

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
ESCOLA DE ECONOMIA DE SÃO PAULO

MATEUS VIEIRA BARROS JÚNIOR

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PROFISSIONAL

MARCO REGULATÓRIO E DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS
NATURAL NO BRASIL

ORIENTADOR: PAULO FURQUIM DE AZEVEDO

SÃO PAULO
2007

MATEUS VIEIRA BARROS JÚNIOR

MARCO REGULATÓRIO E DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS
NATURAL NO BRASIL

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas, como requisito para obtenção do título de Mestre em Finanças e Economia Empresarial.

Campo de conhecimento:
Economia de Empresas

Orientador: Prof. Dr. Paulo
Furquim de Azevedo

SÃO PAULO
2007

MATEUS VIEIRA BARROS JÚNIOR

MARCO REGULATÓRIO E DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS
NATURAL NO BRASIL

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas, como requisito para obtenção do título de Mestre em Finanças e Economia Empresarial.

Campo de conhecimento:
Economia de Empresas

Data de aprovação:

____/____/____

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Paulo Furquim de Azevedo
(Orientador)
FGV-EESP

Prof. Dr. Arthur Barrinuevo Filho
FGV-EESP

Prof. Dr. Zilmar José de Souza
FGV-EESP

SÃO PAULO
2007

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é a conclusão de três anos de muito esforço e evolução na minha vida profissional. Muitas pessoas me ajudaram a encontrar forças para vencer os obstáculos e seguir até o final do curso.

Minha esposa Ana Carolina por seu apoio e incentivo; sua compreensão foi muito importante neste período, durante o qual, tive que conciliar trabalho e estudo.

Gustavo Zevallos, que além de me incentivar, foi compreensivo nos momentos críticos, em que precisei me dedicar à exaustão.

Maurício Nascimento que sempre enxergou a importância deste mestrado como complemento da minha formação profissional.

Meu orientador Paulo Furquim de Azevedo pela experiência, paciência e sabedoria que muito agregou na elaboração deste trabalho.

Minha família que mesmo longe incentivou e torceu para a realização deste mestrado.

RESUMO

A partir da década de 90, a participação do gás natural na matriz energética da América Latina passou a crescer significativamente e a região emergiu como o mercado de mais alto crescimento no mundo. Esse desenvolvimento foi um reflexo da recuperação econômica que impulsionou a demanda por energia. Além disso, a descoberta de novas reservas e a liberalização do mercado nesta região foram responsáveis por este crescimento. O mercado brasileiro de gás natural é incipiente e de história recente, quando comparado a outros países, sendo necessário construir mecanismos para atrair investimentos e melhorar eficiência deste mercado.

O desenvolvimento do setor de gás natural exige grandes investimentos em infra-estrutura. Dado o elevado grau de incerteza no retorno dos investimentos no início da sua fase de desenvolvimento, a indústria é normalmente caracterizada pelo monopólio estatal e por um alto grau de verticalização. Com o objetivo de atrair investimentos estrangeiros e da iniciativa privada os governos de alguns países promoveram reformas regulatórias visando aumentar a garantia de direitos e atrair investimentos para a expansão da infra-estrutura.

A abertura do setor de gás natural criou novos mercados mudando a forma da indústria operar. À medida que os países liberam os preços e baixa as barreiras de entrada, surgem novos participantes promovendo a competição. O aumento da competitividade beneficia a todos dado que os preços são mais competitivos e há uma maior oferta de contratos. Modelos distintos surgem neste processo de liberalização da indústria que refletem o quão avançadas estão as reformas. Qualquer que seja o modelo existente, a regulação tem como objetivo proteger os consumidores finais e os demais agentes do poder de mercado das empresas monopolistas.

Dado esse contexto, esta dissertação tem como objetivo analisar a evolução das reformas regulatórias no Brasil no sentido de promover a competição e atrair investimento privado e assim propor subsídios para a regulação atual. Para tal partimos da análise da estrutura da indústria avaliando o grau de competição em cada elo da cadeia, a regulamentação de preços e o grau de poder de mercado da Petrobras. O suporte teórico da tese é baseado no estudo da teoria dos custos de transação e seu impacto no desenho da regulação. Por fim complementa-se o arcabouço teórico com a análise das diversas estruturas de indústria de gás natural existentes. Cada estrutura de mercado reflete diferentes graus de competição e de interação entre os agentes.

Palavras chave: Gás natural – Regulação – Brasil

ABSTRACT

In the early 1990s, natural gas began playing a major role in the Latin America's energy profile. Discovery of major new gas fields has taken the volume of reserves to unprecedented levels. Renewed economic growth and liberalization of the region's market drove this shift. The Brazilian market is younger than other ones in Latin America. Brazilian government need to implement reforms to improve private sector participation and the attraction of foreign capital improving the market efficiency.

Natural gas industry needs significant investments. In the beginning, the return of investments are uncertain which normally has led the development to be driven by the government. During this phase the industry has a monopolistic model with high verticalization. Some countries promoted reforms in the gas sector to attract investments and increase competition.

Liberalization of natural gas industry has developed new markets that have changed how the industry operates. As countries have deregulated prices and lowered entry barriers in the natural gas industry, many new participants have emerged, promoting competition. The increased competition has benefited everyone through more efficient pricing and greater choice among natural gas contracts. Distinct structural models have emerged in the industry liberalization and reflect how far a country has advanced in its reforms. Whichever the structure, regulation aims to protect both end users and players from the market power of companies operating in the monopolistic segments.

In that context, this article is aimed at analyzing how far the regulatory reforms in Brazil advanced to increase competition and attract private investments. In the end it will be proposed reforms in Brazilian regulation to reach this goal. This analysis consist of evaluate the competitive level in the industry, the pricing regulation and the Petrobras market power. The theoretical bases is based on transactions costs economics and its impact on regulation. Moreover many industry structures are analyzed. Each structure reflects different levels of competition and interaction among participants.

Keywords: Natural Gas – Regulation – Brazil

SUMÁRIO

1	Introdução.....	11
2	Princípios Gerais da Regulação	15
2.1	Custos de transação.....	15
2.2	Características econômicas dos serviços de utilidade pública	18
2.3	Princípios e objetivos da regulação	19
2.4	Ambiente regulatório: governança regulatória e incentivos de regulação...	22
2.4.1	Objetivos da governança regulatória	23
2.4.2	Estrutura de incentivos de regulação – principais instrumentos de regulação ativa.....	24
3	A indústria de gás natural	29
3.1	Atividades da indústria de gás natural	30
3.1.1	Exploração e Produção.....	30
3.1.2	Transporte	30
3.1.3	Comercialização	31
3.1.4	Distribuição	31
3.2	Ciclo inicial de desenvolvimento da indústria	32
3.3	Características do processo de liberalização da indústria de gás natural ..	34
3.4	Formas de Organização da Indústria de Gás Natural.....	36
3.4.1	Integração vertical – monopólio	37
3.4.2	Integração vertical com competição na produção.....	38
3.4.3	Livre acesso à rede de transporte.....	40
3.4.4	Desempacotamento (unbundling) e competição no varejo	43
4	A Indústria Brasileira de Gás Natural	45
4.1	Perfil de oferta e de demanda	45
4.1.1	Perfil da oferta.....	46
4.1.2	Perfil da demanda.....	52
4.2	Cenário Institucional	55

4.2.1	Esfera federal – Agência Nacional do Petróleo.....	57
4.2.2	Esfera estadual – distribuição do gás canalizado	71
4.3	Estrutura da indústria de gás natural no Brasil	73
4.3.1	Gás natural de origem nacional	73
4.3.2	Gás importado da Bolívia.....	74
4.3.3	Gás importado da Argentina	75
5	Diagnóstico do Marco Regulatório.....	77
5.1	Oportunidades de ajuste.....	78
5.1.1	Abertura nas atividades de transporte	79
5.1.2	Abertura no mercado downstream.....	81
5.1.3	Precificação	82
5.2	Subsídios ao desenho do marco regulatório	83
5.2.1	Desverticalização.....	84
5.2.2	By-pass comercial.....	85
5.2.3	Regulação da atividade de transporte	85
5.2.4	Formação de preços	87
5.3	Evolução esperada para a indústria	88
6	Conclusões.....	90
7	Referências Bibliográficas	93

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Modelo 1 (Integração vertical)	37
Figura 3.2 Modelo 2 (competição entre produtores).....	39
Figura 3.3 Modelo 3 (livre acesso e competição no atacado)	41
Figura 3.4 Modelo 4 (desempacotamento e competição no varejo)	43
Figura 4.1 Mapa de Gasodutos no Brasil (2005).....	53
Figura 4.2 A indústria de gás natural no Brasil.....	57
Figura 4.3 Etapas Seleção Agentes para Serviços de Transporte	70
Figura 4.4 Gás de Origem Nacional	73
Figura 4.5 Modelo gás importado da Bolívia	75
Figura 4.6 Modelo gás importado da Argentina.....	76

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 Queima e perda de gás natural (% da produção total)	48
Gráfico 4.2 Evolução da malha de gasodutos (1958–2005).....	52
Gráfico 4.3 Demanda de Gás Natural no Brasil por setor	54
Gráfico 4.4 Volumes importados de gás natural, por empresa.....	63
Gráfico 4.5 Preço no city gate do gás natural nacional, importado e programa PPT	67

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 Produção de Gás Natural no Brasil (segundo semestre de 2005)	47
Tabela 4-2 Capacidade nominal de processamento de gás natural (Maio 2006)..	49
Tabela 4-3 Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural (maio 2006)	50
Tabela 4-4 Dutos de transporte de gás natural importado	50
Tabela 4-5 Dutos de transporte de gás natural de produção nacional	51
Tabela 4-6 Preços Gás Importado da Bolívia (2001)	62
Tabela 4-7 Companhias Distribuidoras Estaduais.....	72

1 Introdução

O gás natural não possuía uma participação significativa na matriz energética na América Latina até a década de 90. A ausência de infra-estrutura de transporte e distribuição, aliada à recessão na década de 80, desestimulou os investimentos naquele período.

Entretanto, no início da década de 90, a participação do gás natural na matriz energética de alguns países da América Latina passou a crescer significativamente, e nos últimos anos, a região emergiu como o mercado de gás de mais rápido crescimento no mundo. De acordo com a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*), a demanda de gás na América do Sul aumentou 5.1% por ano durante os anos 90, um grande salto comparado com o percentual de crescimento da demanda total de energia, da ordem de 3.2%.

A descoberta de novas reservas e a liberalização do mercado nesta região foram os responsáveis por este crescimento. Na década de 1990, a expansão econômica refletiu num incremento de demanda por energia. Rápido crescimento na demanda por energia e preocupações ambientais estimularam o desenvolvimento da infra-estrutura para o gás natural, inicialmente para atender a indústrias e a termelétricas. Eram, portanto necessários altos níveis de investimento para atender à crescente demanda pelo gás natural.

Uma indústria incipiente de gás é caracterizada pela insuficiência de infra-estrutura de transporte e de distribuição, assim como pela alta interdependência entre as decisões de investimento dos agentes que operam nos diferentes elos da cadeia. Dado o elevado grau de incerteza no retorno dos investimentos, é comum as indústrias na sua fase de desenvolvimento serem caracterizadas pelo monopólio estatal e por um alto grau de verticalização.

Como consequência disso, os governos de alguns países promoveram reformas regulatórias com o objetivo de atrair investimentos estrangeiros e da iniciativa privada. Alguns países implementaram reformas visando aumentar a competitividade e a eficiência, além de atrair investimentos para a expansão da infra-estrutura.

A desregulamentação e a reestruturação da indústria de gás natural trouxe o desenvolvimento de novos mercados e alterou o funcionamento da indústria. À medida que determinados países liberaram os preços e diminuíram as barreiras de entrada na indústria, o mercado tornou-se mais competitivo, beneficiando todos os agentes por meio de preços mais eficientes e maior possibilidade de escolha dos contratos e energéticos substitutos.

A abertura do mercado e o aumento da competitividade se traduzem em várias estruturas de mercado existentes. Estas estruturas, como será descrito adiante, refletem o quão avançada está a indústria de gás natural. Qualquer que seja a estrutura existente, o objetivo da regulação é proteger os consumidores finais e os agentes do poder de mercado das empresas monopolistas.

As reformas abrangem dois aspectos: separação do fornecimento e do transporte e promoção da competição no varejo (consumidores finais). Os Estados Unidos, a Grã Bretanha e a Argentina são exemplos de países que avançaram nesses dois aspectos.

Entretanto, muitos países como o Brasil precisam evoluir nas reformas de suas indústrias para atrair investimentos e melhorar sua eficiência.

Ainda assim, o mercado brasileiro de gás natural vem crescendo nos últimos anos (14% entre 1990 e 2000), e a produção doméstica vem aumentando rapidamente, com o objetivo de atender à crescente demanda e diminuir a dependência das importações bolivianas. Entretanto o setor apresenta determinados obstáculos para o seu completo desenvolvimento:

- falta de um marco regulatório eficiente, o que dificulta a entrada de novos agentes e de novos investimentos;
- forte incerteza em relação à demanda de gás natural, relacionada com a futura demanda de gás para o setor elétrico, e recentemente também, incerteza na oferta do gás boliviano após a nacionalização das reservas na Bolívia em maio de 2006;

Para efetuar as reformas, o governo tem uma tarefa complexa. É necessário avaliar o grau de competitividade da indústria como um todo e em cada elo da cadeia. Além disso, devem ser introduzidos mecanismos para garantir

interações eficientes entre os agentes e os segmentos regulados e não regulados da indústria.

Antes da década de 1990, havia o monopólio estatal da Petrobras em todas as atividades da cadeia. Os agentes não tinham acesso à infra-estrutura de transporte e nem às atividades de exploração e produção. O processo de liberalização do setor, iniciado em 1995 com a Lei do Petróleo, pôs fim ao monopólio da Petrobras nos serviços de distribuição de gás canalizado e permitiu a entrada de agentes da exploração, produção e transporte. Em 1997, foi criada a ANP (Agência Nacional de Petróleo), com o objetivo de regular o mercado brasileiro de gás. Após alguns anos de atuação da ANP, percebe-se que ainda há características de uma indústria verticalizada, mesmo após o processo de abertura do mercado.

Existe uma perspectiva de transformação na regulação da indústria. Até o final de 2006 ainda tramitava no Senado a Lei do Gás, que faz uma revisão no marco regulatório atual visando atrair investimentos e tornar a indústria mais competitiva. Tal processo de liberalização ocorreu em outros países e faz parte do processo de amadurecimento do setor.

Este trabalho tem como objetivo analisar o grau de evolução da regulação atual da indústria de gás natural no Brasil, sendo que, para que seja completa, tal avaliação necessita incluir uma análise da estrutura da indústria, levando-se em conta os seguintes pontos de abordagem:

- estruturação do mercado brasileiro;
- grau de competição nos diversos elos da cadeia;
- regulamentação de preços;
- grau de poder de mercado da Petrobras.

No segundo capítulo realiza-se uma revisão teórica, que servirá de base para as análises deste trabalho. São abordadas a teoria dos custos de transação e incentivos e seu impacto no desenho da regulação. Por fim, descreve-se as principais características dos serviços de utilidade pública no qual se insere a indústria de gás natural. Isto posto, é descrito o funcionamento da indústria de gás natural e seus estágios de desenvolvimento. O estágio de evolução é refletido em

quatro modelos existentes. Na descrição de cada modelo, são analisados o grau de competição e a forma de interação dos agentes.

Com base no arcabouço teórico mostrado nos dois primeiros capítulos, apresenta-se um diagnóstico do setor de gás natural no Brasil, no quarto capítulo. Esta análise abrange todos os elos da cadeia e procura evidenciar por meio de fatos a efetividade da regulação em promover o desenvolvimento da indústria.

Em seguida será elaborada uma proposta de subsídio ao desenho da regulação atual dado o objetivo de atrair o capital privado necessário para desenvolver o setor.

2 Princípios Gerais da Regulação

Neste capítulo serão definidas as bases teóricas que servirão de fundamento para a análise sobre o marco regulatório no setor de gás natural no Brasil.

2.1 Custos de transação

A Economia dos Custos de Transação (ECT) introduziu elementos inovadores no raciocínio a respeito da organização da economia e de seus impactos e efeitos sobre a indústria de infra-estrutura. Ronald Coase foi um dos pioneiros na abordagem deste tema, quando publicou, em 1937, o artigo *The Nature Of The Firm* (A natureza da firma). Antes disso, a teoria econômica predominante abordava apenas os custos de produção, embora reconhecesse a existência dos custos de transação. Os custos associados às transações econômicas eram negligenciados de tal maneira que os únicos custos considerados relevantes eram os custos incluídos na transformação dos produtos.

Os custos de transação se converteram no fundamento da teoria de Coase, por meio dos quais se conseguiu explicar muitos aspectos do funcionamento do sistema econômico, incluindo-se o surgimento da firma.

Tais custos de transação surgem sempre que os agentes econômicos interagem no mercado, ou seja, negociam, redigem e garantem o cumprimento de um contrato. Segundo esta abordagem, os contratos envolvem custos, pois em qualquer transação sempre há assimetria de informação entre os agentes. Segundo Williamson (1985), a Teoria dos Custos de Transação suspende a hipótese de simetria de informação e elabora um conjunto de outras hipóteses que tornam os custos de transação significativos: racionalidade limitada¹, complexidade e incerteza, oportunismo e especificidade de ativos². Diante destes

¹Racionalidade Limitada: Ocorre dada a complexidade do ambiente onde os agentes não são capazes de prever e processar todas as contingências futuras relativas ao contrato.

²Especificidade de Ativos: Esta característica das transações é definida por Williamson como sendo a perda de valor dos ativos envolvidos em determinada transação, no caso desta não se concretizar, ou no caso do rompimento contratual. Alta especificidade de ativos significa que uma ou ambas as partes envolvidas na

pressupostos comportamentais, todas as vezes que os agentes recorrem ao mercado, estão sujeitos aos custos de transação.

Essa visão teórica foi utilizada inicialmente para justificar a integração vertical³ das empresas, uma vez que essa configuração organizacional diminuiria os custos de obtenção das informações, aumentando o lucro da firma. A partir de então, a idéia de custos de transação começou a ganhar espaço na literatura econômica. A proposta de Williamson foi uma das maiores contribuições teóricas nesse sentido, na qual, além das questões acerca da integração vertical, também são apontados problemas relativos ao comportamento imprevisível dos agentes, à existência de ativos específicos e à impossibilidade de elaboração de contratos completos. Essa abordagem de Williamson pode ser considerada uma teoria econômica de contratos por meio da dimensão intertemporal da coordenação, na qual a unidade de análise é a transação. As transações levadas em conta na análise de Williamson não são meramente das transações *spot*, mas especialmente as duradouras, e devem ser entendidas como relações contratuais. Os contratos, por sua vez, representam relações entre os agentes que implicam obrigações, e devem ser definidos como uma espécie de conduta futura. A coordenação aparece, nessa perspectiva contratual, como resultado da ação de instituições que possibilitam a manutenção destas promessas, bem como de seu ajuste ao longo do tempo.

O comportamento oportunista dos agentes existe quando estes tendem a fugir dos compromissos que foram definidos no contrato, visando maximizar o seu bem estar individual. Assim, o oportunismo surge em função da dificuldade de definir os direitos de propriedade e da existência de informação incompleta e assimétrica entre os agentes que fazem parte da transação. O oportunismo neste sentido também contribui para aumentar os custos de transação.

transação perderão, caso esta não se concretize, por não encontrarem uso alternativo que mantenha o valor do ativo desenvolvido para determinada transação.

³ Integração vertical, isto é, expansão envolvendo a adição de uma atividade anterior ou posterior ao processo de produção e distribuição, de tal forma que as novas participações fiquem verticalmente relacionadas com as já existentes. Crescer de maneira vertical significa ampliar a indústria, anexando à estrutura já montada atividades que pertenciam a terceiros, mas que estão bastante ligadas ao esqueleto da indústria já existente.

Outro ponto levantado é a existência de ativos específicos, que uma vez utilizados em alguma atividade econômica, são dificilmente conversíveis em outras e, quando a conversibilidade é possível, é fatalmente acompanhada de perdas.

Em função do que foi descrito, as transações são um processo complexo e que envolvem custos. Por estas razões, a elaboração de contratos é uma tarefa complexa e demorada. Portanto, dentro da abordagem dos custos de transação, a justificativa para que as indústrias de rede⁴ assumissem a forma de monopólios verticalmente integrados não era somente devido a economias de escala e de escopo, mas fundamentalmente pelo fato de que esta forma de organização reduziria os custos de transação, os riscos de comportamento oportunista e as incertezas.

Estudar os custos de transação tem uma aplicação direta para o caso do gás natural, devido às características do mercado de gás: grande volume de investimento, altos custos irrecuperáveis⁵, necessidade de longo prazo para obter o retorno dos investimentos e forte impacto de riscos exploratório e regulatório.

Essas características mostram a necessidade de reduzir os custos de transação, o que pode ser alcançado quando uma única empresa atua de forma verticalmente integrada em todos os setores da indústria, desde a exploração, a produção, o transporte e a distribuição aos consumidores finais de gás natural, ou ainda com a existência de vários agentes na cadeia, com obrigações de investimentos ditadas por contratos de longo prazo entre as partes.

No modelo de integração vertical há a eliminação dos custos de transação intermediários entre as distintas atividades da cadeia. A integração das atividades permite maior flexibilidade diante das mudanças repentinas do mercado, como por

⁴ A indústria de rede possui atividades dependentes da utilização das redes de transporte e de distribuição. Essa indústria apresenta determinadas características: (a) necessidade de elevados investimentos, cuja grande parcela apresenta-se como projeto específico, revestindo-se, assim, de custos irrecuperáveis, (b) presença de economias de escala, principalmente no transporte e na distribuição, (c) existência de custos comuns e conjuntos que resultam em economias de escopo na provisão de múltiplos serviços, (d) imprevisibilidade da demanda, o que obriga a 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;

⁵ Custos irrecuperáveis (*sunk costs*) são custos já realizados, de modo que têm pouca relevância no momento de se considerar se uma operação deve ou não continuar. O termo surgiu na indústria do petróleo, onde a decisão de abandonar um poço dependia da expectativa de ganhos futuros, e não dos custos passados.

exemplo, as inovações. Entretanto, os ganhos derivados do aumento de eficiência organizacional, por meio da redução dos custos de transação, não são necessariamente repassados ao consumidor final. Muitas vezes as firmas podem se apropriar destes ganhos, mantendo o mesmo preço da mercadoria na ponta da cadeia. A verticalização das atividades também possibilita a utilização da prática de subsídios cruzados, isto é, o subsídio de uma tarefa menos rentável por meio de recursos obtidos nas atividades mais rentáveis.

Essa estratégia pode ser prejudicial ao consumidor final, visto que o agente pode subsidiar atividades potencialmente competitivas com recursos oriundos de atividades monopólicas, nas quais não enfrentou concorrência, podendo cobrar preços muito acima dos seus custos. Os lucros extraordinários obtidos nas atividades monopolistas seriam utilizados para compensar os baixos preços oferecidos nas atividades concorrenciais. Esses subsídios podem levar a uma concorrência desleal nas atividades potencialmente competitivas, inviabilizando a entrada de novos agentes no mercado (Milgron & Roberts, 1992).

Uma desvantagem percebida no processo de integração vertical é a exclusão de agentes que poderiam participar do mercado. Visto que a empresa verticalmente integrada controla todas as atividades da cadeia produtiva, pode deixar de ofertar ou demandar para possíveis integrantes das atividades intermediárias da cadeia.

2.2 Características econômicas dos serviços de utilidade pública

O setor de gás natural é caracterizado como um serviço de utilidade pública. Segundo Farina *et al.* (1998), os serviços de utilidade pública (SUP's) possuem algumas características econômicas, dentre as quais:

- suas funções de custo apontam para a existência de monopólios naturais em alguma etapa da cadeia produtiva;
- existe uma separação entre as atividades de geração e distribuição dos serviços; e

- a provisão de serviços é normalmente caracterizada por uma estrutura de redes.

A aplicação eficiente dos recursos destinados à provisão dos serviços de utilidade pública deve considerar os ganhos nas relações de interdependência entre os investimentos de infra-estrutura, de um lado, e o aumento da produtividade e renda real, do outro. Segundo (Guasch & Spiller, 1994; *apud* Farina *et al.* 1998), existem outras duas características que devem ser consideradas para se definir um arcabouço institucional eficiente:

- os ativos necessários para a provisão de utilidades públicas são específicos e irrecuperáveis, em decorrência, sobretudo, da especificidade locacional; e
- seus produtos (ou serviços) apresentam demanda generalizada (consumo praticamente universal) e pouco sensível às variações dos preços (preço-inelástica).

As cinco características listadas podem acarretar problemas transacionais, como, por exemplo, falhas de mercado, tendo como consequência a alocação ineficiente dos recursos. Para evitar tal situação, é necessário que se estabeleça um mecanismo de regulação.

2.3 Princípios e objetivos da regulação

Os agentes econômicos, sejam eles consumidores, trabalhadores ou as próprias empresas, são livres para tomar decisões. Os consumidores decidem quanto vão gastar ou poupar e as empresas decidem quanto vão produzir, por quanto vão pagar pelos insumos e por quanto vão vender os seus produtos. Além desses, outro agente econômico essencial na economia é o governo, que por meio da regulação tem o poder de restringir as decisões dos agentes econômicos.

A intervenção estatal deve ocorrer quando não há uma alocação eficiente dos recursos, entendendo-se que o conceito de eficiência assume duas dimensões: a *eficiência alocativa* e a *eficiência produtiva*, onde a primeira é obtida quando os preços de mercado de bens e serviços são equivalentes aos seus custos marginais de produção e qualquer desvio a esta situação gera uma perda de excedente do consumidor, e a segunda pode ser classificada como estática,

que ocorre quando as empresas são levadas a escolher o processo produtivo de menor custo disponível, e dinâmica, que é atingida quando as organizações de um setor são levadas à busca e adoção de tecnologias mais avançadas, possivelmente envolvendo a introdução de novos produtos (Farina *et al.*, 1998).

Nos serviços de utilidade pública, incluindo-se a indústria de gás natural, o exercício do poder de monopólio) tem sido o caso de falha de mercado mais relevante. Numa situação extrema, em que uma única firma provê os bens e serviços, na presença de barreiras de entrada e na ausência de regulação, a única restrição sobre os preços que poderia ocorrer seria a disposição a pagar dos consumidores. O poder de mercado das empresas prestadoras de serviços de utilidade pública se torna ainda maior se a demanda por estes serviços for inelástica. A razão da intervenção estatal na indústria é corrigir estas falhas de mercado.

A regulação representa, portanto, uma limitação à liberdade de atuação dos agentes, principalmente quando esta, por si só, não garante nem o bem estar do consumidor nem a qualidade e a universalização dos serviços.

Segundo Possas *et. al* (1997), existem dois padrões básicos de regulação: a regulação ativa e a regulação reativa. Em ambos os casos, o objetivo da atuação regulatória é a eficiência econômica.

Na regulação ativa, a intervenção não induz a concorrência, mas consiste na sua substituição por mecanismos regulatórios (por exemplo, metas regulatórias). É normalmente exercida por agências reguladoras setoriais criadas pelo governo federal ou estadual, as quais devem estabelecer marcos regulatórios que incentivem a eficiência econômica da indústria. Segundo (Pinto Júnior & Fiani, 2002) os principais objetivos das agências são:

- organizar a entrada de novos operadores e promover a competição;
- zelar pela implementação de um novo modo de organização industrial;
- defender e interpretar as regras, arbitrando os eventuais conflitos entre os agentes;

- incentivar a eficiência, o uso racional de serviços, a proteção do meio ambiente e a inovação, além de estimular a repartição dos ganhos de produtividade registrados na indústria com os consumidores;
- complementar o processo de regulamentação;
- zelar pelas condições de operação coordenada das redes;
- estimular investimentos para assegurar o fornecimento em longo prazo;
- para a atuação das agências reguladoras ser eficiente os marcos regulatórios devem abranger os seguintes temas: critérios de fixação e reajuste de preços; padrões de qualidade de prestação de serviço;
- garantia de universalização e o atendimento não discriminatório do consumidor; garantia de transparência das informações e padrões técnicos de prestação de serviço.

A implementação destes itens traz como principal benefício a redução da incerteza dos investidores por meio da regulação, devido ao estabelecimento de regras claras e estáveis.

Segundo Rigolon (1997), há dois requisitos desejáveis para uma regulação eficiente: a independência da agência reguladora e a escolha de instrumentos que incentivem a eficiência produtiva e alocativa. A independência da agência reguladora está relacionada com a sua capacidade de buscar prioritariamente os objetivos de bem-estar do consumidor e de eficiência produtiva e alocativa da indústria, mesmo havendo objetivos conflitantes de grupos particulares, tais como a maximização do lucro do monopolista, a concentração das firmas em segmentos mais lucrativos do mercado, a maximização de receitas fiscais etc.

A regulação reativa, por outro lado, é destinada à prevenção e repressão de condutas anticompetitivas, e visa o controle de qualquer conduta que possa gerar infrações de ordem econômica, seja o abuso de poder de mercado de um agente dominante ou os atos de concentração (por exemplo, fusões e aquisições). Apóia-se na lei da defesa da concorrência estabelecida em cada país, que deve impor, entre outros, limites de participação acionária de uma empresa em um determinado setor, caso suas operações de fusão ou aquisição aumentem a concentração de mercado.

2.4 Ambiente regulatório: governança regulatória e incentivos de regulação

O ambiente regulatório de qualquer indústria abrange a estrutura de governança de regulação e os esquemas de incentivo de regulação. A estrutura de governança de regulação envolve mecanismos que a sociedade utiliza para restringir o poder na atividade regulatória e resolver conflitos que surgem no exercício da atividade regulatória, ao passo que os incentivos de regulação são um instrumento de regulação ativa que pode abranger regras de precificação, subsídio cruzado ou direto, entre outros exemplos.

Tanto os incentivos quanto o desenho das instituições dependem de uma série de restrições que definem o ambiente regulatório. Essas restrições podem ser classificadas como restrições de informação, restrições contratuais ou restrições administrativas e políticas (Farina *et al*, 1998).

As restrições de informação limitam a capacidade das agências reguladoras em identificar todas as variáveis relevantes para adequar seus instrumentos aos objetivos da regulação, e são refletidas na assimetria de informações em favor da empresa regulada.

As restrições contratuais são um reflexo da racionalidade limitada dos indivíduos, o que torna impossível a elaboração de contratos capazes de abranger todas as possibilidades nas transações envolvendo uma atividade. Diante desta incapacidade, o monitoramento e o controle das atividades da empresa regulada são utilizadas com frequência. A agência reguladora enfrenta, portanto, um *trade-off* em que o monitoramento e o controle impactam os seus benefícios e a liberdade da empresa regulada, reduzindo seus incentivos.

As restrições administrativas e políticas são representadas pelos limites impostos pela legislação vigente ao escopo, aos instrumentos, e à dimensão temporal da atividade regulatória por parte da agência (Farina *et al*, 1998).

2.4.1 Objetivos da governança regulatória

As empresas que prestam serviços públicos obtêm suas receitas ao longo do tempo dependente da continuidade da concessão de fornecimento do serviço público dada a estas empresas. Estando essa condição de expropriação do retorno sob o poder do governo, existe o risco de expropriação da quase-renda gerada pelos ativos específicos (Farina *et al.*,1998), o qual se acentua dadas duas características dos serviços de utilidade pública: a) o consumo generalizado e o preço-inelástico (visto a essencialidade do consumo) fazem com que a precificação adquira um cunho político; b) a presença de economias de escala limita o número de empresas e, conseqüentemente, gera concentração de mercado, o que amplia os ganhos de uma ação política de expropriação do retorno destas empresas.

O papel da estrutura de governança de regulação é criar mecanismos que garantam a apropriação do retorno pelas empresas privadas reguladas no médio e longo prazos. Essas garantias fazem com que o investimento privado em serviços de utilidade pública seja socialmente desejável.

Uma ação de expropriação por parte do governo terá um custo tanto mais elevado quanto maior independência o Poder Judiciário tiver em relação ao Poder Executivo. Do mesmo modo, se a política regulatória for centralizada, menor o custo de coordenação entre os grupos de interesse, e portanto, menor o custo de expropriação. Finalmente, quanto maior o tempo de governo, maiores serão os custos de expropriação associados à perda de reputação e, conseqüentemente, maior a credibilidade da política regulatória.

O desenho da regulação deve restringir a capacidade de expropriação do governo, dadas as restrições administrativas e políticas de cada país. A este desenho está associado um importante *trade-off* entre flexibilidade e credibilidade. Quanto maior a incerteza, menor a previsibilidade e, portanto, maiores serão os ganhos derivados da flexibilidade das regras (Farina *et al.*,1998).

2.4.2 Estrutura de incentivos de regulação – principais instrumentos de regulação ativa

Os instrumentos de regulação ativa contemplam diversos regimes tarifários que são definidos pelas regras de fixação de preços das empresas reguladas e pela estrutura de produtos/serviços oferecidos. O regime tarifário tem o papel de garantir a rentabilidade do investidor e a preservar o bem-estar do consumidor. A complexidade aumenta quando há um elevado grau de assimetria de informações entre as firmas reguladas e o agente regulador.

Nesse contexto, as regras de tarifação devem buscar minimizar os riscos de não atender a eficiência econômica da indústria e de abusos de poder de monopólio.

Segundo Rigolon (1997) as modalidades de regime tarifários mais utilizadas são:

- Tarifação pela taxa de retorno
- Regulação pelo desempenho (*yardstick competition*)
- *Price cap*

. Além dos regimes tarifários, a regulação do acesso e o controle de qualidade dos produtos/serviços oferecidos prevalecem como instrumentos de regulação ativa. Nas subseções a seguir será feita uma breve descrição destes instrumentos.

2.4.2.1 Tarifação por taxa de retorno

A tarifação por taxa de retorno consiste na fixação de uma taxa de remuneração de capital investido, objetivando assegurar uma taxa de retorno justa pelo regulador. As agências reguladoras precisam obter informações a respeito dos investimentos, dos custos e das condições de demanda de cada firma. A taxa de retorno é calculada por meio da formula a seguir:

$$\text{Receita} - \text{Despesa} - \text{Depreciação} = r \times (\text{Capital Investido})$$

Onde:

r é a taxa de retorno estabelecida pelo regulador;

Capital Investido é o total de investimentos em ativos não depreciados;

Receita é o produto da quantidade de bens ou serviços vendidos pelo preço médio cobrado por estes;

Despesa é a somatória de todos os custos fixos e operacionais diretamente relacionados à produção do bem ou prestação de serviço específico da firma.

A definição da taxa de retorno é uma forma indireta de fixação de preços, uma vez que, por intermédio de sua aplicação, estes serão sempre reajustados quando for necessário recompor a receita, de forma a garantir a taxa de retorno permitida pela agência reguladora.

As vantagens deste mecanismo de regulação estão na facilidade de implementação e na transparência na relação com os agentes. Além disso, proporciona ganhos para a indústria regulada, visto que este método oferece garantia de um retorno seguro ao empreendedor, o que se traduz em redução de riscos de investimento.

Entretanto, a regulação por taxa de retorno apresenta alguns problemas. Primeiramente, esse mecanismo possui um alto custo de implementação, pois exige um monitoramento constante das condições de demanda e dos custos da firma regulada, para evitar a assimetria de informações existentes entre os agentes e o regulador. Outro problema é ocasionado por um incentivo perverso⁶ que esse mecanismo gera: a firma pode aumentar a sua base de capital, investindo mais que o necessário e gerando uma alocação de recursos sub-ótima de seus ativos. Além disso, a regulação por taxa de retorno não busca a eficiência na produção, visto que as firmas podem repassar os custos de produção para o usuário final via aumento de preços.

⁶ Incentivo que leva os agentes a agirem ou criarem situações ineficientes do ponto de vista econômico. O perdão da dívida foi um incentivo perverso para muitos países em desenvolvimento que se endividaram ainda mais com a esperança de ter suas dívidas novamente perdoadas.

2.4.2.2 Regulação pelo desempenho

Segundo Rigolon (1997) a regulação pelo desempenho baseia-se na introdução de incentivos à maior eficiência pela eliminação de excessos de assimetria de informações quando há várias empresas reguladas. Nesse caso o desempenho das empresas reguladas seriam avaliados por meio de *benchmarks*⁷ das melhores práticas da indústria (produtividade, redução de custos, etc.).

2.4.2.3 Tarificação pelo preço máximo (price caps)

Por meio da tarificação pelo preço máximo, o ajuste dos preços e tarifas é feito sistematicamente de acordo com um índice de preços previamente estabelecido entre o regulador e o regulado. Deste este índice é deduzido um fator representativo dos ganhos de produtividade e acrescido outro fator, representando os custos sobre os quais a empresa não possui controle. Todos estes fatores são medidos para o mesmo intervalo de tempo pré-determinado para a mensuração do índice de preços.

O Reajuste é então definido pela relação:

$$\text{Reajuste} = \text{IP} - X + Y$$

Onde:

IP é o índice de preços;

X é o fator que representa o ganho de produtividade;

Y é o fator indicativo dos custos sem controle.

Por esse mecanismo, qualquer redução de custos além da meta de produtividade estabelecida pela agência reguladora poderá ser apropriada pela firma regulada, tendo a empresa um incentivo à redução dos seus custos. Essa metodologia exige uma menor quantidade de informações para a determinação dos preços, sendo um mecanismo de mais fácil implementação.

⁷ Expressão que significa “ponto de referência” ou “unidades-padrão”, para que se estabeleçam comparações entre produtos, serviços, processos de tal modo, a saber, se os demais produtos, serviços, processos se encontram acima ou abaixo em relação ao que serve como referência.

Entretanto, os fatores de produtividade devem refletir as estratégias estabelecidas pelas firmas. Caso estes não sejam reajustados periodicamente, não há garantia de retorno em longo prazo. Este fato pode gerar ineficiências na alocação de recursos, uma vez que os preços podem estar desalinhados dos custos, ocasionando, por exemplo, a perda de qualidade dos bens ou serviços oferecidos pela firma.

2.4.2.4 Regulação do acesso

Por meio da regulação do acesso são definidas as condições de entrada e saída de uma firma em determinada indústria. Este mecanismo de regulação é tido como um dos principais instrumentos para a determinação da estrutura organizacional mais adequada para o desenvolvimento de um setor. Existem duas formas de apresentar essa metodologia de regulação: livre acesso regulado e livre acesso negociado.

No livre acesso regulado, as regras e condições de acesso, como por exemplo preço e tarifa, são estabelecidos pela agência reguladora com o objetivo de reduzir o surgimento de conflitos entre os agentes do mercado. Entretanto, é difícil o regulador garantir que a operação e o desenvolvimento da indústria estejam ocorrendo de forma eficiente, porque a aplicação de uma regra geral para todos os agentes pode não ser suportada por algum destes, seja com fornecimento de bens ou serviços de qualidade inferior ou com baixo investimento em modernização ou expansão da infra-estrutura.

O livre acesso negociado pressupõe que após o regulador definir os princípios a serem seguidos pelos agentes interessados, as firmas que desejam utilizar a rede de transporte possam assim fazê-lo, e o regulador só participa na resolução de conflitos entre a firma já estabelecida (*incumbent*) e os novos entrantes. O maior desafio no livre acesso negociado é garantir um nível de tratamento não discriminatório entre os agentes, e ao mesmo tempo permitir suficiente liberdade na negociação das condições de acesso.

A agência reguladora deve levar em consideração, na escolha de uma dessas duas opções: a segurança na oferta do bem ou serviço ao consumidor e o nível de competição entre as firmas na indústria.

2.4.2.5 Regulação – controle de qualidade

Conforme mencionado no item anterior, existem alguns efeitos negativos da regulação econômica. Se os incentivos não forem concedidos corretamente, existe possibilidade de perda de qualidade do bem ou serviço ofertado. O regulador, desta forma, pode minimizar o aparecimento destas perdas por meio do estabelecimento de padrões de qualidade, tendo como principal objetivo a proteção dos direitos do consumidor.

3 A indústria de gás natural

A indústria de gás natural, assim como outros serviços de utilidade pública, é um exemplo de indústria de rede., que é caracterizada pela presença de diferentes atividades constituídas sob a forma de uma rede física, na qual a interconexão é essencial à operação e prestação do serviço. Entre as diversas atividades desenvolvidas ao longo da cadeia produtiva, algumas são de natureza concorrenciais, enquanto outras são monopolísticas. Os ganhos de eficiência obtidos da integração destas atividades advêm principalmente das economias de escala e escopo e da diminuição dos custos de transação.

A necessidade de grandes investimentos para a constituição de uma rede física, a escala econômica elevada e o relevante interesse para a sociedade (como todos os serviços de utilidade pública), levaram ao desenvolvimento destas indústrias em diversos países, sob a forma de monopólios públicos regionais verticalmente integrados.

As atividades da cadeia produtiva de gás natural se dividem em: a) exploração e produção, b) transporte, c) comercialização e d) distribuição. A primeira e a terceira atividade são de natureza concorrencial, enquanto a segunda e a quarta são naturalmente monopolistas. Nas atividades de exploração, produção e comercialização, é possível introduzir diversos agentes, estimulando assim a competição entre eles na busca por clientes que consumam os seus serviços. Já nas atividades de transporte e distribuição, a introdução de pressões competitivas, por meio da inserção de novos agentes no mercado, pode não ser economicamente viável, devido à especificidade dos ativos que trazem elevados custos irrecuperáveis. Na maioria das vezes, o monopólio seria a solução econômica mais viável, significando que a atividade é um monopólio natural⁸.

⁸ O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação ao tamanho (ou escala) mínimo de eficiência da firma. Ele ocorre quando há elevados custos fixos e baixos custos marginais. Neste caso, o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, tornando desejável a existência de um só agente monopolista.

3.1 Atividades da indústria de gás natural

3.1.1 Exploração e Produção

A etapa de exploração do gás natural consiste em verificar a existência de bacias sedimentares portadoras de rochas ricas na acumulação de hidrocarbonetos, por meio de testes sísmicos. Caso o resultado das pesquisas seja positivo, terá início a perfuração de um poço para comprovação do nível de acumulação. Em seguida, por meio de testes, será possível constatar a viabilidade da jazida para fins comerciais. A última etapa é o mapeamento do reservatório, que será encaminhado para o setor de produção.

Semelhante ao petróleo, o gás natural precisa ser tratado antes de sua comercialização. Assim que é retirado de uma jazida, passa por vasos depuradores para separação das partículas líquidas (água e hidrocarbonetos líquidos) e sólidas (pó e produtos de corrosão). Depois, o gás é transferido para as Unidades de Processamento do Gás Natural (UPGN) até estar pronto para a comercialização.

Os produtores possuem altos custos fixos para começarem a operar, primeiro na obtenção dos direitos de perfuração e de tecnologia e depois na exploração e perfuração propriamente ditas. Apenas passando por todos esses processos o produtor começará a explorar o gás natural. Portanto, é mais viável economicamente para a firma produtora exercer as atividades de exploração e perfuração, devido à incerteza na busca pelo gás natural.

3.1.2 Transporte

O transporte do gás natural consiste numa série de operações para disponibilizá-lo do produtor até os mercados consumidores. No estado gasoso, o transporte do gás natural é feito por meio de gasodutos de alta pressão, ou em casos muito específicos, em cilindros de alta pressão (como GNC - gás natural comprimido). No estado líquido (como GNL - gás natural liquefeito), pode ser

transportado por meio de caminhões a -160°C , e seu volume é reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento.

O segmento de transporte é caracterizado pelo monopólio, visto os altos custos fixos da construção dos gasodutos. A maioria dos custos fixos é irrecuperável, pois não há usos alternativos para os gasodutos. Em compensação, os custos de operação são baixos, uma vez que os custos de movimentação do gás natural são mínimos.

Nesse trabalho será abordada somente a regulação que trata do transporte de gás natural através de gasodutos.

3.1.3 Comercialização

A comercialização do gás natural abrange as operações de venda no mercado atacadista ou venda no mercado varejista. Por serem muito relacionadas, as duas operações são normalmente realizadas por uma mesma firma. Este segmento é bastante competitivo, já que as empresas precisam de baixos investimentos para operar (um *trader*, por exemplo, necessita apenas de uma mesa, de um computador e de um telefone para contatar os clientes e fechar negócios).

Mais a diante será demonstrado que a figura do *trader* só existe em estruturas evoluídas do mercado, onde terceiros podem ter acesso à matéria prima e revendê-la. Essas estruturas ainda não existem no Brasil.

3.1.4 Distribuição

A distribuição é a etapa final do sistema, quando o gás chega ao consumidor, que pode ser residencial, comercial, industrial (como matéria-prima, combustível e redutor siderúrgico) ou automotivo. Nesta fase, o gás já deve atender a padrões rígidos de especificação e deve ser praticamente isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima. Quando necessário, deverá também estar odorizado, para ser detectado facilmente em caso de vazamentos.

A distribuição é caracterizada pelo monopólio, dadas as economias de escala obtidas nas operações de transporte. Além disso, há economias de escopo entre várias operações, visto que são realizadas pelo mesmo sistema de gasodutos.

O livre acesso, como veremos em seguida, promove a competição no fornecimento do gás para os consumidores finais de grande porte, e no Brasil as companhias distribuidoras possuem exclusividade no fornecimento de gás natural na região onde atuam. Entretanto, em alguns países, como Estados Unidos, Reino Unido e Austrália, está sendo estabelecido o livre acesso à rede de distribuição.

Na sessão seguinte, serão abordadas as diversas estruturas existentes na indústria de gás natural, de acordo com seu grau de evolução, sendo que nas indústrias mais evoluídas figuram o livre acesso e o surgimento do mercado *trader* de gás.

3.2 Ciclo inicial de desenvolvimento da indústria

A fase inicial de desenvolvimento da indústria de gás natural é caracterizada por alguns fatores como: a) alta especificidade dos ativos e elevados custos irrecuperáveis, por causa do número reduzido de agentes com acesso à rede de gasodutos; b) alta interdependência dos agentes ocasionada pela reduzida maturidade da rede, limitando o desenvolvimento de rotas alternativas de transporte de gás; c) reduzida densidade da rede; d) incerteza nas transações, como consequência do grande volume de investimentos e o longo prazo de maturação dos recursos investidos (Almeida & Tujeehut, 2006). Essa incerteza ainda sofre um forte impacto de riscos exploratórios e regulatórios.

Devido à incerteza do ambiente, assimetria de informações, alta especificidade dos ativos e à grande interdependência dos agentes, há uma maior possibilidade do aparecimento de condutas oportunísticas após a realização de elevados investimentos, o que pode resultar em sub-investimentos, isto é, níveis de investimentos inferiores ao retorno proporcionado pelo ativo, o que por sua vez, acarretará um aumento do custo de transação provocado pelo alto custo de monitoramento das relações contratuais.

O elevado custo de transação presente na indústria de gás natural na sua fase inicial de desenvolvimento induz à adoção de um arranjo institucional mais hierárquico para a coordenação das transações. A verticalização é capaz de minimizar o elevado custo de transação, por meio da eliminação do conflito de interesse dos seus membros, além do alinhamento de incentivos, reduzindo o problema da incerteza comportamental (Williamson, 1985).

Por outro lado, há a situação em que existem limitações à adoção da firma integrada, existindo diversos agentes atuando ao longo da cadeia (exploração, produção, transporte e distribuição), onde cada agente tem interesses e obrigações de investimentos. Para que sejam mantidos os incentivos para a realização de investimentos, as partes necessitam de contratos de longo prazo.

Um exemplo de contrato muito utilizado na indústria de gás natural é o contrato *take-or-pay*, que é um tipo de contrato em que o produtor ou transportador que deseja vender sua produção de gás divide o risco com o comprador. Neste caso, o comprador deverá comprar uma quantidade pré-fixada ao longo de um determinado período, a um preço pré-definido e acordado entre as partes. Esse tipo de contrato é uma blindagem às variações de preços do gás e uma garantia de suprimento do produto (por parte do comprador) e das variações advindas da demanda (por parte do produtor).

Em alguns países, a exploração, a produção, o transporte e a distribuição são verticalmente integrados (parcialmente ou totalmente) e totalmente regulados, e assim, todo o desenvolvimento da indústria é planejado sem oportunidades para as forças de mercado atuarem. A precificação e as taxas de retorno esperadas são baseadas nos custos das empresas reguladas.

A assimetria de informações entre agência reguladora e empresas reguladas, associada à falta de incentivos para minimizar custos, pode levar à ineficiência econômica. Dessa forma, o modelo monopolista parece ser apropriado quando os custos destas ineficiências são compensados pelas economias de escala que se alcança ao concentrar serviços.

3.3 Características do processo de liberalização da indústria de gás natural

A transformação da indústria de gás natural de um modelo monopolístico para um modelo competitivo difere entre os diversos elos da cadeia. Privatização, ausência de barreiras de entrada e desregulamentação do preço são as mudanças-chave nas atividades de produção. A livre entrada de agentes e a separação das atividades de transporte e fornecimento são as principais reformas no segmento de transporte. A introdução de competição no varejo exige o livre acesso às redes de distribuição e regulação, para evitar discriminação de preços.

O modelo competitivo da indústria de gás natural possui uma série de características:

- a comercialização é feita por meio de transações bilaterais entre produtores, transportadores, companhias distribuidoras e usuários finais;
- a desregulamentação permite a separação entre a comercialização física e financeira;
- os agentes gerenciam os riscos de fornecimento por meio de contratos de curto e longo prazo, e os riscos de oscilação de preço por meio de contratos futuros;
- os compradores têm a opção de comprar gás e serviços de transporte de vários fornecedores.

O modelo competitivo busca a eficiência econômica por meio de incentivos para reduzir custos. Além disso, a informação que cada agente necessita para tomar decisões está descentralizada, e a alocação de recursos é, em teoria eficiente.

A livre entrada de agentes na produção e a desregulamentação de preços nos poços tornam o mercado mais competitivo, com os preços refletindo as curvas de oferta e demanda. Esse fator contribui para um cenário de suprimento de gás adequado à demanda, reduzindo a possibilidade de escassez de gás.

O desempacotamento (*unbundling*) consiste na separação da oferta de gás natural, do transporte por gasodutos e da distribuição, com a total desregulamentação do mercado de gás natural. O *unbundling* reduz o poder de mercado das empresas do segmento de transporte e distribuição, restringindo sua atuação em outros elos da cadeia de gás natural (Newberry, 2000).

O livre acesso à rede de terceiros visa o aumento da concorrência nas atividades de transporte e distribuição. Ocorre redução nos custos de transação, uma vez que a entrada de novos agentes reduz a especificidade dos ativos dos gasodutos e a interdependência entre todos os agentes.

Apesar de haver similaridades entre as atividades de transporte e distribuição de gás natural, os elementos-chave na liberalização de cada atividade são bem diferentes. Enquanto a livre entrada de agentes e o desempacotamento (*unbundling*) são essenciais no transporte, o mesmo não é verdade na distribuição. Duas razões explicam os diferentes papéis da livre entrada de agentes nas atividades de transporte e distribuição. Primeiro, as economias de escala são maiores nas atividades de distribuição. Segundo, as restrições urbanas não permitem a ampliação de uma rede em uma região onde já exista gasoduto. Portanto, outras medidas, além da livre entrada de agentes, são necessárias para aumentar a competição na distribuição. Isso pode ser obtido permitindo o livre acesso dos consumidores, fornecedores e varejistas às redes de distribuição, e ao mesmo tempo separando as atividades de distribuição e fornecimento de gás.

Este processo de liberalização teve um grande impacto nos custos transacionais da indústria de gás natural e, segundo Newberry (2000), um dos maiores impactos foi a formação de centros de mercado, isto é, o surgimento de locais físicos na rede de transporte nos quais estão concentradas as transações de comercialização de gás e os serviços de transporte.

O surgimento dos centros de mercado viabilizou a concentração de um grande número de agentes, aumentando o volume de transações num único espaço, o que demandou contratos de prazos menores para viabilizar o ajustamento entre a oferta e a demanda. O aumento de número de agentes, associado ao aumento de liquidez, também contribuiu para o desenvolvimento de

um mercado de curto prazo, no qual são negociados contratos de ajuste de demanda e de oferta de curto prazo, seja de venda de gás ou de capacidade de transporte (Almeida & Tujeehut, 2006).

Outra consequência da liberalização do mercado de gás natural é o surgimento de mercados secundários, onde são negociados os contratos de comercialização de gás ou de serviços de transporte adquiridos no mercado primário. Pode-se negociar a revenda parcial ou total de contratos firmes⁹ e contratos interruptíveis¹⁰.

3.4 Formas de Organização da Indústria de Gás Natural

Está sendo possível acompanhar, nos últimos anos, a evolução da estrutura da indústria de gás natural no mundo, que começa a substituir o modelo de integração vertical por modelos que descentralizam o mercado, de forma horizontal ou vertical.

As principais mudanças verificadas são o livre acesso ao gasoduto de transporte por terceiros e o desempacotamento (“*unbundling*”), ou seja, a separação entre o fornecimento de gás e o transporte. Tais mudanças elevam o grau de competição no setor, e promovem novas formas de interação entre os agentes, refletindo o grau de desenvolvimento de um país na indústria de gás natural (Juris, 1998).

Existem 4 estruturas distintas que refletem o grau de evolução da referida indústria: integração vertical – monopólio, integração vertical com competição na produção, livre acesso à rede de transporte, desempacotamento (*unbundling*) e competição no varejo, as quais serão detalhadas a seguir.

⁹ Contratos firmes garantem a seu detentor o direito de ser abastecido sem interrupções durante todo o período de vigência do contrato, independentemente de fatores sazonais. São especificados no contrato: a quantidade máxima diária de gás que pode ser transportada pelo gasoduto, os pontos de injeção e retirada, os preços da capacidade reservada e os serviços de movimentação.

¹⁰ Contratos interruptíveis garantem a seu detentor o direito de embarcar o volume de gás natural especificado dentro de um certo período. Entretanto, o cronograma em que é realizado o transporte é determinado pela companhia de gasodutos, de acordo com a capacidade disponível.

3.4.1 Integração vertical – monopólio

Estrutura mais tradicional e conservadora, onde a produção, o transporte e a distribuição são realizados por uma única companhia, totalmente integrada (figura 3.1), que é responsável pela comercialização do gás aos consumidores finais, sendo o gás natural e os serviços de transporte vendidos como se fossem um único produto.

A integração vertical é um meio de minimizar os riscos dos investidores, e no caso específico do gás natural, a diminuição dos riscos está associada à garantia do abastecimento, uma vez que a mesma empresa será, ao mesmo tempo, ofertante e demandante. Assim, o produtor sabe que tem demanda para escoar seu produto, o transportador sabe que terá gás a ser transportado e o distribuidor sabe que terá gás para ofertar aos seus clientes, já que a oferta está garantida.

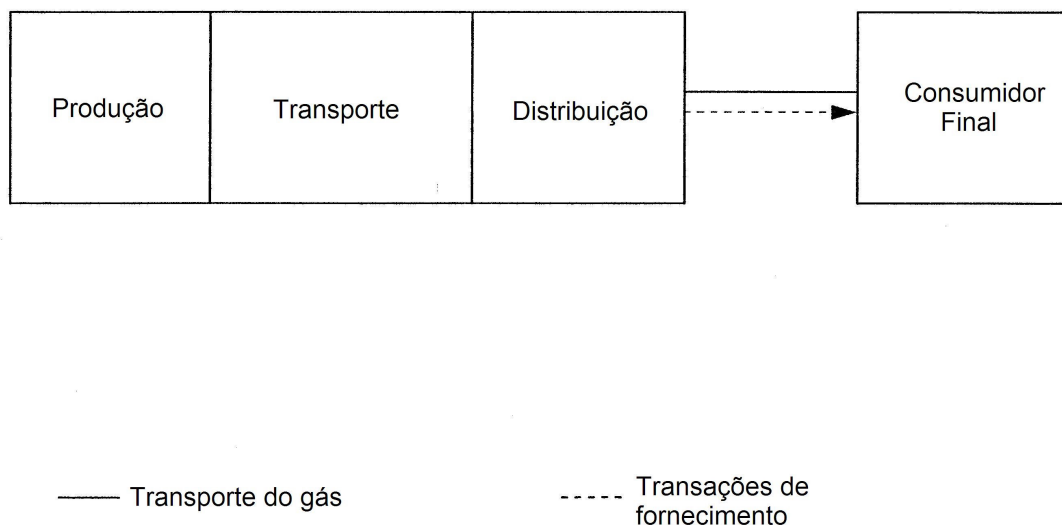


Figura 3.1 Modelo 1 (Integração vertical)

Fonte: Júris (1998)

O perfil monopolista da companhia integrada em relação ao mercado varejista exige regulação, para evitar que esta empresa exerça seu poder de

mercado, e geralmente é aplicada uma regulação do tipo taxa de retorno ou *price caps*.

A redução da incerteza no fluxo de insumos possibilita a redução dos custos de produção, ao mesmo tempo em que a integração vertical reduz ou evita os custos de transação quando dispensa a elaboração e o monitoramento dos contratos.

Quando as atividades de produção e transporte são integradas, a taxa de retorno da empresa monopolista pode ser controlada por meio de um preço único, pelo pacote de suprimento do gás e dos serviços de transporte. Nesta situação, os reguladores necessitam apenas do custo agregado de transporte e produção, e portanto, não possuem informação confiável sobre os custos de transporte.

O modelo de monopólio pode funcionar de maneira eficiente em teoria, mas na prática, a falta de informação dos agentes reguladores e a falta de incentivo dos produtores em minimizar os custos podem levar à ineficiência. Neste contexto, o modelo só pode ser apropriado quando os custos das ineficiências são compensados pelas economias de escala obtidas com a concentração dos serviços. Conseqüentemente, a perda de eficiência é refletida nos custos, que podem ser repassados aos preços prejudicando o consumidor final.

3.4.2 Integração vertical com competição na produção

Este modelo separa a produção do resto da indústria, introduzindo competição entre os produtores, o que resulta em ganhos de eficiência em relação ao modelo anterior (figura 3.2). Os produtores vendem o gás natural a uma empresa integrada, que por sua vez, o revende aos consumidores finais. As transações entre os produtores e essa empresa levam ao desenvolvimento de um mercado atacadista de gás (Júris,1998).

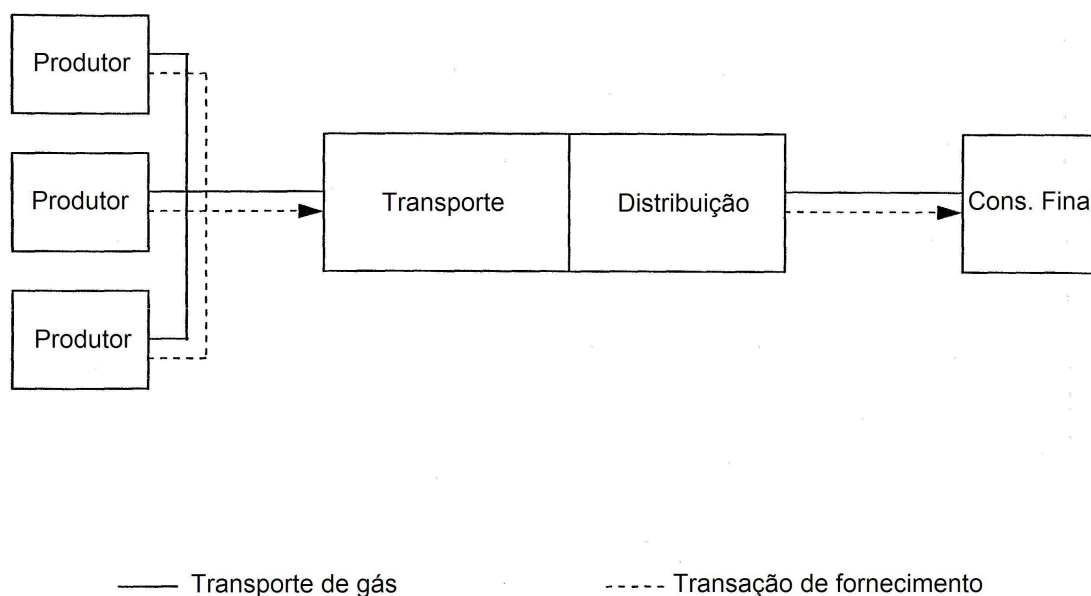


Figura 3.2 Modelo 2 (competição entre produtores)

Fonte: Júris (1998)

Este modelo não pressupõe alterações nas etapas posteriores à produção, e a empresa integrada pode exercer seu poder de mercado tanto sobre os produtores (monopsônio) quanto sobre os consumidores finais (monopólio). Nesse caso há a necessidade de regulação dos preços praticados tanto nos poços de produção quanto nos *city-gates*¹¹. Os preços ao consumidor final são regulados da mesma maneira que no modelo anterior (regulação taxas de retorno ou *price caps*), no entanto, uma alternativa à regulação de preços nos poços de produção é determinar o preço de compra por meio de um procedimento de lances competitivos, em que os produtores fazem propostas de venda (contratos de oferta). Essa competição na oferta faz os preços de venda refletirem o valor de mercado do gás natural de maneira mais eficiente que os preços estabelecidos pela agência reguladora. O objetivo da regulação, então, é estabelecer uma taxa de retorno justa para os produtores independentes e para os fornecedores de

¹¹ O gás canalizado é transportado até as proximidades das aglomerações urbanas e dos centros industriais. O “city-gate” é o ponto de entrega do gás às concessionárias estaduais, para distribuição.

serviços de transporte. A agência reguladora, portanto, necessita de informações confiáveis sobre os custos de transporte e de produção, separadamente.

A adoção de uma estrutura verticalizada posteriormente à produção pode permitir à empresa de transportes que não repasse os ganhos de eficiência para os consumidores finais, o que faz com que o mecanismo de alocação de recursos na indústria acabe sendo similar nos modelos 1 e 2.

A regulação das atividades de transporte nos modelos 1 e 2 sempre foi justificada pelo fato de que as economias de escala e os altos custos irrecuperáveis (*sunk costs*) poderiam desencorajar os investimentos, caso houvesse a livre entrada de agentes. A livre entrada dos agentes aumentaria os custos médios e totais de operação dos gasodutos, fazendo com que o caráter monopolista das atividades de transporte impeça as forças de mercado de operar, mesmo na presença de competição nas atividades de exploração e produção. Por esta razão, os governos buscam alternativas de abertura do transporte por gasodutos e de competição na distribuição.

Uma pequena variância nos modelos 1 e 2 é caracterizada pelo fato de a distribuição ser realizada por uma empresa diferente da que realiza o transporte. Similar às atividades de transporte, a distribuição continua sendo uma atividade monopolista, ou seja, a companhia distribuidora detém a concessão de distribuição de gás para todos os consumidores dentro de uma determinada área geográfica, por isso a regulação é necessária. A margem de distribuição, isto é, diferença entre os preços praticados no *city-gate* e os preços praticados ao consumidor final, é estabelecida para dar às companhias de distribuição uma taxa de retorno justa.

3.4.3 Livre acesso à rede de transporte

Nesse modelo (figura 3.3), existe a possibilidade de ocorrer concorrência na produção e na distribuição, com o livre acesso à rede de transporte, podendo as empresas participantes estar integradas ou não.

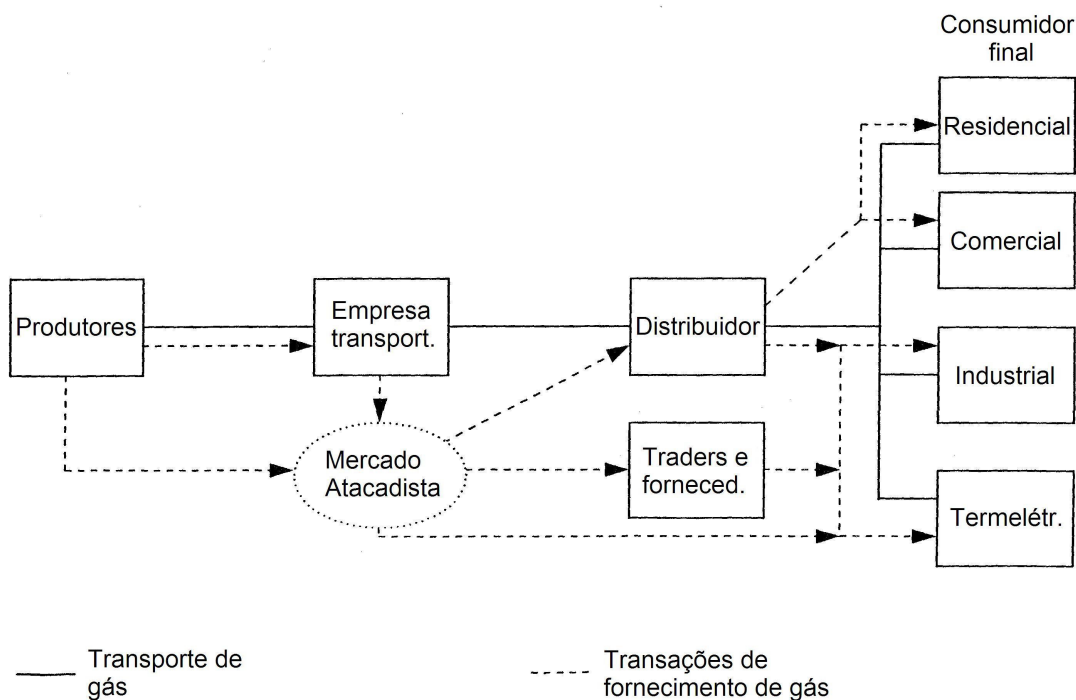


Figura 3.3 Modelo 3 (livre acesso e competição no atacado)

Fonte: Júris (1998)

Nesse caso, a companhia de gás pode fornecer dois tipos de serviço: gás natural para os consumidores finais ou transporte para consumidores de grande porte e outros participantes da indústria, que adquirem o gás natural de forma independente no mercado atacadista.

Há uma clara evolução deste modelo em relação aos modelos apresentados anteriormente, na medida em que o regime de livre acesso traz eficiência ao mercado atacadista e benefícios aos participantes do mercado. Os produtores são beneficiados pelo aumento no número de compradores, eliminando o problema de monopólio do modelo anterior, e podem negociar diretamente com a companhia de transporte, com o mercado atacadista ou com outros agentes de mercado como companhias de distribuição, *traders*, consumidores industriais e empresas de energia elétrica.

Tanto a aquisição do gás natural quanto dos serviços de transporte são transações complexas, que podem se tornar inviáveis economicamente para alguns participantes do mercado. Altos custos de transação desencorajam os

pequenos participantes do mercado a utilizar o livre acesso, criando condições para o surgimento do *trader*. Os *traders* agregam demanda e oferta para os pequenos participantes, adquirindo gás e serviços de transporte, cobrando taxas para intermediar essas transações, minimizando os custos, negociando grandes quantidades e arbitrando entre os preços disponíveis. Nesse contexto, a competição entre os *traders* é fundamental para minimizar as taxas por transação, porque maximiza os benefícios para seus clientes.

Segundo Júris (1998), existem três importantes funções das agências reguladoras neste modelo: proteger os consumidores finais do poder de monopólio das empresas de gás, promover a competição no mercado atacadista e restringir o poder de mercado das proprietárias dos gasodutos, em relação aos usuários terceiros da rede de gasodutos. Os preços ao consumidor final são regulados por mecanismos como taxa de retorno ou *price caps* e os preços no mercado atacadista podem ser desregulados, caso haja competição suficiente. Nas situações de pouca competição, as agências reguladoras devem se focar em remover as barreiras de entrada, ao invés de regular os preços diretamente, pelo fato de que a regulação dos preços no atacado não traz condições para o desenvolvimento de um mercado competitivo.

O preço pelo serviço de transporte, ou preço pelo acesso, é um dos fatores mais importantes para garantir a competitividade no mercado atacadista, isso porque, se os proprietários dos gasodutos não forem regulados, podem cobrar preços abusivos pelo acesso, exercendo poder monopolista. Para que o preço de acesso seja considerado ótimo, deve cobrir: os custos que o proprietário dos gasodutos têm ao fornecer serviços de transportes a terceiros e os lucros que o proprietário tem caso continue a fornecer gás sem o intermédio de terceiros. Este patamar de preços dá à empresa proprietária dos gasodutos os incentivos corretos para prover o livre acesso e garante que apenas os usuários do serviço de transporte pagam menos pelo gás do que a empresa que possui os gasodutos paga pelo gás natural.

3.4.4 Desempacotamento (unbundling) e competição no varejo

Segundo Juris (1998), a principal razão para o desempacotamento é a habilidade das proprietárias dos gasodutos em restringir a competição no mercado atacadista de gás. por meio de medidas como, por exemplo, a oferta de serviços de transporte diferenciados (ex. baixa qualidade).

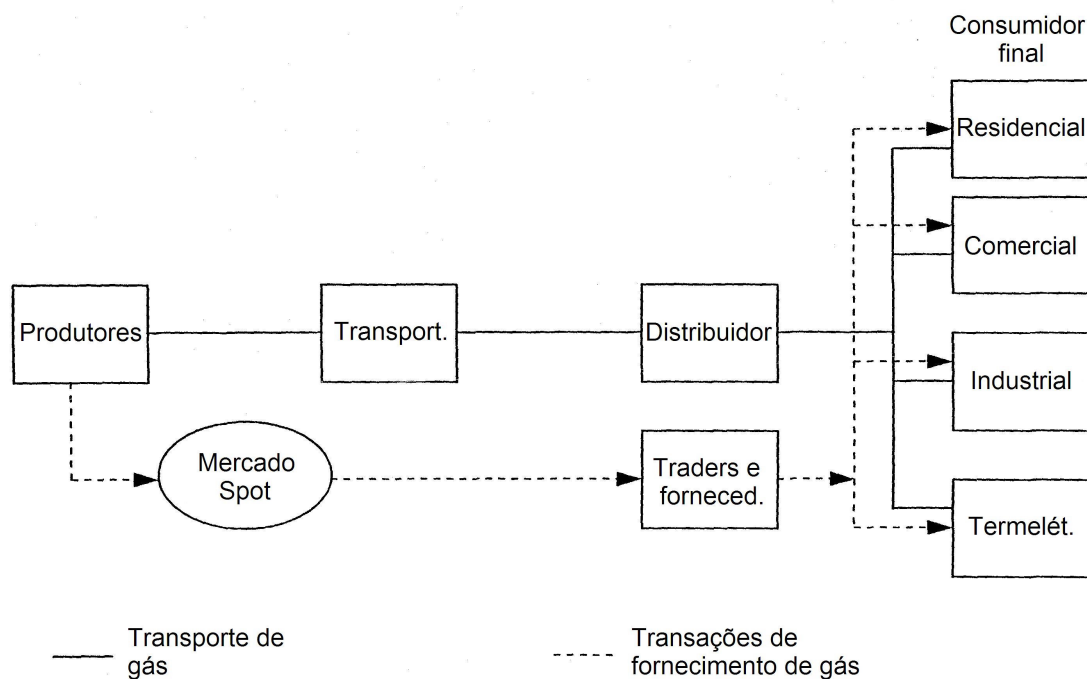


Figura 3.4 Modelo 4 (desempacotamento e competição no varejo)

Fonte: Júris (1998)

O desempacotamento elimina esta distorção, possibilitando o surgimento de companhias que comprem o gás no mercado atacadista, revendem no varejo (*downstream*¹²) e utilizam os serviços de transporte das companhias de gasodutos e distribuidoras. A competição na oferta pressiona para baixo a rentabilidade de revenda, facilitando o repasse da redução de custos do segmento produtor para os consumidores finais.

O aumento da competição e a desregulamentação do mercado eliminam a necessidade de regulação de preços no mercado atacadista, entretanto, no

¹² “*Downstream*”: termo utilizado para denominar a atividade de distribuição de gás natural.

mercado varejista, são necessários mecanismos regulatórios que possibilitem maior flexibilidade na precificação das companhias de gás.

A regulação por taxa de retorno reduz essa flexibilidade de precificação, sendo mais adequada para este modelo, a regulação *price caps*. Os contratos de longo-prazo perdem, em parte, sua importância, e o gás natural passa a ser também negociado por meio de contratos de curto prazo, proporcionando equilíbrio entre a oferta e a demanda e fornecendo aos participantes a flexibilidade necessária.

O desenvolvimento de um mercado *spot* promove eficiência em toda a indústria de gás. À medida que o mercado *spot* torna-se mais líquido e competitivo, os preços convergem para o custo marginal de curto prazo do gás, refletindo o valor de uma unidade marginal de gás negociada naquele momento, quando o gás está sendo negociado por seu real valor de mercado.

A precificação mais eficiente leva os agentes a utilizar os preços *spot* como referência na avaliação de portfólios de contratos de gás, e na maior parte das transações fica conectada ao mercado *spot*, tornando-se então mais eficiente.

A negociação de gás no curto prazo traz maior volatilidade nos preços e volumes, criando novas práticas de mercado. Os preços *spots* tendem a ser mais voláteis, devido a fatores determinantes da oferta e da demanda. Do lado da oferta, observam-se fatores relacionados à produção, à estocagem e à capacidade disponível de gasodutos, enquanto a demanda responde a padrões de consumo e sazonalidade, o que faz com que os agentes estejam expostos ao risco de preço, pois são incapazes de prever os preços futuros do gás natural.

4 A Indústria Brasileira de Gás Natural

O mercado brasileiro de gás natural é incipiente e de história recente, quando comparado a outros países. Até a década de 1980, não havia grande interesse em desenvolver essa indústria no Brasil, visto a abundância de recursos hídricos, a falta de necessidade de aquecimento residencial, as dimensões continentais e com perfis de adensamento diferenciados entre regiões (o que torna o investimento em rede bastante significativo) e a baixa disponibilidade do energético.

Apesar de a produção nacional de gás natural ter-se iniciado por volta de 1940, com as descobertas de reservas na Bahia, o interesse por esse energético tornou-se crescente somente no final dos anos 80, depois da descoberta de gás associado ao petróleo, na bacia de Campos (Rodrigues&Campos, 2004).

Em 1991, foi assinada a carta de intenções sobre a integração energética entre Brasil e Bolívia, quando foi formalizada a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Depois de um processo de negociação e operacionalização conturbado, o GASBOL ficou finalmente pronto em 1997, representando um novo estágio de desenvolvimento para a indústria brasileira de gás.

Neste capítulo, considerando o que foi apresentado anteriormente sobre os modelos de organização do mercado de gás e as estruturas regulatórias existentes, será verificado o nível de maturidade do mercado brasileiro de gás natural, avaliação que passa pelo entendimento do perfil de oferta e demanda da indústria, pelo resgate da evolução histórica institucional e pela descrição e análise da regulação atual, em cada elo da cadeia.

4.1 Perfil de oferta e de demanda

A falta de tradição na utilização de gás natural no país deve-se, principalmente, à descoberta tardia de grandes volumes do energético, bem como à concentração das reservas, que se localizam em algumas poucas áreas do território brasileiro.

As descobertas na Bacia de Campos, no final dos anos 70, resultaram num impulso ao crescimento do mercado de gás, que sustentou a oferta interna e assegurou a introdução desta nova fonte na matriz energética nacional, ainda que modestamente, com o percentual de participação de apenas 9% em 2004 (BEM – Balanço Energético Nacional).

Embora esteja havendo uma evolução nos últimos anos, essa pequena participação esteve relacionada à falta de tradição de utilização do gás natural como energético, tendo em vista que os principais combustíveis concorrentes (hidroeletricidade, óleo combustível, óleo diesel, carvão, lenha, etc.) são significativamente mais conhecidos por seus potenciais consumidores finais, por uma série de razões que interferem nas decisões de investimentos, tanto daqueles que podem disponibilizar o gás natural quanto daqueles que podem utilizá-lo, como: a) tecnologias disponíveis e conhecidas para sua utilização; b) logística de distribuição já estabelecida; c) preços mais competitivos; d) garantia de suprimento.

4.1.1 Perfil da oferta

As primeiras descobertas de gás natural no Brasil ocorreram em 1940, na Bahia, e a hegemonia baiana no mercado perdurou até o final dos anos 70, quando foram descobertas reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro.

A partir dos esforços tecnológicos de produção em profundidades elevadas (acima de 400 metros), uma segunda fase iniciou-se na história do gás natural do Brasil, quando a produção na Bacia de Campos ultrapassou a produção do recôncavo baiano, em 1985. Destaca-se que a descoberta do gás natural na Bacia de Campos favoreceu o uso potencial do energético, pois os poços estavam próximos aos maiores centros produtivos brasileiros, o que representava o impulso que faltava à introdução da nova fonte de energia na Região Sudeste do país.

A partir de 1990, a produção de gás natural estendeu-se a novas regiões, tais como o litoral de São Paulo e a Floresta Amazônica, somando-se à costa do Ceará e ao sul do Espírito Santo.

A produção no final de 2005 atingiu aproximadamente 47.600 milhões m³ (tabela 4.1), sendo 49% deste total oriundo da Bacia de Campos e 17% da Amazônia, que ultrapassou a Bahia e passou a ser o segundo maior Estado produtor.

Especificação		Produção de Gás Natural no Brasil (mil m3/d)					
		jul/05	ago/05	set/05	out/05	nov/05	dez/05
Total		49.137	48.550	47.260	48.263	49.887	47.623
Subtotal	Terra	20.351	20.601	19.203	19.747	20.572	18.345
	Mar	28.786	27.949	28.057	28.516	29.315	29.278
Amazonas	Terra	10.038	10.048	9.892	10.017	9.808	8.014
	Ceará						
	Terra	1	1	1	1	1	1
Rio Grande do Norte	Mar	296	292	270	255	337	310
	Terra	809	799	796	804	754	736
	Mar	2.720	2.797	2.766	2.761	2.743	2.650
Alagoas	Terra	2.535	2.631	2.629	2.607	2.784	2.647
	Mar	472	474	469	463	418	413
Sergipe	Terra	205	207	217	217	216	226
	Mar	1.641	1.611	1.640	1.650	1.445	1.333
Bahia	Terra	5.469	5.653	4.390	4.846	5.729	5.520
	Mar	68	58	47	57	58	57
Espírito Santo	Terra	1.294	1.262	1.278	1.255	1.280	1.201
	Mar	79	138	138	118	128	128
Rio de Janeiro	Mar	22.404	21.357	21.554	22.041	23.092	23.358
São Paulo	Mar	913	1.042	1.022	980	901	903
Paraná	Mar	193	180	151	191	193	126

Tabela 4-1 Produção de Gás Natural no Brasil (segundo semestre de 2005)

Fonte: ANP

Entretanto, o aumento da produção de gás não resultou imediatamente no aumento da oferta interna, isso porque, a expansão do gás natural no Brasil apoiou-se na descoberta de reservas de gás associado, cuja exploração sempre foi ditada pela produção do petróleo. Além disso, grande parte do gás disponível encontra-se longe dos centros de consumo, em campos localizados no mar, o que pressupõe elevados investimentos para a construção de toda a infra-estrutura de escoamento e processamento necessária.

Essa dificuldade de escoamento levou a práticas como a queima do gás natural nas próprias áreas de produção e a reinjeção nos respectivos

reservatórios, para que o energético fosse utilizado no momento oportuno, o que, juntamente com a concorrência do gás importado da Bolívia, contribui para os altos índices de queima e perda de gás natural (gráfico 4.1).



Gráfico 4.1 Queima e perda de gás natural (% da produção total)

Fonte: ANP

4.1.1.1 Infra-estrutura de processamento de gás natural no Brasil

O processamento de gás natural tem como principal objetivo garantir a especificação do gás para os consumidores finais do produto, o qual passa a denominar-se gás seco ou gás processado.

O processamento de gás natural em 2006 foi realizado em vinte e sete unidades (UPGNs), somando uma capacidade de 50,9 milhões m³/dia (tabela 4.2).

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal de processamento de gás natural	
			mil m ³ /d ¹	%
Total			50.900,0	100,0
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.400,0	4,7
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0	4,9
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0	3,9
UFL-REDUC ²	Duque de Caxias (RJ)	2002	5,4 ³	..
URGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	3.500,0	6,9
UPCGN-Cabiúnas ²	Macaé (RJ)	1987	1,5 ³	..
UPCGN-Cabiúnas II ²	Macaé (RJ)	FO ⁴	1,5 ³	..
UPGN-Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	620,0	1,2
URL-Cabiúnas	Macaé (RJ)	2002	4.500,0	8,8
URL-Cabiúnas	Macaé (RJ)	2004	4.500,0	8,8
UPGN-Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	400,0	0,8
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0	2,9
UPCGN-Cacimbas ²	Linhares (ES)	FO ⁴	1,5 ³	..
UPGN-Candeias	Candeias (BA)	1972	1.960,0	3,9
UPGN-Catu	Pojuca (BA)	1962	1.400,0	2,8
URGN-3-Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0	4,9
UPGN-Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0	3,5
UPGN-Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.800,0	5,5
UPGN-Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0	0,7
UPGN-Guamaré	Guamaré (RN)	1985	2.000,0	3,9
UPGN-Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0	3,9
UPGN-Guamaré III	Guamaré (RN)	FO ⁴	2.000,0	3,9
UPGN-LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0	0,7
UPGN-Urucu	Coari (AM)	1993	600,0	1,2
UPGN-Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0	11,8
UPGN-Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0	5,9
UPGN-UEG	Araucária (PR)	FO ⁴	2.200,0	4,3

Tabela 4-2 Capacidade nominal de processamento de gás natural (Maio 2006)

Fonte: ANP

Em decorrência da expectativa de aumento da demanda no país, novos investimentos estão previstos para o setor, e no momento, os planos já contemplam a implantação de três novas unidades, as quais permitirão uma expansão de cerca de 13 milhões de m³/dia na capacidade de processamento de gás natural. (tabela 4.3)

Unidades produtoras em construção	Município (UF)	Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural	
		mil m³/d	%
Total		13.100,0	100,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	6.000,0	45,8
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	3.500,0	26,7
DPP - Cacimba	Linhares (ES)	3.600,0	27,5

Tabela 4-3 Capacidade nominal prevista de processamento de gás natural (maio 2006)

Fonte: ANP

4.1.1.2 Infra-estrutura de transporte de gás natural no Brasil

A rede de gasodutos, classificada como transporte, compreende da estrutura imediatamente posterior às unidades de processamento de gás natural até os *city-gates* de entrega do energético na malha de distribuição das companhias distribuidoras estaduais.

Composta por uma malha que escoar gás natural de origem nacional e outra que escoar produto importado, esta infra-estrutura totaliza 5.433km de rede, e capacidade de transporte de 71,5 milhões de m³/dia, dos quais 45,9% são operados pela Petrobras/Transpetro, sendo o restante operado por novas entrantes do setor (tabela 4.4).

Dutos	Status	Participação acionária	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Capacidade projetada (milhões m³/d)
Total				3.465,0 (total) 2.900,0 (em operação)	44,8 (total) 35,3 (em operação)
Bolívia - Brasil ¹	Em operação	Gaspetro (51%); BBPP Holdings (29%); Transredes (12%); Enron (4%); Shell (4%)	Trecho Norte: 24 a 32 Trecho Sul: 16 a 24	Trecho Norte: 1.418 Trecho Sul: 1.185	30
Lateral Cuiabá	Em operação	Enron (50%); Shell (37,5%); Transredes (12,5%)	18	267	2,8
Uruguaiana - Porto Alegre ²	Parcialmente em operação	Gaspetro (25%); Totalfina Gas and Power Brazil (25%); Ipiranga (20%); Repsol YPF (15%); TEGAS N.V. (15%)	24	Trecho (1): 25 Trecho (2): 585 Trecho (3): 25	12

Tabela 4-4 Dutos de transporte de gás natural importado

Fonte: ANP

Os gasodutos que transportam gás de origem nacional são ativos da Petrobras, da Transpetro, da Nova Transportadora do Nordeste - NTN e da

Transportadora Nordeste Sudeste – TNS, e somam 2.533km de extensão (tabela 4.5). A malha de gasodutos que escoia produto importado é formada pelo gasoduto Bolívia–Brasil (operado pela TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente), perfazendo um total de 2.900km, com capacidade de escoamento de 35,3 milhões de m³/dia.

Malha	Dutos de transporte			
	Denominação do duto	Início de operação	Diâmetro (pol)	Extensão (km)
Total				2.532,0
Malha CE / RN / PB / PE / AL				1.034,6
	Guamaré-Cabo	1986	12	424,0
	Pilar-Cabo	---	12	203,6
	Guamaré-Pecém	1998 e 2000	12 / 10	382,0
	Santa Rita - São Miguel de Taipu	2005	8	25,0
Malha SE/BA				346,4
	Atalaia-Catu	1974	14	230,0
	Santiago-Camaçari I	1975	14	32,0
	Santiago-Camaçari II	1992	18	32,0
	Candeias-Camaçari	1981	12	37,0
	Candeias - Dow Química	n/d	14	15,4
Malha ES				146,0
	Lagoa Parda-Aracruz	1983	8	38,0
	Aracruz-Vitória	1984	8	62,0
	Serra-Viana	1997	8	46,0
Malha RJ/SP/MG				1.005,0
	Cabiúnas-Reduc	1982	16	183,0
	Reduc-Regap	1986	16	357,0
	Reduc-Esvol	1986	18	95,2
	Esvol-Tevol	1986	14	5,5
	Esvol-São Paulo	1988	22	325,7
	RBPC-Capuava	1993	12	37,0
	RBPC-Comgás	1993	12	1,5
	Betim-Ibirité	2002	12	0,1

Tabela 4-5 Dutos de transporte de gás natural de produção nacional

Fonte: ANP

A primeira grande expansão na rede de transporte foi realizada no período compreendido entre 1979 e 1989, quando foram construídos mais de 50% da malha existente até 1998 (gráfico 4.2) e foram instalados gasodutos no Rio de Janeiro, no Espírito Santo e em diversos pontos do Nordeste. A segunda grande expansão ocorreu com a construção, em 1998, do GASBOL, gasoduto com capacidade de transporte de 30 milhões de m³/dia, para escoamento do gás natural importado da Bolívia.

Com a expectativa de incremento do mercado de gás natural, diversos projetos estão sendo atualmente desenvolvidos para a expansão da infra-estrutura de transporte do energético no país, os quais deverão entrar em operação até 2010.

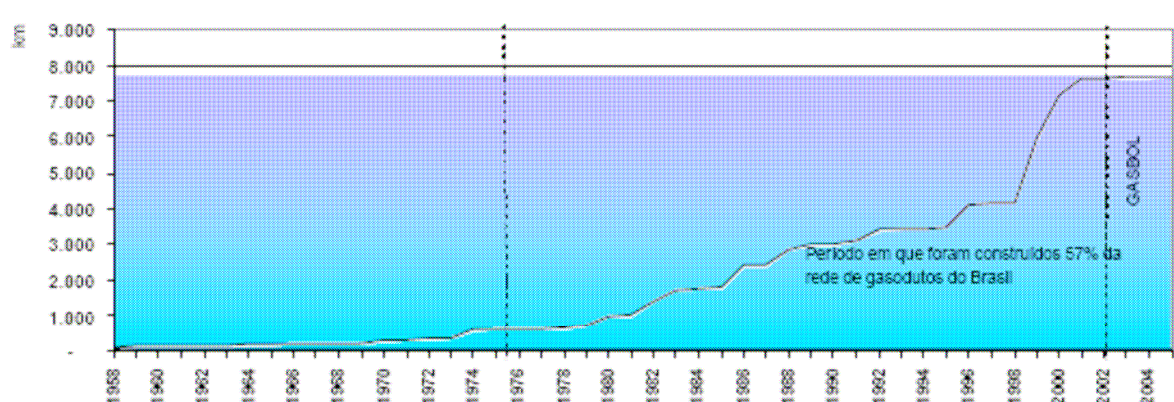


Gráfico 4.2 Evolução da malha de gasodutos (1958–2005)

Fonte: ANP

Apesar da grande expansão da rede nos últimos 15 anos, percebe-se que uma grande área do território brasileiro ainda não é atendida pela rede de gasodutos (veja a figura 4.1).

4.1.2 Perfil da demanda

O consumo do gás natural pode ser dividido em duas grandes categorias: consumo energético (unidades de processamento de gás natural, refinarias, geração elétrica, indústrias, residências, comércio e transporte) e consumo não-energético (basicamente petroquímico, siderúrgico e fertilizante). Fisicamente, o consumo está localizado próximo aos principais centros ofertantes do energético ou está conectado a estes por meios de gasodutos de transporte.

Existe potencial para crescimento da demanda, que atualmente é reprimida principalmente em função da infra-estrutura insuficiente de distribuição em muitos Estados (figura 4.1). Note-se que há uma concentração significativa da malha de transporte na Região Sudeste refletindo também uma demanda concentrada nessa Região.

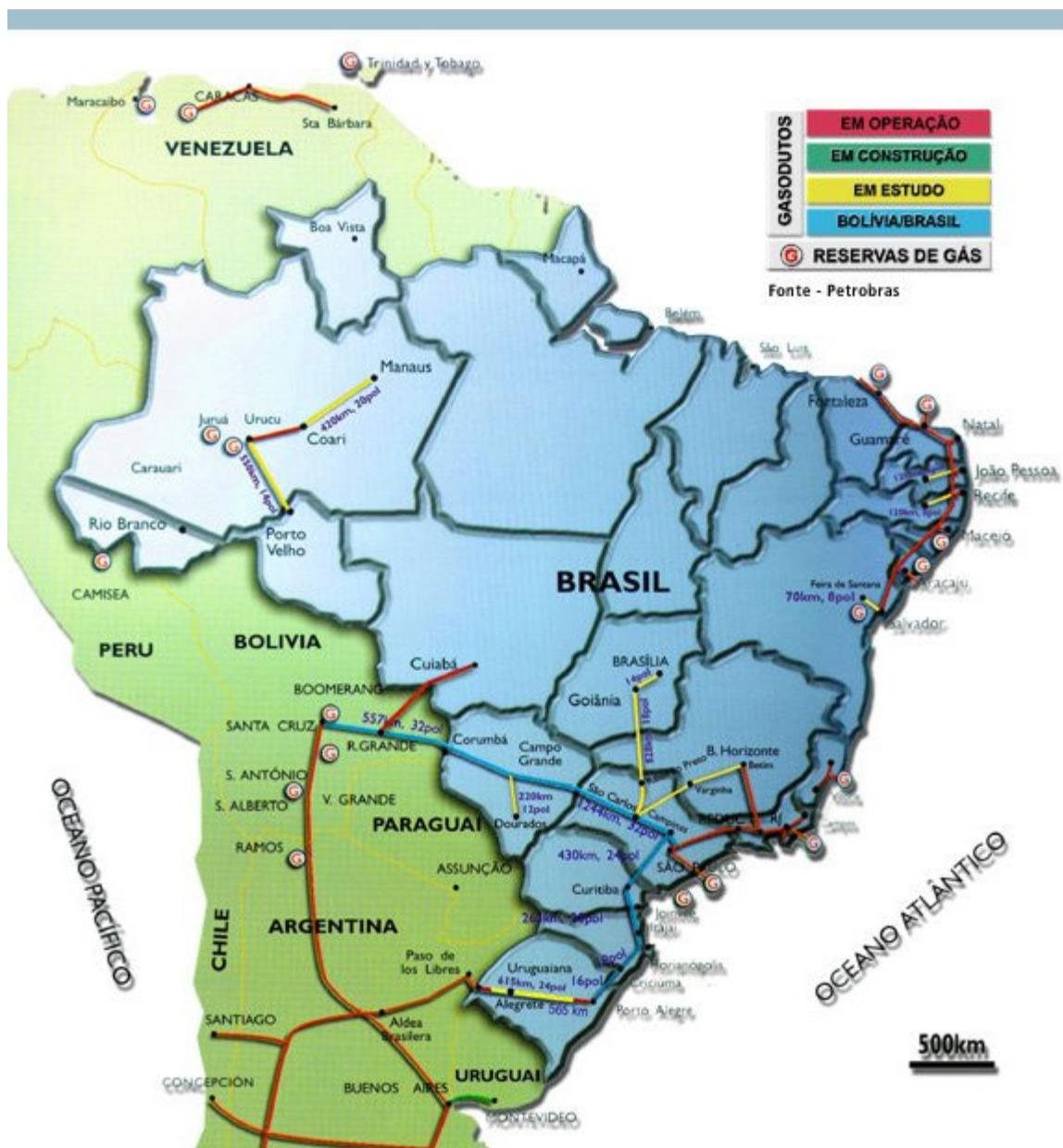


Figura 4.1 Mapa de Gasodutos no Brasil (2005)

Fonte: ANP

Na última década, houve crescimento da demanda de gás natural em praticamente todos os segmentos, por consequência direta do aumento da infraestrutura de oferta, que permitiu disponibilizar o produto aos principais mercados consumidores.

De 1995 a 2005, foi registrado um crescimento médio anual de 13% na demanda por gás natural. A demanda total passou de 4.435 milhões de m³ em 1995 para 15.040 milhões de m³ em 2005 (gráfico 4.4), crescimento impulsionado principalmente pelo setor industrial, cuja demanda cresceu de 2.353 milhões de m³ em 1995 para 8.209 milhões de m³, em 2005 (crescimento médio anual de 13,3%).

O gás natural possui um vasto leque de utilizações energéticas e não energéticas, sendo um importante substituto de outros combustíveis, como por exemplo do óleo combustível, além de, oferecer menores danos ambientais. Atualmente, é utilizado principalmente nos segmentos industriais e de geração de energia térmica (gráfico 4.3), o qual teve grande impulso após o racionamento de 2001, quando se percebeu que o gás natural seria um bom e rápido substituto para a geração de energia elétrica.

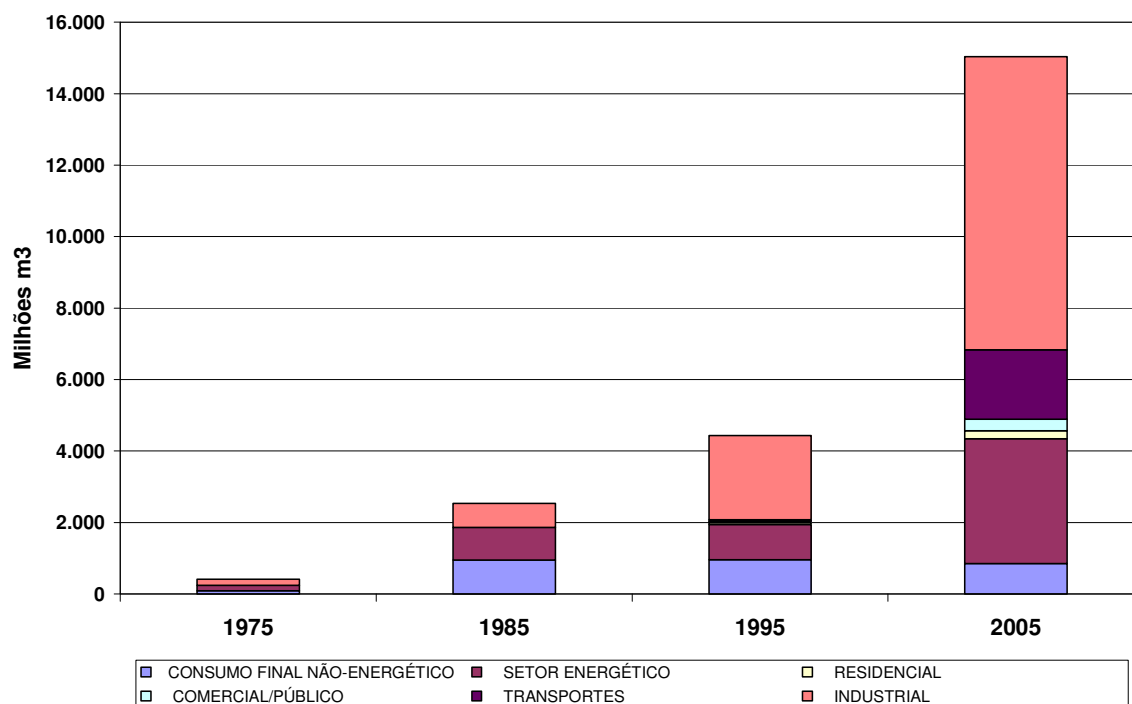


Gráfico 4.3 Demanda de Gás Natural no Brasil por setor

Fonte: BEN – Balanço Energético Nacional

Apesar do grande crescimento de mercado registrado na última década, o gás natural possui participação ainda baixa na matriz energética brasileira, quando comparado com outros países. Em 2003, o consumo de gás natural representou 6% do total de toda a matriz energética no Brasil, enquanto na Argentina, no mesmo período, o consumo de gás natural representou 41% do total (International Energy Agency).

Entretanto, é importante destacar que o crescimento do mercado de gás natural está condicionado a alguns fatores como a redução de custos nos processos produtivos ao longo da cadeia, a expansão das redes de transporte, a garantia da oferta, a adequação das empresas a uma possível legislação ambiental no país, que deve tender a ser mais severa seguindo os padrões internacionais; e aos preços do produto e um marco regulatório com instituições eficientes¹³ (Alveal & Gutierrez, 1997).

O marco regulatório que será analisado nas seções seguintes impacta diretamente a oferta do gás natural e os preços praticados.

4.2 *Cenário Institucional*

As reformas estruturais e as privatizações do setor público, inclusive no setor energético, começaram a ser implantadas no Brasil no governo Collor, na década de 1990, bem depois de serem implantadas nos principais países da América do Sul. Na ocasião, o Programa Nacional de Desestatização (PND) tinha como principais objetivos: a) a reordenação da posição estratégica do Estado na economia; b) o saneamento do setor público; c) o fortalecimento do mercado de capitais; e d) a modernização do parque industrial brasileiro (Nascimento, 2006).

As principais proposições do processo de reformas no setor público, incluindo-se o setor de infra-estrutura, eram permitir a entrada de capital privado, promover a saída do Estado e incentivar a concorrência nas atividades potencialmente competitivas. Assim, o Estado deixaria de ser o responsável direto

¹³ Na indústria de GN, o preço praticado tem uma grande importância, visto que existem insumos energéticos que sempre poderão ser utilizados como substitutos ao GN. A tecnologia que vem sendo desenvolvida para os novos consumidores admite a dupla conversão ou o uso de equipamentos bi-combustível, principalmente na indústria.

pelo desenvolvimento econômico e social, por meio da produção de bens e serviços, para se fortalecer na função de promotor e regulador desse desenvolvimento.

O mercado brasileiro de gás natural é relativamente novo. Até o início da década de 1990, a indústria possuía estrutura na forma de monopólio público estatal, na qual a Petrobras detinha o monopólio legal das atividades de exploração, produção, processamento e transporte do gás natural no país.

A abertura do setor de petróleo começou a ser realizada a partir da promulgação da Emenda Constitucional nº 9, em novembro de 1995, que estabeleceu que o monopólio de petróleo e gás natural, antes detido pela União, deixava de existir, e a concessão do serviço poderia ser repassada para empresas privadas, além das próprias estatais. Adicionalmente, em 1997, com a Lei Complementar nº 9.478, foi criada a Agência Nacional do Petróleo – ANP, que contribui para a transição do monopólio para uma estrutura de mercado competitivo e regulado, para as atividades referentes à exploração, à produção, ao refino e ao transporte de petróleo e gás natural.

De acordo com artigo 8º, a ANP deve “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo”. Neste sentido, suas principais atribuições são:

- obedecer aos princípios definidos na política energética nacional, dando ênfase à proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- estabelecer os blocos a serem licitados, bem como elaborar os editais para estas licitações;
- autorizar o exercício das demais atividades da cadeia, excetuando-se a exploração e a distribuição;
- no caso de haver conflito entre as partes, a ANP deve estabelecer tarifas que remunerem o serviço prestado, bem como arbitrar o conflito entre os agentes;
- fiscalizar as atividades da cadeia (diretamente ou por meio de convênios).

Segundo Cecchi (2001), a ANP tem como principais objetivos:

- promover a competitividade entre os agentes econômicos, permitir o livre acesso à rede de transporte, 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, dar poder à autoridade para manter a estrutura legal atualizada e oferecer procedimentos transparentes.

A flexibilização do monopólio no setor de petróleo e gás, além de atrair novos entrantes, permitiu a implantação de novas regras e de uma agência reguladora. A indústria de gás natural passou, assim, a se inserir em duas esferas administrativas: a federal e estadual (figura 4.2).

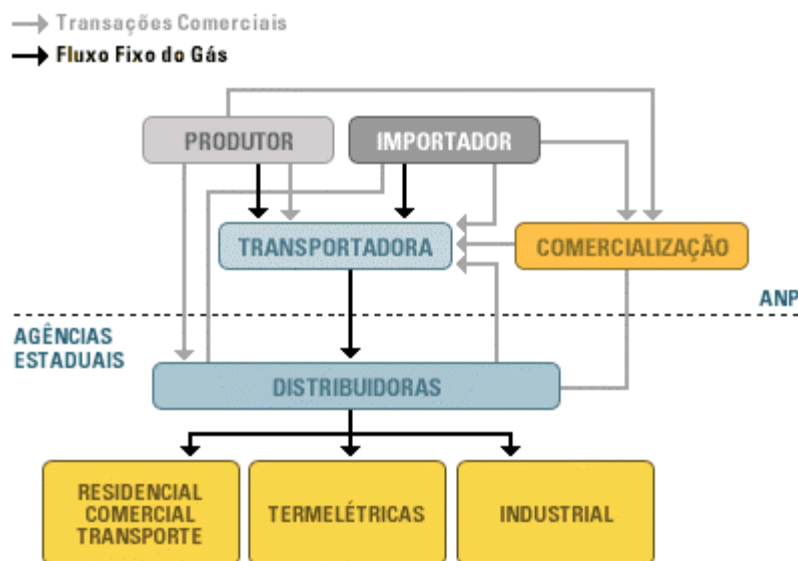


Figura 4.2 A indústria de gás natural no Brasil

Fonte: ANP

4.2.1 Esfera federal – Agência Nacional do Petróleo

A ANP é, portanto, responsável pela regulação nas atividades de produção, importação e transporte de gás natural. Assim sendo, estão sob esfera federal as

atividades de exploração e produção, transporte e comercialização de gás natural, as quais serão detalhadas nas subseções seguintes.

4.2.1.1 Atividades de exploração e produção

A Lei nº 9478, de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”, estabelece que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional pertencem à União, cabendo sua administração à ANP. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural devem ser exercidas mediante contratos de concessão precedidos de licitação, e somente obtêm concessão para exploração de petróleo e gás natural as empresas que atenderem aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Os contratos de concessão prevêem duas fases distintas: a de exploração e a de produção, que explicitam para a empresa a obrigação de explorar áreas por sua conta e risco e, em caso de sucesso, produzir petróleo e gás natural.

Essas medidas permitiram a entrada de novos agentes no *upstream*¹⁴, estimulando a competição, e permitiram também que as empresas privadas possam participar, individualmente ou em consórcio, da compra de blocos para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Apesar disso, é válido ressaltar que a Petrobras continua possuindo elevado poder e percentual de mercado.

Pela Lei do Petróleo, a Petrobras tinha o direito adquirido sobre os blocos aos quais ela tinha investido. Portanto até meados de 1998 ela detinha 100% das áreas produtivas do país.

Até o final de 2005, foram realizadas sete rodadas de licitação para as áreas de exploração. A participação das empresas estrangeiras ainda é modesta e a Petrobrás detém posse, seja sozinha ou com participação, da maioria dos blocos concedidos.

¹⁴ “*Upstream*”: termo utilizado para denominar as atividades de exploração e produção de gás natural.

Apesar da abertura do *upstream* para o setor privado, a produção nas áreas licitadas não ocorre de maneira imediata, o que resulta na continuidade do domínio da Petrobras sobre a produção doméstica de petróleo e gás natural. Deste modo, não é esperada, até o final desta década, grande representatividade do setor privado nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

4.2.1.2 Comércio de gás natural

O gás natural consumido no Brasil pode ser de origem nacional ou importado da Bolívia ou da Argentina. A atividade de comercialização do produto de origem nacional não necessita de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente, porém, é necessária a autorização da ANP para o exercício da comercialização do gás importado em território nacional.

A regulamentação dos preços do gás natural está sob responsabilidade dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Entretanto, o artigo 8º da Lei 9478/97 institui como responsabilidade da ANP “a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos”. Note-se que a regulação do preço para o consumidor final é realizada pelos Estados.

Existem três formas distintas para precificação do gás natural no Brasil: preço do gás importado, preço máximo do gás nacional e preço do gás destinado ao PPT¹⁵.

Preço do gás natural importado – Bolívia

A atividade de importação de gás é aberta à concorrência e, pela Lei do Petróleo, qualquer empresa ou consórcio, privado ou público, pode importar (ou exportar) gás natural, mediante autorização da ANP.

¹⁵ PPT (Programa Prioritário de Termelétricas): Em 24 de Fevereiro de 2000 foi lançado o Decreto Nº 3.371, que instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade 2000-2003, o qual incentiva que seja utilizada como principal fonte de termelétricidade, o gás natural.

O preço do gás natural importado é livre e definido nos contratos de fornecimento entre as partes (ex: gás boliviano e Petrobras), e cabe à ANP a arbitragem de conflitos quando e se ocorrerem sendo que o preço CIF¹⁶ negociado é composto da seguinte forma:

Preço *city gate* para a Petrobras = PG(commodity) + TT(tarifa de transporte postal)

O preço do gás *commodity* (PG) do Contrato GSA¹⁷ evolui trimestralmente, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PG(t) = 0,5 P_i + 0,5 P(t-1)$$

Onde:

P_i = Pbase x Variação Trimestral Cesta Derivados¹⁸ ($P_{base} \times P_{cesta(t-1)} / P_{cesta(0)}$)

Período Base = 1º de janeiro de 1990 – 30 de junho de 1992 (excluído o período entre o 1º agosto de 1990 e o 31 de janeiro de 1991).

Preço Base = é o preço base determinado no GSA, podendo oscilar entre 0,95 e 1,06

US\$/MMBTU, para 20 anos; o gás adicional sobre 16 MMm3/dia tem um preço base de 1,20 US\$/MMBTU.

A tarifa de transporte (TT), dividida no ramal boliviano (GTB) e no ramal brasileiro (TBG), é atualizada anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$TT = CC \times Var \ 0,5\% \ a.a + CV$$

Onde:

CC = termo de capacidade (GTB: 0,3176 US\$/MMBTU₂₈; TBG: 1,14 US\$/MMBTU, em 1997);

Var 0,5% a.a. = variação anual do termo de capacidade;

CV = termo variável (*commodity charge*: 0,002 US\$/MMBTU nas duas seções) – no

¹⁶ CIF (Cost, Insurance and Freight): Preço de venda que além de incluir o custo do produto vendido, já inclui o custo do frete e do seguro no transporte, até o destino.

¹⁷ GSA: Contrato de transporte e de gás.

¹⁸ Cesta de Derivados: A cesta de derivados utilizada para o cálculo do preço *commodity* é composta pelos preços de HSF ou LSF no *Gulf US* e na Europa, conforme a seguinte composição:

- *Fuel 3,5% Sulphur Italy* (fator de ponderação para a cesta: 0,5)
- *Fuel N°6, 1% Sulphur Gulf Coast* (fator de ponderação para a cesta: 0,25)
- *Fuel 1% Sulphur FOB NWE* (fator de ponderação para a cesta: 0,25)

caso do GTB, esta variação é de 3,5% a.a.

A Petrobras revende o gás importado nos *city gates*, para as companhias de distribuição, a um preço fechado (que inclui o gás natural e o custo do transporte) e mais elevado que o seu custo, obtendo uma margem na operação. O preço do *city gate* às distribuidoras se baseia nas seguintes pautas contratuais:

Preço *city gate* do gás importado = PG (*commodity*) + TT (tarifa de transporte)

Onde,

PG (*commodity*) = preço do gás do GSA

TT (tarifa transporte) = termo por demanda de capacidade (1,5352 US\$/MMBTU) + termo volumétrico (0,0857 US\$/MMBTU) – Valores em US\$ de 1996

Na tabela 4.6 são apresentados os preços firmados entre a Petrobras e a YPF da Bolívia, para o preço da *commodity* e as tarifas entre a mesma Petrobras e as transportadoras¹⁹ GTB e TBG, e as carregadoras²⁰ ENERSIL e BG, para o transporte do gás natural até os *city gates*.

¹⁹ Transportador: Empresa ou consórcio de empresas autorizadas pela ANP para operar as Instalações de Transporte.

²⁰ Carregador: Empresa ou consórcio de empresas contratante do serviço de transporte de gás natural junto ao Transportador.

Commodity	Contrato Compra Petrobras/YPFB: Características: a) Reajuste Trimestral b) Cesta de Óleo c) Variação Cambial	1,57 US\$/MM BTU	1,57 US\$/MM BTU
Tarifa de Transporte	Contrato Compra Petrobras-GTB Petrobras-TBG Contrato Compra Petrobras-Enersil Petrobras-BG Características: a) Reajuste Trimestral b) Cesta de Óleo c) Variação Cambial	Valor pago pela Petrobras	Valor cobrado pela Petrobras no City Gate
		GTB 0,33 US\$/MM BTU	1,66 US\$/MM BTU
		TBG 1,17 US\$/MM BTU	
	TOTAL	3,07 US\$/MM BTU	3,23 US\$/MM BTU

Tabela 4-6 Preços Gás Importado da Bolívia (2001)

Fonte: Cecchi

A Petrobras iniciou a importação de gás natural em julho de 1999, adquirindo gás boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL. Posteriormente, o volume importado pela empresa atingiu 30 milhões m³/dia, em setembro de 2006, atingindo a plena capacidade do GASBOL.

Em 2001, duas novas empresas importadoras de gás passaram a operar: EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda. e BG Comércio e Importação Ltda. Em agosto do mesmo ano, a EPE iniciou a importação de gás boliviano destinado à Usina Termelétrica (UTE) de Cuiabá e em setembro, a BG Comércio e Importação Ltda. Realizou a mesma operação de importação de gás natural boliviano escoado pelo GASBOL, só que destinado à COMGÁS, empresa do Grupo BG, no Estado de São Paulo.

As importações aumentaram, e em maio de 2006, tanto a EPE quanto a BG importaram, cada uma, 0,7 milhões m³/dia de gás natural, o que se somando os volumes importados por outras empresas, representou uma importação total de

petróleo em 1999 tiveram um impacto direto nos preços máximos do gás natural nacional, e o governo, em acordo com a Petrobras, reduziu o preço do gás vendido às distribuidoras em 15%.

Em 2000, houve a separação entre o preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto e a outra associada à remuneração dos serviços de transporte. Houve também a introdução progressiva da distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

Os preços máximos de venda (P_m) do gás natural de produção nacional, para vendas à vista às empresas concessionárias de gás canalizado, ficam então determinados, em portaria²¹, segundo a fórmula:

$$P_m = P_{GT} + T_{REF}$$

Sendo:

- P_{GT} = Preço referencial²² do gás natural na entrada do gasoduto de transporte;

²¹ Portaria MME/MF nº 3, de 17 de fevereiro de 2000

²² O preço referencial do gás natural na entrada do gasoduto de transporte (P_{GT}) passou a ser reajustado trimestralmente com base na fórmula:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(ant)} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times [0,50 \times F1/F10 + 0,25 \times F2/F20 + 0,25 \times F3/F30] \times [T_C/T_{C0}]$$

Sendo:

- $P_{GT(ant)}$ = Valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo P_{GT} ;
- $P_{GT(0)}$ = Valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80/mil m³;
- T_C = Média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo "m" o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;
- T_{C0} = Média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano no período de junho a agosto de 1999, inclusive.
- F1, F2 e F3 é a média dos pontos médios diários das cotações superiores e inferiores, publicadas no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3, 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;
- F10, F20, F30 = Médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicadas 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.

- T_{REF} = Tarifa de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural.

A regulação do preço do gás nacional continua sendo *price cap* e sua indexação reflete opções alternativas. O teto é configurado por meio de reajuste trimestral, que engloba além dos óleos combustíveis, a variação cambial. Este fator de reajuste trimestral é utilizado geralmente para suavizar a volatilidade de preços.

A tarifa de transporte (T_{REF}) deve remunerar os serviços de transporte e reflete o valor dos ativos que compõem o sistema de transporte. A tarifa de transporte varia em função da distância, porém é postal dentro dos Estados, ou seja, seu cálculo é realizado utilizando-se a abordagem de zonas tarifárias (modelo zonal). Nesse modelo, os consumidores são agrupados em diferentes zonas geográficas (Estados da União), onde todos pagam as mesmas tarifas.

Introduzindo a variável distância, as tarifas de transporte acabam por refletir os custos, entretanto, limitam o desenvolvimento do mercado em áreas longínquas, o que pode ser prejudicial num país de grandes dimensões como o Brasil.

Preço do gás natural destinado às termelétricas

O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) surgiu após os problemas energéticos ocorridos em 2001, quando o governo decidiu incentivar o fornecimento de energia elétrica por meio de usinas termelétricas movidas a gás natural.

Para atrair investimentos para o setor, o governo estabeleceu uma regulação *price cap*, ou seja, estabeleceu o preço máximo para o gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT.

A portaria MF/MME Nº176/2001 estabeleceu um preço máximo de 2,581 US\$/MMBTU, ajustado em reais pela taxa média de câmbio, R\$/US\$, entre 02/05/01 e 01/07/01, para o gás natural destinado à produção de energia elétrica

pelas plantas integrantes do PPT que entrassem em operação efetiva até 30 de junho de 2003, e que contratassem gás natural na modalidade *take or pay*.

Atualmente, a quantidade de gás natural a contratar, sob estas condições, encontra-se limitada a 40 MMm³/dia, com preço fixado em reais, por períodos sucessivos de um ano, e a atualização anual se decompõe em duas partes:

- o primeiro componente (PD), equivalente a 80% do valor, é atualizado pela variação da taxa de câmbio e do PPI (*Producer Price Index*), categoria “*All Commodities*” dos Estados Unidos; e
- o segundo componente (PR), equivalente a 20% do valor, é atualizado pelo IGPM (Índice Geral de Preços de Mercado).

Finalmente, baixou-se a Portaria Interministerial MME/MF Nº234, de 22 de julho de 2002, que definiu as condições de ajuste do preço do gás natural destinado ao PPT, fixando o preço máximo em reais por MMBTU para as plantas do PPT que entrassem efetivamente em operação comercial até 31 de dezembro de 2004, com base na seguinte fórmula:

$$\text{Preço Base} = 2,581 \text{ US\$/MMMBTU} \times \text{TMD0}$$

Onde,

TMD0 = valor da taxa de câmbio (R\$/US\$) adotada como base, que corresponde a 2,3436 R\$/US\$

As diferentes regras de precificação, dada a origem do gás e para o gás destinado ao PPT, geram diferenças nos preços praticados no *city-gate*, como pode ser visto no gráfico 4.5.

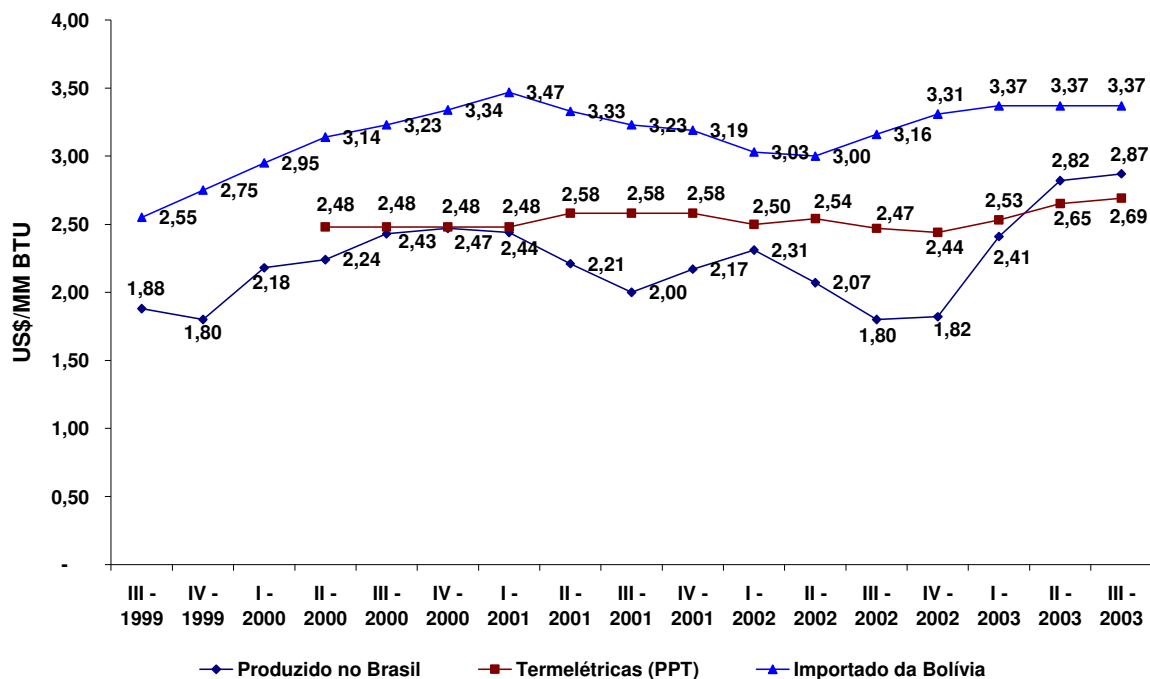


Gráfico 4.5 Preço no city gate do gás natural nacional, importado e programa PPT

Fonte: ANP

A coexistência de fórmulas distintas para o cálculo dos preços gera as grandes diferenças mostradas no gráfico anterior. Em alguns cenários de preços, o gás natural perde a competitividade em relação a outros energéticos, e o fato destas fórmulas serem indexadas a uma cesta de óleos internacional e ao dólar traz um elemento de incerteza, que obstrui o desenvolvimento da indústria de gás natural.

4.2.1.3 Atividade de transporte

As atividades de transporte são realizadas mediante autorização da ANP, não sendo necessário haver um processo de licitação.

A Lei do Petróleo, por meio do artigo 58, prevê o livre-acesso à infraestrutura de transporte.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso de dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem

construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

&1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

&2º A ANP regulará a preferência a se atribuída ao proprietário das instalações para a movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

Com essa lei, governo e mercado esperavam estimular a competição na oferta de gás natural, propiciada pela entrada de novos agentes no segmento de transporte, considerado um monopólio natural. Além de aumentar a competição, a entrada de novos agentes induziria a realização de práticas de mercado nas transações de transporte e incentivar novos investimentos no setor.

Com o livre acesso transparente e não discriminatório, o transportador teria que divulgar uma vez ao ano a capacidade disponível e realizar uma oferta pública desta capacidade, por um período de 30 dias, aos potenciais interessados. Além disso, foi determinado que os transportadores forneceria os serviços de transporte não firme (STNF)²³ a terceiros interessados na capacidade ociosa.

O objetivo de introduzir pressões competitivas na indústria de transporte não foi atingido. Depois de mais dois anos da promulgação da lei do livre acesso, em 1998, houve poucos interessados no acesso à infra-estrutura de transporte de gás, principalmente por causa da falta de capacidade disponível nos gasodutos nacionais de propriedade da Petrobras e no GASBOL, da operadora TBG, empresa da qual a Petrobras é acionista majoritária (Alveal & Almeida, 2001).

O livre acesso ocasionou processos de conflitos envolvendo a Enersil (do antigo grupo ENRON) e a British Gás, com a TBG. As negociações não foram

²³ Serviço de Transporte Não Firme (STNF): aquele que, em relação à Demanda Contratada, pode ser interrompido ou reduzido pelo Transportador, em função de prioridade dada ao Serviço Firme (STF);

bem-sucedidas especialmente pelo fato da capacidade de transporte do GASBOL estar totalmente contratada pela Petrobras (ANP, 2002).

O insucesso das duas primeiras negociações de acesso livre ao GASBOL mostrou a ineficácia da regulamentação. A necessidade de aperfeiçoamento da regulamentação, aliada à necessidade rápida de expansão da capacidade de dutos no país, a fim de atender às demandas impostas pelo Programa Prioritário de Termelétricidade, levou o governo a uma revisão, em meados de 2001, da regulação até então existente, tornando-a mais ampla e mais precisa.

A nova regulamentação deu destaque à forma de alocação de capacidade e aos critérios tarifários. A alocação da capacidade passou a ser feita por meio de concurso aberto, onde a transportadora adotaria critérios transparentes de seleção dos interessados na capacidade. O transportador, então, ofereceria a capacidade disponível na forma de Serviço de Transporte Firme (STF)²⁴, nos casos de: a) capacidade disponível resultante da construção de novos gasodutos; b) capacidade disponível e não contratada em um gasoduto existente; c) capacidade disponível resultante de expansão de um gasoduto; e d) capacidade proveniente do término de contratos (Alveal & Almeida, 2001).

A idéia da nova proposta era não somente introduzir o livre-acesso, mas também estimular a concorrência nos serviços de transporte até o *city-gate*. Até o momento de conclusão deste trabalho²⁵, os novos interessados em comercializar o gás no atacado podem entrar neste mercado por meio de concursos abertos de capacidade de transporte para STF, STNF ou STD²⁶, e assim a concorrência é estimulada, uma vez que o preço e o volume dos contratos dependem de uma disputa entre interessados, num concurso aberto (figura 4.3).

Outra definição importante foi que os carregadores que possuíssem mais de 50% da capacidade atual contratada poderiam contratar no máximo 40% da capacidade oferecida no concurso aberto. Essa medida afetou diretamente a

²⁴ Serviço de Transporte Firme (STF): aquele que não deve ser interrompido ou reduzido em relação à Demanda Contratada;

²⁵ Dezembro de 2006

²⁶ Serviço de Transporte de Deslocamento (STD): serviço de transporte realizado no sentido contrário ao fluxo de movimentação do gás entre Pontos de Recepção e Entrega. Serviço criado em 08/02/2001 a partir de uma minuta provisória com o objetivo de criar uma regulação para tratar o livre-acesso;

Petrobras, pois limita sua participação na contratação de capacidade adicional da TBG.

A ANP, com estas medidas, procurou desenvolver o potencial de expansão do GASBOL de forma competitiva, garantindo o livre acesso de novos agentes que queiram vender gás natural aos geradores de termelétricidade. Os interessados em atuar como comercializadores de gás por atacado podem entrar neste mercado por meio de concursos abertos, em contratos de capacidade de transporte para STF, STNF ou STD.

Infelizmente, as incertezas advindas da nacionalização das reservas bolivianas, em maio de 2006, desestimularam as empresas que estavam participando do concurso aberto com o objetivo de ampliar a capacidade do GASBOL, e em setembro de 2006, o GASBOL atingiu sua capacidade plena.

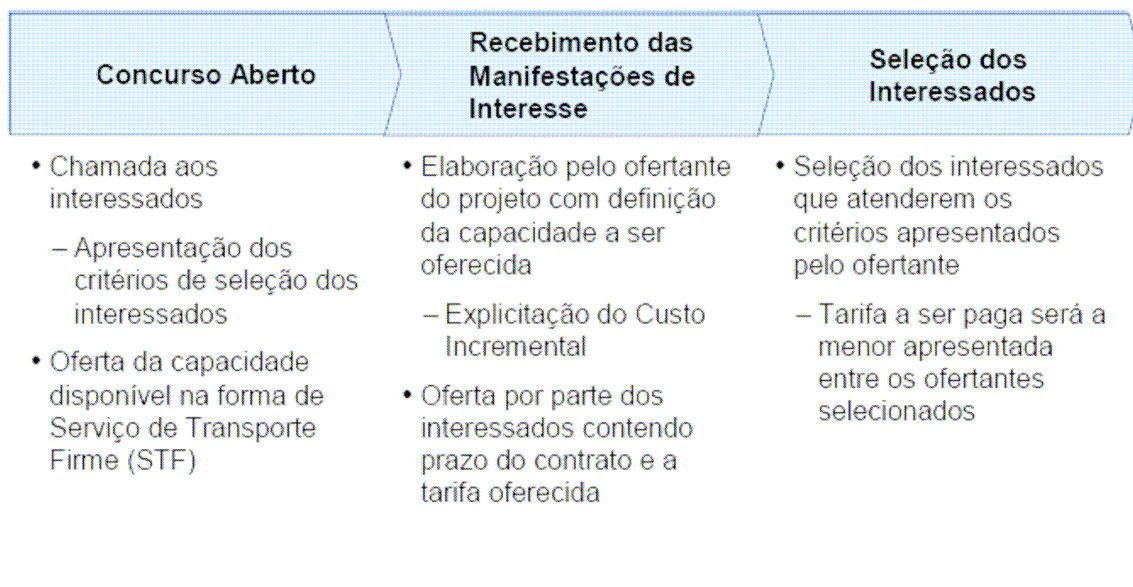


Figura 4.3 Etapas Seleção Agentes para Serviços de Transporte

Fonte: ANP

4.2.2 Esfera estadual – distribuição do gás canalizado

A regulação da distribuição de gás natural canalizado é realizada por agências reguladoras estaduais, o que significa que a fiscalização e a fixação de preços para o gás canalizado são de competências dos Estados.

Pela necessidade de investimentos em infra-estrutura e pelo fato das companhias estaduais serem recentes, foi permitido, junto com o controle dos Estados, a participação da Petrobras e de empresas privadas nas companhias distribuidoras. A Petrobras por meio da Gaspetro possui participação acionária na maioria das companhias distribuidoras de gás canalizado (Tabela 4.7).

Companhia	Estado	Acionistas		Vendas em 07/2003 (Mm3/dia)
Bahiagás	Bahia	Estado da Bahia	51%	3906
		Gaspart	25%	
		Gaspetro	25%	
Cegás	Ceará	Estado do Ceará	51%	763
		Textília	25%	
		Gaspetro	25%	
Copergás	Pernambuco	Estado de Pernambuco	51%	728
		Gaspart	25%	
		Gaspetro	25%	
Sergás	Sergipe	Estado de Sergipe	51%	199
		Gaspetro	25%	
		Gaspart	25%	
Gasmar	Maranhão	Estado do Maranhão	51%	Ainda fora de operação
		CS Participações	29%	
		Gaspetro	21%	
Gaspisa	Piauí	Estado do Piauí	51%	Ainda fora de operação
		CS Participações	25%	
		Gaspetro	25%	
Potigás	Rio Grande do Norte	Estado do Rio Grande do Norte	51%	277
		Gaspetro	49%	
PBGás	Paraíba	Estado da Paraíba	51%	215
		Gaspetro	25%	
		Gaspart	25%	
BR	Espírito Santo	BR Distribuidora	100%	1120
CEG	Rio de Janeiro	Gas Natural	54%	3565
		Bndespar	35%	
		Dinâmica Energia	9%	

CEG Rio	Rio de Janeiro	Outros	3%	3322
		Gas Natural	70%	
		Gaspetro	26%	
		Pluspetrol	3%	
Comgas	São Paulo	Integral Investments	63%	9761
Gas Brasileiro	São Paulo	Shell Brazil Holding BV	16%	
		Outros	22%	
Gasmig	Minas Gerais	ENI International B.V.	51%	126
		Italgas (Grupo ENI)	49%	
		CEMIG	51%	1382
		Minas Gerais Part. AS	8%	
Gas Natural SPS	São Paulo	Prefeitura Municipal de Belo Horizonte	1%	
		TBG Participações (subsidiária Gaspetro)	40%	
		Gas Natural	100%	239
Compagas	Paraná	Companhia Paranaense de Energia	51%	
		Gaspetro	25%	511
		Dutopar Participações	25%	
Sulgás	Rio Grande do Sul	Governo do Rio Grande do Sul	51%	1019
		Gaspetro	49%	
SSGás	Santa Catarina	Estado de Santa Catarina	51%	838
		Gaspetro	23%	
		Gaspart	21%	
		Infra-Estrutura de Obra para Região Sul	5%	

Tabela 4-7 Companhias Distribuidoras Estaduais

Fonte: ANP

Na maioria dos Estados da federação, não está prevista a possibilidade de *by pass* comercial, estando proibida a opção de adquirir o gás diretamente do produtor ou de outros fornecedores, distintos da distribuidora local. As exceções são os Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, onde o mercado para os grandes consumidores será liberado após 10 e 12 anos, respectivamente à assinatura do contrato de concessão.

A ausência de alternativas de fornecimento por meio da restrição do *by-pass* comercial aumenta o poder de monopólio das distribuidoras. Os grandes consumidores não possuem alternativas para negociar melhores condições contratuais com as distribuidoras e ao mesmo tempo os produtores não possuem alternativas de escoar seu produto.

4.3 Estrutura da indústria de gás natural no Brasil

O mercado de gás natural brasileiro possui atualmente duas configurações, em função principalmente da infra-estrutura de escoamento do gás natural de origem nacional e de origem importada. Essas configurações se refletem na distinção das transações comerciais, consequência da diferentes fontes de oferta de gás.

4.3.1 Gás natural de origem nacional

O mercado de gás natural nacional possui uma estrutura com alto grau de verticalização (figura 4.4), onde a produção e o transporte são realizados quase que em sua totalidade pela Petrobras, e a operação de transporte até o *city gate* é realizada pela Transpetro, uma subsidiária da Petrobras.

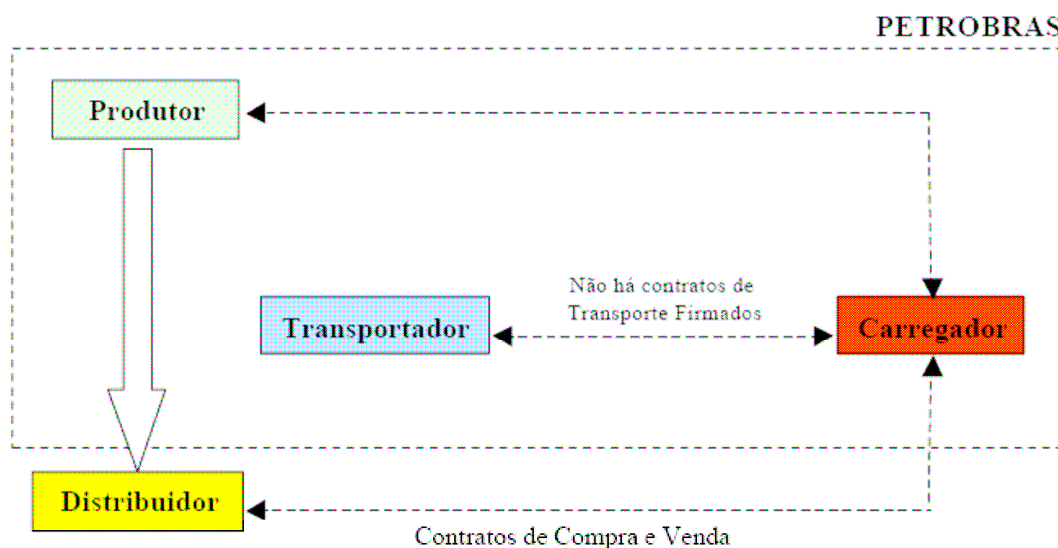


Figura 4.4 Gás de Origem Nacional

Fonte: ANP (2002)

Um dos principais problemas dessa integração vertical é a ausência de contratos de transporte entre a Petrobras (com função de carregador) e a Transpetro (ANP, 2002). Além disso, não é possível visualizar com clareza os

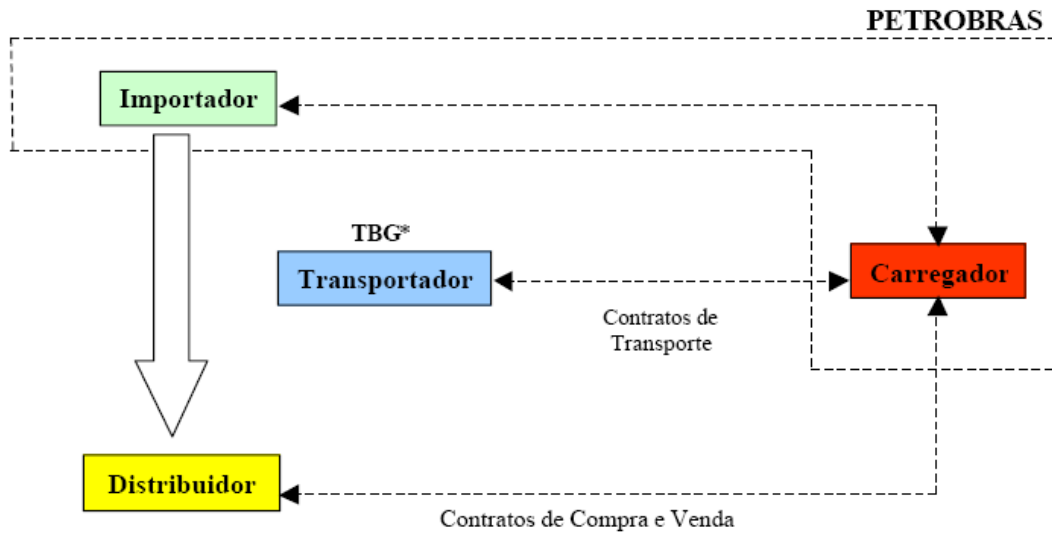
custos nas atividades integradas da cadeia, mas somente o preço final não-discriminado do custo por atividade, uma assimetria de informações que torna mais difícil a tarefa da agência reguladora.

A distribuição aos consumidores finais é realizada por concessionárias nas quais a Petrobras possui elevada participação acionária. (tabela 4.7)

4.3.2 Gás importado da Bolívia

O gás natural importado da Bolívia, demandado principalmente pelas distribuidoras locais, cujos principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e usinas termelétricas, chega ao Brasil através do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que corta cinco Estados brasileiros: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (ANP,2002). O GASBOL é operado pela TBG (Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil), empresa controlada pela Gaspetro (acionista majoritário, com 51% das ações), subsidiária da Petrobras .

Essa estrutura é, portanto, muito semelhante ao modelo de gás nacional, com alto grau de verticalização e caráter monopolista da Petrobras (figura 4.5), visto que esta empresa é a principal importadora, controladora do transporte e da distribuição (com exceção do Estado de São Paulo), além de principal usuária do gás em refinarias e termelétricas.



* Acionista Majoritário (51%) e principal Carregador = PETROBRAS

Figura 4.5 Modelo gás importado da Bolívia

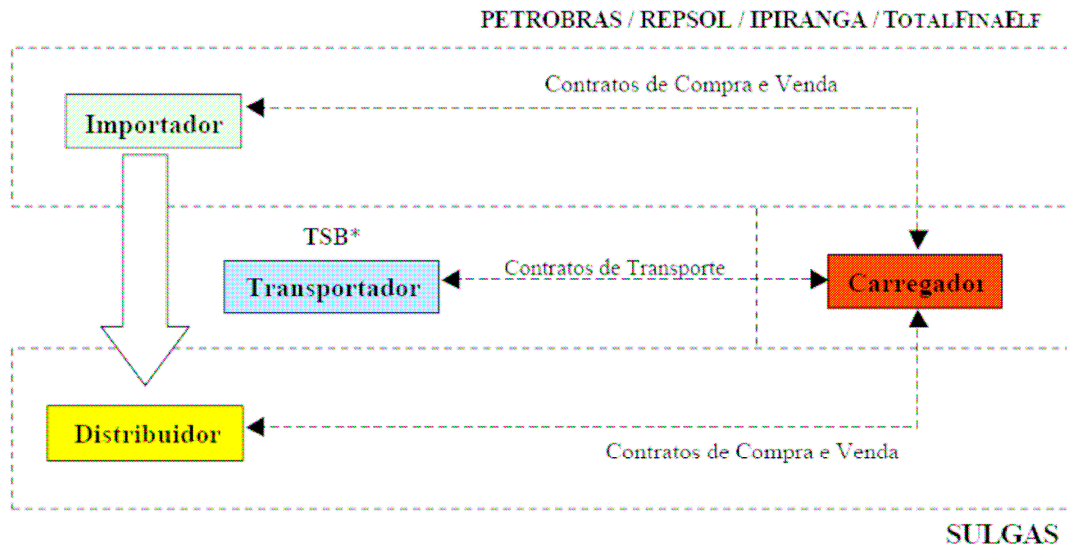
Fonte: ANP (2002)

Apesar da existência de duas empresas juridicamente distintas (TBG e Petrobras), não foi possível evitar o tratamento discriminatório no que diz respeito ao acesso do duto da TBG, que favoreceu a Petrobras, seu acionista controlador (ANP,2002). O livre acesso tornou-se motivo de conflitos entre os agentes, sob mediação da ANP (todos os conflitos relacionados ao acesso ao GASBOL envolveram a TBG e algum outro agente), mas a Petrobras, usando seu poder de mercado, criou entraves para o desenvolvimento do setor.

Considerando a atual estrutura e a possibilidade de livre negociação entre as partes, não existem incentivos para a Petrobras oferecer acesso não discriminatório no regime negociado de acesso.

4.3.3 Gás importado da Argentina

A estrutura de mercado do gás importado da Argentina (figura 4.6) é outro exemplo de estrutura verticalizada em que também prevalece o monopólio da Petrobras.



* Divisão da participação acionária entre produtores, comercializadores e transportadores.

Figura 4.6 Modelo gás importado da Argentina

Fonte: ANP (2002)

A operadora do gasoduto é a TSB (Transportadora Sul-Brasileira), controlada pela Gaspetro e a TotalFinaElf como principais acionistas (25% cada). No Brasil, o gás natural argentino é utilizado apenas pela Usina Termelétrica de Uruguaiana, uma vez que o gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre ainda não foi completamente construído.

As únicas fontes de gás para parte da região Sul do Brasil são a Argentina e a Bolívia, e como a tarifa do gás aumenta em relação à distância, as distribuidoras da região Sul continuarão tendo que pagar mais pelo gás adquirido da Bolívia ou continuar utilizando o gás argentino. Como a Petrobras é a única importadora do gás argentino, não há pressão para mudanças na estrutura de mercado da região, entretanto, a possibilidade de interligação do gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre com o GASBOL possibilitará maior competição na origem do suprimento, uma vez que permitirá a importação de maiores quantidades de gás das jazidas argentinas, forçando os produtores da Bacia de Campos e das jazidas da Bolívia a diminuir seus custos marginais de produção.

5 Diagnóstico do Marco Regulatório

O marco regulatório desenhado teve como principal objetivo criar um ambiente de desenvolvimento do mercado de gás natural, por meio da atração de capitais privados para todos os segmentos da cadeia e da entrada de novos agentes, promovendo assim a livre concorrência no mercado. Para tanto, foram também realizadas modificações no marco legal que rege o setor de gás natural, com vistas a eliminar as barreiras de entrada de capitais e agentes e quebrar o monopólio estatal nas atividades de produção, transporte e comércio do gás natural.

Seguiu-se a esta atitude uma tentativa de criar um modelo de abertura a uma indústria incipiente, com uma forte presença da Petrobras em todos os elos da cadeia. Entretanto, um dos principais desafios da regulação é criar condições de apropriação do investimento privado.

Embora tenham havido experiências com o intuito de tornar o setor mais competitivo, observa-se que a indústria – por meio das três estruturas de mercado apresentadas – evoluiu pouco em direção às estruturas de mercado mais competitivas, apresentados respectivamente nas seções 3.4.3 e 3.4.4 deste trabalho. Atualmente, a estrutura da indústria brasileira de gás natural ainda apresenta alto grau de verticalização e características muito próximas às do modelo de integração vertical (monopólio), descrito na seção 3.4.1. Com a abertura do setor de exploração e produção, é possível vislumbrar, a médio prazo, a perspectiva de que o setor apresente estruturas similares ao modelo de competição na produção, descrito na seção 3.4.2.

Naturalmente, como as condições de apropriação não são claras e a Petrobras é detentora de ativos que são específicos aos demais participantes da cadeia produtiva, a solução organizacional é a forte integração vertical, muitas vezes por meio de participação minoritária (quase-integração vertical), mas sempre suficiente para garantir algum controle (em geral de veto) e alinhamento de interesses.

A atividade de transporte continua com fortes características de monopólio natural, sendo que as medidas regulatórias para estimular a competição neste setor não estão atingindo os objetivos pretendidos, além de não haver, atualmente no Brasil, uma rede desenvolvida de transportes, dada as suas dimensões territoriais tão avantajadas.

Uma vez que desenvolvimento da indústria de gás natural passa pela necessidade de maiores investimentos na infra-estrutura de transporte, a inexistência de uma regulamentação clara para as atividades de transporte acaba por afetar, diretamente, as decisões de investimentos nos outros elos da cadeia.

O modelo regulatório proposto deixou transparecer certos conflitos de papéis e de objetivos (por exemplo, desenvolvimento da infra-estrutura *versus* desenvolvimento de forças competitivas), assim como vazios normativos que se evidenciaram por meio da atividade regulatória demandada até o presente (necessidades de regulamentação, normas para a transparência, critérios para a determinação de tarifas, resolução de conflitos, etc.) (ANP, 2004).

A consequência direta disto foi o insucesso no alcance das metas de penetração de gás natural, previstas para atrair novos agentes, que fatalmente tornariam a indústria de gás natural mais competitiva.

Este capítulo apresentará um diagnóstico do marco regulatório da indústria de gás natural. Primeiro, serão identificados os pontos onde existem oportunidades de ajuste, depois serão apresentados subsídios para o desenho do marco regulatório, e finalmente, será mostrado um cenário desejado para a indústria no futuro.

5.1 Oportunidades de ajuste

As mudanças na indústria de gás natural não ocorrem de forma instantânea, devido às características técnicas e contratuais da própria indústria e à entrada restrita de novos agentes, o que reflete uma percepção do risco oriunda da inadequação do marco regulatório.

A Lei 9478/97 (Lei do Petróleo) trata o gás natural como um derivado do petróleo e não como uma fonte de energia primária competitiva, e apesar de estar

orientada para um modelo de abertura do mercado, não fornece os instrumentos necessários para a sua implementação, visto que até então, apresentou regras confusas e contraditórias, como por exemplo:

- inadequação dos contratos de transporte na promoção da competição, por possuir cláusulas que impedem o acesso indiscriminado de terceiros aos gasodutos;
- tarifas de transporte postais (únicas dentro de um Estado), não refletindo os custos da atividade;
- políticas de preços que variam de acordo com a origem da matéria prima e com os segmentos de clientes;

A ANP identificou alguns pontos importantes para o desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural que não foram contemplados pela Lei do Petróleo, o que dificulta o exercício da regulação por parte da agência, uma vez que esta não dispõe de determinados instrumentos legais necessários à regulação na indústria de gás natural. Dentre os principais pontos cruciais para a expansão dessa indústria identificados pela ANP, é possível citar:

- separação – jurídica, contábil e societária (limites às participações cruzadas na cadeia) – das atividades que compõem a cadeia do gás natural;
- exigência de aprovação prévia, por parte da ANP, dos contratos relativos à atividade de gás natural reguladas pela Agência;
- definição de limites mais precisos na competência regulatória entre a regulação federal e a estadual;
- estabelecimento de um regime regulado de tarifas e de condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

5.1.1 Abertura nas atividades de transporte

O Brasil não possui uma rede madura de transporte de gás natural, principalmente se forem levadas em consideração suas dimensões territoriais,

portanto, para que se possa desenvolver a indústria de gás natural, é imprescindível a realização de investimentos em infra-estrutura de transporte. A falta de clareza na regulamentação de transporte impacta também os investimentos nos outros elos da cadeia.

O setor de transporte é caracterizado por uma posição dominante da Petrobras, que por isso mesmo torna-se a principal articuladora dos projetos de expansão da malha de gasodutos de transporte. O panorama atual da infra-estrutura de transporte e as perspectivas de expansão no curto e médio prazos apresentam-se amplamente dependentes desta empresa, o que reforça ainda mais seu papel de principal agente do segmento. Por outro lado, economias de escala e de rede indicam que não deveria haver mesmo concorrência nessa área, mas sim regulação e, muito provavelmente, separação vertical para impedir práticas anti-competitivas.

As tentativas de flexibilizar a regulação de livre-acesso, com o intuito de gerar maior concorrência no transporte não foram bem-sucedidas, o que é evidenciado pela entrada limitada de agentes no setor de transporte. Esse baixo interesse é reflexo da inconsistência entre o modo como foram estruturados os negócios de transporte do gasoduto Bolívia-Brasil e o Princípio do Livre Acesso, conforme demonstram os exemplos:

- ficou acordado que até o limite de 30 MM m³/dia, durante a vigência do contrato, a Petrobras teria preferência na compra de quantidades adicionais de gás;
- a capacidade adicional pode ser oferecida a terceiros, porém a Petrobras conta com o direito de ficar com a capacidade caso queira, bastando para isso igualar a melhor oferta entre os agentes (*RFR – Right of First Refusal*);
- os contratos foram elaborados para um contexto de utilização do duto por um único carregador, o que implica em cláusulas de difícil compatibilização, com o princípio do livre acesso não discriminatório e com a presença de diversos carregadores.

A existência de conflitos de acesso ao GASBOL, envolvendo a TBG e outros agentes (Enersil e BG), é uma evidência do uso ineficiente do gasoduto, que operava com grande capacidade ociosa. Além disso, as tarifas de transporte de caráter postal (influência do fator distância nos custos de transporte) funcionam como uma barreira de entrada do gás de outras origens.

O modelo de acesso negociado no nível de transporte, onde os projetos são aprovados por tempo indeterminado, foi ineficiente na caracterização da concorrência da cadeia, e toda a liberdade de negociação perdeu efeito prático, uma vez que há poucas alternativas de abastecimento e de fornecedores, devido ao alto grau de verticalização, ou seja, num cenário onde um único carregador é responsável pela comercialização, não há opções alternativas (*outside options*) que tornem a livre negociação efetiva.

5.1.2 Abertura no mercado downstream

De acordo com a constituição de 1988, os Estados da Federação são responsáveis por desenvolver os serviços locais de gás canalizado, e sendo a distribuição de gás uma atividade regulada por cada Estado, pode, portanto, haver diferenças entre as diversas jurisdições.

O *by pass* comercial – aquisição do gás diretamente do produtor ou de outros fornecedores, distintos das distribuidoras locais – não é permitido na maioria dos Estados (exceção de São Paulo e Rio de Janeiro), motivo pelo qual os usuários das distribuidoras não possuem condições de negociar melhores contratos, o que gera restrições para a formação de um mercado competitivo. Além disso, as dificuldades financeiras de algumas distribuidoras estaduais bloqueiam os investimentos que eventualmente poderiam promover o desenvolvimento do setor.

A regulação da distribuição, sob a esfera das várias agências estaduais, pode contribuir para a geração de conflitos entre a União e os Estados, em virtude da linha tênue existente entre as atividades de transporte e distribuição.

Caso não seja possível aos usuários no *downstream* exercer opções de serviço e de abastecimento, é praticamente inviável alcançar condições de concorrência efetiva.

5.1.3 Precificação

A política de preços livres num mercado onde há elevado grau de verticalização não traz a efetividade esperada. Pelo contrário, resulta num ambiente de incerteza para os agentes, já que não existe liberdade de negociação diante da falta de alternativas de abastecimento e de fornecedores.

Além disso, existem preços diferentes para o gás de origem nacional e o gás importado no mesmo *city-gate*, sendo também observada a diferença de preços de acordo com o uso do gás.

No médio prazo, a perpetuação de diferenciais nos preços no *city-gate* para o gás natural de diferentes origens ou destinado a diferentes usos pode levar a uma alocação ineficiente do consumo e da produção. Ao deixar de refletir o custo de fonte alternativa, essa discrepância resulta em um consumo do produto não consistente com as perspectivas da oferta no médio prazo, e em distorções nas decisões de investimento e localização das unidades consumidoras (Rodrigues & Filho, 2004).

Além disso, a tributação em cascata aplicada ao gás natural em cada uma das distintas atividades da cadeia, assim como as diferenças de tributos entre os Estados por onde passa o gasoduto, faz com que exista uma grande variação, entre os Estados, no preço final praticado, não refletindo necessariamente os custos de operação do gás. Essa tributação em cascata também tem o efeito de induzir a integração vertical apenas por motivos de apropriação de transferências e não de redução de custos de transação. Este efeito é particularmente deletério em uma indústria em que a integração vertical está associada a diversos problemas concorrenciais, como a elevação de custo de rivais.

5.2 Subsídios ao desenho do marco regulatório

Nos modelos de livre acesso à rede de transporte e de desempacotamento (*unbundling*) e competição no varejo, detalhados nas seções 3.4.3 e 3.4.4, o desenvolvimento da indústria está diretamente correlacionado com o investimento do setor privado, o que só ocorre num cenário que viabilize a concorrência por meio de condições isonômicas para todos os agentes. Por sua vez, este cenário somente ocorrerá se a regulação garantir:

- limitações à integração vertical das atividades no setor;
- tarifas de transporte que reflitam os custos de operação;
- liberdade de escolha do fornecedor de gás natural;
- regras claras e isonômicas de formação de preços do gás natural.

Os subsídios ao marco regulatório devem ter como objetivo acelerar a penetração do gás natural na matriz energética brasileira, contribuindo para o processo de desenvolvimento industrial do país, visto que a utilização do gás natural também deve reduzir o impacto ambiental, substituindo energéticos poluentes como o óleo combustível e o diesel.

Um dos passos para assegurar a expansão do gás natural é aumentar e garantir a oferta do energético, e para que isso ocorra, são necessários investimentos cujo montante está diretamente relacionado com a percepção de risco da indústria. Regras contratuais claras e previsíveis são mecanismos então utilizados para tentar diminuir os riscos associados à coordenação e aos custos de transação entre os agentes.

Assim, a redução da percepção do risco passa pela elaboração de regras específicas para o setor de gás natural, abrangendo pontos que não foram tratados ou tratados de maneira superficial na Lei do Petróleo. Nas subseções seguintes serão abordadas estas questões, entre outras necessárias para a adequação do marco regulatório, e conseqüente promoção do desenvolvimento da indústria de gás natural.

5.2.1 Desverticalização

Conforme descrito anteriormente, a indústria brasileira de gás natural é altamente verticalizada, uma vez que a Petrobras tem participação em todos os elos da cadeia. O alto grau de verticalização associado ao elevado poder de mercado exige mecanismos de regulação ativa que compense a falta de competição.

A desverticalização, ou seja, a separação das distintas atividades da cadeia, é uma condição básica necessária para promover a competição na indústria de gás natural no Brasil. Para tal, é necessária uma legislação que seja capaz de limitar a integração das atividades, favorecendo a entrada de novos agentes e estabelecendo condições isonômicas para eles, principalmente nas atividades de transporte. Além disso, deve haver alternativas de preços e melhor qualidade dos serviços, para que haja maior transparência nas transações da cadeia, o que pode ser alcançado com a separação jurídica, contábil, organizacional e gerencial das empresas que atuam em cada um dos elos da cadeia da indústria de gás natural.

Essas medidas estimularão a competição aumentando a eficiência alocativa e produtiva da indústria. Para isso é necessário intensificar a regulação reativa para prever as condutas anticompetitivas, como abuso de poder de mercado ou atos de concentração (fusões ou aquisições).

No caso das atividades de transporte, a separação elimina a principal barreira à entrada na indústria, permitindo o livre-acesso aos gasodutos, o que pode ser resolvido com a criação de um transportador independente, cujas atividades se limitariam à prestação de serviços de transporte do gás até o *city-gate*, não lhe sendo permitido realizar atividades de comercialização, como por exemplo, comprar ou vender gás. A partir de então, haveria separação jurídica e societária da atividade de transporte, com o objetivo de garantir transparência nas informações sobre as operações na rede de transporte, diminuindo a percepção de risco dos investidores e removendo obstáculos à entrada de novos usuários. Resumindo, o transportador atuaria nos mesmos moldes que ocorre no modelo de transmissão de energia.

5.2.2 *By-pass* comercial

No Brasil, as empresas distribuidoras de gás canalizado distribuem e comercializam o produto por meio de dutos. Nesse caso, a distribuição de gás é caracterizada como monopólio natural, enquanto a comercialização é de natureza competitiva.

Conforme exposto anteriormente, os Estados da Federação são responsáveis por desenvolver os serviços locais de gás canalizado, sendo que para a maioria dos Estados brasileiros (com exceção do Estado de São Paulo e Rio de Janeiro) não está prevista a possibilidade de *by pass* comercial, o que faz com que, ao longo do período de concessão, os usuários estejam proibidos de adquirir o gás diretamente dos produtores, ou de outros fornecedores. Não há, portanto, possibilidade de negociar melhores condições contratuais.

É necessário então definir regras únicas de operação das distribuidoras, estabelecendo metas de abertura do mercado *downstream*, providências que evitariam práticas anticompetitivas por parte das distribuidoras e permitiriam que os agentes do *upstream* tivessem mais alternativas para o escoamento da produção, o que terminaria por gerar maior pressão sobre os preços praticados pela Petrobras.

A possibilidade do *by pass* comercial aumentaria a interligação dos agentes havendo uma redução nas barreiras de entrada e de saída (novos agentes não teriam custos irrecuperáveis) aumentando a contestabilidade²⁷ do mercado.

5.2.3 Regulação da atividade de transporte

As propostas de abertura das atividades de transporte por meio do acesso negociado entre as partes mostraram-se ineficientes, devido ao elevado grau de

²⁷ Um mercado perfeitamente contestável é aquele cuja a entrada é livre e reversível sem custos. São os seguintes requisitos para a existência de um mercado perfeitamente contestável: a) ausência de barreiras à entrada – não há diferenciais de custos entre empresas entrantes e estabelecidas porque ambas têm acesso aos mesmos fatores de produção e à mesma habilidade de servir mercados; e b) ausência de barreiras de saída – custos irrecuperáveis são nulos, isto é, o capital empregado pode ser inteiramente recuperado.

verticalização da cadeia de transporte de gás natural no Brasil. Uma vez que não há alternativas de fornecimento, a liberdade de negociação deixa de existir na medida em que a empresa monopolista exerce seu poder de mercado.

No caso do GASBOL, operado pela TBG, as normas contratuais vigentes têm cláusulas que impedem o acesso indiscriminado de terceiros aos gasodutos, e assim, contradizem o princípio do acesso aberto, adotado no Brasil por meio da Lei 9478/97, o que representa falta de transparência na alocação da capacidade, ocasiona conflitos no acesso ao gasoduto de transporte e extingue a condição de isonomia entre os diversos agentes.

Essa situação demanda a maximização do uso da capacidade de gasoduto existente, por meio da alocação desta capacidade de forma eficiente e não discriminatória, além de promover o crescimento da infra-estrutura de transporte. Além disso, a figura de um transportador independente forneceria condições isonômicas para todos os agentes, dificultando as práticas anticompetitivas.

Segundo a Lei do Petróleo, as atividades de transporte de gás natural deve ser realizadas sob o regime de autorização, isto é, há necessidade de autorização prévia da ANP para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte de gás natural no Brasil. Entretanto, o regime de concessão possui mais consistência jurídica que a autorização.

Na autorização, a administração pública pode, a qualquer momento e sem qualquer ônus, extinguir a relação estabelecida inicialmente com os investidores. Por este motivo, para os investidores, a concessão representa mais vantagens e maior segurança, pois o fornecedor é selecionado via licitação, há garantias de não-modificação dos direitos e obrigações das partes e de que a rescisão contratual só ocorreria em caso de não cumprimento das obrigações do concessionário. Reduzindo-se a percepção de risco, haveria possibilidade de redução de tarifas, já que o custo de capital da operação também seria menor.

Assim como no modelo de energia elétrica, os novos investimentos em transportes poderiam, então, ser feitos por meio de licitações, com a adoção do critério da menor tarifa ou receita garantida, o que configuraria importante

mecanismo de introdução de pressões competitivas no mercado, atraindo novos investidores e garantindo tarifas reduzidas ao consumidor.

Por fim, é fundamental que as tarifas de transporte sejam reguladas com transparência e isonomia, e que sejam fixadas de modo a permitir que um operador eficiente possa obter receitas que lhe possibilitem recuperar os custos de operação e garantir um retorno razoável sobre seus investimentos. O modelo *price cap* (fixação de tetos tarifários), por exemplo, permite aos agentes maior flexibilidade na determinação da estrutura tarifária, gerando incentivos para que os agentes atuem de forma competitiva.

A estrutura tarifária do serviço de transporte deve refletir, portanto, os custos da atividade de transporte. Por exemplo, o gasoduto Bolívia-Brasil aplica uma tarifa postal, que é igual em todos os *city-gates*. Uma modificação importante seria a substituição deste mecanismo de tarifas postais por outro que considere a distância como fator determinante dos custos.

5.2.4 Formação de preços

No mercado brasileiro de gás natural, caracterizado pelo alto grau de verticalização, concentração de oferta e acesso negociado, não foi observada competição relevante. Embora o preço do gás seja formalmente livre, a alta concentração da oferta e as diferentes políticas de preço por segmento dificultam a formação de um ambiente competitivo.

Conforme discutido anteriormente, há diferença nos preços do gás de origem nacional e do gás importado, no mesmo *city-gate*, sendo também observada a diferença de preços de acordo com o uso do gás. Por exemplo, de acordo com o Sindiceram (Sindicato das Cerâmicas), o gás vendido no Espírito Santo é 56% mais barato do que o gás vendido em Santa Catarina²⁸.

O principal desafio, então, é definir uma política de preços que seja homogênea para todo o mercado, além de estabelecer maior previsibilidade na formação de preços, para benefício dos investidores e dos consumidores, sendo

²⁸ A tarifa para 50 mil m³/dia é de R\$ 220,00 no Espírito Santo e de R\$ 500,00 em Santa Catarina.

necessário, para tanto, promover a competição e o desenvolvimento do mercado, assim como definir as condições de concorrência que permitam a desregulamentação do preço do gás natural.

5.3 *Evolução esperada para a indústria*

Foi comprovado que a separação das atividades da cadeia de gás natural, principalmente as atividades de transporte, com a criação do operador independente, é um meio de promover o livre acesso a rede de gasodutos. A consequência direta desta situação é a formação de um mercado atacadista onde os agentes podem negociar as capacidades ociosas dos gasodutos de transporte.

Em outras palavras, deve haver um mercado secundário de gás natural capaz de abrigar todo o gás natural vendido e não despachado, o qual poderia ser adquirido por meio de contratos de abastecimento interruptível, ou seja, sem garantia de recebimento de forma ininterrupta. A comercialização deve ser feita por meio de leilões organizados pelos proprietários de gás excedente, como por exemplo as termelétricas, e a necessidade de revenda de contratos surgiria devido às mudanças, no curto prazo, da oferta e da demanda, levando à situação em que alguns agentes não utilizam a totalidade da sua capacidade contratada, enquanto outros não possuem capacidade suficiente para atender seus clientes. Na ausência de um mercado secundário, a capacidade não utilizada permanece ociosa, havendo desperdício de recursos e perda de oportunidades de negócio.

Para alcançar a eficiência do mercado atacadista, há a necessidade de *bypass* comercial, isto é, da permissão de compra, não somente das distribuidoras, para os consumidores de grande porte.

Todas essas medidas, associadas às demais descritas na seção anterior, permitiriam que a indústria brasileira atingisse o modelo de livre acesso à rede de transportes, proposto na seção 3.4.3 deste trabalho. Nesse caso, a indústria apresenta uma estrutura desverticalizada, e ao mesmo tempo o regime de livre acesso promove a eficiência do mercado atacadista de gás, beneficiando os agentes e gerando maior eficiência econômica.

Haverá certamente competição no segmento produtor, visto que os produtores poderão escolher para quem vender, seja diretamente para a empresa independente de transporte ou no mercado atacadista para outros agentes do mercado (*traders*, distribuidoras e consumidores de grande porte).

Os agentes que comercializam o gás passarão a ter um papel importante na garantia da eficiência econômica, por meio do funcionamento do mercado atacadista, e a competição entre esses agentes tornar-se-á fundamental para a redução dos preços, gerando benefícios aos consumidores finais. Nessa estrutura, os agentes do *downstream* da indústria, sejam as distribuidoras ou os consumidores de grande porte, se beneficiam pelo acesso direto aos produtores, havendo mais possibilidades na escolha do gás.

6 Conclusões

Analisando a indústria brasileira de gás natural, pode-se concluir que sua estrutura ainda é caracterizada por um alto grau de verticalização, e que há ainda um caminho logo a ser percorrido até que se tenha uma estrutura de mercado mais desenvolvida. Muito embora tenha sido realizada a abertura do setor produtor, a Petrobras ainda possui uma posição dominante no *upstream*, assim como domina as atividades de importação e transporte e possui participação acionária na maioria das distribuidoras estaduais.

Mesmo havendo uma concorrência no setor de exploração e produção, possibilitada pela a entrada de novos produtores no mercado, o setor de transporte continua sendo um monopólio natural, também dominado pela Petrobras, estatal brasileira que pode exercer seu poder de mercado restringindo a compra do gás, adquirindo o produto proveniente de seus campos produtores e isolando os demais agentes do mercado consumidor.

Nos últimos anos, a indústria de gás natural passou por um processo de reestruturação importante, com a quebra do monopólio da Petrobras e a criação da ANP. Entretanto, tal processo não foi suficiente para promover um maior desenvolvimento da indústria, visto que não se mostrou atrativo para novos agentes e nem para investimentos da iniciativa privada.

Algumas razões para este cenário foram identificadas, como por exemplo a dificuldade de implantação do livre acesso às redes de transporte, o aumento da percepção de risco e a dificuldade de coordenação dos investimentos nas distintas atividades da cadeia do energético.

Numa indústria de infra-estrutura incipiente como a indústria de gás no Brasil, foi de suma importância o investimento inicial de uma empresa já estabelecida (*incumbent*) para promover o desenvolvimento do setor, mas desde o início do processo de reforma, existiu uma excessiva dependência das iniciativas da Petrobras na realização de investimentos em infra-estrutura. Assim, a posição dominante da Petrobras serviu como barreira de entrada para outros potenciais agentes, que preferiram se associar a ela ao invés de competir diretamente.

Ao mesmo tempo a ANP não conseguiu regular efetivamente o setor devido principalmente à ausência de uma regulação que trate as especificidades do gás natural. Como consequência, surgiu um ambiente incerto para os agentes, com ações discriminatórias e conflitos, o que prejudicou o desenvolvimento do mercado. Neste sentido, a organização institucional foi caracterizada por instrumentos regulatórios (Regulamentos ou Portarias), que na prática demonstraram ser frágeis (sempre sujeitos a negociações ou oposições) e sem a suficiente exigibilidade para os diferentes agentes da indústria.

A origem das questões vem do fato de a Lei do Petróleo não contemplar alguns aspectos importantes para o desenvolvimento da indústria de gás, por isso torna-se imprescindível a elaboração de um novo marco regulatório, que trate as questões deixadas de lado com rigor, visando criar um ambiente favorável ao investimento privado e possibilitar o desenvolvimento da infra-estrutura necessária para atender os interesses do consumidor final. Entre os principais pontos a serem abordados, destaca-se:

- separação das atividades que compõem a cadeia de gás natural – fundamental para assegurar o acesso não discriminatório, principalmente à rede de transporte;
- acesso regulado aos gasodutos – a adoção de critérios transparentes e não-discriminatórios para o cálculo das tarifas de utilização dos gasodutos diminuiriam o poder de mercado da Petrobras, que pode inibir a presença de outros agentes;
- licitações para novas concessões de gasodutos de transporte – maior transparência na seleção de novos transportadores, segurança para os investidores e garantia de investimentos mínimos.

As recentes descobertas na Bacia de Santos triplicaram as reservas brasileiras de gás natural, fazendo deste produto a principal alternativa para a diversificação da matriz energética brasileira nos próximos anos. Entretanto, hoje o setor enfrenta uma série de incertezas, advindas do marco regulatório e da crise da Bolívia, responsável em 2006 por 50% da oferta interna de gás natural, fator que reforça a necessidade de investimento na exploração da Bacia de Santos.

No presente momento, está em trâmite no Senado o Projeto de Lei nº 226, mais conhecido como Lei do Gás, que trata particularmente do mercado de gás natural e pondera, adequadamente, características como o livre-acesso, a separação das atividades da cadeia de gás natural e o acesso contratual regulado aos gasodutos de transporte.

Importante ressaltar que a aprovação de uma lei específica para o setor de gás transmitirá segurança aos investidores, podendo redirecionar e atrair recursos que seriam provavelmente investidos na Bolívia. Assim sendo, acredita-se que essa nova lei contribuirá para a atração de mais investimentos, tanto para exploração da Bacia de Santos quanto para os demais segmentos da indústria., e que a implantação de um novo marco regulatório deverá propiciar ganhos de eficiência, que poderão ser revertidos em vantagens para toda a sociedade.

7 Referências Bibliográficas

Agência Nacional do Petróleo – ANP (www.anp.gov.br)

Agência Nacional do Petróleo – ANP. Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural – Especificidades do Caso Brasileiro. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 1998.

Agência Nacional do Petróleo – ANP. Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural – Experiência Internacional. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 1998.

Agência Nacional do Petróleo – ANP. Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2000.

Agência Nacional do Petróleo – ANP. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2002.

Agência Nacional do Petróleo – ANP. Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural. Nota Técnica. Rio de Janeiro, 2002.

ALMEIDA, E. & TUJEEHUT, M. Os condicionantes para a formação de um mercado *spot* na indústria de gás natural. IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

ALVEAL, C. & ALMEIDA, E. Livre acesso e investimento na rede de transporte da indústria brasileira de gás natural: questões (im) pertinentes. IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

ALVEAL, C. & GUTIERREZ, M. O Potencial de Competitividade da Indústria Brasileira de Gás Natural no Cenário Energético Sul-americano. IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1999.

BEATO, P. & FUENTE, C. *Liberalization of the Gas Sector in Latin America: The Experience of Three Countries*. Inter-American Development Bank, Sustainable Development Bank, Washington, D.C. 2000.

CAMACHO, Fernando Tavares. Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil. Rio de Janeiro, Interciência, 2005, 110 pgs.

CECCHI, J. C. A Evolução da Regulação da Indústria de Gás Natural no Brasil. ANP, 2001.

FARINA, E., AZEVEDO & P., PICCHETTI, P., 1998, A Reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a Definição dos Marcos Regulatórios: Princípios Gerais, Características e Problemas. Relatório de Pesquisa/IPEA/FUNDAP, 35p.

International Energy Agency – IEA (www.iea.org)

JURIS, A. “*The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*.” Policy Research Working Paper. World Bank, Private Sector Development Department, Washington, D.C. 1998 (a)

MILGRON, P; ROBERTS, J. *Economics, Organization and Management*. New Jersey, Prentice Hall Inc., 1992.

Ministério de Minas e Energia – MME (www.mme.gov.br)

NEWBERRY, D. M. *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures. MIT Press. 2000.

PINTO JÚNIOR, H. Q., FIANI, R., 2002. “Regulação Econômica”. In *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil*. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Campus. 2002.

POSSAS, M., PONDÉ, J. & FAGUNDES, J., 1997, Regulação da Concorrência nos Setores de Infra-estrutura no Brasil: Elementos Introdutórios para um Quadro Conceitual. Relatório de Pesquisa/IPEA, 40 p.

RIGOLON, F. J. Z., 1997, Regulação da infra-estrutura: a experiência recente no Brasil. Rio de Janeiro, BNDES, 30 p.

RODRIGUES, A. P. & CAMPOS, Leonardo. “A abertura do setor de petróleo e gás natural: retrospectiva e desafios futuros”. In *Reformas no Brasil: Balanço e Agenda*. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira. 2004. Opus cit.

VARIAN, H. R. Microeconomia Princípios Básicos. Tradução: Maria José Cyhlar Monteiro. Revisão Técnica: Lia Hasenclever. 6. ed. Rio de Janeiro: Campus. 2003.

VISCUSI, W. Kip; VERNON, John & HARRINGTON Jr., Joseph E. *Economics of Regulation and Antitrust*. 3. ed Cambridge, London: MIT. 864 p. 2000.

WILLIAMSON, O. E., *The economic institutions of capitalism*. Collier Macmillan Publisher. The Free Press. New York. 1985.