

ANDRÉ LUÍS MONTEZZO BEISSMANN  
SYLVIO GONÇALVES DE ALMEIDA JÚNIOR

**O ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO  
BRASIL. LACUNAS E NECESSIDADES PARA O FOMENTO DESSA INDÚSTRIA.**

Trabalho apresentado à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo, para obtenção de  
certificado de Especialista em Energia – MBA em  
Energia.

**Área de Concentração:**

Energia

**Orientador:**

Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes

São Paulo  
2007

MBA/EN

2007

B397a

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017607

M2007AD

**Dedicatória**

À Débora, Nathália e Laura e aos meus pais.

Sylvio Almeida Jr.

À minha esposa Angelita e aos meus filhos Luana e Davi.

André L. M. Beissmann

### **Agradecimentos**

A DEUS.

A minha família pelo apoio constante e compreensão nos momentos em que estive ausente.

À AES Eletropaulo pela oportunidade de aperfeiçoamento e crescimento profissional.

Ao meu orientador e amigo professor doutor André Gimenes sempre disposto a ajudar em todos os momentos.

Agradeço ao professor doutor Marco Antonio Saidel por todo apoio e ensinamentos.

Ao colega André Beissmann pela amizade e confiança na elaboração deste trabalho.

Sylvio G. de Almeida Jr.

A Deus, por cada dia a mais na minha vida.

Ao meu Mestre, por mostrar uma outra razão de Vida.

À minha esposa, pela compreensão e apoio, principalmente nos dias, noites e madrugadas ausente.

À Comgás, por acreditar no meu potencial.

Aos professores deste curso, que ajudaram muito nesta etapa da minha vida.

André L. M. Beissmann

## FICHA CATALOGRÁFICA

1643979

Almeida Jr., Sylvio Gonçalves e Beissmann, André Luís Montezzo

O Arcabouço Regulatório da Indústria do Gás Natural no Brasil. Lacunas e Necessidades para o Fomento dessa Indústria / Sylvio G. de Almeida Jr. e André Beissmann, São Paulo, 2007.

99p.

Monografia (MBA em Energia) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

1. Gás natural 2. Regulação 3. Preço I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.

Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

**FOLHA DE APROVAÇÃO**

André Luís Montezzo Beissmann e Sylvio G. de Almeida Jr.

Título O Arcabouço Regulatório da Indústria do Gás Natural no Brasil. Lacunas e Necessidades para o Fomento dessa Indústria

Trabalho apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção de certificado de Especialista em Energia - MBA em Energia.

Área de Concentração: Energia

Aprovado em 21/09/2007

Banca Examinadora

Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes

Instituição: Universidade de São Paulo Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Luiz Cláudio Ribeiro Galvão

Instituição: Universidade de São Paulo Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof.. Dr. Miguel Edgar Morales Udaeta

Instituição: Universidade de São Paulo Assinatura: \_\_\_\_\_

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Informações Técnicas.....	16
1.1.1	Formação do Gás Natural.....	16
2	A Indústria do Gás Natural.....	17
3	Aspectos sobre Monopólio Natural na Indústria do Gás Natural.....	25
4	Uma Visão da Teoria da Regulação Econômica Relativa ao GN.....	28
5	A Estrutura de Preço da Commodity e do Transporte – Transportadoras vs Distribuidoras.....	35
5.1	Modelo I - Integração Vertical.....	36
5.2	Modelo II – Competição na Produção de Gás Natural.....	37
5.3	Modelo III – Livre Acesso e Competição no Mercado Atacadista.....	37
5.4	Modelo IV – Desempacotamento e Competição no Varejo.....	38
6	Preço Máximo do Gás Nacional.....	39
7	Formação do Preço do Gás Natural no Brasil.....	40
7.1	Estrutura Tarifária do Transporte.....	42
7.2	Cálculos da Tarifa do Transporte.....	43
7.3	Novos Modelos de Contrato.....	49
7.4	Descrição dos Contratos.....	49
8	A Regulação de Mercados de Gás Natural – Experiência em Outros Países .....	52
8.1	União Européia.....	53
8.2	Argentina.....	62
8.3	Estados Unidos.....	66
9	Possível Marco Regulatório na Indústria do Gás Natural.....	70

9.1	Lei do Petróleo.....	81
9.2	Projetos de Lei do Gás Natural.....	84
9.2.1	Acesso e Prazo de Carência.....	84
9.2.2	Regime de Outorga.....	85
9.2.3	Operador do Sistema de Transporte Dutoviário de Gás Natural.....	87
9.2.4	Novos Dutos e Expansões.....	88
9.2.5	Transportador.....	90
9.2.6	Tarífas.....	91
10	CONCLUSÕES.....	93
11	BIBLIOGRAFIA.....	97



## RESUMO

Beissmann, André Luís Montezzo e Almeida Jr., Sylvio Gonçalves – Título, Monografia, Escola Politécnica, São Paulo, 2007.

Este trabalho é o resultado de uma pesquisa sobre a Indústria do Gás Natural no Brasil e no mundo, onde procura abordar sobre a necessidade de fomento nas redes de transporte e distribuição.

As mudanças ocorridas nos últimos 15 anos envolvendo a política, economia e, sobretudo a criação das agências reguladoras associadas ao mercado incipiente, mostram as dificuldades dos agentes atuais e dos futuros e a necessidade de mitigação de riscos para investimentos.

As regras regidas pela Lei do petróleo e a criação de novas modalidades de contratos proporcionaram certo grau de competitividade e ao mesmo tempo dificuldade para o avanço desse mercado.

Palavras-chave: Gás Natural – Regulação - Preço

### **ABSTRACT**

This work is the result of a research on the Industry of the Natural Gas in Brazil and the world, where it looks for to approach on the necessity of promotion in the nets of transport and distribution.

The last occurred changes in the 15 years involving the politics, economy and, over all the creation of the regulating agencies associates to the incipient market, show to the difficulties of the current agents and the futures and the necessity of quell of risks for investments.

The rules conducted for the Law of the oil and the creation of new contract modalities had provided to certain degree of competitiveness and at the same time difficulty for the advance of this market.

Key words: Natural Gas – Regulation - Price

**LISTA DE ILUSTRAÇÕES**

Figura 1. Reservas Mundiais de Gás.....	18
Figura 2. Evolução das reservas Brasileiras Provadas.....	22
Figura 3. Modelo Integração Vertical.....	36
Figura 4. Competição na Produção de Gás Natural.....	37
Figura 5. Livre acesso e Competição no Mercado Atacadista.....	37
Figura 6. Desempacotamento e Competição no Varejo.....	38

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1. Produção de Gás Natural.....	23
Tabela 2. Medidas Adotadas na Implementação da Diretiva do Gás.....	55
Tabela 3. Estrutura da Indústria Européia de Gás Natural.....	56
Tabela 4. Competências das Agências Reguladoras.....	58
Tabela 5. Resumo das principais alterações propostas pela Diretiva Européia.....	60
Tabela 6. Organização da Indústria Argentina de Gás.....	64
Tabela 7. Participação da Petrobrás nas Distribuidoras.....	76
Tabela 8. Participação da Petrobrás nas Termelétricas.....	78

**LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

AIE	AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA
ANP	AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO
CIF	COST, INSSURANCE AND FREIGHT
CNPE	CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA
CNTP	CONDIÇÕES NORMAIS DE TEMPERATURA E PRESSÃO
ENARGAS	ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS
EPE	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
GASBOL	GASODUTO BOLÍVIA BRASIL
GTB	GÁS TRANSBOLIVIANO
MF	MINISTÉRIO DA FAZENDA
MME	MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA
PPT	PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELETRICIDADE
PURPA	PUBLIC UTILITY REGULATORY POLICY ACT
ONGÁS	OPERADOR DO SISTEMA DE GÁS NATURAL
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
TGB	TRANSPORTADORA GASODUTO BOLÍVIA BRASIL
TGN	TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE
TGS	TRANSPORTADORA GAS DEL SUR
YPFB	YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS

## **1 INTRODUÇÃO**

A indústria de gás natural brasileira encontra-se em estágio inicial de desenvolvimento, apesar das grandes possibilidades de utilização do gás natural em diversos segmentos da economia. O restrito alcance das redes de transporte e distribuição impede que o energético chegue aos mercados consumidores a um melhor custo, retardando um avanço maior na matriz energética brasileira.

A ausência da tradição na utilização deste combustível pode ser justificada pelo resultado de descobertas tardias de grandes volumes de gás e da localização destas reservas em águas profundas, e na maior parte, com gás associado ao petróleo.

A Indústria de gás natural no Brasil caracteriza-se como uma indústria de rede, dada a estrutura tecnológica vigente e também como uma indústria de extração mineral, como a indústria do petróleo. Como existe a necessidade de construção de uma infra-estrutura que possibilite levar o gás natural dos produtores aos consumidores finais, as atividades de produção apresentam atributos da indústria do

petróleo e as atividades de transporte e produção, atributos da indústria de rede. Tanto no upstream quanto no downstream, os agentes estão expostos aos demais atores participantes da cadeia produtiva, devido ao alto grau de especificidade que envolve os ativos dessas duas atividades.

Para a cadeia do gás natural, o transporte e a distribuição são partes fundamentais, porque respondem por grande parte do custo final do produto e porque tem relação direta com o crescimento do mercado consumidor. Essas duas partes são caracterizadas como monopólios naturais, o transporte como monopólio da União e a distribuição, como monopólio estadual.

Com a reestruturação da distribuição iniciada a partir da Emenda Constitucional nº 5, em 1995, permitindo a concessão do serviço para empresas privadas e a reestruturação no transporte, com a Emenda Constitucional nº 9, também em 1995, começa-se então uma nova era para a indústria do gás.

Com a construção do GASBOL (gasoduto Brasil-Bolívia), o mercado nacional recebeu um grande impulso, com a concretização de novos negócios a partir da expansão da rede de distribuição, principalmente na região sudeste.

Devido ao desenvolvimento desta indústria, verificou-se que a Lei 9.478, de 1997, chamada Lei do Petróleo, não mais atendia de forma satisfatória, todos os agentes dessa promissora cadeia.

Este trabalho tem como objetivo verificar a situação atual dessa indústria no Brasil; proporcionar uma visão sistêmica de alguns países que redefiniram os papéis de todos os agentes, através de dispositivos regulatórios e analisar as duas principais propostas vigentes no país para a constituição legal e necessária de um marco regulatório adequado para a nova realidade da indústria do gás natural no Brasil.

## **1.1 - INFORMAÇÕES TÉCNICAS**

### **1.1.1 Formação do Gás Natural**

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, em condições normais de temperatura e pressão (CNTP) encontrados em acúmulos rochosos marítimos ou terrestres, associados ou não ao petróleo.

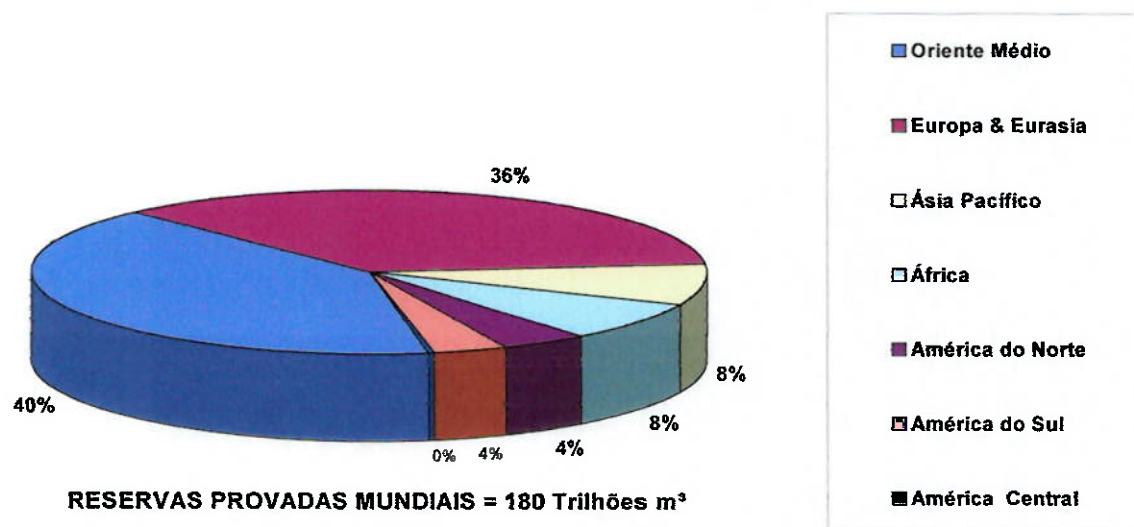
O gás associado é encontrado nos reservatórios de petróleo, dissolvido no óleo ou sob a forma de camada de gás do reservatório. Sua produção se dá conjuntamente com óleo, sendo separado durante o processo de produção e resultando em co-produto do petróleo. Já o gás não associado é encontrado em reservatórios de hidrocarbonetos isoladamente ou em pequenas quantidades de óleo.



## **2 A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL**

O gás natural ingressou como atividade econômica no cenário mundial no início do século XX, fomentando-se de forma irregular nas diversas regiões do mundo. A construção de extensos gasodutos na Europa e na América do Norte e, sobretudo, as altas do petróleo no mercado internacional destacaram as vantagens econômicas e ecológicas deste insumo energético.

As reservas de gás natural estão distribuídas sob o globo de forma concentrada, sendo oito países responsáveis pela produção de cerca de 75% da produção mundial, destacando-se os países da ex-URSS, os EUA, Canadá e Argélia como principais produtores. (Gráfico 1).

**Figura 1 – Reservas Mundiais de Gás**

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2005

O consumo de gás natural se concentra nos países da América do Norte, ex-URSS e Europa.

Os países consumidores completam suas necessidades com importações oriundas principalmente da ex-URSS, Oriente Médio e África (Almeida, 2000).

Por estarem associados à construção de infra-estrutura de transporte e distribuição, os mercados mundiais relevantes são: América do Norte, Europa e Leste e Sudeste Asiático (Almeida, 2000).

A organização industrial do gás natural se configurou de forma decisiva no novo cenário energético a partir das crises do petróleo, originando um novo regime regulatório que objetiva a introdução de forças competitivas e de desverticalização da indústria. As pressões competitivas, através da separação das atividades da cadeia de gás natural vêm reduzindo as barreiras à entrada de novos agentes e propiciando o acesso de terceiros à rede de transporte (*open access*), através do estabelecimento de novas formas contratuais, da redução dos prazos dos contratos de suprimento e fornecimento, bem como da formação de um mercado *spot*.

Em decorrência destas transformações, grandes *players* da atividade energética têm implementado estratégias de internacionalização observando mercados dos países continentais, onde há proximidade favorável de suprimento de reservas e produção, estimulados pelas privatizações ocorridas na Indústria de gás natural, particularmente na América Latina.

A América Latina detém cerca de 4,0% das reservas mundiais de gás concentradas na Venezuela, México e Argentina. Na década de 70 houve um considerável aumento da produção comercializada. Atualmente, este aumento ocorre em quase todos os países da região, se destacando Venezuela, Argentina, Peru, Bolívia e Colômbia, que produzem excedentes exportáveis.

A indústria na América do Sul apresenta potencial de crescimento, porém a construção da infra-estrutura de rede de transporte e distribuição limita a expansão da oferta de gás.

O Brasil apresenta o maior mercado consumidor da região, capaz de absorver grandes investimentos a serem realizados no setor de gás natural, tornando-se o centro das estratégias dos governos e empresas da Indústria de gás natural na América do Sul.

A indústria de gás natural no Brasil está em processo de fomento. A estratégia do Governo em desejar o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira requer ampliação de infra-estrutura de transporte e distribuição, para permitir o fornecimento do gás dos produtores aos mercados consumidores.

A Indústria de gás natural possui característica tanto de indústria extrativista mineral, tal qual a indústria petrolífera, como de indústria de rede, onde para a construção de infra-estrutura de transporte e distribuição requerem um alto investimento inicial. Sendo assim, os riscos associados ao seu desenvolvimento são muitos, considerando as incertezas presentes nos diversos elos da cadeia de gás natural.

Neste contexto, cabe discutir as características da indústria de gás natural e a forma como ela se desenvolve, enfocando o caso brasileiro, em que o baixo nível de fomento requer uma estrutura onde a coordenação dos investimentos visa a redução das incertezas mitigando comportamentos oportunistas, no qual os investimentos são altos, os riscos são muitos e onde há grandes custos de transação. As regras contratuais de longo prazo é um instrumento de redução dos oportunismos e viabilização dos financiamentos.

A indústria de gás natural no Brasil possui uma pequena participação na matriz energética. Até recentemente, o baixo nível de reservas e uma infra-estrutura básica de transportes ainda em desenvolvimento, caracterizava a indústria. Não havia uma regulação clara e específica para a Indústria de gás natural.

Rápidas mudanças têm ocorrido. A descoberta de novas reservas, tanto no Brasil como em toda a América do Sul, associada às reformas na indústria de energia elétrica (aumento da demanda de gás natural para a produção de energia elétrica), vêm modificando a estrutura de mercado desta indústria.

Uma nova estrutura regulatória está em construção, com a criação da ANP (Agência Nacional do Petróleo) que regula as indústrias de petróleo e gás.

Historicamente, o desenvolvimento da indústria do gás natural esteve associado ao monopólio estatal da Petrobras, mas esta situação tem mudado a partir da reforma do setor de hidrocarbonetos (Lei nº 9.478/97). As barreiras à entrada nesta indústria estão sendo afastadas e as redes de dutos estão se abrindo para a competição. Este novo contexto foge ao modelo do convencional controlado pelos governos.

A reforma energética brasileira aposta no crescimento da convergência entre as indústrias de gás e energia elétrica, principalmente para encaminhar a crise de oferta de eletricidade. Porém, este objetivo apresenta grandes barreiras no país, dado o desequilíbrio de desenvolvimento de ambas as indústrias no Brasil.

Apesar de o mercado elétrico apresentar relativa maturidade, sobretudo na Região Sudeste, o mercado de gás ainda é incipiente.

O gás natural se apresenta de forma pouco representativa no mercado energético brasileiro, apenas 9%. As reservas eram baixas e a estatal Petrobras detinha o monopólio da indústria.

Fonte: ANP, 2006.

Durante o final dos anos 80, a Petrobras já havia registrado considerável ganho na produção de gás natural, advinda da produção de petróleo *off shore* no litoral do Nordeste e, sobretudo, da bacia de Campos, no litoral fluminense, inaugurando nos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e região Nordeste o fornecimento de gás natural aos grandes consumidores do setor industrial, através da integração vertical do segmento de distribuição à cadeia de suprimento (transporte e exploração para redução de gás natural).

O consumo de gás no Brasil é bem inferior ao dos mercados maduros, devido à rede de transporte e distribuição não ser suficientemente desenvolvida.

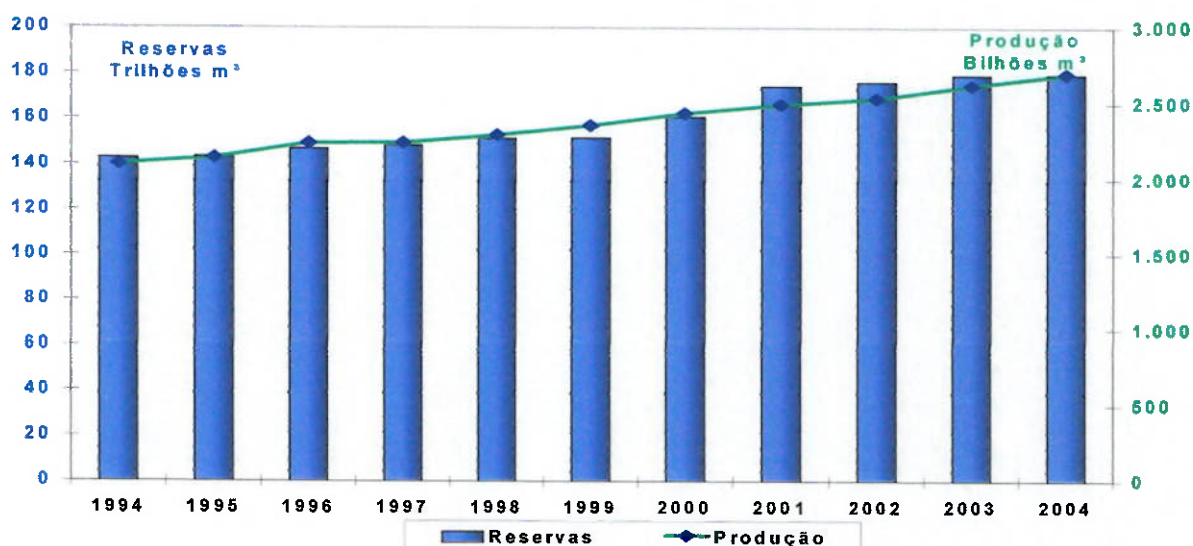
Há cerca de 7.600 km de gasodutos existentes no país. O maior e mais importante gasoduto é o que faz a conexão com as jazidas bolivianas à Região Sudeste, se estendendo até o Sul (Gasoduto Bolívia- Brasil, GASBOL). Para sua construção, a estatal Petrobras investiu US\$ 2 bilhões. Outro gasoduto transporta a produção da bacia de Campos para as áreas metropolitanas do Rio de Janeiro e São Paulo. O terceiro gasoduto brasileiro é o que atende a região Nordeste, transportando a produção da própria região para consumidores industriais regionais. Mas há grande potencial de desenvolvimento do setor.

As reservas brasileiras provadas de gás natural evoluíram, em função das prospecções feitas pela Petrobras, sobretudo a partir dos anos 80, de 140 trilhões de metros cúbicos em 1994 para 180 trilhões de metros cúbicos em 2004.

Fonte: Petrobrás, 2006.

A evolução das reservas provadas de gás natural decorre até o momento, da construção do Gasbol e em grande parte, da política do governo em reduzir a dependência externa do país a combustíveis importados, o que fez com que a Petrobras envidasse esforços no sentido de ampliar as reservas existentes de petróleo e gás, obtendo sucesso principalmente nas bacias de Campos no Rio de Janeiro, de Santos, do Espírito Santo e na bacia de Urucu, no Alto Amazonas.

**Figura 2 – Evolução das Reservas Brasileiras Provadas**



Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2005

É interessante ressaltar que, das reservas brasileiras provadas no final de 1999, 45,4% localizam-se no Estado do Rio de Janeiro, 19,4% no Estado do Amazonas, 12,1% no Estado da Bahia, 10,5% no Estado do Rio Grande do Norte e os restantes 12,6% distribuídos por outros estados.

Outro dado a ser observado é o de que 63% das reservas provadas de Gás Natural localiza-se no mar e 37% em terra.

Por outro lado, a produção brasileira de gás natural evoluiu de 1.625 milhões de metros cúbicos no ano de 1975 para 17.699 milhões de metros cúbicos no ano de 2005, como se pode ver a seguir, na tabela 1.

**Tabela 1 – Produção de Gás Natural**

<b>BRASIL</b>	
<b>PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL</b>	
<b>Ano</b>	<b>Milhões de m³ / Ano</b>
<b>1975</b>	<b>1.625</b>
<b>1985</b>	<b>5.490</b>
<b>1990</b>	<b>6.291</b>
<b>1995</b>	<b>8.091</b>
<b>1996</b>	<b>9.214</b>
<b>1997</b>	<b>9.865</b>
<b>1998</b>	<b>10.833</b>
<b>1999</b>	<b>11.898</b>
<b>2000</b>	<b>13.283</b>
<b>2001</b>	<b>13.998</b>
<b>2002</b>	<b>15.525</b>
<b>2003</b>	<b>15.792</b>
<b>B2004</b>	<b>16.971</b>
<b>2005</b>	<b>17.699</b>

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2005

A liberalização do mercado de energia brasileiro abriu caminho para uma nova política de desenvolvimento da indústria de gás natural.

A participação do gás natural na matriz energética do País, que era de 0,9% em 1981, saltou para 3,1% em 1990. Em uma década, essa posição subiu para os 5,4% de participação registrados em 2000, até chegar a 2004, respondendo por 9%.

A meta do governo federal, segundo a própria Petrobras, é chegar a 2010 com o gás natural respondendo por 12% da matriz energética do País.

Investidores privados foram convidados para realizar esforços na descoberta de novas reservas e para desenvolver a rede de dutos. As importações do MERCOSUL devem aumentar a oferta interna do produto. Os 3.150 km do gasoduto Brasil-Bolívia já estão em operação desde 1999, sendo 2.593 km em território brasileiro (trecho administrado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A, TGB) e 557 km em território boliviano (trecho administrado pelo Gás Transboliviano S.A, GTB).

Contudo, a maior parte da oferta atual de gás natural é decorrente da produção brasileira em bacias sedimentares, tendo expectativas otimistas do aumento de reservas *off shore*.

Como já analisado, o contexto do mercado de gás vem mudando sensivelmente nas últimas duas décadas, devido principalmente à competitividade da tecnologia de turbinas a gás e à liberação dos mercados de serviços, caracterizando a progressiva convergência entre gás e eletricidade.

O aumento da utilidade do gás natural e as inovações tecnológicas em turbinas a gás geraram um contexto de rápida expansão da utilização de energia proveniente do gás. Condições institucionais e econômicas foram criadas para incentivar o uso do gás natural na geração termelétrica.

Segundo Almeida e Oliveira (2000), os três elementos principais que foram indutores nesse processo eram: i) a aversão aos altos custos de transação; ii) as oportunidades de explorar economias de escala e escopo; iii) o posicionamento no mercado de energia que possibilite influências entre os mercados de combustíveis e eletricidade, aumentando a lucratividade.

Embora ainda não haja um consenso, a convergência entre as indústrias de gás natural e eletricidade assume uma tendência estrutural e durável.



### 3 - ASPECTOS SOBRE MONOPÓLIO NATURAL NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

Como introdução para o estudo da teoria da regulação, é importante conceituar qual o significado de monopólio natural e a sua relação com o gás natural.

O monopólio foi tradicionalmente a forma pela qual a indústria de gás natural desenvolvia-se por obter ganhos de escala com redução dos custos de transação.

Monopólio natural se caracteriza como sendo uma situação de mercado, em que as condições de demanda e oferta são atendidas por uma única empresa, na qual os custos de produção decrescem à medida que esta se eleva.

Entretanto, quando da entrada de outra empresa nesse mercado, os custos se elevariam proporcionalmente ao aumento da demanda. Dessa forma, fica nítida a dificuldade da entrada de competidores nesse mercado. Assim, à medida que a demanda cresce, diminuem os custos de produção.<sup>1</sup>

Certos segmentos do setor elétrico, por exemplo, são caracterizados pelo fato de que suas economias de escala e seu escopo tornam a competição inviável. A transporte e a distribuição, tanto para a eletricidade como para o gás natural, são exemplos típicos de monopólios naturais. Outro exemplo é a atual estrutura de mercado do gás natural no Brasil, que ainda não possui um mercado suficientemente maduro, tanto em termos de demanda como em termos de fontes de suprimento, para que possa haver competição efetiva entre empresas distribuidoras, devido à Lei ainda não permitir essa condição.

Sem competição, ou falta de regulação, os proprietários desses ativos não terão incentivos para fornecer serviços a preços competitivos e com qualidade

---

<sup>1</sup> Considera-se nesse caso uma falha de mercado. Assim, de acordo com *de Araújo (1997)*, "... se um determinado bem ou serviço, pode ser fornecido por uma única firma para um mercado a menor custo que duas ou mais, com as tecnologias disponíveis, diz-se que este setor apresenta característica de monopólio natural".

adequados. O órgão regulador então estabelece um procedimento para fixação de tarifas que garanta serviços que, embora em ambiente monopolista, possam ser considerados como eficientes e, ao mesmo tempo, criar possibilidades de atração para novos investimentos.

Diante desse entendimento é que são geradas atualmente as discussões em torno da questão do direito de “*open access*” ou “acesso livre” para os grandes consumidores de gás natural no Brasil. Embora reconhecendo a necessidade de amadurecimento do mercado, as associações de consumidores acreditam que poderiam desfrutar de redução dos custos de energia com o chamado “acesso livre”, pois se eliminaria a intermediação das companhias distribuidoras, fazendo com que a negociação ocorresse de forma direta entre produtores e consumidores.

Em condições competitivas, o mercado leva em consideração todos os interesses, tanto de compradores como de vendedores. No setor de distribuição de energia no Brasil, o regulador, mais do que o mercado, exerce o papel de intermediador. Cabe ao regulador equilibrar o interesse público em obter produtos e serviços em condições seguras e adequadas e a um preço justo, que possa servir de estímulo para um apropriado retorno do investimento realizado pelos acionistas das companhias concessionárias.

Embora essa situação seja apoiada por parte da ANP - Agência Nacional de Petróleo, o fato é que, conforme estabelecido na Constituição em vigor cabe aos Estados regular essa questão, e estes não abrem mão da exclusividade do monopólio durante um razoável período de tempo, até por questões ligadas à desvalorização dos seus ativos, no caso, as empresas distribuidoras de gás natural.

A liberalização mudou completamente as estratégias das companhias de energia elétrica. Antigos monopólios com consumidores cativos passam a encarar um mercado com novos serviços e preços inferiores ofertados por novos competidores. Companhias que apresentavam arranjos cooperativos agora competem por mercados consumidores que crescem lentamente, em mercados

maduros e, buscando novos mercados emergentes onde a demanda cresce rapidamente.

A diversificação dos negócios para reduzir os riscos da indústria de gás conta com certo grau de verticalização, a fim de explorar economias de escala e escopo, assim como a diversificação geográfica pode ser considerada como estratégia competitiva observadas no mercado de energia aberto. A concentração dos mercados é produto destas estratégias competitivas dominantes. (Almeida e Oliveira, 2000, p.9).

#### **4 – UMA VISÃO DA TEORIA DA REGULAÇÃO ECONÔMICA RELATIVA AO GN**

Nota-se que o histórico da atividade da regulação econômica se confunde com a história da organização dos Estados. A necessidade de criação de leis e normas é uma forma de regular a atividade econômica, resultando numa ordenação que garanta o bem estar social da nação. No sentido que conhecemos atualmente, “não existe mercado funcionando sem alguma base de leis, normas e convenções sociais, que lhe dão forma específica e até seu conteúdo” (de Araújo, 1997<sup>2</sup>). Essa atividade se concentra mais em setores considerados fundamentais para a manutenção do padrão de vida da sociedade, como os de infra-estrutura (energia, saneamento, transportes e telecomunicações). Esses setores tradicionalmente se caracterizam pela exigência de significativos recursos para investimento e operação, com economias de escala e escopo, com longo prazo de retorno.

A prática da atividade da regulação é formada por uma série de condições impostas aos agentes de determinado setor, para que se comportem dentro de parâmetros considerados como eficientes em termos de alocação de recursos. Em

---

<sup>2</sup> A forma pelo qual as sociedades, ou Estados, se organizaram para a atividade regulatória varia. Segundo de Araújo, “na França, a tradição centralizadora levou à noção de *service public*, ao qual todo cidadão tem direito e que deve ser fornecido pelo Estado para garantir o bem comum. Na Grã-Bretanha, e mais ainda nos Estados Unidos, a desconfiança para com o Poder Central levou a um conceito distinto: o de serviços de utilidade pública, ou *public utilities*. Esses serviços podem ser delegados a empresas privadas, mas a coletividade não renuncia a regulamentá-los e fiscalizá-los.” (João Lizardo R.H de Araújo, *Regulação de monopólios e mercados: questões básicas*, pág. 1 e 2, I Seminário Nacional de Economia da Infra-estrutura, UFRJ, 1997).

situações clássicas de poder monopolístico, no qual as forças competitivas são consideradas fracas, trata-se de estabelecer condições e incentivos que influam sobre este setor, e assim criar ou restringir decisões econômicas a fim de estabelecer um ambiente em que a competição realmente exista.

O órgão regulador estará permanentemente em face do desafio na busca da regulação eficiente, considerando os fatores de eficiência produtiva, alocativa, distributiva e dinâmica. Em termos da eficiência produtiva temos que a regulação deverá prover receitas estáveis e previsíveis e que sejam suficientes para a recuperação dos investimentos efetuados. A eficiência alocativa é a que permite preços coerentes associados ao uso eficiente. A eficiência distributiva é a que garante o acesso da classe menos favorecida aos serviços. A eficiência dinâmica encoraja inovações técnicas e corresponde às mudanças de oferta e demanda.

Contudo, a responsabilidade do regulador transcende somente ao aspecto preço, mas também é responsável pelo controle e garantia da qualidade do serviço prestado pelas empresas e por atuar como mediador em divergências entre concessionária e consumidor.

A indústria do gás se desenvolveu a partir de uma combinação de contratos de longo prazo, com rígidas cláusulas do tipo *Take-or-Pay* e *Ship-or-Pay* que estabelecem o pagamento, pelo comprador, de volumes mínimos pré-determinados de gás natural, independentemente de utilizá-los ou não. Estas cláusulas surgiram para garantir a financiabilidade dos investimentos através da geração de receitas compatíveis com os custos associados à implantação da infra-estrutura.

Para manter a competitividade do gás natural no uso final, os contratos de comercialização possuem cláusulas que condicionam o preço do gás natural ao óleo cru ou seus derivados, até então tidos como seus principais substitutos diretos (Petrobras 2007; Notas de aula do professor Dr. Ildo Luís Sauer).

Nos anos 80, com o surgimento de uma nova organização industrial nos mercados maduros, a introdução da competição e do *open acess* mudou a estrutura

de mercado. Barreiras quanto à utilização de gás em alguns mercados foram retiradas, promovendo exploração de economias de escopo.

Neste contexto, se destaca a convergência das indústrias elétrica e de gás, resultado da competitividade das turbinas de geração elétrica a gás e arranjos como ciclo combinado e co-geração.

No caso do Brasil, apesar de um contexto diferente, a indústria de gás natural tem seguido a evolução dos mercados maduros.

Durante a década de 90, importantes mudanças no setor energético brasileiro foram introduzidas, com objetivo de atingir metas de política energética destinadas a gerar benefícios sustentáveis para a sociedade.

Ainda não se tem uma regulação específica para o gás natural, sendo regida pela Lei do Petróleo, a Lei 9.478/97, como se fosse um subproduto ou derivado do petróleo.

Diante disso, passou a haver um vácuo legislativo e duplicidade de interpretações, pois se por um lado não há legislação em vigor sobre o controle de preços do gás, por outro lado não há livre concorrência no mercado produtor, haja vista que a Petrobras se configura como monopolista na produção de gás natural no Brasil.

Esta circunstância pode gerar riscos aos investidores e aumentar os custos de transação. Desta forma, a abertura do mercado de redes e dutos para a competição requer uma nova estrutura regulatória.

O modelo de abertura ao capital privado no setor de gás natural iniciou a partir da Emenda Constitucional Nº. 09, de 1995, que determinou a flexibilização do monopólio da Petrobras no setor, e da Lei 9478/97, conhecida como Lei do Petróleo, que reforçou a necessidade de ampliação da participação privada na indústria do gás natural.

A partir de então, as empresas privadas puderam atuar em todas as atividades da cadeia, objetivando fomentar o setor, ainda considerado incipiente com relação à infra-estrutura de redes e ao mercado atendido.

Diante disso, o resultado favorável do modelo adotado se distanciou daqueles inicialmente previstos em relação à penetração do gás e à substituição de combustíveis alternativos de baixo custo, gerando novas alternativas de utilização, como centrais térmicas, indústrias, transportes e outros.

Os processos de liberalização, reestruturação institucional e reorganização das transações setoriais, se não implementados corretamente, podem gerar aos atores sinais de ineficiência, resultando em maiores custos de transação e de serviços.

As tensões observadas no Brasil em relação ao fomento da indústria do gás natural, partindo de um modelo que inclui a integração vertical na propriedade, combinado com o acesso negociado à infra-estrutura, ocorreu também em outros ambientes regulatórios.

Este modelo apresenta uma regulação mais intensiva no segmento de infra-estrutura com características de monopólio natural, e nas interfaces desta com os segmentos competitivos para a prestação de serviços.

O sucesso das reformas, além de uma adequada estruturação para produzir os objetivos propostos, depende também dos cenários econômicos e político-institucionais de cada país. Este último fator exige resposta a certas questões chave, como: (i) o momento mais adequado para implementar mudanças; (ii) a eventual alteração dos incentivos fiscais para o investimento; (iii) as condições para início das reformas, entre outras.

Outro tema que deve ser considerado por ter gerado incertezas aos agentes do setor, é a estruturação do negócio de importação do gás natural da Bolívia. A introdução do gás boliviano no Brasil foi resultado de um modelo institucional e contratual diferente do adotado na Lei do Petróleo, promulgada posteriormente à

assinatura dos contratos de compra e venda de gás natural entre as companhias petrolíferas YPFB, da Bolívia, e Petrobras.

A estruturação mencionada contou com auxílio de vários agentes públicos e privados dos dois países: (i) dos governos federal e estaduais do Brasil; (ii) do governo boliviano; (iii) da YPFB; e (iv) da Petrobras. No contexto onde o ambiente regulatório era praticamente inexistente, a integração vertical com vínculos societários em cada segmento, reduziria o nível de incerteza no processo de decisão dos investimentos.

Constitucionalmente, a regulação é dividida entre autoridades federais e estaduais. A produção e distribuição até as entradas das cidades são reguladas pela federação (ANP), enquanto a distribuição do gás é regulada na esfera estadual.

A ANP incentiva a entrada de novos agentes na indústria de petróleo e gás, visando introduzir pressões competitivas à indústria.

Alguns blocos foram oferecidos para companhias com intenções de exploração de óleo e gás.

Segundo Almeida e Oliveira (2000, p.10), apesar da Petrobras ainda deter a maioria das reservas domésticas de gás e controlar a estrutura de dutos, há expectativas de que novos entrantes reduzirão seu poder de mercado. Para acelerar este processo, o governo tem incentivado a Petrobras a constituir *joint ventures* e parcerias com as companhias internacionais da indústria de gás natural.

No âmbito da distribuição, a regulação das agências estaduais está constituindo uma nova estrutura regulatória, para criar um contexto atrativo ao investimento, reduzindo o risco do investimento em redes de distribuição.

Como dito anteriormente, a produção e o transporte de gás são regulados pela ANP, mas a distribuição é regulada pelos estados. A orientação regulatória da ANP objetiva criar um ambiente institucional que ofereça um mercado aberto das redes de dutos a produtores, gerando um mercado competitivo na rede de produção e transporte, porém a rede de distribuição se caracteriza pelo monopólio regional.

O mercado de transporte é regulado em função das características de monopólio natural presentes no transporte por gasodutos. O órgão regulador, via de regra, controla os preços, investimentos, contratos, e condições de entrega e acesso ao mercado de transporte.

O preço de acesso é um dos fatores mais importantes para se atingir a competição e eficiência no mercado atacadista. Sem o livre acesso, a transportadora de gás torna-se monopolista frente ao mercado produtor. Isso pode gerar incentivos para as empresas podendo dificultar ou até mesmo impedir o acesso de outras empresas nesse segmento.

Companhias de distribuição, tais como a Comgás, controlada da inglesa British Gas, e a CEG, controlada pela espanhola Gas Natural, têm renegado os contratos de fornecimento da Gaspetro. Estas ocorrências obedecem à exigência de capacidade ociosa no Gasbol, cuja ocupação vem sendo objeto do estabelecimento de regras.

Desta forma, é importante a mudança da atual estrutura regulatória, levando o poder de mercado ao equilíbrio coerente com a cadeia de gás.

Ao contrário do que pode parecer, o objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes.

Pode-se caracterizar com sendo coincidência, quando um aumento da concorrência, seja espontâneo ou por resultado de política, resulte à maior eficiência.

Em praticamente todas as aplicações normativas da análise econômica, e especialmente nas áreas aplicadas de Microeconomia e Economia Industrial, a noção de *eficiência alocada*, em particular a de origem paretiana, tornou-se praticamente sinônimo de eficiência econômica. Assim, considera-se determinado resultado econômico mais eficiente que outro se ele é *superior ao método de Pareto*.



Em geral, considera-se que tal condição se cumpre na situação em que maior volume de transações é realizado (maior renda é gerada), na impossibilidade de estabelecer comparações entre utilidades de diferentes agentes - e, portanto, de avaliar transferências de renda entre agentes.

Os chamados teoremas de bem estar mostram que só mercados sob concorrência perfeita, em equilíbrio geral, permitem alcançar o ótimo de Pareto; com o que tal condição, aplicada a um mercado específico, se traduz em igualar o preço ao custo marginal, condição de equilíbrio das empresas sob concorrência perfeita.

Nas aplicações normativas ao mundo real, em que não se verificam situações de concorrência perfeita, a condição paretiana é buscada, nas ações regulatórias, por aproximação. Frequentemente toma-se a redução dos preços aos custos médios como um *second best* adequado: seja mediante a criação de condições estruturais para que pressões competitivas sejam exercidas, quando no contexto da regulação exercida por políticas de concorrência (ou antitruste); seja por meio de preços ou tarifas administrados direta ou indiretamente, quando no contexto da regulação exercida sobre monopólios ou oligopólios “naturais”, típicas dos setores de serviços públicos de infraestrutura (*utilities*).

Uma alternativa conceitual interessante ao critério paretiano estático, que vem sendo elaborada nos últimos anos, é algum tipo de noção de *eficiência dinâmica*, que leve em conta *trade offs* intertemporais entre preços/margens de lucro e eficiência produtiva/capacidade inovativa.

Interessante observar nesse quadro é a interpretação neoschumpeteriana que focaliza o mercado como ambiente *seletivo*, e em consequência permite definir seu atributo de *eficiência seletiva*, isto é, sua capacidade enquanto ambiente competitivo de *induzir* e de “*selecionar*” inovações de produto e de processo que possam levar a eventual redução futura de custos e preços e a melhoria de qualidade dos produtos.

Nas condições de um ambiente econômico inovativo, como já havia destacado J. Schumpeter, margens de lucratividade acima do nível competitivo podem ser não só aceitáveis, mas até certo ponto desejáveis, de forma a viabilizar

investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e em outros ativos de maior ou menor risco. O mínimo de que se necessita para introduzir tais elementos dinâmicos na análise e na política regulatória é levar em conta, no referencial analítico, um *trade off* intertemporal entre rentabilidade (considerando preços), vale dizer eficiência (alocada) presente, e eficiência (seletiva) *futura*, expressa na expectativa de novos e melhores produtos e processos.

## **5 – A ESTRUTURA DE PREÇO DA COMMODITY E DO TRANSPORTE – TRANSPORTADORAS vs DISTRIBUIDORAS**

O preço do gás natural vendido às distribuidoras é composto, fundamentalmente, por duas parcelas, uma referida como *commodity* (ou *wellhead price*) destinada a remunerar o produtor, e outra denominada tarifa de transporte, destinada ao serviço de movimentação do gás entre as áreas de produção e consumo.

Até dezembro de 2001, o preço do gás natural de origem nacional foi regulamentado pela Portaria Interministerial MME/MF 003/2000. O valor determinado era o somatório das duas parcelas mencionadas, sendo a tarifa de transporte calculada pela ANP.

Já para o gás natural importado, o preço de venda às distribuidoras locais já havia sido liberado desde a publicação da referida Portaria. O preço do produto e as tarifas de transporte nesse caso vêm, desde então, sendo negociados livremente entre as partes.

Por fim, há uma regulamentação para o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), a Portaria Interministerial MME/MF 176 de 2001, que estabelece o preço máximo de suprimento do gás natural destinado às termelétricas integrantes do Programa, independente da origem do gás (nacional ou importado). Na tentativa de viabilizar os projetos previstos no PPT que seriam atendidos com gás importado, que chega mais caro às distribuidoras do que o de produção nacional

estabeleceu-se um preço médio, com base em uma carteira composta por 80% de gás importado e 20% de gás nacional.

Quatro cenários são destacados na reestruturação da indústria de gás natural, considerando que o tradicional modelo de uma indústria integralmente vertical, vem sendo substituído por cenários descentralizados no mercado de forma vertical e horizontal.

Esses modelos permitem uma maior competição e novas formas de interação entre os agentes, refletindo o grau de desenvolvimento de um país na reforma da indústria de gás natural (JURIS, 1998 (a)). De outra forma, podemos definir quatro modelos básicos, representando diferentes estágios de desenvolvimento da indústria de gás natural.

### 5.1. MODELO 1 – INTEGRAÇÃO VERTICAL

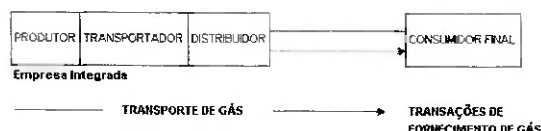


Figura 3 – Modelo 1 – Indústria de gás natural verticalmente integrada.

Fonte: Júris, 1998.

#### Características

“O Modelo 1 (figura 3) representa a estrutura tradicional da indústria de gás natural, na qual produção, transporte por gasodutos e distribuição são atividades realizadas por uma única companhia de gás totalmente integrada. Sob outro prisma, pode-se assumir que essa estrutura é composta de um único mercado, onde o gás natural e os serviços de transporte são vendidos como um único produto. Uma empresa com essas características tem posição privilegiada na oferta de gás natural para os consumidores finais, ou mercado no varejo. No modelo apresentado não existe mercado atacadista, pois todas as transações são conduzidas internamente pela companhia monopolista. Geralmente, as companhias de gás estruturadas no

modelo vertical oferecem contratos firmes de longo prazo, que estabelecem a quantidade de gás a ser entregue durante a vigência dos contratos, gerando dessa forma, garantia na demanda e condições para recuperação dos custos fixos de transporte através das receitas geradas pelas contratações”.

## 5.2 MODELO 2 – COMPETIÇÃO NA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

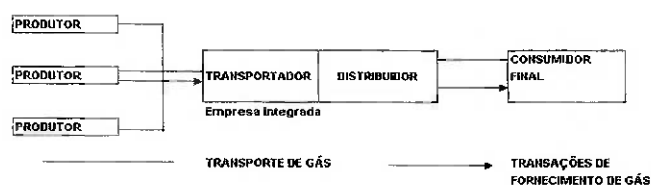


FIGURA 4 – MODELO 2: Competição entre produtores de gás natural.

Fonte: Júris, 1998.

### Características

“O Modelo 2 (figura 4) separa a produção do restante da indústria e introduz competição entre produtores, resultando em ganhos de eficiência em relação ao Modelo 1. Nesse novo modelo, os produtores vendem gás natural a uma companhia de gás que, por sua vez, o revende aos consumidores finais. As transações entre produtores e a utilidade levam ao desenvolvimento de um mercado atacadista de gás, onde a *commodity* é negociada para uma revenda posterior. Uma indústria de Modelo 2 ainda apresenta grande parcela de sua estrutura verticalizada, o que permite à companhia integrada de gás evitar a transferência (*pass-through*) de possíveis reduções nos custos para consumidores finais. Devido a isso, os governos buscam alternativas de abertura do transporte por gasodutos e competição na distribuição”.

### 5.3 MODELO 3 – LIVRE ACESSO E COMPETIÇÃO NO MERCADO ATACADISTA

Desverticalização da Cadeia Produtiva - 3 Empresas Independentes

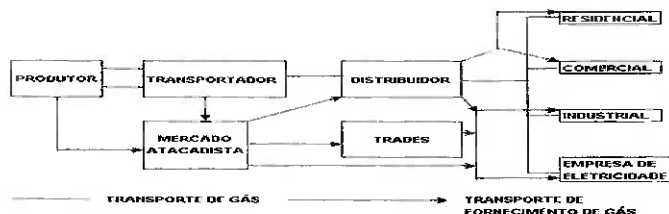


FIGURA 5 – Modelo 3: Livre acesso e competição no atacado.

Fonte: Juris, 1998.

#### Características

“O Modelo 3 (figura 5) permite livre acesso ao transporte através de gasodutos, abrindo o segmento de transporte a terceiros. Nesse modelo, a companhia de gás fornece dois tipos de serviços: gás natural para os consumidores finais e transporte aos consumidores de grande porte e outros participantes da indústria que recebem gás natural de forma independente no mercado atacadista. Avanços significativos podem ser observados no modelo citado: (i) a indústria apresenta uma estrutura desverticalizada, pois a companhia de gás é separada em uma companhia de transporte por gasodutos e várias distribuidoras locais, fornecendo livre acesso às redes de transporte; (ii) o regime de livre acesso promove uma concorrência maior no mercado atacadista de gás, favorecendo os participantes e gerando maior eficiência econômica; (iii) sob a ótica do segmento produtor, pode-se verificar o aumento da competição, pois cabe aos produtores de gás a escolha da negociação do produto diretamente com a companhia de transporte, ou no mercado atacadista, com outros agentes do mercado: traders, distribuidoras, consumidores industriais e empresas de energia elétrica”.

## 5.4 MODELO 4 – DESEMPACOTAMENTO E COMPETIÇÃO NO VAREJO

Desverticalização da Cadeia Produtiva

3 Empresas Independentes

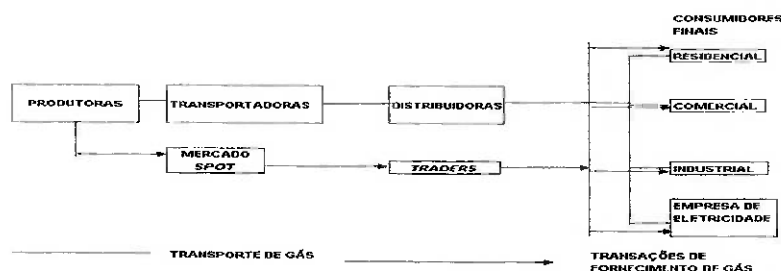


FIGURA 6 – Modelo 4: Desempacotamento e competição no varejo.

Fonte: Júris, 1998(a).

### Características

“O Modelo 4 (figura 6) introduz o conceito de desempacotamento – a separação da oferta de gás natural, do transporte por gasodutos e distribuição – e a total desregulamentação dos mercados de gás natural. Na prática, as transportadoras e distribuidoras de gás têm permissão de oferecer somente serviços de transporte”.

“A motivação central para o desempacotamento é a habilidade das companhias de gasodutos em restringir a competição no mercado atacadista de gás por meio de medidas, como a oferta de serviços de transporte diferenciados (ex: de baixa qualidade). O desempacotamento elimina essa distorção e, em adição, facilita o desenvolvimento de um grande número de empresas que adquirem o gás natural no mercado atacadista, revendem no *downstream* e utilizam os serviços de transporte das companhias de gasodutos e distribuidoras”.

## **6 - PREÇO MÁXIMO DO GÁS NACIONAL**

No Brasil ainda não existe a separação de fato das atividades de comercialização e transporte. Dadas as características atuais do mercado de gás natural, resultantes do longo período de monopólio legal, e a dificuldade de obtenção de informações precisas e consistentes, os valores das duas parcelas componentes do preço a que se chegou, representam apenas um esforço inicial em representar essas estruturas de custos.

## **7 - FORMAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL**

A regulamentação dos preços dos derivados de petróleo e gás natural são de responsabilidade dos Ministérios da fazenda (MF) e Minas e Energia (MME), embora o Art. 8º. da Lei 9.78/97 determina como sendo atribuição da Agência Nacional do Petróleo a “proteção dos interesses dos consumidores quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos”. Com isso, os preços foram estabelecidos por Portaria Interministerial MF e MME e coordenados pela ANP.

Com relação ao gás natural fornecido ao consumidor final, sua regulação é feita pelos estados, através de aprovação a margem de distribuição para cada empresa.

Para os preços do city gate, seu valor, até recentemente, esteve diretamente associado ao óleo combustível. A relação entre o preço máximo de venda do gás de origem nacional para fins combustíveis, às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado (preço de city gate) e o preço máximo de faturamento nas refinarias de óleo combustível classe OCA 1 corresponde a 86%, considerada a equivalência energética entre os produtos. Para fins automotivos, essa relação é de 65%. Essa mesma condição também foi válida para o gás importado da Bolívia.

Vale destacar que atualmente o preço do óleo combustível nacional está relacionado com as cotações internacionais e em função dos aumentos ocorridos do petróleo, em 1999, os valores tiveram um aumento considerável.

Esse fato obrigou o Governo, em comum acordo com a Petrobras, a estudar com os agentes do setor um tipo de desconto às distribuidoras, na venda desse combustível. Os descontos foram da ordem de 15%.

A prática do desconto também foi extensiva aos preços do gás natural nacional, além do compromisso do Governo em estudar uma nova política de preços para o gás.

Como regulamentação intermediária para esta nova política de preços do gás de produção nacional, foi instituída a partir de 1º de abril de 2000, pelos Ministérios da Fazenda e Minas e Energia, através da Portaria Interministerial 003 de 17 de fevereiro de 2000. A Portaria promove a desregulamentação dos preços do gás nos pontos de entrega às distribuidoras, criando uma etapa transitória, que antecedeu ao surgimento da competição no fornecimento de gás natural e da consolidação desse mercado.

Os preços máximos de venda (Pm) do gás natural de produção nacional para venda à vista às empresas distribuidoras de gás canalizado ficam determinados, pela Portaria, conforme fórmula:

$$Pm = PGT + TREF \text{ sendo:}$$

PGT = preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte;

TREF = tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

A atualização do preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (PGT) a vigorar a cada trimestre passa a ser calculado conforme fórmula:



$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT}(\text{ant}) + 0,50 \times P_{GT}(0) \times [ 0,5 \times F1/F1_0 + 0,25 \times F2/F2_0 + 0,25 \times F3/F3_0 ] \times (TC/TC_0)$$

Onde:

$P_{GT}(\text{ant})$  = valor de  $P_{GT}$  vigente no trimestre anterior àquele para o qual esteja calculando o novo  $P_{GT}$ ;

$P_{GT}(0)$  = valor inicial de  $P_{GT}$ , igual a 110,80 / mil m<sup>3</sup>;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicados no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o primeiro mês do trimestre civil para qual se esteja calculando o novo valor de  $P_{GT}$ ;

TC<sub>0</sub> = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicados no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no *Platt's Oilgram Price Report*, tabela *Spot Price Assessments*, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por *Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy*;

F2 = produto designado na referida publicação por *Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne*;

F3 = produto designado na referida publicação por *Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE*;

F1<sub>0</sub>, F2<sub>0</sub> e F3<sub>0</sub> = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no *Platt's oilgram Price Report*, tabela *Spot Price Assessments*, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

Fonte: ANP

## **7.1 - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO TRANSPORTE**

Existem basicamente dois tipos de serviços de transporte de gás natural por gasodutos. O Serviço de Transporte Firme (STF) e o Serviço de Transporte Interruptível (STI). No serviço firme o usuário contrata uma reserva de capacidade no gasoduto e passa a ter o direito de movimentar um volume diário de gás limitado por essa capacidade. O serviço interruptível depende da ociosidade de capacidade no gasoduto. A alocação de custos entre usuários e serviço deve ser realizado, de maneira transparente, estando explícita a parcela da receita total requerida a ser coberta por cada tipo de serviço. As tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador devem ser compostas por uma estrutura de encargos relacionada à natureza dos custos atribuíveis à sua prestação.

Dessa forma, a tarifa de serviço de transporte firme pode ser estruturada com base nos seguintes encargos:

- I - encargo de capacidade de entrada: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção e os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que não dependem da distância;
- II - encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que dependem da distância;
- III - encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega;
- IV - encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás.

A tarifa do serviço de transporte interruptível pode ser estruturada com base em um único encargo volumétrico, aplicável à quantidade de gás efetivamente movimentada. É importante que o nível da tarifa interruptível seja estabelecido em

função da probabilidade de interrupção e da qualidade relativa deste serviço em relação ao serviço de transporte firme.

As tarifas propostas para serviços diversos dos serviços de transporte firme e interruptível também devem ter por referência a tarifa do serviço de transporte firme, por ser esse o principal serviço oferecido pelo transportador. Este procedimento permite evitar o risco de concorrência predatória entre os diferentes tipos de serviço.

Os conceitos apresentados a seguir se referem ao encargo de capacidade de transporte do serviço de transporte firme.

## **7.2 - CÁLCULOS DA TARIFA DE TRANSPORTE**

O cálculo da tarifa de transporte de GN passa por três etapas iniciais:

1. Levantamento do investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, custos de operação e manutenção e impostos;
2. Definição da remuneração adequada à atividade (taxa de retorno sobre o investimento); e
3. Estimativa da demanda.

Obtidos esses três parâmetros se calcula a tarifa de transporte, de tal forma que multiplicada pela demanda recupere o investimento remunerado à taxa de retorno considerada razoável, mais os custos de operação e manutenção e impostos.

Uma forma de se fazer esse cálculo é construindo um fluxo de caixa onde estejam as saídas de caixa, o valor da base de ativos e os novos investimentos, as despesas com operação e manutenção e os valores pagos por impostos; e, como entrada de caixa a receita, que é o produto da tarifa (variável procurada) pela demanda pelo serviço de transporte.

O investimento total remunerado segundo a taxa de retorno estabelecida deve ter sido recuperado ao final da vida útil da infra-estrutura de transporte. Dessa forma, pode-se montar esse fluxo de caixa com um número de períodos que correspondam à vida útil da infra-estrutura de transporte. Alternativamente, pode-se montar o fluxo de caixa com um número de períodos menor do que a vida útil e considerar um valor residual ao final do fluxo.

A tarifa é calculada de modo que o valor presente desse fluxo de caixa, descontado pela taxa de retorno definida, seja nulo (a taxa de retorno definida é a taxa interna de retorno do fluxo de caixa). Ou seja, o valor presente da receita total a ser gerada pela venda do serviço de transporte (entradas de caixa), deve ser igual ao valor presente das saídas de caixa.

A questão da definição dos preços do gás natural apresenta-se como o fator de maior instabilidade dessa indústria.

O preço do gás natural nacional tem sido fixado pela Petrobras enquanto o preço do gás importado da Bolívia é negociado livremente de acordo com a Lei do Petróleo. O preço CIF negociado (transporte e gás), proveniente do contrato de transporte e de gás (GSA), é composto da seguinte forma: ambos são acrescidos pela tarifa de transporte e os critérios tarifários de transporte de gás natural são definidos pela ANP em função da distância do ponto de entrega do produtor e do ponto de recebimento da distribuidora.

As tarifas de distribuição também variam de um Estado para outro, em decorrência dos diferentes contratos de concessão firmados entre os governos estaduais e as companhias distribuidoras de gás canalizado.

Outro fator diferenciador das tarifas de distribuição refere-se à origem do gás, se nacional ou importado, este último definido por contrato.

As distribuidoras representam um mercado cativo para a Petrobras e encontram-se desprotegidas pela legislação brasileira quanto ao abuso do domínio econômico. As distribuidoras estaduais de gás deveriam arcar com o reajuste do

produto, evitando repasse ao consumidor. A diferença é cerca de sete vezes maior entre o preço que as distribuidoras pagam à Petrobras e o que o consumidor paga às distribuidoras. A Petrobras absorveu reajustes constantes do gás boliviano de 2003 a 2005 e repassou às distribuidoras apenas a metade do aumento de cerca de 90% de setembro de 2005 até agora. A regra do mercado são ganhos intercalados, ou seja, se ganha num momento e perde-se em outro. A decisão de se reajustar os preços pode levar ao racionamento.

*Fonte: Beth Cataldo, Irlany Tereza, Kelly Lima e Nicola Pamplona, "O Estado de S. Paulo", 03/12/06.*

Enfatizamos a necessidade urgente de o Governo Federal adotar medidas protetoras aos consumidores e regular o monopólio existente no mercado de gás natural no Brasil.

Indiscutivelmente não é tarefa fácil, mas haja vista a complexidade e o alto grau de assimetria de informação pró-investidores, que acentua o risco de abusos do poder do monopólio. A tarifação adequada ainda enfrenta o desafio de atender a eficiência do sistema, que pode apresentar tensões quanto à determinação do modelo a ser adotado.

O novo contexto dos mercados energéticos da região, marcado pela grande restrição do financiamento público e de ausência de linhas de crédito de instituições multilaterais, apresenta fatores que são favoráveis à uma maior integração dos mercados gasíferos do Cone Sul. Por um lado, a geração termelétrica a gás está na base da expansão da oferta de energia elétrica na região.

Assim, tendo em vista a disparidade dos recursos gasíferos, as sinergias econômicas regionais aumentaram em função da convergência das indústrias de gás e eletricidade. Por outro lado, a dinâmica industrial atual é marcada pela presença de "Global Players" que orientam suas estratégias empresariais para a exploração deste tipo de sinergias. Estas empresas são capazes de alavancar investimentos em escalas suficientes para integrar regionalmente suas atividades.

Apesar dos fatores indutores acima citados, existem importantes barreiras a serem contornadas para explorar todo o potencial de comércio intra-regional. É

importante considerar que apesar de existirem reservas suficientes na região para atender a demanda projetada, será necessário um grande volume de investimentos para o aproveitamento destas reservas e para a expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição nos países onde esta indústria encontra-se numa fase incipiente (Brasil, Bolívia, Uruguai e Paraguai). A realização destes investimentos esbarram em riscos elevados, associados às especificidades da IGN: i) grande interdependência entre os agentes envolvidos em projetos ao longo da cadeia; ii) forte pressão da concorrência inter-energética. Estas peculiaridades contribuem para elevar os custos de transação no negócio do GN. Desta forma, a integração vertical e os contratos de longo-prazo são mecanismos comuns para reduzir os custos de transação no setor de gás natural.

Tendo em vista os riscos elevados em função da interdependência dos agentes envolvidos (custos de transação) e das especificidades dos ativos das indústrias de gás e eletricidade, os mecanismos de mercados não são suficientes para prover uma estrutura de governança adequada aos projetos. A ação do governo tem um papel importante, criando mecanismos adicionais de coordenação dos investimentos como, por exemplo, regulação dos mercados, regulação da concorrência, criação de sistemas de garantias e planejamento indicativo.

Dentre os mecanismos de coordenação adicionais, é importante a coordenação das atividades de planejamento energético visando o estabelecimento de um plano de expansão indicativo para o Mercosul. Uma vez que os projetos internacionais precisam da autorização dos governos envolvidos, é importante que os governos façam de forma conjunta um planejamento de longo prazo, considerando a complementaridade dos recursos energéticos, indicando para os agentes privados quais projetos deverão ser priorizados.

É importante enfatizar que a coordenação dos investimentos não se resume à realização de um planejamento energético para a região. Igualmente necessária é a participação ativa dos governos no processo de negociação dos projetos, uma vez que os mesmos são diretamente influenciados pela regulação setorial de cada país. O combate às assimetrias regulatórias existentes no arcabouço regulatório de cada país deve ser, portanto, prioridade absoluta dos países do Cone Sul. Este esforço

deve ocorrer em dois níveis: Em primeiro lugar, é importante que as decisões quanto à orientação das reformas setoriais não desconsiderem os avanços já obtidos nos outros países da região; em segundo lugar, o trabalho das agências reguladoras nacionais em estabelecer as regras para a aplicação das decisões tomadas no âmbito da política energética e na defesa da concorrência deve levar em conta o trabalho das outras agências da região.

A necessidade de convergência do arcabouço regulatório é particularmente importante nas políticas de defesa da concorrência. Como o espaço da concorrência tende a se tornar cada vez mais regional e global, sua aplicação considerando-se apenas os espaços nacionais pode não apenas dificultar novos investimentos como criar obstáculos à formação de empresas regionais fortes. Desta forma, é muito importante que o contexto regional da concorrência seja levado em consideração em processos de julgamento de operações de fusões, aquisições e de troca de ativos.

Contudo, fica evidente a necessidade de se criar algum instrumento comunitário que permita a articulação das ações, a coordenação do planejamento e a regulação no setor energético da região – uma Secretaria de Energia do Mercosul – uma vez que a diversidade institucional dos países não permite que a coordenação das ações relacionadas ao planejamento energético e à regulação seja obtida por intermédio da cooperação bilateral dos mais diversos órgãos incumbidos desta tarefa em diversos países.

Apesar da organização institucional atual do Mercosul não permitir a existência de organismos com poderes de decisão supranacionais, existe um grande espaço de trabalho para uma instituição comunitária com base na negociação voluntária entre os países.

Várias atividades podem contribuir para a coordenação de políticas e ações regulatórias:

- i) o levantamento e a consolidação das informações energéticas dos países da região;

- ii) a realização de estudos sobre potencial de integração energética;
- iii) o apoio técnico na elaboração do plano de expansão indicativo para os diversos setores energéticos da região;
- iv) o fórum de negociação entre os países para a aprovação dos planos de expansão indicativos;
- v) o fórum de intercâmbio e cooperação entre os órgãos reguladores da região;
- vi) o apoio técnico nas negociações internacionais entre empresas e governos envolvidos em projetos energéticos internacionais;
- vii) o fórum do Cone Sul e negociação entre governos e empresas envolvidas em projetos internacionais.

Uma das principais alavancas de crescimento das indústrias é a inovação. A inovação em todas as dimensões do negócio (gerencial, tecnológica, contratual e comercial).

Tradicionalmente, o comércio internacional esteve apoiado em contratos de longo prazo do tipo Take-or-Pay e Ship-or-Pay. Desta forma, o produtor e o transportador tinham assegurado seu fluxo de caixa viabilizando os investimentos na produção e transporte. Por outro lado, os vendedores buscavam fixar os preços garantindo a competitividade do gás frente à concorrência, através da precificação do gás pelo sistema “netback” (o preço do gás no poço vendido ao cliente, menos o custo do transporte dos dutos, menos o custo total da energia).

### **7.3 - NOVOS MODELOS DE CONTRATO**

Até hoje a relação contratual que regia a comercialização de gás natural no Brasil dividia-se entre contratos Firmes e Flexíveis. Os contratos Firmes eram caracterizados por cláusulas do tipo Take-or-Pay e Ship-or-Pay, que estabeleciam um compromisso de pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do comprador, independentemente de utilizá-lo ou não. Poucos contratos Flexíveis possibilitavam a interrupção, com alguma antecedência, do suprimento de gás por ambas as partes (clientes ou fornecedores).



O novo contexto da indústria gasífera levou a Petrobras a ofertar contratos mais adequados ao perfil de produção e de demanda dos consumidores. Para tal, foram criados os modelos Firme Flexível e Preferencial, enquanto outros foram modificados. O contrato Firme, por exemplo, passa agora a ser denominado Firme Inflexível.

#### **7.4 - DESCRIÇÃO DOS CONTRATOS**

Firme Inflexível: estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente e a respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor.

Firme Flexível: o consumidor bi-combustível se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. Dessa forma, o serviço energético do consumidor pode ser suprido a partir de outras fontes de energia. Trata-se de um contrato que oferece alternativas de suprimento compatíveis com as particularidades de cada cliente, respeitando as condições presentes na região.

Interruptível: o suprimento de gás natural pode ser interrompido apenas pelo fornecedor, de acordo com as condições negociadas previamente em contrato. A diferença entre este contrato e o contrato Firme Flexível é que, na modalidade Interruptível, a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente.

Preferencial: nesta nova modalidade, o consumidor é quem detém a prerrogativa de interromper o fornecimento. É interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando demandado. O preço do gás neste contrato será composto por duas parcelas: uma referente ao custo associado à manutenção da capacidade e outra relativa à energia.

### 8.3 - ESTADOS UNIDOS

A expansão da indústria do gás natural nos Estados Unidos foi calcada no aproveitamento das importantes economias de escala e de coordenação. Com os gasodutos cruzando fronteiras estaduais, o governo americano instituiu o *Natural Gas Act*, estabelecido em 1938, criando uma agência reguladora específica de regulação, que passou a tratar dois mercados distintos na indústria do gás natural (ANP,2003a)

- 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 - LDC ;
- O mercado intra-estadual, no qual os preços eram livres, mas as empresas eram submetidas ao controle da qualidade e regularidade de abastecimento, enquanto concessionárias de serviço público.

Para resolver paliativamente 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 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, com excedentes, 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). (EIA,1994)

- 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.

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*.

Nos EUA, 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.

Com esta desregulamentação, a eficiência do mercado de gás aumentou consideravelmente. Proprietários da capacidade temporária de transporte vendem seu "espaço" 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 visão tradicional, se colocaria a idéia que a duplicação das instalações se afasta consideravelmente do ponto ótimo. Existem mais de 1500 empresas de distribuição local (*local distribution companies*), mais de 100 transportadores e mais de 27.000 produtores de GN nos EUA. À essa indústria, somaram-se dezenas de *brokers/traders* ( U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2003).

Em 1992, a FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) iniciou um processo efetivo de mudanças, abrindo o comércio inter-Estado, entendido 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.

Com a implantação dos HUBs - centros de comercialização, partir de 1994, as companhias de distribuição e os grandes consumidores foram obrigados a pagar uma tarifa em função da capacidade de transporte reservada e não em função do volume de GN efetivamente transportado. Assim, os HUBs concretizam os objetivos de política que determinam o *unbundling*: eles gerenciam o serviço de interconexão das redes de diferentes proprietários. O objetivo dessas medidas foi a redução das condições de monopólio natural, da qual usufruíam as companhias de transporte. Atualmente, existem 7 centros de comercialização nos EUA.

As transformações mais importantes com essa medida, foram 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. 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 demanda. 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.

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 possibilidade, oferecida pelo novo ambiente institucional, de estabelecimento de contratos de fornecimento entre produtores e clientes ( U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2003).

## 9 - POSSÍVEL MARCO REGULATÓRIO PARA A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

A participação do gás natural na matriz energética brasileira, a despeito das diversas vantagens comparativas em relação aos demais combustíveis, bem como dos indicadores de reservas crescentes, revela-se ainda incipiente, na ordem de 8%, ao passo que a média mundial é de 24%.

Neste contexto, e atento às curvas que sinalizam uma demanda em ascensão, bem como as aspirações ambientais que se têm revelado de suprema importância, sobretudo no cenário internacional, o governo brasileiro vem promovendo mudanças institucionais com vistas ao incremento da utilização deste insumo, na ordem de 14% até 2010.

Todavia, se fizeram necessárias alterações estruturais importantes, para que o objetivo de crescimento e diversificação da indústria gasífera encontrasse terreno fértil para fincar raízes e se consolidar.

Se observarmos o mercado para o gás, há menos de uma década, a Petrobrás comanda toda a cadeia produtiva, operando do *upstream* (exploração e produção) ao *downstream* (distribuição e comercialização).

Com as mudanças que se operaram, sobretudo nas economias capitalistas ao longo das décadas de 80 e 90, este modelo totalmente integrado tornou-se obsoleto, não atendendo mais aos anseios das diretrizes neoliberais que rogavam pela redução do tamanho do Estado, principalmente nas atividades onde a iniciativa privada pudesse ser inserida, acreditando-se, com a adoção deste novo modelo, que se alcançaria maior eficiência alocativa e maximização dos recursos.

Neste sentido, o Estado passa então de um modelo onde intervinha diretamente nas atividades econômicas, para um Estado regulador, cujas funções restringiam-se economicamente, a regular e fiscalizar mercados.

No Brasil, a década de 90 assistiu a mudanças profundas, sobretudo nos setores de infra-estrutura, culminando com a proposição de modelos que viriam a adequar-se ao novo papel do Estado na economia. Neste sentido, foram promulgadas leis que vieram dar suporte para as novas diretrizes econômicas, cujo papel consistia em legitimar, à luz da legislação, o novo papel a ser desempenhado pelo Estado, ou seja, regular e fiscalizar segmentos de mercado, além de atuar enquanto mediador de conflitos entre os novos agentes inseridos em determinados pontos da cadeia produtiva.

No setor de gás natural, basicamente tivemos os seguintes instrumentos legais:

- Lei nº 8.987/95: Também conhecida como "Lei das Concessões". Estabelece regras e princípios a serem observados quando da concessão de serviços públicos a terceiros;
- Emenda Constitucional nº 5, de 1995: pôs fim ao monopólio da Petrobrás nos serviços de distribuição de gás canalizado. A referida emenda alterou os termos do artigo 25 da Constituição Federal, que passou a vigorar nos seguintes termos:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

§1º [...]

§ 2º *Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação. ;*

- Emenda Constitucional nº 9, de 1995: permitiu a entrada da iniciativa privada nas atividades que antes constituíam monopólio da Petrobrás. Neste sentido, a referida emenda alterou os termos do

artigo 177 da Constituição Federal, que passou a vigorar da seguinte forma:

*Art. 177. Constituem monopólios da União:*

*I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;*

*II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;*

*III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;*

*IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;*

*V – a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.*

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.;

[...]

- Lei nº 9.478, de 1997: dentre os principais feitos, criou a Agência Nacional do Petróleo, órgão regulador da atividade, bem como o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão consultivo, ligado à Presidência da República. As atribuições conferidas à agência, à luz dos princípios e regras constantes do mencionado instrumento legal, consistem, preponderantemente, em:



Este novo conjunto de modalidades contratuais já está disponível e a expectativa da Petrobras é que já possa ser utilizado no processo de renovação dos contratos em curso com as distribuidoras de gás natural (Fonte: Petrobras 2007; Notas de aula do professor Dr. Ildo Luís Sauer).

A forma de contratação tradicional para mitigar os elevados custos de transação na indústria do gás natural apresenta dificuldades para se adaptar ao contexto atual da indústria de gás na Região. O primeiro problema é que o preço dos combustíveis concorrentes vem sendo liberalizado. A variação constante dos preços e margens dos fornecedores dos combustíveis concorrentes requer uma variação constante do preço do gás para manter sua competitividade. Da mesma forma, a dolarização dos contratos de fornecimento de gás passa a ser outro elemento de incerteza muito importante.

Diante da dificuldade de adaptação dos contratos tradicionais, o papel das empresas é de buscar inovações contratuais que viabilizem sua atuação na região. A história recente dos mercados de gás e eletricidade na Argentina e no Brasil deixou claro que as soluções contratuais tradicionais não são viáveis. Se por um lado, contratos de longo-prazo dolarizados e com cláusulas de take-or-pay elevadas mitigam os riscos do vendedor, os compradores não têm como garantir o cumprimento destas cláusulas. Tendo em vista a instabilidade política e institucional da região também não é sustentável o repasse sistemático destes riscos para os governos. Assim, resta às empresas buscar inovações contratuais que sejam mais razoáveis. Para tanto, é importante que os parâmetros da transação estejam apoiados na evolução dos preços de dentro da região. Assim, a indexação dos preços do gás natural numa cesta de moedas da região, ou nos preços dos combustíveis concorrentes podem ser formas de diminuir riscos de desequilíbrios nos contratos.

A busca da flexibilidade deve estar na base das novas estratégias contratuais, já que a forte volatilidade nos preços e a instabilidade econômica são características marcantes do Cone Sul.

## **8 - A REGULAÇÃO DE MERCADOS DE GÁS NATURAL – EXPERIÊNCIA EM OUTROS PAÍSES**

Em países onde já existem mercados maduros de gás natural, especialmente nos EUA e Europa, estão ocorrendo revisões nas legislações que normatizam a produção, transporte e distribuição de gás natural, buscando essencialmente o incentivo à redução dos monopólios, e assim, criar modelos de competição, visando maiores benefícios para o consumidor final. Dentre essas revisões, estão a remoção de monopólios, acesso aberto às redes de gasodutos, privatizações e usos de entidades reguladoras para a aplicação de políticas de mercado. Na maioria dos países maturados em relação ao consumo de gás natural, o perfil inicial das empresas de gás foi de monopólio estatal (ANP,2003a)

A legislação específica para o gás natural, sempre foi considerada muito importante para esses países, mesmo os com regime de monopólio estatal, minimizando o risco e protegendo a indústria do gás natural que estaria nascendo e crescendo. Além disso, para esses países o gás natural teve e tem uma importância como energético muito mais relevante que no Brasil. Considerando o gás natural inserido de forma concreta e representativa em suas matrizes energéticas, esses países iniciaram outras medidas para trazer competição ao setor, como: remoção de monopólios, livre acesso às redes de gasodutos, privatizações e uso de entidades reguladoras para se aplicar políticas de mercado.

## 8.1. UNIÃO EUROPÉIA

Um exemplo de maturação regulatória no setor do gás foi o processo da criação da União Européia, onde foi necessária a unificação econômica levando os países participantes à formar e construir um entendimento mínimo em temas de legislação da atividade da indústria do gás natural. Embora cada país tenha sua própria legislação, foi criada a Diretiva 98 – Regras Comuns para o Mercado Interno de Gás Natural, inicialmente definindo regras gerais para a unificação de conceitos técnicos, econômicos e legais. Também criando mecanismos para o estímulo permanente da competição entre todos os agentes da cadeia – produção, transporte, distribuição e comercialização.

A Diretiva Européia 98/30/CE, de 22 de Junho de 1998, institui regras comuns para o transporte, a distribuição, fornecimento e armazenamento de gás natural. Neste documento, o objetivo estabelecido pela regulamentação contempla duas diferentes vertentes:

- qualitativa: destinada a implementação de alterações na indústria de gás, sob o ponto de vista estrutural;
- quantitativa: destinada a proporcionar, gradualmente, a partir da reorganização do mercado, a liberdade de escolha no suprimento de gás, a fim de garantir que os consumidores se beneficiem das vantagens da abertura do mercado e se tornem asseguradas a concorrência e a equidade entre os Estados-membros.

A concretização de um mercado concorrencial de gás natural é um objetivo fundamental para a criação de um mercado interno interligado de energia e que deve ser atingido de forma progressiva, em decorrência dos diferentes graus do desenvolvimento, bem como da diversidade de estruturas de mercado dos Estados-membros. Assim, o conjunto de regras que compõe a Diretiva constitui somente os princípios gerais de enquadramento, e cada Estado-membro, levando-se em conta

as suas características de serviço público inerentes ao setor de gás natural, aplica, de forma concreta, as diretrizes estabelecidas, como:

- Regras gerais de organização dos setores de transporte, distribuição e armazenamento;
- Separação e transparência contábil nas atividades da cadeia de gás natural;
- Acesso à rede de transporte, distribuição e armazenamento;
- Disposições finais – Derrogações (flexibilizações) previstas à Diretiva.

Cada Estado-membro é responsável por autorizações, sob a forma de licença, permissão, concessão, consentimento ou aprovação, para a construção ou exploração de instalações de gás natural, observando-se os procedimentos, obrigatoriamente, não discriminatórios e públicos. Os Estados-membros tem o direito de abster-se de conceder novas autorizações de construção/operação de gasodutos de transporte numa determinada zona se tiverem já sido construídas ou estiverem em vias de construção redes de gasodutos de transporte nessa mesma zona, e se a capacidade existente ou proposta não estiver saturada.

Os Estados-membros também têm a responsabilidade de disponibilizar normas técnicas que estabeleçam os requisitos mínimos de concepção e funcionamento para a ligação à rede das instalações de GNL, instalações de armazenamento, às redes de transporte ou distribuição. Também podem obrigar as empresas de distribuição e/ou de fornecimento a abastecer os clientes localizados em determinada área ou pertencentes a uma determinada categoria. As tarifas a aplicar a esses fornecimentos podem ser regulamentadas, por exemplo, para garantir a igualdade de tratamento dos clientes em causa (ANP, 2003a)

Na Tabela 2, pode-se observar as principais medidas adotadas na implementação da Diretiva do Gás para cada Estado-Membro, considerando os

aspectos: % de abertura de mercado e previsão para 100%; transporte; distribuição; acesso à rede; tarifa média na rede e; procedimentos de reserva de capacidade.

Tabela 2. Medidas adotadas na implementação da Diretiva do Gás

	% de abertura de mercado (previsão para 100%)	Transporte	Distribuição	Acesso à rede	Estrutura tarifas de transporte	Tarifa média na rede	Procedimentos de reserva de capacidade
Áustria	100	Legal	Legal	Reg.	Sob revisão	NA	Moderada
Bélgica	59 (2003/06)	Legal	Legal	Reg.	Distância	Normal	Flexível
Dinamarca	35 (2004)	Legal	Legal	Reg.	Postal	Normal	Moderada
França	20 (2007)	Contábil	Contábil	Reg.	Distância	Alta	Flexível
Finlândia	Derrogação						
Alemanha	100	Contábil	Contábil	Neg.	Distância	Alta	Flexível
Irlanda	82 (2005)	Gerencial	Gerencial	Reg.	Entry-exit	Normal	Flexível
Itália	100	Legal	Legal	Reg.	Entry-exit	Normal	Flexível
Luxemburgo	72 (2007)	Contábil	Contábil	Reg.	Postal	Normal	Flexível
Holanda	60 (2003)	Gerencial	Gerencial	Híbrido	Entry-exit	Normal	Flexível
Espanha	100 (2003)	≠ Empresas	Legal	Reg.	Entry-exit	Normal	Flexível
Suécia	47 (2006)	Contábil	Contábil	Reg.	Postal	Alta	Flexível
Portugal	Derrogação						
Grécia	Derrogação						
UK	100	≠ Empresas	≠ Empresas	Reg.	Entry-exit	Normal	Flexível
<b>PAÍSES CANDIDATOS</b>							
Estônia	80	Contábil	NA	Reg.	ND	NA	NA
Latvia	0	Contábil		Reg.	ND		
Lituânia	80	Contábil		Reg.	Postal		
Polônia	34	≠ Empresas		Reg.	Postal		
Rep. Checa	0	Contábil		Híbrido	ND		
Eslováquia	33	Contábil		Reg.	Postal		
Hungria	0	Gerencial		Reg.	ND		
Eslovênia	50	Contábil		Reg.	Postal		
Romênia	25	Legal		Reg.	Postal		
Bulgária	73	Contábil		Reg.	Postal		
Turquia	80	Contábil		Reg.	ND		

Fonte: ANP, 2003a

NA – Não Aplicável; ND – Não Disponibilizado; Reg. - Regulado

Todas as empresas de gás natural integradas são obrigadas a manter um elevado grau de transparência contábil e os Estados-membros tem o direito ao acesso às informações das empresas de gás natural. As empresas integradas de gás natural devem apresentar contas separadas das suas atividades de transporte, distribuição e armazenamento de gás natural. Na tabela 3, pode-se observar a

composição de cada segmento, visando salientar a transparência contábil na cadeia do gás natural.

Tabela 3 - Estrutura da Indústria Européia de Gás Natural

<b>País</b>	<b>Importação/ Exportação</b>	<b>Exploração/ Produção</b>	<b>Transporte</b>	<b>Distribuição</b>
França	Monopólio estatal GdF	ELF ALQUITAINE	Quase monopólio GdF	Quase monopólio GdF
Itália	SNAM (ENI) Monopólio de fato	AGIP (ENI)	Quase monopólio SNAM	Distribuidoras locais (75%)
Bélgica	Monopólio Distrigaz	Sem produção	Monopólio Distrigaz	Distrigaz e distribuidoras locais
Espanha	Monopólio GÁS NATURAL	REPSOL	GÁS NATURAL	ENEGÁS (50%), GÁS NATURAL (40%)
Holanda	Monopólio GASUNIE	Vários produtores	Quase monopólio GASUNIE	Distribuidoras locais (120)
Alemanha	Monopólio RUHRGAS	BEB, MOBIL, WINTERSHALL	RUHRGAS, THYSSENGAS e TRANSCO	Distribuidoras locais (576)
Grã- Bretanha	Aberto competição	à Aberto competição (empresas)	à Monopólio com (8 regulação)	Aberto à competição Vários comercializadores

Fonte: Percebois (1999)

Devido à diversidade de estruturas e as especificidades dos sistemas vigentes, cada Estado-membro define critérios objetivos, não discriminatórios e transparentes, optando por:

- Acesso negociado (é exigido que as empresas de gás natural publiquem as suas principais condições comerciais de utilização da rede);
- Acesso regulado.

A negação para o acesso à rede poderá se dar com base na falta de capacidade existente e/ou na impossibilidade do cumprimento das obrigações de serviço público, em decorrência do acesso.

Uma ferramenta essencial para essa competição é a preservação do livre acesso para as redes de distribuição e transporte. Entretanto, a liberação do mercado, visando aumentar a competição entre os agentes, não é de fácil implementação. Segundo Percebois (1999), as principais características em que podem ser classificados os países europeus da União Européia são:

- Países que a indústria do gás natural é relativamente integrada e ainda não sofreu desregulamentação. França, Itália, Grécia, Irlanda (capital estatal predominante) e Bélgica (capital privado predominante);
- Países em que o processo de desregulamentação foi iniciado, mas ainda a integração não é predominante. Holanda, Espanha e Alemanha, os dois últimos com a cadeia já privatizada;
- Países onde a desregulamentação, desverticalização e privatização são mais avançadas, no caso somente a Grã-Bretanha.

Para Percebois (1999), a promulgação da Diretiva 98 é um grande passo, mas ainda inicial pra a transformação da cadeia da indústria e o atingimento do

objetivo principal que é o benefício econômico. Existem algumas questões que precisam ser respondidas tais como: A real definição do que é serviço público; como deverá ser o regulador no futuro; como compatibilizar as opções de política energética dos países membros. Na tabela 4, observa-se que os Estados –Membros tem diferentes estruturas reguladoras, mas seguindo a Diretiva 98.

Tabela 4. Competências das Agências Reguladoras

	Condições de Acesso	Resolução de Conflitos	Nº de funcionários	Orçamento Anual Base 2002 (Milhões de Euros)
<b>Austria</b>	Regulador	Regulador	45	9
<b>Bélgica</b>	Regulador	Regulador	68	3
<b>Dinamarca</b>	Regulador	Regulador	30	15
<b>França</b>	Ministério	Regulador	80	9
<b>Finlândia</b>	Regulador	Regulador	15	1
<b>Alemanha</b>	s/ regulador	Defesa Econômica	-	-
<b>Irlanda</b>	Regulador	Regulador	31	6
<b>Itália</b>	Regulador	Regulador	86	18
<b>Luxemburgo</b>	Regulador e Ministério	Regulador	2	-
<b>Holanda</b>	Híbrido	Defesa Econômica	55	6
<b>Espanha</b>	Ministério	Regulador	52	19
<b>Suécia</b>	Regulador	Regulador	33	3
<b>Portugal</b>	Sem entidade reguladora para setor do gás			
<b>Grécia</b>	Sem entidade reguladora para setor do gás			
<b>UK</b>		Regulador	330	58
<b>Estônia</b>	Regulador	Regulador	12	0,3
<b>Latvia</b>	Regulador	Regulador	68	0,5
<b>Lituânia</b>	Regulador	Regulador	58	0,6
<b>Polônia</b>	Regulador	Regulador	257	8
<b>Rep. Checa</b>	Regulador	Regulador	69	3,2
<b>Eslováquia</b>	Ministério	Regulador	50	1,5
<b>Hungria</b>	Ministério	Regulador	88	4,4
<b>Eslovênia</b>	Regulador	Regulador	21	1,9
<b>Romênia</b>	Regulador	Regulador	64	3,7
<b>Bulgária</b>	Regulador	Regulador	85	0,7
<b>Turquia</b>	Regulador	Regulador	170	8

Fonte: ANP, 2003a

A reestruturação na indústria do gás natural na União Européia, abrindo os acessos poderá trazer maior desenvolvimento, havendo então a necessidade de limitação de rendas de monopólio que ainda estiverem ocorrendo. Para isso, é



necessário que se construa uma 'nova regulação' nesses países, primeiramente pelos governos federais e depois pela própria União Europeia (ANP,2003a)

As principais alterações propostas para a Diretiva 98/33/CE estão evidenciadas na tabela 5.

Tabela 5 – Resumo das principais alterações propostas pela Diretiva Europeia – Mercado de Gás Natural

DIRETIVA 98/33/CE	ALTERAÇÕES PROPOSTAS
<b>ÂMBITO DA APLICAÇÃO</b>	
- GN, INCLUINDO GNL	- GN, INCLUINDO GNL, BIOGÁS E GÁS NATURAL PROVENIENTE DE BIOMASSA (DESDE QUE SEJA INJETADO NA REDE DE GN)
<b>ABERTURA DE MERCADO (CONSUMIDORES LIVRES)</b>	
- PELO MENOS, 20% DO CONSUMO TOTAL ANUAL DO ESTADO-MEMBRO; - 28% DO CONSUMO TOTAL ANUAL ATÉ 2003; - 33% ATÉ 2008	- CLIENTES NÃO-DOMÉSTICOS ATÉ 1/07/2004; - TODOS OS CLIENTES ATÉ 01/07/2007
<b>ACESSO A TERCEIROS NA REDE DE TRANSPORTE</b>	
- REGULADO OU NEGOCIADO	- REGULADO PARA TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO; - REGULADO OU NEGOCIADO PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO E FLEXIBILIDADE
<b>CRIAÇÃO DE ENTIDADE REGULADORA NOS ESTADO-MEMBROS</b>	
	- DESIGNAÇÃO DE ENTIDADE REGULADORA NACIONAL, INDEPENDENTE DOS INTERESSES DO SETOR DE GÁS, COM A RESPONSABILIDADE DE ACOMPANHAMENTO CONTÍNUO DO MERCADO PARA GARANTIR A NÃODISCRIMINAÇÃO, UMA CONCORRÊNCIA EFETIVA E O BOM FUNCIONAMENTO DO MERCADO
<b>RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS</b>	
- CADA ESTADO-MEMBRO DESIGNARÁ UMA AUTORIDADE COMPETENTE, QUE DEVE SER INDEPENDENTE DAS PARTES, PARA RESOLVER PRONTAMENTE OS LITÍGIOS RELATIVOS ÀS NEGOCIAÇÕES EM QUESTÃO.	- A ENTIDADE REGULADORA AGIRÁ COMO ENTIDADE INDEPENDENTE PARA A RESOLUÇÃO DE CONFLITOS
<b>CONDIÇÕES PARA A FLEXIBILIZAÇÃO – DERROGAÇÕES PREVISTAS</b>	
ÀS EMPRESAS DE GÁS NATURAL QUE SE DEPARAREM COM GRAVES DIFICULDADES ECONÔMICAS E FINANCEIRAS DEVIDO AOS COMPROMISSOS ASSUMIDOS NO ÂMBITO DE CONTRATOS "TAKE OR PAY":	
- FLEXIBILIZAÇÃO PARA ACESSO A TERCEIROS	- FLEXIBILIZAÇÃO PARA ACESSO A TERCEIROS
AOS MERCADOS EMERGENTES, CARACTERIZADOS PELA CONDIÇÃO DE QUE "O PRIMEIRO FORNECIMENTO COMERCIAL DO SEU PRIMEIRO CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL DE LONGA DURAÇÃO TENHA SIDO EFETUADO HÁ MENOS DE DEZ ANOS."	
OU	
AO ESTADO-MEMBRO QUE JULGAR QUE A APLICAÇÃO DA DIRETIVA PROVOCARÁ GRAVES PROBLEMAS NUMA ZONA GEOGRÁFICA LIMITADA, EM PARTICULAR NO QUE CONCERNE AO DESENVOLVIMENTO DA ESTRUTURA DE TRANSPORTE, NO SENTIDO DA NÃO INIBIÇÃO DOS INVESTIMENTOS:	

DIRETIVA 98/33/CE	ALTERAÇÕES PROPOSTAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO NAS REGRAS DE CONCESSÃO DE AUTORIZAÇÕES PARA A CONSTRUÇÃO/OPERAÇÃO DE DUTOS;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO DAS METAS PARA A ABERTURA DO MERCADO DE GÁS E VENDA DIRETA AOS CONSUMIDORES</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO NAS REGRAS DE CONCESSÃO DE AUTORIZAÇÕES PARA A CONSTRUÇÃO/OPERAÇÃO DE DUTOS;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO DAS METAS PARA A ABERTURA DO MERCADO DE GÁS E VENDA DIRETA AOS CONSUMIDORES;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO NAS REGRAS PARA SEPARAÇÃO LEGAL DE EMPRESAS INTEGRADAS;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO PARA O ACESSO À REDE</li> </ul>
CONDIÇÕES PARA A FLEXIBILIZAÇÃO – DERROGAÇÕES PREVISTAS	
AOS ESTADOS-MEMBROS QUE NÃO DISPONHAM DE UMA LIGAÇÃO DIRETA À REDE INTERLIGADA DE QUALQUER DOS DEMAIS ESTADOS-MEMBROS E TENHAM APENAS UM FORNECEDOR EXTERNO PRINCIPAL:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO NAS REGRAS DE CONCESSÃO DE AUTORIZAÇÕES PARA A CONSTRUÇÃO/OPERAÇÃO DE DUTOS;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO DAS METAS PARA A ABERTURA DO MERCADO DE GÁS E VENDA DIRETA AOS CONSUMIDORES</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO NAS REGRAS DE CONCESSÃO DE AUTORIZAÇÕES PARA A CONSTRUÇÃO/OPERAÇÃO DE DUTOS;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO DAS METAS PARA A ABERTURA DO MERCADO DE GÁS E VENDA DIRETA AOS CONSUMIDORES;</li> <li>- FLEXIBILIZAÇÃO NAS REGRAS PARA SEPARAÇÃO LEGAL DE EMPRESAS INTEGRADAS</li> </ul>

## 8.2 - ARGENTINA

Com a criação da entidade reguladora ENARGAS – Ente Nacional Regulador Del Gas em 1992, iniciou-se na Argentina a reestruturação da indústria do gás natural. Essa autarquia do Ministério de Economia visou o melhoramento da qualidade de serviço, aumento dos índices de segurança e adequação do quadro tarifário às necessidades da realidade econômica. A lei 24.076, de junho de 1992, estabeleceu os seguintes aspectos:

- Promover a competição nos mercados, encorajar os investimentos e melhorar a eficiência no transporte, distribuição e uso do gás natural;
- O transporte e a distribuição do gás natural deveriam ser realizados por pessoas jurídicas de direito privado, por meio de licenças, concessões ou serviços de transporte, o estado poderá participar nestas atividades nos casos em que a iniciativa privada não quiser participar;
- O livre acesso de terceiros para os sistemas de transporte e distribuição, seria restringido só pelas capacidades disponíveis;
- A importação de gás natural é totalmente livre e as exportações estão sujeitas às aprovações da Secretária de Energia da Nação e só são autorizadas caso não afetem o fornecimento interno;
- Limitações à integração vertical.

Para consecução dos objetivos acima, foram fixados importantes condições e limites aos agentes do sistema. Destacam-se (KRAUSE, 1998):

- Produtores, armazenadores, distribuidores e consumidores não podem ter "participação controlante" nas empresas de transporte;

- 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*).

A proibição relativa a participações cruzadas nada mais é do que o esforço para garantir que o livre acesso seja garantido. 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. 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.

Antes da reforma, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E. (YPF S.E.) concentrava toda a disponibilidade de gás natural da Argentina, pela produção direta dele ou por meio de contratantes, vide Tabela 6. No final da década dos 80, cerca de 10% da oferta total de gás natural se originava da importação de Bolívia. Por outro lado, a companhia de Gás do Estado era responsável pelo transporte, tratamento e distribuição de gás natural. Todo o gás natural captado para sua comercialização era entregue pela YPF S.E. a Gás do Estado, a um preço de transferência fixado pela Secretária de Energia. 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, com 62% das reservas e 56% do gás comercializado em 1996. A privatização da Gas del Estado deu origem à criação de duas empresas especializadas no transporte, sem exclusividade geográfica: Transportadora Gas Del Norte e Transportadora Gas Del Sur; e de nove empresas de distribuição de gás natural: MetroGas, Litoral Gas, BAN, Cuyana, GasNor, Gas Del Centro, Camuzzi Gas Del Sur, Gas Nea e Camuzzi Gas Pampeana (KRAUSE, 1998).

Tabela 6 – Organização da Indústria Argentina de Gás

	<b>Antes da Reestruturação</b>	<b>Depois da Reestruturação</b>
<b>2 Produção</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Preço regulado</li> <li>- Mercado concentrado</li> <li>- Ministério de Obras e Serviços Públicos estabelece os preços do gás</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Preço negociado livremente</li> <li>- Mercado menos concentrado</li> <li>- Engraxas autoriza a tarifa e as variações do preço do gás</li> </ul>
<b>Transporte e Distribuição</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gas Del Estado, estatal, único comprador e vendedor de gás</li> <li>- Ministério de Obras e Serviços Públicos estabelece tarifas para usuários</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 Cias. De Transporte</li> <li>- Mercado de acesso aberto</li> <li>- Tarifas reguladas</li> <li>- Transportadoras não podem comprar nem vender gás</li> <li>- 9 Cias. De distribuição</li> <li>- Lucros derivados exclusivamente do serviço de distribuição</li> </ul>
<b>3 Regulação</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secretaria de Energia</li> <li>- Gas Del Estado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Secretaria de Energia (exploração e produção)</li> <li>- Enargas (transporte e distribuição)</li> </ul>

Fonte: KRAUSE, 1998.

Enquanto o preço do gás natural do produtor é negociado livremente, as tarifas de distribuição são reguladas pela ENARGAS, através de um sistema de *price-cap*, e são divididas em: residencial, para serviços em geral, interruptível, grandes consumidores e automotivo. Todas as tarifas são binomiais, compostas de um termo referente ao consumo efetivo do consumidor no período e um componente fixo. Para o segmento de grandes consumidores, a tarifa também contém um

componente proporcional à capacidade reservada no gasoduto para atender esse consumidor.

As tarifas de gás natural podem alteradas de acordo com três tipos de reajustes tarifários:

- Periódico com tratamento pré-estabelecido – variação no preço do gás comprado, custo no preço do transporte e variações nos indicadores do mercado internacional;
- Ocasional – alterações na legislação tributária, que incidem nas tarifas do gás natural ou circunstâncias objetivas e justificadas;
- Revisões Quinquêniais – os valores máximos das tarifas são reajustados em função das variações do indicador PPI (indicador financeiro), bem como ajustes derivados de ganhos de produtividade das empresas, que são repassados aos consumidores cativos (Fator X).

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.

- promover a competitividade entre os agentes econômicos;
  - restringir a integração vertical;
  - permitir o livre acesso à rede de transportes;
  - desenvolver mercados secundários e criar condições para a entrada de novos agentes no mercado;
  - implantar estrutura regulatória estável, clara, transparente e previsível, de forma a adaptar a regulação a condições de mudança, conferir poder à autoridade para manter a estrutura legal atualizada e oferecer procedimentos transparentes.
- 
- Portarias ANP nº 41 e 42 (trata das especificações do gás natural para efeito de comercialização);
  - Portaria ANP nº 43 (trata das questões atinentes à importação do gás natural por empresas nacionais);
  - Portaria ANP nº 169 (primeira tentativa no sentido de tratar as questões referentes ao livre acesso. Revogada);
  - Portaria ANP nº 170 (regulamenta os dispositivos atinentes à construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência de gás natural. Prevê que a autorização aconteça em dois momentos distintos: num primeiro momento, é conferida a autorização para a construção, observados os critérios devidamente estabelecidos pela ANP para, num segundo momento, desde que também observadas tais disposições, sejam conferidas as autorizações para operação);



- Resoluções ANP nº 27, 28 e 29 de outubro de 2005 (outra tentativa no sentido de regulamentar a questão do livre acesso aos gasodutos, bem como os critérios para a determinação de tarifas).

Ao longo dos últimos anos, a indústria do gás passou por um processo de reestruturação importante, mas que, no entanto, não atendeu aos anseios do mercado, desencorajando os investimentos advindos da iniciativa privada que se pretendia.

Faz-se necessário que as autoridades governamentais sinalizem rapidamente com políticas públicas consistentes para o setor, bem como com um sistema regulatório eficiente, que contemple as particularidades e complexidades da indústria gasífera, no sentido de atrair investimentos, necessários à expansão e ao incremento da participação do gás natural na matriz energética brasileira. Uma indústria de gás nascente, como a brasileira, é caracterizada pela insuficiência de infra-estrutura de transporte e distribuição e, assim, pela alta interdependência entre as decisões de investimento dos agentes que operam nos diferentes segmentos da cadeia da indústria do gás natural.

A razão econômica básica da elevada interdependência das decisões de investimento nos segmentos da cadeia da indústria de gás natural reside na evolução decrescente dos custos marginais de expansão, um atributo característico à evolução das indústrias de rede.

Na fase infante do ciclo de vida das indústrias de rede, o objetivo fundamental de uma política regulatória setorial é o de promover prioritariamente os investimentos em condições de custo que estimulem a demanda do produto/serviço a preços competitivos para os consumidores. Nesse intuito, o arcabouço regulatório não pode ignorar as restrições objetivas de incerteza e risco para a realização de investimentos, dado que as decisões de investimento em um dos segmentos só se viabilizam em concomitância às decisões de investimento nos outros segmentos da cadeia.

Além disso, questões como o livre acesso na distribuição por exemplo, de extrema importância para o desenvolvimento do setor, ainda não foram tratadas de forma adequada, a incentivar a participação de novos agentes, postergando sobretudo, o maior desenvolvimento dos setores de comercialização e exploração do insumo. Isso deveu-se , principalmente ao mercado de gás natural ser relativamente novo. O livre acesso carece de regulamentação definida pela ANP, com mecanismos que possam proteger de certa forma, pelo menos, por um primeiro período, os novos investidores, uma vez que o mercado de gás natural tem praticamente, um único fornecedor, com ganho de escala e participação em toda cadeia do gás natural e em quase todas distribuidoras no país.

Existe o trade off entre aumentar a receita da transportadora com a maximização o fluxo de gás através do gasoduto e diminuir a receita da produtora em função da entrada de novos fornecedores de gás. Caso seja mais vantajoso manter seu mercado cativo, a Petrobrás poderá tomar algumas medidas, no sentido de impedir a entrada de novos grandes agentes no setor.

Devido a isso, o mercado brasileiro deve apresentar uma regulamentação de livre acesso clara e eficiente, pois de nada adiantará a presença de produtores se eles não puderem transportar o gás até os city gates para a distribuição aos consumidores finais e, a duplicação de trechos de transporte do gás natural, além de ser economicamente inviável, vai contra todos os conceitos de que o mercado de gás natural, principalmente no transporte, que é um monopólio natural.

A presença forte da Petrobrás em todos os segmentos do mercado, mesmo após a flexibilização do monopólio advinda da Emenda constitucional nº 9, reforçam a tese de que as mudanças não se operaram de forma a inibir o monopólio na indústria gasífera. Isso deveu-se também ao fato da Petrobrás já deter o monopólio antes da publicação da Emenda. Verifica-se que a estatal possui participação expressiva em todos os segmentos da cadeia, seja na produção, transporte ou distribuição. Neste sentido, a arquitetura do mercado de gás produzido no país tem elevado grau de verticalização, pois a produção e o transporte do gás até os *city gates* são realizados pela Petrobrás (a operação dos dutos de transporte é realizada por sua subsidiária, a Transpetro), enquanto a distribuição do produto aos

consumidores finais fica a cargo das distribuidoras em que a empresa brasileira possui forte participação na maioria delas, ver Tabela 7.

Tabela 7: Participação da Petrobrás nas Distribuidoras

DISTRIBUIDORAS ESTADUAIS	% DE PARTICIPAÇÃO
Algás (AL)	41, 5
BahiaGás (BA)	41, 5
Cebgás (DF)	32, 0
CEG Rio (RJ)	25, 0
Cegás (CE)	41, 5
Compagás (PR)	24, 5
Copergás (PE)	41, 5
Emsergás (SE)	41, 5
Gásmar (MA)	23, 5
Gaspisa (PI)	37, 25
Goiásgás (GO)	28, 17
GVD-ES (ES)	100, 0
MSGás (MS)	49, 0
PBGás (PB)	41, 5
Potigás (RN)	41, 5
Rongás (RO)	41, 5
SCGás (SC)	41, 0
SulGás (RS)	49, 0

Fonte: Portal Gás Energia, 2004.

A empresa adotou uma política de desconto para o óleo combustível, que posterga e/ou inviabiliza a entrada do gás natural em parte para o setor industrial. Esta política de descontos foi a forma encontrada pela Petrobrás para manter parte do mercado que estava perdendo com o aumento da participação do gás natural no

mercado industrial, principalmente nas áreas de concessão da Comgas e a CEG, concessionárias que a Petrobrás não tem participação.

Existe também uma necessidade operacional da Petrobrás continuar a vender o óleo combustível. Como o petróleo extraído no Brasil é um petróleo pesado, em seu processamento nas refinarias, há uma considerável produção de sub-produtos como o resíduo asfáltico, que é transformado em óleo combustível, basicamente com a adição de produtos de maior valor agregado como a gasolina e o querosene de aviação. Um outro destino para esse sub-produto é a produção de coque verde. Algumas refinarias no país já estão transformando o resíduo asfáltico em coque verde, como a REPLAN, em Paulínia, SP.

Como uso do gás natural exige vultosos investimentos financeiros na infraestrutura necessária ao fornecimento do consumidor final, o gás natural é um energético que enfrenta forte concorrência, em especial do óleo combustível. Assim, o desenvolvimento do mercado para o gás natural pressupõe um preço final que permita deslocar outros insumos energéticos.

A Petrobrás detém praticamente toda a rede de gasodutos, determinando preços e limitando o acesso de terceiros, prejudicando sobremaneira a implantação de um modelo que contemple o livre acesso, além de dominar praticamente todo o setor de exploração (cerca de 95%).

No caso específico do gasoduto Brasil Bolívia, a Petrobrás passou a produzir, distribuir e comercializar o gás natural produzido na Bolívia, em parceria com a Repsol e Totalfina, atuando de forma maciça em toda cadeia. Além disso, tem participações significativas nas termelétricas a gás natural, ver Tabela 8.

Tabela 8: Participação da Petrobrás nas Termelétricas

USINA	% DE PARTICIPAÇÃO
Canoas (RS)	100
Nova Piratininga (SP)	80
Norte Fluminense (RJ)	10
VEG Araucária (PR)	20
Ibiritermo (MG)	50
Termo Gaúcha (RS)	25
Três Lagoas (MS)	100
Termoaçu (RN)	30
Term. Sergipe (SE)	20
TermoBahia (BA)	49
FAFEN (BA)	20
Termo Rio (RJ)	43
CCBS-RPBC (SP)	27
Termo Alagoas (AL)	20
Paraíba (PB)	25

Fonte: Petrobras, 2004

Para a indústria do gás natural ter melhorados seus níveis de atratividade e competição, é necessário que haja uma clara separação entre as atividades tipicamente monopolistas (transporte e distribuição) e as atividades potencialmente concorrenciais (produção e comercialização). Essa separação deve se refletir também na estrutura tarifária estabelecida para o setor e na organização jurídica e contábil das empresas, permitindo que órgãos reguladores, consumidores e demais agentes do mercado visualizem claramente a distinção entre o produto gás natural e o serviço de entrega desse produto. Com essa separação, haverá maior transparência na cadeia, propiciando a entrada de novos investidores, aumentando a rede de gasodutos instalada. A regulação incidente sobre os controladores da rede

física de transporte e distribuição deve permitir o livre acesso de terceiros aos dutos, mediante o pagamento de uma tarifa de acesso.

Esse "livre acesso" à rede física permite a desvinculação efetiva entre o produto gás natural e o transporte deste produto ao consumidor final, abrindo espaço para que terceiros (produtores e comercializadores) utilizem a rede física, independentemente de quem as controle.

A indústria do gás natural, de forma similar ao setor elétrico, caracteriza-se por uma indústria de rede, constituem-se de atividades potencialmente competitivas, dependentes da utilização das redes de transporte e de distribuição, atividades caracterizadas como monopólios naturais de fato. As características principais de uma indústria de rede são:

- equilíbrio instantâneo necessário entre a oferta e a demanda, dadas as dificuldades técnico-econômicas de estocagem;
- grandes investimentos de capital;
- economias de escala no transporte e na distribuição;
- existência de custos comuns e conjuntos que resultam em economias de escopo na provisão de múltiplos serviços;
- manutenção de uma certa capacidade ociosa, que somada à existência de uma descontinuidade técnica na expansão, requer o crescimento da oferta à frente da demanda;
- existência de segmentos de monopólio natural e atividades potencialmente competitivas (compra e venda de produto), que podem ou não estar sendo exploradas de forma competitiva, e que dependem essencialmente de acesso à rede.

A indústria do gás natural tem alto grau de similaridade com o modelo implantado no setor elétrico com a reforma do Estado. Algumas comparações são descritas a seguir:

*Transporte:*

Para o setor elétrico existe a lei nº 8.987/95 que estabelece que o serviço de transmissão é uma concessão à iniciativa privada, onde são exigida licitação prévia, com inúmeros dispositivos que conferem mais segurança e estabilidade, conferindo atratividade ao investidor privado. Para o setor do gás natural, o transporte se dá mediante autorização concedida pela administração pública, sem licitação prévia, nem instrumentos legais que garantam manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e/ou indenização caso a administração altere o contrato e/ou extinga-o unilateralmente.

*Tarifas:*

No setor elétrico, as tarifas são previamente estabelecidas, no processo licitatório das respectivas linhas de transmissão, conferindo mais segurança aos investidores. No setor do gás natural, as tarifas e as condições técnicas são negociadas entre usuários e proprietários do gasoduto, sendo pouco eficaz diante do poder de mercado dos transportadores e das características de monopólio natural que marcam essas instalações. Como a ANP pratica uma regulação tarifária indireta, ela somente participa da negociação caso não haja acordo das tarifas entre os agentes. Com o estabelecimento de regras claras sob as quais os serviços de transporte deverão ser prestados, bem como o mecanismo de manutenção do seu valor ao longo do tempo de duração do projeto, ficam garantidas as condições de financiamentos e as receitas a serem auferidas pela execução do serviço de transporte, a fim de permitir a recuperação e a adequada remuneração dos capitais envolvidos.

### *Regulação:*

No setor elétrico, o ONS coordena as diversas relações contratuais celebradas ao longo da cadeia do setor. No setor do gás natural, à medida que houver uma desverticalização no setor, surgindo novos *players* e novas relações contratuais, será necessária a presença de um regulador que coordene de forma eficaz e imparcial os contratos e relações. Além disso, a exploração, produção, importação e transporte estão sob regulação federal pela ANP e a distribuição, por reguladores estaduais, com diferenças de legislações, provocando conflitos e insegurança.

## **9.1 - A LEI Nº 9.478/97 – “LEI DO PETRÓLEO”**

A Lei nº 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo, é um marco regulador de grande importância para a estruturação do mercado, pois criou alguns dispositivos condizentes com a indústria do gás natural, mesmo que de forma ainda incipiente, mas esse instrumento legal dá mais ênfase à indústria do petróleo, o que facilmente se pode explicar, se considerarmos a importância, bem como o grau de maturação desta indústria no cenário nacional.

As premissas para a elaboração dessa lei, diz respeito às mudanças ocorridas em razão da reforma pela qual o Estado brasileiro, seguindo uma tendência mundial, sobretudo sob influência de fortes economias capitalistas, como EUA e Reino Unido, submeteu-se a um novo modelo econômico neoliberal, que preconizava a visão de que pressões competitivas e alternativas de suprimento gerariam benefícios ao consumidor e à sociedade. Esta lei tem como objetivos: a atração de investimentos privados; viabilização da entrada de novos agentes, introduzindo concorrência no suprimento de gás e proteção dos interesses do consumidor.



A ANP é instituída para ser o regulador como o papel da implementação da política nacional de gás natural, dentre outras atribuições mais específicas, consistindo em uma regulação tarifária indireta (resolução de conflitos entre agente para o estabelecimento da tarifa de transporte; acesso negociado e separação da atividade de transporte).

A Lei nº 9.478/97 estabeleceu diversas metas, mas o mesmo não aconteceu em relação aos instrumentos para implementá-las, causando um grande descompasso entre os objetivos pretendidos e os efetivamente alcançados.

A Portaria ANP nº 169 que regulamentaria a questão do livre acesso, possibilitando a inserção de novos agentes, sobretudo nos setores de produção e comercialização, sendo de extrema importância para o desenvolvimento do setor, foi revogada.

Recentemente, foram editadas as Resoluções nº 27, 28 e 29, que têm por objeto, mais uma vez, o trato das questões atinentes ao livre acesso, bem como critérios para o cálculo de tarifas. No entanto, o mercado sinaliza no sentido de que instrumentos que confirmem mais segurança sob o ponto de vista legal e institucional são necessários, no sentido de viabilizar os investimentos. O setor de transporte, sobretudo, cujas características demandam capital intensivo, bem como longos prazos de maturação, atrelados a complexas questões ambientais, carecem de dispositivos que confirmem mais segurança aos investimentos, vitais para o seu desenvolvimento. Ainda que houvesse a disponibilidade do gás natural em território nacional em quantidade suficiente para suprir toda a demanda, não haveria, em contrapartida, a disponibilidade de gasodutos para o transporte, situação que precisa ser revista e revertida em tempo hábil, sob pena de revisão das metas de crescimento para o setor, o que prejudicaria, por conseguinte, as metas de crescimento do país.

A ANP, cuja função consiste em não permitir a apropriação das rendas do monopólio, bem como aplicação do princípio de não discriminação na prestação do serviço, elaborou uma série de propostas que deveriam constar de um novo marco regulatório do gás natural:

- Adoção do regime de concessão para o exercício da atividade de transporte do gás natural (procedimento público de oferta e alocação de capacidade; licitação de novos projetos; contratos de concessão, para o exercício da atividade de transporte de gás natural com as empresas transportadoras proprietárias dos gasodutos de transporte existentes seriam celebrados dentro de um prazo de 180 dias, dispensando-se a licitação);
- Estabelecimento da regulação de estrutura na indústria, por parte da ANP (possibilidade, dada ao regulador, de impor limites e condições para a participação cruzada de agentes econômicos, conforme as condições de mercado);
- Introdução da regulamentação, em regime de autorização, das atividades de liquefação e regaseificação do gás natural;
- Introdução da regulamentação, em regime de concessão, da atividade de armazenagem em formações geológicas naturais;
- Proposta de regulamentação básica para a distribuição do gás natural canalizado, atividade explorada pelos Estados, conforme preceitua o art. 25, da Constituição Federal de 1988;
- Criação do Operador do Sistema de Gás Natural - ONGÁS.

## **9.2 - PROJETOS DE LEI DO GÁS NATURAL**

Os Poderes Legislativo, por meio do Senador Rodolpho Tourinho, e Executivo, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), elaboraram, respectivamente, os Projetos de Lei nº 226/05 e nº 6.673/06. Os principais pontos dos Projetos de Lei 226/05 e 6.673/06 analisados neste trabalho são: acesso e prazo de carência; regime de outorga; operador do sistema; papel do transportador; e tarifas de transporte.

### **9.2.1- ACESSO E PRAZO DE CARÊNCIA**

O Projeto de Lei nº 226/05, determina, em seu artigo 30, que o acesso às instalações de transporte dutoviário de gás natural será assegurado a qualquer carregador, mediante o pagamento da tarifa correspondente. O acesso dar-se-á por meio de oferta pública de capacidade, que deverá ser promovida pelo transportador sempre que houver capacidade disponível de transporte ou capacidade ociosa de transporte, não sendo estabelecido prazo de proteção para os gasodutos de transporte.

No Projeto de Lei nº 6.673/06, o acesso aos gasodutos de transporte deverá ser garantido a terceiros, podendo ser efetuado, dentre outras formas previstas em regulamentação, por contratação de serviço de transporte (i) firme em capacidade disponível; (ii) interruptível em capacidade ociosa; e (iii) extraordinário em capacidade disponível. O acesso aos dutos será realizado, primeiramente, sobre a capacidade disponível e, somente após sua integral contratação, restará salvaguardado o direito de acesso à capacidade ociosa.

Nesse PL, o acesso ao serviço de transporte firme em capacidade disponível ocorrerá através de chamada pública, ao passo que o acesso aos serviços de transporte interruptível e extraordinário dar-se-á na forma da regulamentação, assegurada a publicidade, transparência e garantia de acesso a todos os interessados. Caberá ao MME definir as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte e fixar o período de exploração exclusiva da capacidade contratada pelos carregadores iniciais, enquanto a ANP terá como tarefas regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos. Para os empreendimentos em processo de licenciamento ambiental ou já autorizados pela ANP até a data de publicação da Lei, o período de carência para os carregadores iniciais será de dez anos, contados do começo da operação comercial dos respectivos gasodutos de transporte.

#### **9.2.2 - REGIME DE OUTORGA**

O Projeto de Lei nº 226/05 estabelece que as atividades de importação, exportação, processamento, construção e operação de unidades de compressão, descompressão, liquefação e regaseificação de gás natural serão submetidas ao regime de autorização, ao passo que o transporte dutoviário e a armazenagem de gás natural, ao regime de concessão. Com base em estudos setoriais e técnicos desenvolvidos pelo órgão competente ou por qualquer interessado, o Poder Executivo definirá os novos gasodutos de transporte a serem objeto de concessão. As atividades de transporte dutoviário e de armazenagem de gás natural serão concedidas mediante processo licitatório.

O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério de menor receita anual requerida, com fiel observância aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes, sendo tal receita calculada a partir da multiplicação da capacidade de

transporte projetada do gasoduto pela tarifa máxima de transporte prevista. O processo licitatório será precedido de concurso público de oferta e alocação de capacidade, com o objetivo de se identificarem os carregadores e dimensionar-se a capacidade de transporte do novo gasoduto. As autorizações outorgadas pelo Poder Executivo antes da entrada em vigor da Lei do Gás, independentemente da fase de instalação ou operação do gasoduto de transporte, serão consideradas válidas por cento e oitenta dias.

No Projeto de Lei apresentado pelo Poder Executivo, as atividades que submeterão-se exclusivamente ao regime de autorização são: refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, acondicionamento, importação e exportação de gás natural. O transporte e a armazenagem de gás, no entanto, poderão sujeitar-se tanto ao regime de autorização como ao de concessão, neste último caso, através de processo licitatório. Ficará ao cargo do MME definir o regime a ser adotado, na forma da regulamentação pertinente. A licitação para a concessão, ou a outorga de autorização para o exercício da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos, obedecerá ao disposto na Lei do Gás e na Lei nº 9.478, de 1997, no que couber, e será precedida de chamada pública para a contratação de capacidade, com o objetivo de se identificarem os potenciais carregadores e dimensionar-se a demanda efetiva. O critério para a seleção da melhor proposta neste processo será o de menor receita anual, na forma da regulamentação e do edital.

Por meio de delegação do MME, a referida Agência poderá celebrar os contratos de concessão, cujos prazos serão de, no máximo, 35 anos, incluídas eventuais prorrogações, quando for o caso.

O Projeto de Lei nº 6.673/06 dispõe que a outorga de autorizações e concessões para a exploração das atividades econômicas por ele tratadas correrão por conta e risco do empreendedor, não se constituindo, em qualquer hipótese, prestação de serviço público, na forma do § 1º do artigo 177 da Constituição da República Federativa do Brasil. Assim, os novos contratos de

concessão, ou a outorga de autorização, para ampliação de instalação de transporte não prejudicarão os direitos dos transportadores e carregadores previamente existentes, restando ratificadas as autorizações expedidas pela ANP até a data da publicação da Lei. Uma vez extinta a autorização, os bens vinculados à atividade autorizada serão revertidos ao patrimônio da União.

### **9.2.3 - OPERADOR DO SISTEMA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DE GÁS NATURAL**

O Projeto de Lei nº 226/05 prevê a instituição do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (ONGÁS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, a ser organizado na forma de associação civil, tendo como associadas as empresas titulares de concessão ou autorização para o exercício das atividades da indústria do gás natural e empresas usuárias deste energético. O ONGÁS possuirá como objetivo maior a promoção do uso eficiente dos gasodutos de transporte e unidades de armazenagem de gás natural, de modo a ampliar a confiabilidade do sistema e a eliminar condutas discriminatórias, cabendo-lhe, para tanto, uma série de atribuições constantes do artigo 7º.

O Projeto de Lei nº 6.673/06, estabelece, que incumbirá à ANP supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte e coordená-la em situações caracterizadas como de emergência ou força maior, enquanto o MME definirá as diretrizes para a coordenação das operações da rede de movimentação de gás natural em situações caracterizadas como de emergência ou força maior, reconhecidas pelo Presidente da República, por meio de decreto. Caberá também à ANP as atividades de (i) supervisão dos dados e informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte; (ii) manutenção do banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás natural permanentemente atualizado, subsidiando o MME com as

informações sobre necessidades de reforço ao sistema; (iii) monitoramento das entradas e saídas de gás natural das redes de transporte, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes; (iv) publicidade das capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e as modalidades possíveis para sua contratação; e (v) definição de padrões e parâmetros para a operação e a manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural.

Tendo em vista a complementaridade e, até mesmo, superposição de atribuições de um eventual Supervisor de Movimentação de Gás Natural em relação à parte das incumbências da ANP, este deveria ser criado, em caráter definitivo, como órgão interno a tal Agência, aproveitando-se, inclusive, a estrutura já em operação do Centro de Monitoramento de Gás Natural (CMGN) desta autarquia, que guarda uma base de dados históricos específica e possibilita a fiscalização dos procedimentos de despacho de gás nas instalações de transporte, como (i) utilização das instalações; (ii) possíveis restrições (gargalos) nas malhas; e (iii) inversões de fluxo nos dutos, fornecendo, ainda, os dados necessários para a atuação da ANP em questões relacionadas à segurança operacional e ao meio ambiente.

#### **9.2.4 – NOVOS DUTOS E EXPANSÕES**

Com relação às expansões dos gasodutos, o Projeto de Lei nº 226/05 propõe que o transportador submeta ao Poder Executivo projeto para a expansão do gasoduto de transporte, nas hipóteses previstas no contrato de concessão ou em circunstâncias que a justifiquem. A solicitação de expansão poderá ser realizada por qualquer empresa transportadora ao Poder Executivo, desde que mediante justificativa fundamentada. A implementação do projeto de expansão será precedida de concurso público a ser promovido

pelo transportador, na forma do regulamento a ser previamente aprovado pelo Poder Executivo, observando-se os princípios de transparência, publicidade e igualdade entre os participantes.

Na proposta apresentada pelo Poder Executivo estabelece, que caberá ao MME propor os gasodutos que deverão ser construídos ou ampliados. A licitação para a concessão ou a outorga de autorização para o exercício da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos obedecerá ao disposto tanto na Lei do Gás como na Lei nº 9.478/97, no que couber, sendo precedida de chamada pública para contratação de capacidade, com o objetivo de se identificarem os potenciais carregadores e se dimensionar a demanda efetiva. Assegurar-se-á ao transportador, cuja instalação estiver sendo ampliada, o direito de preferência, nas mesmas condições da proposta vencedora.

Além disso, é estabelecido que os novos contratos de concessão ou a outorga de autorização para ampliação de instalação de transporte não prejudicarão os direitos dos transportadores e carregadores existentes.

É salutar que tanto a construção de novos gasodutos quanto a expansão de dutos existentes se dêem por meio de um processo de concurso público para a alocação de capacidade, o que é contemplando por ambos os projetos em análise. Desta forma, é possível introduzir a competição no suprimento de gás natural. Entretanto, faz-se importante destacar que tais ampliações devem se dar no mesmo regime de outorga original dos gasodutos. A coexistência de instalações atreladas ao regime de concessão e de instalações atreladas ao regime de autorização pode gerar dificuldades operacionais e sinais negativos aos investidores. Por conseguinte, apenas deveriam ser mantidos sob o regime de autorização os gasodutos de transferência, sendo tratados como uma exceção ao transporte (caso geral), de modo a simplificar-se o processo de outorga para instalações de dedicação exclusiva.



### 9.2.5 - TRANSPORTADOR

No Projeto de Lei nº 226/05 o transportador é definido como “empresa concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto”. Somente poderão obter concessão para o exercício da atividade de transporte de gás natural por meio de dutos as empresas que se dediquem, com exclusividade, a esta atividade e que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos em regulamento. No entanto, faculta ao transportador o exercício da atividade de armazenagem de gás natural, desde que o transportador mantenha a contabilidade distinta para cada uma das atividades por ele realizadas. A comercialização de gás natural por parte do transportador é proibida e este só pode utilizar o gás natural necessário para consumo nas operações de transporte.

No Projeto de Lei nº 6.673/06, o transportador pode ser representado por uma sociedade ou consórcio, cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor. Os autorizados ou concessionários para prestar a atividade de transporte somente poderão explorar as atividades referidas no artigo 65 da Lei nº 9.478/97, incluída a atividade de estocagem.

“Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritária ou minoritariamente, a outras empresas.”

O Projeto de Lei determina, que o transportador deverá permitir a interconexão de outras instalações de transporte e de transferência, nos termos da regulação estabelecida pela ANP, respeitada a especificação do gás natural movimentado e os direitos dos carregadores existentes.

Com relação a este tópico, é importante salientar que a redação proposta no Projeto de Lei nº 226/05 restringe a atuação da Transpetro como transportadora no País, uma vez que esta empresa também constrói e opera dutos e terminais de petróleo e derivados, além de operar frota marítima.

#### **9.2.6 - TARIFAS**

O Projeto de Lei proposto pelo Senador Rodolpho Tourinho, determina que tanto as tarifas aplicáveis à atividade de transporte dutoviário de gás natural quanto os critérios de cálculo e revisão das mesmas sejam fixados em regulamento, tendo os seguintes princípios norteadores: i) garantir o tratamento não discriminatório; ii) guardar relação com o tipo de transporte; iii) garantir a rentabilidade adequada ao transportador; iv) assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; v) garantir a segurança e a confiabilidade dos serviços de transporte; vi) incentivar o transportador a reduzir custos e ampliar a oferta de capacidade de transporte; e vi) refletir as alterações dos tributos incidentes sobre as atividades de transporte de gás natural. Para a publicidade destas tarifas, o transportador deverá publicá-las na forma estabelecida em regulamento. Nenhum tipo de subsídio poderá ser considerado na remuneração de investimentos realizados por empresas privadas, públicas, ou de economia mista.

No Projeto de Lei nº 6.673/06, as tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos, objeto de concessão, serão estabelecidas com base no processo de licitação previsto na própria Lei. Para tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos objeto de autorização, estabelece que estas serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios previamente estabelecidos por esta Agência, conforme regulamentação. Ficam preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data da publicação da Lei. Os contratos de

transporte e as tarifas de acesso devem ser aprovados pelo regulador. Com o objetivo de se garantir a modicidade tarifária e encorajar um ambiente mais competitivo, é importante que as tarifas de transporte sejam aprovadas pela ANP, além de mostrarem-se transparentes e não discriminatórias. Entende-se relevante, também, que os critérios de cálculo e revisão tarifária sejam previamente definidos pelo órgão regulador.

## 10 - CONCLUSÕES

A análise das experiências internacionais do processo de liberalização da indústria de gás natural demonstra a existência de uma multiplicidade de modelos de organização do setor. Essa multiplicidade se deve não apenas à forma dos processos de liberalização, mas também às especificidades tecnológicas e econômicas da indústria de gás natural de cada país.

No capítulo 3, na observação das experiências em outros países, foi fortemente evidenciada a necessidade de uma atuação forte da agência reguladora. A atuação do regulador deve ser forte não só durante a implementação das reformas do processo de liberalização, mas também na regulamentação e na fiscalização das atividades dos agentes depois da introdução da concorrência. Para poder cumprir essa tarefa, a agência reguladora brasileira deve ter as suas competências ampliadas. Os reguladores da indústria de gás natural dos países analisados são responsáveis não só pela regulamentação das atividades dos agentes ao longo da cadeia de gás natural, mas também pela determinação de tarifas, as condições de acesso, a proteção dos consumidores e a qualidade dos serviços prestados.

O estudo das experiências internacionais demonstra que, entre os impactos mais importantes com as mudanças/reformas no setor do gás natural, destacam-se:

- o aumento do número de agentes;
- o surgimento de novos agentes;
- o aumento da capacidade de armazenamento;
- o aumento do consumo de gás no mercado final, especialmente da participação do setor de geração elétrica no consumo total de gás, e;

- o desenvolvimento de novas formas de comercialização de gás e de serviços de transporte.

O impacto que mais afetou o funcionamento da indústria de gás natural foi o desenvolvimento de novas formas de comercialização. Isto porque as novas formas de comercialização tais como o mercado de curto prazo, o mercado secundário e o mercado spot, viabilizaram uma elevação da flexibilidade da indústria.

As experiências internacionais também evidenciaram que a escolha de um modelo regulatório deve ser compatível com a política energética do país. Porém, no Brasil ainda não está muito claro qual será o papel do gás dentro da política energética do país. Foram implementadas mediante a aprovação da Lei do Petróleo em 1997, reformas que quebraram o monopólio legal da empresa estatal e que visaram à introdução da concorrência no setor. Entretanto, diferentemente das experiências internacionais, no Brasil não se modificou a concentração no mercado, de forma que a Petrobrás ainda continua sendo a empresa dominante em quase todos os segmentos ao longo da cadeia de gás.

A introdução de concorrência efetiva no setor, no entanto, depende fundamentalmente da definição de um modelo regulatório pelas autoridades. Definido o modelo regulatório da indústria de gás natural brasileira, o próximo passo do governo, das agências reguladoras e dos players, deverá ser a discussão da forma pela qual o processo de liberalização será conduzido. Já foram introduzidos o livre acesso de terceiros à infra-estrutura e a separação de serviços na indústria de gás natural do Brasil. Porém, ainda há importantes temas que precisam ser discutidos mais profundamente, dentre eles as restrições à participação cruzada, a abertura no mercado final, restrições quanto à forma de concessão dos serviços no segmento de distribuição e restrições à concentração de poder na cadeia do gás natural.

A forma de implementação das reformas determinará também o número de agentes no setor e, conseqüentemente, o volume das transações realizadas na indústria. O aumento do número dos agentes e do volume das transações é fundamental para a formação de um mercado de curto prazo e um mercado secundário, que posteriormente, podem se transformar num mercado spot de gás.

A introdução da concorrência na indústria de gás natural brasileira também depende da evolução do mercado e da estrutura física do setor. O exame das experiências internacionais mostrou que a especificidade do ativo e a maturidade da indústria são alguns dos componentes fundamentais para a redução do custo de transação das relações comerciais do setor. E a redução do custo de transação é uma das condições mais importantes para a substituição da estrutura de coordenação verticalizada por um arranjo institucional no qual o mecanismo do sistema de preços regula as transações da indústria.

A permanente reivindicação por uma legislação própria para a indústria gasífera nacional, levada a efeito pelos agentes nela inseridos, aliada ao estacionamento dos investimentos nas distintas atividades da cadeia impeliram tanto o Poder Legislativo quanto o Executivo a elaborarem os Projetos de Lei examinados ao longo deste trabalho.

Dentre os principais temas contemplados por tais Projetos de Lei, destacam-se o acesso à infra-estrutura dutoviária, o regime de outorga para gasodutos de transporte, a criação de um ator que coordene e supervisione a operação integrada do sistema, o papel do transportador, a armazenagem de gás natural e as questões tarifárias do transporte dutoviário. Dada a complexidade de cada um dos pontos suscitados, estes carecem de uma análise mais meticulosa.

Independentemente do teor de cada um dos Projetos de Lei em tramitação, o encaminhamento dos mesmos ao Congresso Nacional representa um importante avanço na construção deste arcabouço legal, que é indispensável ao desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural.

Outro fator diferenciador das tarifas de distribuição refere-se à origem do gás, se nacional ou importado, este último definido por contrato. Entretanto, o preço de venda do gás nacional do produtor, para as distribuidoras é o mesmo para o Brasil todo, ou seja, a formação de preços do gás produzido não leva em consideração a produção regional do gás natural, nem tampouco se o gás é associado ou não associado.

A indústria do gás no Brasil ainda apresenta desafios característicos de um mercado incipiente, visto que o uso comercial do gás natural no País não data mais do que seis ou sete anos. O grande desafio de curto prazo é vencer a falta de sintonia existente entre os diversos organismos públicos federais e estaduais envolvidos no setor energético brasileiro, o que permitiria uma melhor coordenação de ações políticas e regulação tanto no curto quanto no longo prazo, garantindo uma ampla e adequada sinalização dos objetivos e ações do governo ao mercado.

## 11 - BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, E. *Fundamentos de Economia da Energia: Gás Natural*. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2001.

\_\_\_\_\_. *Experiência Regulatória nos Mercados Maduros: EUA e Reino Unido*. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ: Rio de Janeiro, 2003a.

ALMEIDA, E. e PINTO Jr. *Evolução da Indústria de Gás Natural: Modelos de Regulação e Lições para o Caso Brasileiro*. Rio de Janeiro, outubro, 2005.

ALVEAL, C.; ALMEIDA, E. *Livre Acesso e Investimento na Rede de Transporte da Indústria Brasileira de Gás Natural: questões (im)pertinentes*. Rio de Janeiro: Grupo de Energia- IE/UFRJ, 2001.

ANEEL(Brasil) - Agência Nacional de Energia Elétrica – (<http://www.aneel.gov.br>)

ANP (Brasil). *Descrição da Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2002 a.

ANP (BRASIL) *Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços, Até dezembro de 2001, séries ANP, número IV*, 2002.

BP Statistical Review of World Energy 2005

\_\_\_\_\_. *Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural - SCG/ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2002b.

\_\_\_\_\_. *Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios*. Rio de Janeiro: ANP, 2002c.

\_\_\_\_\_. *Regulação no Mercado Comum Europeu para a Indústria de Gás Natural: principais aspectos*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2003a.

\_\_\_\_\_. *Integração Energética entre Brasil e Argentina: alguns aspectos regulatórios da indústria de gás natural. Primeiro Relatório*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2003b.

\_\_\_\_\_. *Considerações sobre o processo de formação de preços de gás natural no Brasil*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2004

\_\_\_\_\_. *Indústria Brasileira de Gás Natural: aspectos regulatórios e desafios*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2001.



- BRASIL. Constituição Federal de 05 de outubro de 1988.
- BRASIL. Lei Federal 9.478, de 06 de agosto de 1997
- BRASIL. Senado Federal. Projeto de Lei n.º 226/2005.
- BÔAS, Gustavo Vilas; TÁVORA, Patrícia Crichigno. Definição de um novo marco regulatório para a indústria de gás natural no Brasil . Jus Navigandi, Teresina, ano 10, n. 930, 19 jan. 2006.
- CAMACHO, Fernando Tavares. Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil, 2005
- CECCHI, J.C. Processo de Regulamentação do Livre Acesso ao Transporte de Gás Natural e Gás Natural e a Geração Termelétrica. Comissão de Serviços de Infra-estrutura do Senado. Brasília, Novembro de 2003.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética – Balanço Energético Nacional, 2006
- FREITAS, K. Definição Tarifária como Instrumento Regulatório: Precificação do Transporte Dutoviário de Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, dezembro de 2004.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Natural Gas Transportation Organization and Regulation. Paris: OCDE, 1994.
- KRAUSE, G.G., PINTO JÚNIOR, H., “Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: Experiência Internacional”, Nota Técnica nº 03, ANP. Rio de Janeiro, ANP: 1998.
- \_\_\_\_\_, Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: especificidades do caso brasileiro. Nota Técnica ANP nº 17, Rio de Janeiro: ANP, 1998.
- LAUREANO, Fernanda Helena Garcia Cobas. A Indústria de Gás Natural no Brasil e a Viabilização de Seu Desenvolvimento, Instituto de Economia – Rio de Janeiro, 2002
- MARTINS, Maria Paula. Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural – Seminário Internaonal – Rio de Janeiro, Brasil, 2006
- MME – Ministério de Minas e Energia. Portaria n.º 432/03
- Balanço Energético Nacional, Brasília, DF, 2006.
- Balanço Energético Nacional, Brasília, DF, 2007.
- PERCEBOIS, Jacques. The Gas Deregulation Process in Europe: Economic and Political Approach. *Energy Policy*, vol. 27, número 1, pg 9-15, jan. 1999.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.  
Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update. Washington D.C., October  
2003.