exemplos, sendo que o foco maior dos Reguladores, no plano internacional, parece tocar os aspectos abaixo:

- introdução e defesa da concorrência - busca-se remover/mitigar barreiras à entrada de novos agentes e monitorar o crescimento do poder de mercado e de posições dominantes; preocupações com incentivo ao crescimento do mercado de GN podem no entanto atuar em sentido contrário no curto prazo, visando atrair determinados agentes;
- o transporte e as condições econômicas de acesso de terceiros aos gasodutos - reconhecendo o transporte como ponto nevrálgico da operação e da introdução da concorrência, busca-se definir formas de regulação de seu funcionamento (confiabilidade, desempenho) e do acesso de terceiros à rede; diferentes metodologias²⁹ de pedágio são desenvolvidas, sem que se tenha atingido consenso; o *unbundling* contábil ou societário constitui condição de base;

29 A exemplo do ocorrido no setor elétrico, é muito difícil atuar apenas de forma reativa, arbitrando casuisticamente a negociação transportista - terceiro interessado. Procura-se determinar metodologias que garantam consistência e isonomia ao acesso de terceiros. Estas metodologias são influenciadas, *inter alia*, pela topologia das redes, pelos arranjos institucionais, pelo acesso à informação por parte do regulador e por sua política de intervenção.

- as condições de qualidade e regularidade da distribuição, que permanece com as atribuições de serviço público; a regulação das tarifas de distribuição, em função das condições de monopólio natural da distribuição.

Não existe consenso sobre as formas detalhadas de ataque aos pontos acima, que ainda se baseiam na atuação sobre o tripé estrutura - conduta - *performance*. De toda a forma, a atuação do regulador e dos agentes setoriais em geral sofre hoje pressão considerável da parte dos consumidores e apóia-se na cooperação com órgãos de defesa da concorrência, contrariamente a um passado não muito distante, onde as preocupações com a segurança de abastecimento e parâmetros macro-econômicos tinham posição central no debate.

BIBLIOGRAFIA

ALVEAL, C. & PINTO JUNIOR, H., Modos de Organização e Regulação da Indústria Brasileira de Hidrocarbonetos: formas de transição e introdução de pressões competitivas, Projeto IPEA/SEST, Regulação das Indústrias de Infra-Estrutura, Dezembro de 1997.

ARAUJO, J.L., "Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas", *I Workshop do Núcleo de Economia da Infra-estrutura-NEI/Pronex*, Rio de Janeiro, julho, 1997.

BAUMOL, W., PANZAR, J.C., WILLIG, R.D., *Contestable Markets and the theory of industry structure*, New York: Harcourt Brace, 1982.

CECCHI, J.C., RODRIGUES, A.P. Relatório de viagem à Argetina, Projeto FAPERJ, 1998

CHEVALIER, J.M., “Les réseaux de gaz et d’électricité : multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle”, *Revue d’Economie Industrielle*, julho, 1995.

CURIEN, N., & GENSOLLEN, M., *L’Economie des télécommunications: ouverture et réglementation*, ENSPTT, Economica, Paris, 1992.

ENARGAS - Ente Nacional Regulador del Gas - Informe ENARGAS - 1997, Argentina, 1997

MARTIN, J. M., “Gaz Naturel et intégration économique régionale: les enseignements de l’expérience européenne”, *II Seminário Latino-Americano de Energia*, Rio de Janeiro, outubro, 1996.

McARTHUR, J.B., “Anti-trust in the new [de]regulated natural gas industry” , *Energy Law Journal*, vol.18. n.1, pp.1-111, 1997.

PERCEBOIS, J., “La déréglementation du secteur gazier en Europe (UE): leçons et perspectives”, *Revue de l’Énergie*, 486, março-abril, 1997, pp. 256-270.

PINTO JUNIOR, H. “Organização das indústrias de infra-estrutura e estratégias empresariais: novas questões”, *I Workshop do Núcleo de Economia da Infra-estrutura-NEI/Pronex*, Rio de Janeiro, julho, 1997.

PINTO JUNIOR, H., “ Regulação da Indústria do Gás Natural: a experiência internacional e o novo modo de organização industrial no Brasil” , Relatório de Pesquisa do Projeto Mare/Capes-Instituto de Economia/UFRJ “ Reforma do Estado e Regulação dos Setores de Infra-Estrutura no Brasil” , 1998.

QUAST, O., “Les Fondements des Modèles Successifs d’Organisation de l’Industrie Gazière: analyse des conditions d’introduction de la concurrence dans une industrie de réseau”, Tese de Doutorado em Economia Aplicada, Institut d’Economie et politique de l’Énergie, Université Pierre Mendès France, Grenoble, 1997.

RADETZKI, M. European Natural Gas: Market Forces Will Bring About Competition in Any Case, *IAEE Newsletter*, 3Q1998.

RODRIGUES, A.P., KRAUSE, G.G., SCHECHTMAN, R., WALTEMBERG, D. DESEB - programa de descentralização do setor elétrico brasileiro, ANEEL/SETC-Ba, 1998.

STOPPARD, M., *A New Order for Gas in Europe?*, Oxford Institute for Energy Studies Papers, Oxford, 1996, 118p.

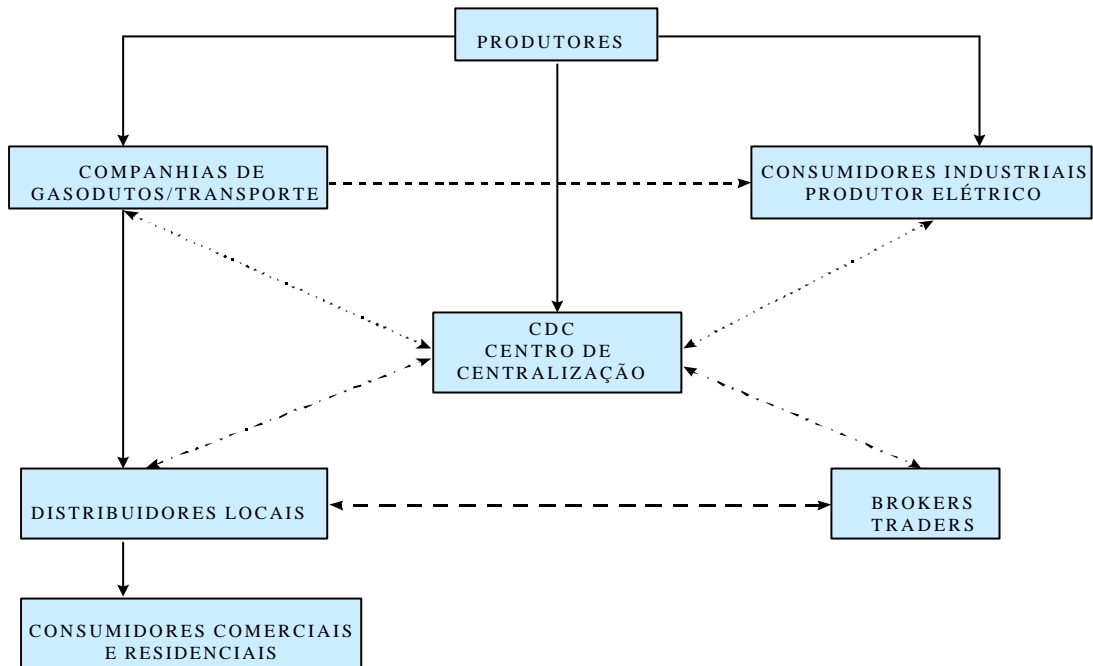
SURREY, J., “The April 1997-March 2002 Price Control on Gas Transportation Charges in Britain”, *Supplementary Paper*, SPRU, 1997.

TYE, W.B. Competitive access: a comparative industry approach to the essential facility doctrine, *Energy Law Journal*, vol 8, EUA, 1987

TEECE, D.J., “Structure and Organization of the Natural Gas Industry: differences between the United States and the Federal Republic of Germany and implications for the carrier status of pipelines”, *The Energy Journal*, 17:4, pp. 483-490, 1991.

VOLLANS, G. E., "The Decline of Natural Monopolies in the Energy Sector", *Energy Studies Review*, 7:3, pp. 247-261, 1995.

WALRAVE, M. (ed.), *Les Réseaux de Services Publics dans le Monde: Organisation, Régulation, Concurrence*, Commissariat, Général du Plan, éditions ESKA, Paris, 1995.

Anexo I – Modo de Organização da Indústria de GN nos Estados Unidos

Anexo II - Estatísticas Seleccionadas

Tabela 1
Participação do Gás no Balanço Energético
(% da demanda de energia primária)

	1970	1980	1990	1995
Canadá	18.4	21.9	26.6	29.4
Estados Unidos	32.8	26.8	23.8	25.5
CEE (12 países)	7.2	15.5	18.1	21.3
Alemanha	5.5	16.5	15.7	19.7
Bélgica	8.5	19.5	16.5	20.3
Dinamarca	-	-	9.6	16.4
Espanha	-	2.2	6.1	7.8
França	5.6	11.7	12.1	13.5
Irlanda	-	8.7	20.0	22.2
Itália	9.7	17.2	25.8	28.2
Luxemburgo	-	11.7	11.4	17.0
Holanda	32.4	46.7	46.7	47.4
Reino Unido	4.9	20.0	24.2	29.2
C.E.I.	21.4	26.5	42.2	50(e)
Japão	1.2	6.0	10.5	11.2
Mundo	17.0	17.8	21.6	23.1

Fonte: Cedigaz, *apud* Martin (1996)

Tabela 2 Reservas, Produção e Consumo de GN – 1997

Regiões	Reservas provadas				Produção			Consumo		
	10 ¹² m ³	%	Taxa de crescimento 1987-1997	Razão R/P 97	10 ⁹ m ³	%	Taxa de crescimento 1987-1997	10 ⁹ m ³	%	Taxa de crescimento 1987-97
			%				%			%
América do Norte	8,36	3,3	-2	11,5	735,2	33,1	2,32	740,2	33,7	2,7
Estados Unidos	4,71	3,3	-1	8,8	545,3	24,5	1,29	632,5	28,8	2,4
Canadá	1,84	1,3	-4	11,7	156,8	7,1	7,15	74,9	3,4	5,1
América Latina	6,29	4,4	4	72,7	87,7	3,9	5,78	86,4	3,9	5,6
Argentina	0,69	0,5	0	21,7	31,7	1,4	7,63	32,9	1,5	6,6
Brasil	0,16	0,1	5	26,8	5,9	0,3	5,98	5,9	0,3	6,0
Venezuela	4,05	2,8	4	-	30,9	1,4	5,21	30,9	1,4	1,4
Europa	5,57	3,8	-2	19,5	275,5	12,4	1,94	417,2	19,0	2,8
Holanda	1,74	1,2	0	22,5	67,1	3,0	0,73	39,1	1,8	0,5
Reino Unido	0,76	0,5	2	8,7	87,0	3,9	7,13	85,8	3,9	4,7
Ex União Soviética	56,71	39,2	3	86,2	623,4	28,1	-0,84	492,7	22,4	-1,8
Federação Russa	48,14	33,2	-	85,9	531,0	23,9	0,45	331,1	15,1	-1,5
África	9,87	6,8	3	-	94,1	4,2	5,57	51,0	2,3	6,2
Argélia	3,70	2,6	2	54,8	67,5	3,0	5,06	22,4	1,0	4,9
Egito	0,78	0,5	10	66,5	11,8	0,5	8,33	11,8	0,5	8,3
Oriente Médio	48,88	33,7	5	-	166,7	7,5	7,35	158,7	7,3	7,2
Arábia Saudita	5,40	3,7	3	-	43,9	2,0	5,06	43,9	2,0	5,1
Iran	22,94	15,8	5	-	43,0	1,9	10,39	42,9	2,0	10,4
Ásia – Oceania	9,08	6,3	2	37,7	240,4	10,8	6,79	250,5	11,4	7,1
Austrália	0,55	0,4	0	18,4	30,0	1,3	7,18	19,6	0,9	2,4
Indonésia	2,05	1,4	0	29,7	69,0	3,1	6,87	32,8	1,5	8,6
Mundo	144,76	100,0	3	64,1	2223,0	100,0	2,12	2196,7	100,0	2,3

Fonte: BP Statistical World Review, 1998.

Tabela 3

Preço do gás natural para o mercado doméstico em dólar/10⁷ kcal

Países	1982	1986	1988	1991	1994	1995	1996	1997	Q297	Q397	Q497
Alemanha	355.74	373.58	318.57	424.59	436,3	476,8	438,9	n.a	n.a	n.a	n.a.
Canadá	147.40	149.62	170.67	181.59	175.58	162,2	169,7	170,6	167,1	182,7	170,6
Estados Unidos	199.19	224.61	210.74	237.81	246.37	244,3	264,3	276,2	265,2	322,5	260,4
França	407.54	455.19	432.29	461.96	459.62	500,5	470,4	n.a	n.a	n.a	n.a.
Reino Unido	247.43	240.51	299.86	335.56	308,9	328,8	325,7	n.a	341,3	335,4	n.a.
OECD Europa	288.06	330.80	347.42	469.36	411,5	441,0	374,9	n.a	n.a	n.a	n.a.
OECD	293.7	346.6	377.2	477.2	345,2	362,0	337,6	n.a	n.a	n.a	n.a.

Fonte: OCDE/IEA Statistics-Energy Prices and Taxes 1997

Tabela 4

Preço do gás natural para a indústria em dólar/10⁷ kcal

Países	1982	1986	1988	1991	1994	1995	1996	1997	Q297	Q397	Q497
Alemanha	207.0	196.7	142.5	201.1	187,4	207,1	201,6	n.a	n.a	n.a	n.a
Canadá	103.8	97.7	92.2	87.0	78.5	69,8	71,1	72,5	72,2	70,2	72,3
Estados Unidos	149.1	124.4	114.0	101.1	115.7	100,8	129,2	135,1	116,3	120,0	144,5
França	187.4	157.2	133.5	151.3	141.8	161,0	161,9	n.a	n.a	n.a	n.a
Reino Unido	159.1	148.7	163.9	162.0	141,6	127,1	92,0	n.a	98,1	95,5	n.a
OCDE Europa	190.3	160.6	136.0	169.0	n.a.	n.a.	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
OCDE	152.3	146.7	132.5	153.2	n.a.	n.a.	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

Fonte: OCDE/IEA Statistics-Energy Prices and Taxes 1997

Tabela 5 -
Comércio Internacional de GNL - 1997

Bilhões de m3											
GNL Trade	De	EUA	Quatar	UAE	Argelia	Libia	Australia	Brunei	Indonesia	Malasia	Total
Para											
America do Norte											
EUA		-	-	0.1	1.6	-	0.3	-	-	-	2.0
Europa											
Belgica		-	-	-	4.5	-	-	-	-	-	4.5
França		-	-	-	9.2	-	-	-	-	-	9.2
Italia		-	-	-	1.9	-	-	-	-	-	1.9
Espanha		-	0.2	1.2	4.2	1.1	-	-	-	-	6.7
Turquia		-	-	-	2.9	-	-	-	-	-	2.9
Asia											
Japão		1.7	2.7	6.2	-	-	9.5	7.2	24.2	12.8	64.3
Corea do Sul		-	-	-	-	-	-	1.0	9.3	5.4	15.7
Taiwan		-	-	-	-	-	-	-	2.2	1.9	4.1
TOTAL		1.7	2.9	7.5	24.3	1.1	9.8	8.2	35.7	20.1	111.3

Source: Cedigaz

Tabela 6 -
Preços Internacionais de GN (US\$/MMBtu)

	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97
GNL CIF Japan	5,2	4,1	3,4	3,3	3,3	3,6	4,0	3,6	3,5	3,2	3,5	3,7	3,9
Dutos Europa	3,8	3,7	2,6	2,4	2,1	2,8	3,2	2,8	2,5	2,2	2,4	2,4	2,3

obs: os preços internacionais de gás informados por unidade energética (e.g MMBtu) usualmente referem-se ao poder calorífico superior do gás

**Anexo III - Exemplos de Pontos para Regulação da Indústria do Gás Natural
(exclui atividades do *upstream*)**

<ul style="list-style-type: none"> ❑ importação (dutos ou GNL) <ul style="list-style-type: none"> ❑ política, planejamento, definição dos pontos de importação ❑ autorização, identificação de fontes e mercado ❑ segurança de abastecimento, garantias ❑ operação do setor ❑ monitoramento e estatística ❑ dutos <ul style="list-style-type: none"> ❑ localização, planejamento ❑ autorização de construção ❑ operação, parâmetros de qualidade ❑ riscos, impactos ambientais, segurança ❑ <i>open access</i>, disponibilidade, preços de transporte ❑ preços de transporte ❑ integração com outros setores (e.g. infovia) ❑ contratos de transporte ❑ desapropriação de terras (instrução ou execução do processo) ❑ segurança de abastecimento ❑ defesa da concorrência <ul style="list-style-type: none"> ❑ controle de propriedades cruzadas, de poder de mercado ❑ monitoramento de conduta (recusa de venda, barreiras a novos agentes, preços predatórios etc.) ❑ <i>open access</i> ❑ política de preços <ul style="list-style-type: none"> ❑ preços diferenciados por uso ❑ preços controlados ou liberados ❑ papel da agência vs. papel das agências estaduais ❑ controle de preços do gás importado 	<ul style="list-style-type: none"> ❑ distribuição/comercialização (em acordo com as agências estaduais) <ul style="list-style-type: none"> ❑ planejamento, estudos de mercado ❑ definição do <i>city gate</i> ❑ operação, parâmetros de qualidade ❑ <i>open access</i>, preços de transporte ❑ integração com outros setores (e.g. infovia) ❑ terminais de GNL <ul style="list-style-type: none"> ❑ localização, construção, planejamento ❑ operação conjunta com gasodutos ❑ riscos, impactos ambientais, segurança ❑ <i>open access</i>, preços de acesso ❑ preços de estocagem ❑ segurança de abastecimento, garantias ❑ instalações de estocagem <ul style="list-style-type: none"> ❑ localização, construção, planejamento ❑ operação conjunta com gasodutos ❑ riscos, impactos ambientais, segurança ❑ <i>open access</i>, preços de acesso ❑ preços de estocagem ❑ desempenho global do setor <ul style="list-style-type: none"> ❑ preços ❑ atendimento ao mercado, expansão das redes de transporte e distribuição, deslocamento de outros energéticos ❑ penetração na matrix energética ❑ acidentes, falhas de abastecimento ❑ reclamações de consumidores ❑ indicadores do nível de concorrência, do acesso de terceiros aos gasodutos ❑ perdas (a queima em <i>flares</i> deve estar regulada no <i>upstream</i>) ❑ comparação entre Estados (<i>yardstick competition</i>)
---	--