

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA

MICHEL VIEIRA LAPIP

**GNL COMO OPÇÃO DE OFERTA DE GÁS NATURAL  
PARA O BRASIL**

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

# **GNL COMO OPÇÃO DE OFERTA DE GÁS NATURAL PARA O BRASIL**

MICHEL VIEIRA LAPIP

Tese apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Ciências Econômicas.

ORIENTADOR: Prof. EDMAR LUIZ FAGUNDES DE ALMEIDA

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

Lapip, Michel Vieira

GNL Como Opção de Oferta de Gás Natural no  
Brasil /

Michel Vieira Lapip. Rio de Janeiro, 2007.

Dissertação (Mestrado em Economia) –  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de  
Economia, 2007.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

1. Economia da Energia. 2. Indústria de Gás Natural  
3. Economia – Teses.

I. Almeida, Edmar (Orient.). II. Universidade Federal do  
Rio de Janeiro. Instituto de Economia.

III. Título

# **GNL COMO OPÇÃO DE OFERTA DE GÁS NATURAL PARA O BRASIL**

MICHEL VIEIRA LAPIP

Tese apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de MESTRE em Ciências Econômicas.

BANCA EXAMINADORA:

---

Professor Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida (IE/UFRJ) - Orientador

---

Professor Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá

---

Professor Dr. João Fellipe Cury Marinho Mathias

RIO DE JANEIRO

Dezembro de 2007

A Deus e o seu filho Jesus Cristo

Aos meus pais

## AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Edmar Luiz Fagundes de Almeida, que foi muito atencioso e disposto a me orientar na minha dissertação.

A minha irmã Fabiana Vieira Lapip e, a minha namorada e grande amor, Eliane Cristina de Almeida, que além de sempre me darem apoio, me ajudaram a identificar e corrigir os defeitos da minha dissertação.

A todos os meus amigos que sempre estão ao meu lado.

## RESUMO

O objetivo desta dissertação é analisar, utilizando a teoria de custo de transação de Williamson, se a opção da Petrobras de complementar a oferta de gás natural para o Brasil com a importação de GNL é capaz de gerar flexibilidade e reduzir o custo de transação na indústria de gás natural brasileira. A dissertação irá analisar os custos de transação da indústria de gás natural (por dutos e de GNL), identificando dois períodos distintos dentro desta indústria. O primeiro período é caracterizado pelos elevados custos de transação e de uma estrutura de governança mais hierarquizada, principalmente na indústria de gás natural por dutos. O segundo período ocorre após as reformas liberalizantes feitas na indústria de gás natural, que proporcionaram uma redução dos custos de transação e possibilitaram o uso de uma estrutura de governança menos complexa, principalmente na indústria de GNL. Dentro do desenvolvimento do mercado internacional de GNL estas reformas liberalizantes permitiram o surgimento do seu mercado *spot* e de curto prazo, dando possibilidade aos agentes de utilizarem contratos mais flexíveis ao invés de apenas dos tradicionais contratos rígidos de longo prazo. Visto estes aspectos, verificaremos o elevado custo de transação existente na indústria de gás natural brasileira, e a necessidade desta indústria de flexibilidade e de obter um aumento em sua oferta. Por fim, será concluído que a oferta de GNL através do projeto de importação desta *commodity* da Petrobras pode atender as necessidades acima descritas da indústria de gás natural brasileira e reduzir o seu custo de transação, desde que: haja investimento em capacidade de armazenamento, implante um mercado secundário e possibilite o livre acesso nos terminais de regaseificação.

## ABSTRACT

The aim of this work is to analyze, employing Williamson's Transaction Cost theory, whether Petrobras' possibility of complementing Brazil's natural gas supply with LNG imports is capable of generating flexibility and reducing transaction costs in the Brazilian natural gas industry. The dissertation analyzes the transaction costs of the natural gas industry (both LNG and by gas pipelines) identifying two distinct periods in the evolution of this industry. The first period is characterized by high transaction costs and a highly-hierarchical governance structure, especially on the duct-based natural gas industry. The second period occurs after the liberalizing reforms put forward in the industry, that enabled transaction cost reductions and a simpler governance structure, especially in the NLG industry. During the evolution of the international NLG market, these liberalizing reforms enabled the emergence of spot and short-term markets, which allowed agents to make use of more flexible contracts instead of traditionally rigid long term commitments. We observe the predominance of high transaction costs and the need for flexibility and an expansion of supply in the Brazilian natural gas industry. We conclude that Petrobras' project of importing NLG may fulfill the Brazilian natural gas demand and reduce the transaction costs inside this industry, as long as investments in storage capacity are undertaken, a secondary market is implemented and free access to regasification terminals is provided.

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	12
CAPÍTULO I – CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL .....	15
I.1 - A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÕES .....	15
I.1.1 – Teoria dos Contratos .....	19
I.1.2 – Estruturas de Governança .....	22
I.2 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL .....	26
I.2.1 – A Cadeia de Valor da Indústria de Gás Natural por Dutos .....	27
I.2.2 – A Cadeia de Valor do GNL.....	30
I.2.3 – Especificidades da Indústria de Gás Natural por Dutos .....	34
I.2.4 – Flexibilidade na Indústria de Gás Natural.....	38
I.3 – A TEORIA DO CUSTO DE TRANSAÇÃO E A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL POR DUTOS .....	40
I.4 – CUSTO DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GNL .....	45
I.5 – CLÁUSULAS CONTRATUAIS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL .....	47
CAPÍTULO II - DESENVOLVIMENTO DO MERCADO INTERNACIONAL DE GNL.....	54
II.1 – BREVE HISTÓRICO DO COMÉRCIO MUNDIAL DE GNL.....	54
II.2 – TENDÊNCIA DE CRESCIMENTO NOS MERCADOS DE GNL .....	59
II.2.1 – O mercado da Bacia do Atlântico .....	59
II.2.2 – O mercado da Bacia do Pacífico.....	67
II.2.3 – O Os Países Exportadores de GNL do Oriente Médio .....	71
II.3 – EVOLUÇÃO DOS CONTRATOS DE GNL .....	73
II.3.1 – Os Tradicionais Contratos de Compra e Venda de GNL.....	73
II.3.2 – A Reforma da Indústria de Gás Natural.....	76
II.3.3 – A Consequência da Reforma do Setor Elétrico na Demanda por Gás Natural.....	80
II.3.4 – Contratos de Curto Prazo e <i>Spot</i> de GNL .....	82
II.3.5 – Contratos de Compra e Venda de GNL de Longo Prazo mais Flexíveis .....	87
II.3.6 – Precificação do GNL nos Mercados Regionais .....	89
II.3.6.1 – Arbitragem dos Preços do GNL.....	95
II.3.6.1.1 – Limites da Arbitragem Dentro da Indústria de GNL .....	98
CAPÍTULO III – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA E O GNL .....	101
III.1 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA.....	101
III.1.2 – A Oferta de Gás Natural no Brasil.....	107
III.1.2.1 – A Produção Interna de Gás Natural no Brasil .....	108
III.1.2.2 – A Importação de Gás Natural Brasileira .....	111
III.1.3 – A Demanda de Gás Natural Brasileira .....	115
III.1.4 – A Necessidade por Flexibilidade na Indústria de Gás Natural Brasileira .....	117
III.2 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA E O CUSTO DE TRANSAÇÃO .....	120
III.3 – A IMPORTAÇÃO DO GNL PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA E O CUSTO DE TRANSAÇÃO .....	123
III.3.1 – O Projeto da Petrobras de Importação de GNL.....	123
III.3.2 – A Opção pelo GNL e o Custo de Transação .....	128
CONCLUSÃO.....	133
REFERÊNCIAS .....	137

## ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

### GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparação dos Custos de Transação nas Estruturas de Governança .....	25
Gráfico 2 – Evolução da Demanda Mundial de GNL (em bilhões de m <sup>3</sup> ) .....	56
Gráfico 3 – A Evolução dos Principais Importadores de GNL da Bacia do Atlântico (em bilhões de m <sup>3</sup> ).....	64
Gráfico 4 – A Evolução dos Principais Exportadores de GNL da Bacia do Atlântico (em bilhões de m <sup>3</sup> ).....	65
Gráfico 5 – A Evolução dos Principais Importadores de GNL da Bacia do Pacífico (em bilhões de m <sup>3</sup> ).....	69
Gráfico 6 – A Evolução dos Principais Exportadores de GNL da Bacia do Pacífico (em bilhões de m <sup>3</sup> ).....	70
Gráfico 7 – A Evolução dos Principais Exportadores de GNL do Oriente Médio (em bilhões de m <sup>3</sup> ).....	72
Gráfico 8 - Consumo Mundial de Gás Natural para a Geração Elétrica (milhões de m <sup>3</sup> ).....	81
Gráfico 9 – Evolução das Exportações de GNL no Curto Prazo (em bilhões de m <sup>3</sup> ) .....	84
Gráfico 10 – Evolução das Importações de GNL no Curto Prazo (em bilhões de m <sup>3</sup> ) .....	86
Gráfico 11 – Preço Mensal Regional do GNL Importado (em US\$/MBtu).....	94
Gráfico 12 - Evolução da Oferta e da Origem do Gás Natural no Brasil (milhões de m <sup>3</sup> /dia)....	108
Gráfico 13 – Produção Interna de Gás Natural Associado ou Não no Brasil (milhões m <sup>3</sup> ) .....	110
Gráfico 14 – Evolução da Produção Interna de Gás Natural no Brasil (milhões m <sup>3</sup> /dia) .....	111
Gráfico 15 – Evolução da Importação de Gás Natural por Gasodutos (milhões de m <sup>3</sup> /dia) .....	112
Gráfico 16 – Evolução da Demanda de Gás Natural Brasileira por Segmentos (milhões m <sup>3</sup> /dia) .....	116
Gráfico 17 – Projeção da Demanda Brasileira de Gás Natural por Segmentos (milhões m <sup>3</sup> /dia).....	117
Gráfico 18 – Expectativa da Petrobras de Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil em 2012 (milhões de m <sup>3</sup> /dia).....	125

### QUADROS

Quadro 1 – Estimativa de Custos na Cadeia do GNL (em US\$/MMBtu).....	30
Quadro 2 – Comércio Internacional de GNL em 2006 .....	60
Quadro 3 – Características dos Principais Países Importadores de GNL em 2006.....	62
Quadro 4 – Características dos Principais Países Exportadores de GNL em 2006.....	66
Quadro 5 – Metaneiros Existentes e Produção de GNL em 2005 e um Potencial Cenário para 2010 .....	99
Quadro 6 – Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil em 2006 (milhões de m <sup>3</sup> /dia) .....	109
Quadro 7 – Tempo de Envio do GNL Importado.....	126

## FIGURAS

Figura 1 – Cadeia de Valor da Indústria de Gás Natural por Dutos.....	27
Figura 2 – Cadeia de Valor da Indústria de GNL.....	30
Figura 3 – Rede de Dutos de Gás Natural do Brasil.....	107

## INTRODUÇÃO

A indústria brasileira de gás natural é incipiente e como tal está em desenvolvimento. A difusão do gás natural só ocorreu a partir da década de 90, com o interesse do governo federal de ampliar e diversificar as fontes de energia da matriz energética brasileira. Conseqüentemente, o uso do gás natural no país também é recente, apresentando muitos obstáculos a serem superados.

Um dos problemas apresentados à indústria de gás natural brasileira é a origem do gás natural. O Brasil não possui grandes reservas de gás natural, sendo o quinto país da América do Sul em quantidade destas reservas. Além disso, grande parte dos seus campos de gás natural são associados e *offshore*, tornando a sua exploração economicamente mais difícil.

A solução encontrada para ampliar a oferta do gás natural no Brasil foi a sua importação, principalmente da Bolívia (através do Gasbol). Porém, atualmente a utilização do Gasbol já está quase em sua capacidade máxima e a necessidade de ampliar a oferta de gás natural para atender a sua demanda futura é crescente, trazendo um problema ao Brasil de como ampliar a oferta de gás natural de forma “segura”, minimizando os seus riscos<sup>1</sup>.

Um outro problema desta indústria atinge principalmente as termelétricas, que é a maior necessidade de flexibilidade do gás natural. O gás natural no Brasil tem pouca flexibilidade tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda. As termelétricas a gás natural por terem um papel complementar no sistema elétrico nacional geram energia dependendo do nível dos

---

<sup>1</sup> Lembrando que em 2006, o governo da Bolívia nacionalizou a sua indústria de gás natural quebrando diversos contratos (inclusive com a Petrobras), trazendo uma instabilidade nesta indústria e fazendo com que novos contratos de gás natural firmados com este país tenha um elevado risco político.

reservatórios das hidrelétricas, ou seja, em períodos onde as condições meteorológicas das chuvas não são favoráveis. Assim as termelétricas têm dificuldades de se comprometer com contratos rígidos de longo prazo de compra de gás natural, pois existe uma incerteza em relação ao seu despacho de energia futuro.

Apesar da geração elétrica brasileira ser baseada principalmente no uso das hidrelétricas tendo as termelétricas apenas uma função complementar, o papel destas (principalmente a movidas a gás natural, graças a sua maior eficiência e menor impacto ambiental) é fundamental para ampliar e diversificar a origem da geração elétrica, minimizando o risco da falta de chuvas que pode comprometer a geração hidráulica de energia.

A solução sinalizada pela Petrobras para resolver estes problemas é a importação do gás natural liquefeito (GNL), que possui um comércio mundial em franca expansão e desenvolvimento. A indústria de GNL era tradicionalmente caracterizada por ser rígida: com contratos de longo prazo com cláusulas *take-or-pay*, flexibilidade quase inexistente e sem disponibilidade de navios para venda de GNL *spot*. Após as reformas realizadas em muitos países na indústria de gás natural (por dutos e de GNL), que objetivavam aumentar a competição dentro desta indústria, houve uma grande mudança na estrutura desta indústria com o surgimento de novos agentes, diminuição da interdependência destes agentes e aumento da demanda de gás natural, sobretudo no setor elétrico. Estas reformas também reduziram a especificidade de ativos e a incerteza dentro da indústria de GNL e, conseqüentemente, o seu custo de transação. Assim foi possível o surgimento do mercado *spot* nesta indústria que permitiu maior flexibilidade da oferta do GNL.

Este estudo tem como objetivo principal analisar, utilizando a teoria de custo de transação de Williamson, se a importação GNL que a Petrobras pretende realizar é capaz de fornecer oferta de gás natural flexibilizada para indústria de gás natural brasileira e reduzir o seu custo de transação. Além disso, este estudo também pretende mostrar o desenvolvimento do mercado internacional de GNL, que inicialmente ocorria através de contratos rígidos de longo prazo e que após as reformas realizadas na indústria de gás natural também passou a ocorrer com contratos *spots* e de curto prazo.

É importante ressaltar que este estudo não irá tratar de questões relacionadas o custo de oportunidade da construção da infra-estrutura de GNL no Brasil e do reflexo do preço do GNL ao longo da indústria de gás natural brasileira. Reconhecemos que tais questões são de extrema importância para indústria de gás natural brasileira, porém elas não afetam o desenvolvimento do objetivo principal deste estudo, sendo então abordada em um próximo estudo.

## **CAPÍTULO I – CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

Neste capítulo iremos analisar a indústria de gás natural e de GNL utilizando a teoria de custo de transação de Oliver Williamson. Na primeira seção do capítulo, faremos uma breve apresentação do arcabouço teórico da teoria do custo de transação, que será usada ao longo do capítulo. Na segunda seção, veremos a cadeia de valor da indústria de gás natural (por dutos e de GNL), e também as opções de flexibilização da oferta e demanda desta indústria. Na terceira seção analisaremos, a partir da teoria do custo de transação, a indústria de gás natural. Por fim, na última seção, veremos as principais cláusulas contratuais utilizadas na indústria de gás natural.

### **I.1 - A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÕES**

A teoria econômica ortodoxa considera que o mecanismo de preços é o responsável pela coordenação das ações dos agentes econômicos no mercado. Este mecanismo manteria o equilíbrio entre a oferta e demanda através da geração de estímulos de realocação de recursos dos agentes econômicos.

Tal teoria supõe que a competição e a informação sejam perfeitas, não havendo, assim, informação assimétrica entre os agentes e falha do mecanismo de preços. Ela também considera que as firmas são maximizadoras de lucro e que os agentes econômicos possuem racionalidade plena, ou seja, os agentes têm acesso a todas as informações de forma homogênea.

Segundo Fiani (2002), a teoria ortodoxa, embora reconheça a existência de custos de transações, supõe, em geral, que tais custos são negligenciáveis, sendo os custos de produção os únicos realmente relevantes. Devido a esta ênfase, a firma era vista como uma função de produção, onde basta conhecer a relação matemática entre os insumos e produtos, juntamente com os preços destes para calcular a quantidade a ser produzida que maximizaria o lucro da firma (sua quantidade de equilíbrio).

Em 1937, Ronald Coase, com seu artigo chamado “The Nature of the Firm”, buscou entender o papel da firma dentro do sistema econômico, questão negligenciada na teoria ortodoxa. Para Coase, as firmas surgem quando o sistema de mercado não funciona perfeitamente, havendo problemas no seu sistema de transmissão de informações, proporcionando aos agentes custos de coletar informações (custos de descobrir preços vigentes e de negociar termos de troca), ou seja custos de transação<sup>2</sup>. Assim o surgimento da firma é uma alternativa ao uso do mercado, como forma de minimizar os custos de transação. Dessa forma, Coase iniciou uma abordagem de estudo econômico, no qual os custos de transação não podem ser negligenciados, sendo um elemento importante para a tomada de decisões dos agentes econômicos.

Sob essa concepção, surge a teoria do custo de transação, para qual Williamson<sup>3</sup> contribuiu de forma significativa, redefinindo o conceito de custo de transação na forma de variáveis mensuráveis. Isso permitiu que o custo de transação fosse estudado de forma mais

---

<sup>2</sup> Cabe ressaltar que os custos de transação sendo os custos de coletar informações não são diretamente ligados à atividade produtiva das empresas e podem surgir em diferentes formas, como: na elaboração e negociação de contratos; mensuração e fiscalização de direitos de propriedade; monitoramento do desempenho; e organização de atividades (Pessali, 1998).

<sup>3</sup> Em Williamson (1979, 1985, 1996, 2002 e 2005).

adequada baseado nas características comportamentais (racionalidade limitada e oportunismo dos agentes) e nas suas diferentes dimensões (ativos específicos, incertezas e frequência). Veremos adiante cada uma dessas variáveis mensuráveis.

Segundo Williamson (1985), o custo de transação surge devido à presença simultânea de racionalidade limitada, oportunismo e incerteza. O conceito de racionalidade limitada utilizado por Williamson (1985) é o mesmo proposto por Hebert Simon (1979), na qual o agente tem a intenção de ser maximizador, mas tem sua capacidade de maximização restringida. Devido ao seu limite humano físico de acumular e processar as informações, e de linguagem, sendo o agente incapaz de transmitir plenamente todas as informações.

O oportunismo se caracteriza por ser um comportamento intencional e calculado do agente de buscar o interesse próprio com “malícia”, utilizando a informação em seu benefício. Tal oportunismo pode aparecer de duas formas: *ex-ante*, quando ocorre antes das transações acontecerem (quando o agente não revela informação a baixo custo ou se compromete com algo que sabe a priori que não poderá cumprir) e *ex-post*, quando ocorre durante a vigência do contrato (Williamson, 1985).

As incertezas presentes nas relações transacionais podem ser divididas em duas: incerteza ambiental e incerteza comportamental. A incerteza ambiental é oriunda das mudanças nos parâmetros básicos das relações comerciais em um determinado setor. A incerteza comportamental está associada à presença de conduta oportunista, pois em ambientes complexos é muito custoso levantar todas as probabilidades possíveis. Este fato, combinado com a racionalidade limitada, gera um ambiente com informações assimétricas, exposto a condutas

oportunistas. A incerteza comportamental também pode surgir de forma *ex-post*, através do comportamento oportunista ao longo da vigência do contrato.

A especificidade do ativo está associada à impossibilidade de utilização de um ativo em mais de um processo produtivo ou por outros agentes alternativos, sem que haja perda do seu valor produtivo. Os principais tipos de especificidades de ativo são (Williamson 1996):

- especificidade locacional: ocorre quando a proximidade das etapas dos processos produtivos influenciam o custo de transação (uma maior proximidade proporciona um menor custo de transporte, estoque etc);
- especificidade física: diz respeito ao uso de máquinas e equipamentos específicos no processo produtivo;
- especificidade de ativos humanos: ocorre quando há investimento em determinados indivíduos e os mesmos acumulam conhecimentos específicos, cujo aproveitamento em outra atividade ou organização é dificultado pela sua alta especialização;
- especificidade de ativos dedicados: refere-se à produção de bens específicos (feitos sob encomenda) para um determinado cliente;
- especificidade de ativos relacionados à marca: referente aos investimentos realizados em uma marca;
- especificidade temporal: no qual o tempo envolvido no desenvolvimento da transação pode determinar perda de valor do produto (como é o caso de produtos perecíveis).

Uma característica importante nos investimentos em ativos específicos é o seu caráter irrecuperável (*sunk-cost*), proporcionando dificuldades ao produtor, caso tenha que se desfazer do ativo em função de uma quebra de contrato por parte do comprador, e para comprador, caso o vendedor não cumpra com a sua parte no contrato o comprador terá dificuldades em substituí-lo, pois não terá um mercado competitivo ofertando estes ativos<sup>4</sup>. Esta situação cria um elevado grau de dependência entre os agentes, assim a medida em que temos a presença de um ativo específico teremos uma tendência de contratos com maior duração e salvaguardas, a fim de minimizar o risco de não cumprimento das cláusulas contratuais por parte dos agentes.

A frequência seria a intensidade em que os agentes transacionam um determinado produto, podendo ocorrer de forma ocasional ou recorrente. É importante destacar que um elevado grau de frequência das transações econômicas entre os agentes reduzem o custo associado a uma estrutura de governança mais complexa.

### **I.1.1 – Teoria dos Contratos**

Sabendo que cada transação econômica implica em algum custo de transação, este custo pode ser expresso em termos de realização de contratos para cada transação. Assim, as transações econômicas podem ser analisadas como contratos, onde seus termos não envolvem apenas aspectos jurídicos, mas, também, acordos tácitos e informais desenvolvidos na transação ao longo do tempo, na forma de compromissos intertemporais (Santos, 2001).

---

<sup>4</sup> Como o ativo específico atende uma necessidade quase que única para um determinado agente, ele não possui utilidade para outro, não sendo possível o seu reaproveitamento.

Como mencionamos, o custo de transações pode ocorrer de forma *ex-ante* e *ex-post* (Williamson, 1985). O custo de transação ocorrido *ex-ante*, refere-se ao custo de negociar uma transação (custo de planejamento, de negociação e de criar salvaguardas no contrato). Já o custo *ex-post*, é referente ao custo ocorrido depois da realização de uma transação (custo do monitoramento do cumprimento da transação e das disputas contratuais).

A realização contratual é de extrema importância para compreensão da teoria de custos de transação. Dessa forma, é importante analisarmos os tipos de contratos existentes nesta teoria. Segundo Williamson (1979), há três grandes grupos de contratos: clássicos, neoclássicos e relacionais.

Os contratos clássicos se caracterizam: i) por ter cláusulas e acordos cuidadosamente detalhados, permitindo a identificação e punição do agente, no caso de péssima performance ou oportunismo; ii) por não ser relevante à identificação dos agentes envolvidos na transação, já que este contrato pressupõe que o acordo é desenvolvido em um ambiente de mercado ideal, baseado totalmente em relação ao preço; iii) por desencorajar a participação de uma terceira parte; iv) e, por fim, pelo fato de que a transação se encerrar tão logo é feita a entrega do produto ou serviço.

Os contratos clássicos são utilizados em arranjos institucionais não muito complexos, com baixa especificidade do ativo e elevado nível de frequência de transações ocorridas em um curto período de tempo (resultando em baixa incerteza) e, conseqüentemente, um custo de transação muito baixo.

Os contratos neoclássicos são utilizados em transações que têm duração de longo prazo, e não há como prever todas as formas de contingência que podem acontecer durante a sua vigência. Este contrato possui mecanismos de adaptação para contornar as contingências imprevisíveis que possam ocorrer, sendo necessária a participação de uma terceira parte para resolver disputas e avaliar o desempenho dos agentes no cumprimento das cláusulas contratuais. Dessa forma, através de uma arbitragem se busca diminuir a incerteza e o oportunismo, e conseqüentemente, o custo de transação.

Por ter uma relação bilateral de longo prazo, os contratos neoclássicos possuem maior grau de incerteza em relação aos contratos clássicos, sendo passíveis de maior conduta oportunista do agente, no decorrer do contrato. Tal incerteza eleva o custo de transações que ainda pode ser maior, dependendo do grau da especificidade do ativo envolvido na relação comercial. Quanto mais elevado este grau maior será o custo de transação.

Os contratos relacionais são considerados uma extensão do contrato neoclássico, sendo de maior duração e mais complexos. Diferentemente do contrato neoclássico, tal contrato não utiliza como referência o contrato original, os agentes envolvidos estabelecem metas e objetivos a serem alcançados onde ocorre uma evolução da relação entre as partes ao longo do tempo, ao invés da elaboração de contratos detalhados. Sendo assim, este contrato pode ser caracterizado por ser incompleto e as suas estruturas de governança tendem ao sentido da hierarquia, internalizando a transação dentro da empresa.

Segundo Williamson (1985), a elevada presença do custo de transações nos contratos neoclássicos e relacionais sinaliza que existem outras formas de estruturas de governança além do

mercado. A seguir veremos como as transações são coordenadas nestas estruturas de governança, baseado em Williamson (1996), utilizando a definição de estrutura de governança dada por Fiani (2002, p. 277) como sendo “o arcabouço institucional no qual a transação é realizada, isto é, o conjunto de instituições e tipos de agentes diretamente envolvidos na realização da transação e na garantia de sua execução.”

### **I.1.2 – Estruturas de Governança**

Para Williamson (1996), procurar entender porque algumas estruturas de governança se adaptam melhor do que outra em determinadas transações é um dos principais problemas da organização econômica. A escolha ótima desta estrutura faz parte do problema de minimização de custos, sendo que quanto maior o custo de transação mais complexa será a estrutura de governança. Sendo assim, as transações podem ser regidas: pelo mercado, na presença de menor grau de custo de transação; pela estrutura de governança híbrida, com um grau de custo de transação intermediário; e pela estrutura de governança hierárquica, apresentando o mais elevado grau de custo de transação. Ainda segundo Williamson (1996), os aspectos que diferenciam a coordenação das estruturas de governança (mercado, híbrida e hierárquica) são os atributos de performance e os instrumentos.

Os atributos de performance dizem respeito à forma pelo qual os agentes se adaptam as contingências, sendo do tipo A (autônoma) e do tipo C (cooperativa). Enquanto os instrumentos se referem à maneira como a adaptação se realiza, podendo ser através de incentivos ou de controle administrativo.

A estrutura de governança do mercado é caracterizada pela a adaptação do tipo A e pelo uso de incentivos. Nesta estrutura, o mecanismo de preços coordena as transações dos agentes, fazendo com que os consumidores e produtores tenham incentivo a responder independentemente às mudanças de preços, para maximizar, respectivamente, a sua utilidade e seu lucro. Ela se baseia numa lógica não cooperativa e sua eficiência depende da capacidade do mecanismo de preços em transmitir todas as informações necessárias à tomada de decisões dos agentes econômicos.

Esta estrutura de governança também se caracteriza por possuir: transações em ativos não específicos, ou seja, envolvendo serviços e produtos padronizados; grau de frequência ocasional ou recorrente; e custo de transação negligenciável. Portanto, os contratos utilizados são do tipo clássicos, onde os agentes precisam apenas consultar sua própria experiência para decidir se devem ou não manter uma relação comercial, dando pouco espaço para ações oportunistas.

À medida que os ativos transacionados são mais específicos e com maior frequência a necessidade do uso de um arranjo institucional mais complexo surge, não sendo mais adequado utilizar a estrutura do mercado para coordenar as ações dos agentes. Segundo Williamson (1996), nesta situação a estrutura de governança hierárquica é a mais adequada, pois proporcionaria um menor custo de transação.

A estrutura de governança hierárquica é caracterizada pelo uso da adaptação do tipo C e o uso do controle administrativo (monitoramento, recompensa na carreira e penalidades). Nesta estrutura de governança, a forma pela qual se pretende minimizar o custo de transação é através de uma integração vertical (firma), a qual permite a eliminação do conflito de interesses e

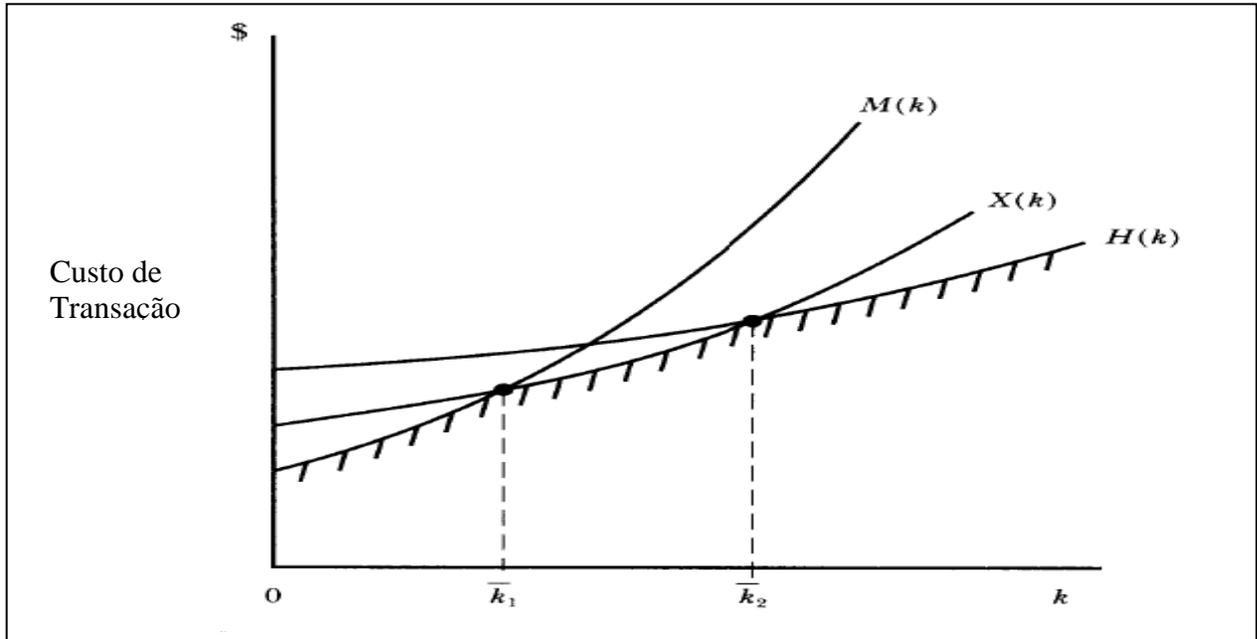
alinhamento de incentivos dado aos agentes através de sua organização interna, reduzindo a incerteza comportamental.

Já estrutura de governança híbrida é uma forma intermediária entre o mercado e a hierárquica. Esta forma organizacional apresenta tanto mecanismos de incentivo (adaptação tipo A, preservando a autonomia das partes) quanto mecanismo de controle (adaptação tipo C, graças a uma dependência bilateral resultante de um contrato de longo prazo com salvaguardas contratuais e aparatos administrativos). Esta estrutura é apropriada nas transações que envolvem ativos específicos, onde a estrutura da firma não é necessária, mas com necessidades de contratos de longo prazo, exigindo uma estrutura de coordenação mais complexa do que a do mercado.

Os contratos utilizados nesta estrutura são neoclássicos, pois como os agentes transacionam ativos mais específicos há interesse entre eles em sustentar as suas transações por longo prazo e de utilizar salvaguardas contratuais, como forma de minimização de seus riscos. Assim se faz necessário a participação de uma terceira parte para avaliar a execução do contrato e solucionar eventuais disputas.

Analisando o Gráfico 1 e sabendo que este apresenta o custo de transação da estrutura de governança do mercado (M), forma híbrida (X) e hierárquica (H), como função da especificidade do ativo ( $k$ ), percebemos que o mercado é a estrutura de governança que apresenta o menor custo de transação, com grau de especificidade do ativo igual a zero. Mas também percebemos que a medida que a especificidade do ativo aumenta, os agentes econômicos, a fim de minimizarem o custo de transação, necessitam atuar em um arranjo institucional mais complexo, optando para a forma híbrida e, mais adiante, para a hierárquica mantendo-se na linha tracejada.

Gráfico 1 – Comparação dos Custos de Transação nas Estruturas de Governança



Fonte: Williamson (2002)

De acordo com Williamson, para que uma transação seja eficiente ela precisa estar associada a uma estrutura de governança mais apropriada, caso contrário as transações realizadas pelos agentes econômicos resultará em um aumento no custo de transações. Assim o agente decide dependendo do grau da especificidade do ativo a forma institucional mais adequada para a transação: via mercado ou via uma estrutura mais hierárquica<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> À medida que o ativo transacionado se torna mais específico, menor é a vantagem do mercado e maior é o custo de negociar, redigir, implementar e verificar a execução contratual (custo de transação) sendo preferível a utilização de uma estrutura mais complexa, como a estrutura de governança híbrida ou hierárquica.

## I.2 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Nesta seção analisaremos o funcionamento da indústria de gás natural, cujo entendimento será de vital importância ao longo de toda a tese. Vamos começar por entender o que é o gás natural. O gás natural é um combustível fóssil composto por uma mistura de hidrocarbonetos que pode ser encontrado em rochas porosas no subsolo podendo estar associado ou não ao petróleo.

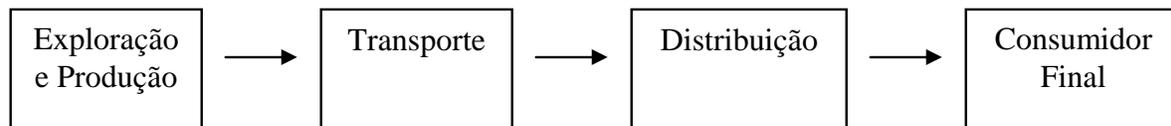
Uma das principais características do gás natural é de ser considerado um combustível “limpo”, pois possui em comparação aos seus substitutos (como petróleo e carvão), alto rendimento energético e baixo nível de emissão de poluentes. Apesar destas vantagens o gás natural também possui desvantagens, como a sua baixa densidade calórica. Devido a esta desvantagem, para geração de uma mesma quantidade de energia, este combustível ocupa um volume cerca de 1000 vezes maior que o petróleo, fato que acarreta para a indústria de gás natural um elevado custo para o seu transporte em longas distância, e distribuição para os consumidores finais.

O gás natural pode ser utilizado de várias formas: como matéria-prima para a produção de metanol, na petroquímica e química; para produção de amônia e uréia; redutor siderúrgico na fabricação de aço, na indústria de fertilizantes; e combustível, fornecendo calor, gerando eletricidade ou força motriz, substituindo assim o petróleo, carvão e álcool. O seu uso na indústria, por proporcionar uma combustão mais limpa, é adequado para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, por exemplo, a indústria de cerâmica, vidro e cimento.

### I.2.1 – A Cadeia de Valor da Indústria de Gás Natural por Dutos

A cadeia de valor da indústria de gás natural por dutos é semelhante à da indústria de petróleo, podendo ser dividida em três partes: exploração e produção, transporte e distribuição. Assim como na indústria de petróleo, na indústria de gás natural a exploração e produção fazem parte do segmento chamado *upstream*, enquanto o transporte e distribuição pertencem ao segmento chamado *dowstream*. Podemos observar na Figura 1 a cadeia de valor da indústria de gás natural.

Figura 1 – Cadeia de Valor da Indústria de Gás Natural por Dutos



Fonte: Elaboração própria

A etapa da exploração e produção do gás natural consiste no seu primeiro momento em localizar a existência de reservas de gás natural nas bacias sedimentares. O gás natural pode ser encontrado nestas bacias em terra (*on-shore*) ou em mar (*off-shore*) e pode estar associado ou não ao petróleo. Após a descoberta da reserva, o gás é extraído e enviado através de gasodutos a uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), onde é tratado para poder ser posteriormente comercializado através de gasodutos. Este tratamento consiste basicamente em uma separação química, retirando os elementos indesejáveis (como o enxofre) e atendendo as exigências do mercado e do meio ambiente. Nas UPGNs o gás natural é desidratado para retirar a água salgada

existente, e em seguida são separadas e retiradas as frações pesadas de hidrocarbonetos<sup>6</sup> deste gás até um limite que preserve um poder calorífico mínimo. Este processo é conhecido como secagem do gás, e após o qual o gás natural já está pronto para comercialização.

Apesar do gás natural ser considerado um produto homogêneo, essa característica só é alcançada após o seu tratamento e adequação as especificações técnicas, pois o gás natural possui diferente estrutura molecular de acordo com o campo onde ele é extraído. Dessa forma, a qualidade deste gás varia bastante, tendo maior ou menor poder calorífico de acordo com sua estrutura molecular, e em consequência maior ou menor valor econômico<sup>7</sup>.

A etapa do transporte consiste em conduzir o gás natural tratado aos distribuidores, responsáveis por entregar este gás aos consumidores finais. O transporte do gás natural é feito, em geral, por meio de gasodutos de alta pressão. O transporte do gás natural também pode ser feito em sua forma liquefeita, através de navios ou caminhões (como veremos na próxima seção) e também em sua forma comprimida em cilindros (que não será discutida neste estudo).

Uma característica economicamente importante da etapa de transporte por gasodutos é a existência de economia de escala. A construção de gasodutos com diâmetros maiores podem representar ganhos de economia de escala, pois a capacidade de transporte do gasoduto cresce a uma taxa proporcional ao quadrado de seus diâmetros e quanto maior este diâmetro menor a

---

<sup>6</sup> São elas: o propano, butano e os líquidos de gás.

<sup>7</sup> Quanto maior for a proporção das moléculas mais pesadas no gás natural maior será o seu poder calorífico e o seu valor econômico.

queda de pressão ao longo dos dutos, diminuindo a necessidade de estações de compressão<sup>8</sup>. Deve-se ressaltar ainda que custo da construção do gasoduto não aumenta consideravelmente com o diâmetro do gasoduto mas sim pela sua distância, sendo esta a razão primordial para a economia de escala no segmento de transporte da indústria de gás natural (Pinto Jr., 2007).

A atividade de transporte termina quando o gás natural chega no *city-gate* (estação de controle e redução de pressão do gás natural) iniciando a fase de distribuição. Nesta etapa da cadeia o gás natural é transportado em gasodutos com menor pressão para ser entregue aos consumidores finais. Os gasodutos tanto do transporte quanto da distribuição possuem reduzido custo de operação e manutenção, mas elevados custos de construção. Estes custos de construção se diferenciam principalmente de acordo com a sua extensão, fluxo máximo de gás natural requerido, e as suas condições de localização. A infra-estrutura construída para o segmento de *downstream* da indústria de gás natural pode representar até 2/3 dos custos totais do gás natural fornecidos aos consumidores.

Apesar de podermos ver separadamente as etapas da cadeia de valor na indústria de gás natural por dutos, essas etapas possuem uma elevada interdependência entre elas. Dessa forma, o acontecimento de uma contingência em uma das etapas pode acarretar problemas em toda a indústria, exigindo um maior esforço em cooperação entre as etapas, a fim de aumentar a confiabilidade de todo o sistema produtivo desta indústria.

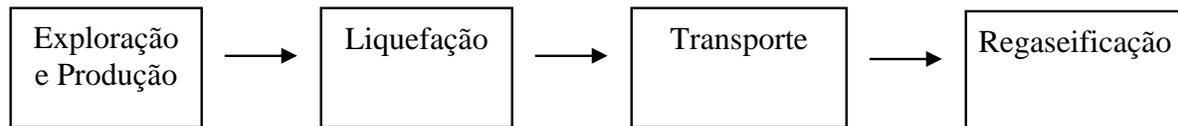
---

<sup>8</sup> Ao longo do gasoduto quando o gás natural esta sendo conduzido ele vai perdendo pressão devido ao atrito, sendo necessário a instalação de estações de compressão no gasoduto para elevar a sua pressão e permitir que o fluxo do gás natural continue.

## I.2.2 – A Cadeia de Valor do GNL

Assim como na indústria de gás natural por dutos, a indústria de GNL é intensiva em capital, possuindo em seus projetos custos de investimento muito elevados e significativa presença de economia de escala. Sua cadeia de valor é composta por cinco etapas: atividades de exploração e produção, liquefação, transporte e regaseificação. Como podemos ver na Figura 2.

Figura 2 – Cadeia de Valor da Indústria de GNL



Fonte: Elaboração própria

No Quadro 1 podemos ver os custos referentes a cada etapa da cadeia de valor de GNL e a sua respectiva participação no total do custo desta cadeia. Neste mesmo Quadro podemos observar como os avanços tecnológicos permitiram uma grande redução financeira em cada etapa da cadeia de valor de GNL entre 1990 e 2000.

Quadro 1 – Estimativa de Custos na Cadeia do GNL (em US\$/MMBtu)

	Custos Estimados em 1990	Custos Estimados em 2000	Participação nos Custos Totais
Custo em Desenvolvimento do Upstream	0,5 - 0,8	0,5 - 0,8	15% - 20%
Liquefação	1,3 - 1,4	1,0 - 1,1	30% - 45%
Transporte (metaneiro)	1,2 - 1,3	0,9 - 1,0	10% - 30%
Regaseificação	0,5 - 0,6	0,4 - 0,5	15% - 25%
Custo Total	3,5 - 4,1	2,8 - 3,4	

Fonte: EIA (2004)

As atividades de exploração e produção da indústria de GNL (*upstream*), como na indústria de gás natural por dutos, consistem na etapa de localização das reservas economicamente viáveis de gás natural *onshore* ou *offshore* (sejam estas associadas ou não com petróleo), na sua extração, processamento e transporte do gás até a planta de liquefação.

Na etapa de liquefação o gás natural é refrigerado em temperatura criogênica, por volta de - 161° C (ou -256°F), e transformado em seu estado líquido (GNL), reduzindo seu volume em aproximadamente 600 vezes. Este processo facilita o armazenamento e transporte do gás natural.

As plantas de liquefação consistem em módulos de processamento chamados de trens. A construção de mais de um trem em uma mesma planta e o seu tamanho contribuem com a economia de escala na indústria de GNL. Segundo IEA (2004), a inclusão de um segundo trem em uma planta pode reduzir o custo do projeto cerca de 20% a 30%. Normalmente as plantas de liquefação possuem de 1 a 3 trens com capacidade por volta de 3 a 5 milhões de toneladas por ano<sup>9</sup>.

Atualmente tem-se desenvolvido uma tecnologia que permitirá a liquefação do gás natural embarcada através de unidades chamadas de FLSO (Floating Liquefaction Storage and Off-loading). Tais unidades realizarão a produção, a liquefação, o armazenamento e a descarga de gás liquefeito em mar. Tradicionalmente na indústria de GNL nos campos *off-shore* o gás natural é explorado e transportado por um gasoduto para uma planta de liquefação em terra. Já com o uso de uma unidade de FLSO o gás natural é liquefeito nesta unidade, que está fundeada junto ao

---

<sup>9</sup>O Qatar tem estudado a implantação de trens com a capacidade de até 7,8 milhões de toneladas por ano (IEA, 2004).

campo de exploração, para, posteriormente, transferi-lo a um metaneiro que fará o seu transporte até um terminal de regaseificação (IEA, 2004).

A tecnologia do FLSO pode proporcionar uma redução de custos na indústria de gás natural, evitando a construção de plantas de liquefação em terra e de gasodutos. Ela também viabilizará reservas de gás *off-shore* que antes eram economicamente ou tecnicamente inviáveis devido à necessidade de construção de gasodutos ligando o campo de exploração com uma planta de liquefação em terra. A tecnologia do FLSO também apresentará menor especificidade do ativo em relação as tradicionais plantas de liquefação, pois uma mesma unidade pode monetizar reservas de mais de um campo localizado em regiões diferentes e proporcionar maior flexibilização na indústria de GNL.

O processo de liquefação permitiu a comercialização do gás natural a grandes distâncias com menor custo de transporte onde antes, através de gasodutos, era economicamente inviável. Segundo IEA (2004), a utilização do transporte via GNL é preferível a partir de 1.500 km, em relação a gasodutos *offshore* e a partir de 4.000 km, em relação a gasodutos *onshore*, por significar uma redução de custos no transporte de gás natural.

Até 2006 existiam mundialmente uma totalidade de 30 plantas de liquefação, com uma capacidade total da produção de GNL de 251,90 bilhões de m<sup>3</sup>/ano. Sendo a Indonésia o país detentor da maior capacidade de produção de GNL com 39,6 bilhões de m<sup>3</sup>/ano (IEA, 2007).

O estágio intermediário entre a liquefação e regaseificação da indústria de GNL é o do transporte de GNL, que é realizado por grandes navios chamados de metaneiros<sup>10</sup>. Os custos do transporte estão relacionados à distância entre os terminais de liquefação e de regaseificação. Atualmente os metaneiros possuem a capacidade de transporte de 135,000 a 138,000 m<sup>3</sup> de GNL. Metaneiros com capacidade de transporte de 250,000 m<sup>3</sup> estão em estudo, mas enfrentam problemas de complementaridade tecnológica, referentes a infra-estrutura portuária existente nas plantas de regaseificação. Nas últimas décadas o avanço tecnológico permitiu que a capacidade de transporte dos metaneiros crescesse a cada novo modelo em 40,000 m<sup>3</sup>, contribuindo significativamente na economia de escala na indústria de GNL (IEA, 2004). Segundo IEA (2007), até 2006 existiam 220 metaneiros operando, e até 2010, a expectativa é que esse número chegue a um total de 350 metaneiros.

O último estágio da indústria de GNL ocorre na planta de regaseificação, onde o GNL volta a ter a sua forma gasosa para depois ser distribuído. Os custos relacionados a esta etapa da indústria de GNL estão associados a descarga do GNL dos metaneiros e dos caminhões, ao seu armazenamento e a sua distribuição. O custo da construção desta planta depende da sua capacidade de processamento, custos relacionados ao desenvolvimento do terreno e mão-de-obra, e capacidade de estoque. A economia de escala neste segmento da cadeia de valor de GNL está presente principalmente em referência a capacidade de estoque. Segundo a IEA (2004), atualmente a capacidade de estoque de GNL que proporciona um tamanho ótimo em uma planta de regaseificação é de 200,000 m<sup>3</sup>.

---

<sup>10</sup> O transporte do GNL também pode ser feito através de caminhões em quantidades significativamente menores, cerca de 40 m<sup>3</sup> por caminhão.

O processo de regaseificação também pode ser feito através de navios denominados unidades de regaseificação embarcada, FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) ou SRV (Shuttle and Regasification Vessel), que são capazes de transportar e gaseificar internamente o gás natural, e posteriormente, injetá-lo diretamente na malha de gasodutos terrestres. Tais unidades também permitem uma redução da especificidade do ativo e maior flexibilização dentro da indústria de GNL, possibilitando a comercialização do GNL em diferentes mercados regionais<sup>11</sup>.

Segundo IEA até 2006, existia um total de 62 terminais de regaseificação no mundo, com capacidade total de recepção de 541,1 bilhões de m<sup>3</sup>/ano. Em 2006 os países que mais possuem estes terminais foram: o Japão, com 27 terminais; a Espanha, com 8; os EUA; e a Coreia do Sul, com 5 terminais cada.

### **I.2.3 – Especificidades da Indústria de Gás Natural por Dutos**

A indústria de gás natural por dutos é caracterizada por possuir certas especificidades bem distintas em relação a outras indústrias. Analisar estas especificidades é de suma importância para entendermos o custo de transação e as formas de governança da indústria de gás natural. Uma característica importante da indústria de gás natural é que ela é considerada uma indústria de rede<sup>12</sup>, e como tal, possui especificidades próprias das indústrias de rede. Segundo Newberry (2000), as principais especificidades destas indústrias são: necessidade de realizar investimentos

---

<sup>11</sup> Existe também a oportunidade de realizar operações de arbitragem entre os mercados.

<sup>12</sup> Uma indústria é considerada uma indústria de rede quando suas atividades precisam estar situadas em um conjunto de lugares geográficos interconectados, onde se explora a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes pontos ou nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial.

em ativos específicos com longo prazo de maturação; presença de economias de escala e de rede; e obrigação jurídica de seu fornecimento. Veremos adiante cada uma destas especificidades.

Uma importante especificidade das indústrias de rede é que necessitam para a construção de seus ativos físicos<sup>13</sup> altos níveis de investimentos, com longo prazo de maturação e grande irreversibilidade. Essas especificidades da indústria de rede resultam em custos irrecuperáveis (*sunk cost*), conseqüentemente seus ativos não são passíveis de transferência para outros fins sem significar elevadas perdas. A presença de *sunk cost* combinada com um ambiente com alto grau de incerteza aumenta o risco da existência do problema do *hold-up*, que proporciona um impacto negativo no nível e na qualidade dos investimentos na indústria. Este problema se origina do risco dos agentes econômicos, diante de um ambiente de investimentos de alto grau de especificidade e de incerteza, apresentar comportamentos oportunistas *ex-post*, acarretando num possível sub-investimento e apropriação indevida da renda (Pinto Jr., 2003).

As indústrias de rede possuem economias de escala, ou seja, um aumento na sua escala de produção proporciona uma redução no seu custo médio. Tais indústrias também possuem economias de densidade, ou seja, graças aos elevados custos fixos da infra-estrutura de transporte da indústria de gás natural é mais lucrativo realizá-los em áreas com maior grau de consumidores do que o contrário, possibilitando um maior consumo de gás natural e, conseqüentemente, maior retorno do investimento realizado. Dessa forma, as economias de densidade e de escala estão relacionadas, pois quanto maior a economia de densidade de uma região, maior também será a economia de escala.

---

<sup>13</sup> Construção de sua rede fixa de transporte e distribuição que podemos caracterizar como especificidade locacional.

Existe também a presença de economias de rede, ou seja, existência de interdependência entre as funções de produção e/ou de demanda, que podem ocorrer por motivos técnicos ou econômicos. Esta interdependência pode originalizar comportamentos oportunistas por partes dos agentes em uma transação resultando no aumento do custo de transações.

Uma consequência da interdependência entre o sistema produtivo e os agentes dentro da indústria de rede é o surgimento de externalidades, ou seja, quando o bem-estar de um consumidor ou produtor são afetados por decisões de consumo e produção de outros. Tais externalidades podem ser positivas ou negativas e ocorrem, tanto pelo lado da demanda, quanto pelo lado da oferta. Uma externalidade comum, que ocorre nas indústrias de rede resultante da interdependência da função de demanda, acontece quando o aumento do benefício de um consumidor depende da quantidade de consumidores interconectados na rede<sup>14</sup>.

Por fim, o bem produzido ou gerado numa indústria de rede pode ser considerado básico e essencial à vida econômica e social, sendo obrigatório juridicamente a sua oferta. No caso do gás natural, essa obrigação varia de país para país, dependendo principalmente do fator clima (em países frios o uso do gás natural para aquecimento doméstico é mais freqüente).

Segundo Shy (2001), as indústrias de rede também se caracterizam por terem fortes indícios de monopólios naturais, como economia de escala e escopo. Sua tecnologia permite que o mercado inteiro possa ser atendido por uma firma, de forma mais eficiente do que por várias empresas, pois suas curvas de custo médio são sub-aditivas para toda extensão do mercado relevante.

---

<sup>14</sup> Tal externalidade é conhecida como efeito clube.

Além das especificidades das indústrias de rede, a indústria de gás natural possui especificidades próprias que refletem na sua estrutura industrial. A principal especificidade da indústria do gás natural é o seu desenvolvimento tardio, fazendo com que o gás natural disputasse mercado com outras fontes de energia primária e secundária, já bem estabelecidas. Desta forma o gás natural encontrou enorme dificuldade em obter um mercado exclusivo, enfrentando sempre uma forte concorrência inter-energética. Este fato fez com que a política de precificação do gás natural não só atendesse aos movimentos de oferta e demanda, mas, também, atendesse a necessidade de deslocar as outras fontes energéticas (Almeida, 2003).

Apesar de ser considerada uma indústria de rede, assim como o setor elétrico, a indústria de gás natural apresenta especificidades bem distintas deste setor. Como por exemplo, possuir maior controle e identificação dos fluxos de gás natural (permitindo associar os fluxos físicos com fluxos contratuais) e ter a opção de estocar o gás natural (apesar do alto custo desta operação). Tais fatos implicam em um melhor gerenciamento dos aspectos de segurança da rede e permitem operações de arbitragem temporal nos mercados (Newberry, 2000).

Na indústria de gás natural por dutos, tanto a demanda, quanto a oferta são relativamente inelásticas em relação a variação do preço (IEA, 2002). Em relação a relativa inelasticidade da demanda a variação do preço, os segmentos residencial e comercial têm grande dificuldade em estocar e substituir os equipamentos a gás natural para outro combustível alternativo<sup>15</sup>. Assim, estes segmentos não reagem facilmente ao sinal de mudança de preço do gás natural. Já o segmento industrial pode utilizar equipamentos bi-combustíveis e, conseqüentemente, usar outra

---

<sup>15</sup> Tal operação normalmente não é possível no curto prazo devido o alto custo envolvido.

fonte energética quando isso lhe for vantajoso, apesar de a instalação destes equipamentos requererem gastos adicionais elevados.

A relativa inelasticidade da oferta em relação a variação do preço é oriunda dos altos investimentos em capacidade fixa (com alto grau de especificidade do ativo) que a indústria de gás natural necessita para operar. Como novos investimentos que objetivam o aumento da capacidade instalada desta indústria envolvem um elevado tempo para serem concluídos, com um enorme custo financeiro e longo prazo de maturação, eles necessitam ser planejados e realizados antes do aumento do consumo, provocando uma inelasticidade da oferta de gás natural em relação ao preço no curto prazo.

Uma característica própria dos segmentos residencial e comercial da demanda por gás natural é que possuem uma sazonalidade em relação ao seu consumo em países de clima frio. Nestes países a flutuação da demanda de gás natural por estes segmentos depende das estações do ano (com suas variações climáticas), tendo no inverno um consumo elevado e no verão um consumo relativamente menor (Almeida, 2005).

#### **I.2.4 – Flexibilidade na Indústria de Gás Natural**

Visto as especificidades da indústria de gás natural verificamos que o mecanismo de preços não consegue equilibrar perfeitamente a oferta com a demanda nesta indústria. Este problema é conhecido dentro desta indústria como falta de flexibilidade, que ainda é mais agravante se levarmos em conta a possibilidade de variações erráticas da sua demanda. Segundo Almeida (2005, p. 17), “o conceito de flexibilidade se refere, por um lado, à capacidade de

adaptação da oferta a variações tanto previsíveis (sazonais) quanto erráticas da demanda, e, por outro, à capacidade de adaptar a demanda ao excesso e escassez da oferta.”

Para contornar este problema a indústria de gás natural buscou instrumentos de flexibilidade que auxiliassem a busca de um melhor equilíbrio entre a demanda e a oferta. Tais instrumentos de flexibilidade podem ser utilizados tanto pelo lado da demanda, quanto pelo lado da oferta.

A flexibilidade pelo lado da demanda pode ser obtida através de contratos interruptíveis entre a distribuidora e os consumidores finais, nos quais são acordados *ex-ante* (através de mecanismos de cláusulas condicionais) a interrupção ou redução do fornecimento de gás natural aos consumidores, que em contrapartida, recebem um desconto no preço cobrado do gás natural da distribuidora (IEA, 2002). Porém tal instrumento apresenta limitações, sendo restrito aos consumidores possuidores de equipamentos bi-combustíveis. E mesmo consumidores que possui este pré-requisito deve levar em consideração a relação entre o preço do gás natural e o combustível alternativo, assim como também a legislação ambiental sobre o combustível alternativo.

A flexibilidade pelo lado da oferta pode ocorrer das seguintes formas: da capacidade da variação da produção ou importação do gás natural, buscando suprir as variações mensais e anuais da demanda; da capacidade de estocagem do gás natural em reservatórios naturais ou tanques criogênicos, permitindo melhor balanceamento entre a sua oferta e demanda, proporcionando maior segurança e eficiência na indústria de gás natural; e da capacidade de

armazenamento do gás natural nos gasodutos (*line pack*), servindo basicamente para cobrir variações diárias na demanda deste gás (IEA, 2002).

A importação do GNL através de contrato *spot* também possibilita flexibilidade pelo lado da oferta. Nesta forma contratual o GNL é fornecido em uma única entrega sem que haja continuidade deste fornecimento, e caso o demandante queira um novo fornecimento de GNL um novo contrato deve ser feito. Dessa forma, um agente pode importar GNL de acordo com a sua necessidade atual em suprir a variação da sua demanda, sem precisar comprometer-se em um contrato de longo prazo. Atualmente o mercado *spot* de GNL está em franca expansão com vários países participantes, como veremos melhor no capítulo 2.

### I.3 – A TEORIA DO CUSTO DE TRANSAÇÃO E A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL POR DUTOS

Segundo a Teoria do Custo de Transação, dada a hipótese do comportamento do oportunista agente e da sua racionalidade limitada, devem ser analisada as três dimensões da transação (especificidade do ativo, incerteza e frequência), para verificarmos qual a estrutura de governança que melhor se adapta a essas dimensões.

A indústria de gás natural por dutos possui nos seus investimentos uma elevada especificidade do ativo, com peculiaridades de irreversibilidade e longo prazo de maturação (*sunk cost*), principalmente pela construção da sua rede física de transporte e distribuição (possuidora de elevado grau de especificidade locacional). Além disso, a combinação da necessidade de grandes volumes de investimento com a presença de *sunk costs*, resulta em um reduzido número

de agentes atuantes na cadeia de gás. Segundo Dahl e Matson (1998), este pequeno número de agentes atuantes e o papel intermediário que os gasodutos fazem entre o produtor e o consumidor, aumenta ainda mais a sua especificidade do ativo.

A presença de *sunk cost* combinado com interdependência sistêmica da rede, informação assimétrica entre os agentes e o baixo número de agentes atuantes, aumenta o risco de oportunismo dentro da indústria da indústria de gás natural, principalmente pelo problema do *hold-up*. Caso um agente A precise investir em um ativo específico  $k$  com características de *sunk cost* para atender um agente B, o diferencial entre o retorno auferido por A com o investimento em  $k$  e o segundo melhor uso de  $k$  consistem em uma quase-renda nesta transação. Se esta transação for apenas coordenada por preços, A está à mercê de comportamento oportunista de B, que visa extrair parte dessa quase-renda. O valor da quase-renda está relacionado à especificidade do ativo numa relação bilateral, sendo o grau máximo de especificidade de um ativo, a situação em que este não possui outra alternativa econômica para seu emprego. Assim, quanto mais específico for o ativo menor será a possibilidade de retorno em opções externas à transação em vigor (Santos, 2004).

As conseqüências do *hold-up* são de provocar sub-investimento e alterar qualitativamente o investimento realizado. Além disso, ele também proporciona um aumento do custo de transação dentro da indústria de gás natural, na medida em que é necessário um monitoramento do comportamento dos agentes quanto ao cumprimento das cláusulas contratuais, a fim de evitar possíveis condutas oportunistas.

A incerteza também está presente no risco de mudanças nos parâmetros básicos das relações comerciais em toda a rede. Tendo a indústria de gás natural um grau elevado de interdependência em sua cadeia, esse tipo de incerteza é potencializado, pois uma alteração comercial em uma etapa da cadeia pode provocar reflexos em toda a sua extensão.

A indústria de gás natural necessita de um fluxo contínuo do seu produto (graças a sua relativa inelasticidade da oferta e demanda em relação ao preço e a sua obrigatoriedade de oferta), significando um contínuo de transações e interações entre os agentes. Isto proporciona um alto grau de frequência nesta indústria, viabilizando estruturas de governança mais complexas.

Ao analisarmos as dimensões do custo de transação (especificidade dos ativos, incerteza e frequência), percebemos claramente que a indústria de gás natural por dutos possui um elevado custo de transação, requerendo uma estrutura de governança mais complexa e hierárquica. Sendo assim, a estrutura de governança do mercado não é a mais eficiente para coordenar esta indústria, pois o mecanismo de sistema de preço não funciona perfeitamente na presença de alto custo de transação. Seguindo a abordagem de Williamson vista anteriormente, a estrutura de governança que melhor coordenaria uma indústria (minimizando os seus custos de transação) com características de elevados graus de incerteza, possibilidade de conduta oportunista, com especificidade de ativos e frequência elevados seria a hierárquica (adaptação do tipo C).

A indústria de gás natural historicamente pode ser dividida em duas fases. A primeira, anterior à década de 80, se refere à fase de desenvolvimento desta indústria, que se caracteriza principalmente pelo alto custo de transação, oriundo das especificidades relacionadas ao

funcionamento desta indústria. Nesta fase a estrutura hierárquica era predominante na indústria de gás natural. A segunda fase, a partir da década de 80, é referente ao período após a liberação da indústria de gás natural, onde a maturidade de sua infra-estrutura e a sua reforma, que buscou introduzir uma maior concorrência dentro desta indústria, reduziram a sua especificidade do ativo e, conseqüentemente, o custo de transação, permitindo o uso de uma estrutura de governança menos complexa, a híbrida.

A estrutura hierárquica com uma integração vertical dentro da indústria de gás natural possibilita reduzir os problemas de incerteza comportamental, oriundas da possibilidade de oportunismo nas relações interdependentes. Esta estrutura de governança através de mecanismos de controle (introduzidos nas relações hierárquicas), contribui para a redução da incerteza nas transações, minimizando o custo de transação.

Não obstante, a estrutura hierárquica com a integração vertical apresenta diversas limitações. Os custos oriundos de uma organização interna e de monitoramento são elevados. A incorporação de novas atividades e cadeias de produção dentro de uma firma podem elevar seus custos fixos de forma considerável, não sendo viável para algumas firmas.

Uma outra limitação se refere à regulação. Uma indústria de estrutura integralmente verticalizada dificulta o papel do regulador, podendo gerar diversos problemas, como: elevada informação assimétrica; perda no potencial competitivo; existência de monopólio; produtos e serviços de menor qualidade e de preços excessivamente elevados; e alocação ineficiente dos insumos. Segundo Pinto Jr. (2002), a regulação na indústria de gás natural é essencial, devido a

sua importância na continuação do serviço, na existência de monopólios naturais e na repartição das rendas minerais.

As limitações da estrutura hierárquica, fazem com que esta estrutura de governança não seja a melhor a coordenar a indústria de gás natural. Sendo assim é necessário buscar alternativas a ela. Porém a estrutura de governança pelo mercado não seria a mais eficiente, pois a indústria de gás natural possui um elevado grau de especificidade de ativo e incerteza não permitindo que o mecanismo de preços funcione corretamente. Sobrando então a estrutura híbrida como alternativa. Esta estrutura seria a qual se adaptaria melhor às dimensões das transações da indústria de gás natural<sup>16</sup>, utilizando o contrato de longo prazo como seu principal instrumento de minimização do custo de transação. Segundo Dahl e Matson (1998), a utilização de uma coordenação com contratos de longo prazo diminui os custos de transação decorrentes do problema do *hold-up* na indústria de gás natural.

O contrato de longo prazo busca de antemão garantir eficientemente a distribuição das rendas geradas, eliminando os custos oriundos dos processos de barganha repetitivos na transação e reduzindo o risco de cada agente em alterar a performance do outro. Não obstante, tal contrato também apresenta limitações, pois não pode prever todas as contingências que podem surgir ao longo de sua vigência. Graças a este problema a indústria de gás natural busca, em seus contratos de longo prazo, inserir cláusulas que tentam diminuir a possibilidade de conduta de oportunismo, oriunda da relação contínua e prolongada dos agentes. Estudaremos tais cláusulas nos contratos da indústria de gás natural mais adiante.

---

<sup>16</sup> Como já vimos, as dimensões da indústria de gás natural são caracterizadas por terem elevadas especificidades do ativo, incerteza e frequência.

#### I.4 – CUSTO DE TRANSAÇÃO NA INDÚSTRIA DE GNL

Assim como na seção anterior, nesta seção iremos analisar as três dimensões da transação (especificidade do ativo, incerteza e frequência), porém na indústria de GNL, e realizar uma comparação dela com a indústria de gás natural por dutos. Por fim, verificaremos qual a estrutura de governança que se adapta melhor às dimensões da transação na indústria de GNL.

A indústria de GNL possui muitas especificidades em comum com a indústria de gás natural por dutos, ambas possuem: obrigação jurídica de seu fornecimento; existência de externalidades; presença de economias de escala e rede; necessidade de realizar investimentos em ativos específicos com longo prazo de maturação (*sunk cost*); relativa inelástica da oferta em relação à variação do preço; e o desenvolvimento tardio da indústria em relação aos combustíveis alternativos concorrentes.

A principal diferença entre essas indústrias se refere ao transporte. O GNL foi desenvolvido como uma alternativa de transporte de gás natural, onde os gasodutos (utilizados na indústria de gás natural por dutos) não podem ser construídos ou quando a sua construção é excessivamente custosa. O GNL é transportado através dos metaneiros de uma planta de liquefação (onde o gás natural é transformado em sua forma líquida) para uma planta de regaseificação (onde se transforma a forma líquida do gás natural em gasosa). Assim, diferente da indústria de gás natural por dutos, a indústria de GNL não precisa ter a sua rede física completamente interconectada, o que reduz a especificidade locacional do ativo<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> A indústria de GNL ainda precisa ter a sua rede física interconectada por gasodutos dentro da sua cadeia de valor, da exploração e produção de gás natural à planta de liquidação, e da planta de regaseificação para a distribuição.

Assim como a indústria de gás natural por dutos a incerteza também é elevada na indústria de GNL. Como seus investimentos são caracterizados por sua elevada especificidade com características de *sunk cost*. Não obstante nesta indústria os agentes econômicos não estão ligados a uma rede física de transporte, este fato possibilita a atuação de maior número, tanto de ofertante, quanto de demandante, mesmo que geograficamente distantes, nesta indústria<sup>18</sup>. Apesar desse maior número de agentes a interdependência entre eles ainda é elevada dentro da indústria de GNL, fazendo com que o risco de conduta oportunista, e conseqüentemente, da incerteza seja elevado nesta indústria. Além da incerteza oriunda do comportamento oportunista, a indústria de GNL também sofre com a incerteza relacionada às mudanças nos parâmetros básicos das suas relações comerciais.

A indústria de GNL, assim como a indústria de gás natural por dutos, necessita de um fluxo contínuo do seu produto, que proporciona um contínuo de transações e interações entre os agentes, gerando um elevado grau de freqüência nesta indústria.

Historicamente o comércio mundial do GNL se deu inicialmente através de contratos rígidos de longo prazo, como forma de minimizar o custo de transação. Contratos estes que, através principalmente da cláusula de *take-or-pay*, garantiam o retorno de capital aos elevados *sunk cost* em infra-estrutura necessários a cadeia de valor do GNL e reduziam a incerteza dos agentes econômicos.

---

<sup>18</sup> É importante lembrar que as reservas de gás natural são encontradas, em muitas das vezes, em locais geograficamente distantes do seu mercado consumidor, tornando a sua monetização tecnicamente e/ou economicamente inviável.

A partir da década de 90, após a reforma da indústria de gás natural, que desverticalizou a indústria do gás natural em muitos países e promoveu maior competição nesta indústria (acabando com monopólios e promovendo a entrada de novas firmas), houve crescimento tanto da demanda quanto da oferta de gás natural e de uma necessidade de flexibilização. Esta reforma também proporcionou uma redução da especificidade do ativo e da incerteza em toda a indústria de gás natural (inclusive na indústria de GNL). Estes fatores possibilitaram um maior desenvolvimento da indústria de GNL (complementando a indústria de gás natural por dutos) e o surgimento de seu mercado de curto prazo e *spot*, fato que reflete a redução do custo de transação desta indústria<sup>19</sup>.

Visto as dimensões da transação na indústria de GNL (com elevada especificidade de ativos, incerteza e frequência), percebemos que esta apresenta elevados custos de transação, porém menores que a indústria de gás natural por dutos. Sendo assim, uma estrutura de governança menos complexa é a que melhor se adaptaria as características da indústria de GNL.

## I.5 – CLÁUSULAS CONTRATUAIS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Nesta seção iremos analisar as cláusulas dos contratos da indústria de gás natural. Segundo Klein (*apud* Santos, 2004), o contrato é um mecanismo que permite aos agentes da transação realizar esforços conjuntos de produção, minimizando os riscos de ruptura de forma oportunista nas transações. Para Lyons (1996) um contrato entre duas partes possui como funções básicas: garantir uma troca eficiente e distribuir os ganhos da troca. Dessa forma, um contrato ideal seria aquele que obedecesse tais funções básicas. Porém a incerteza comportamental

---

<sup>19</sup> Como veremos com mais detalhes no Capítulo 2.

presente nas transações faz com que o uso eficiente das cláusulas contratuais e dos contratos completos nas transações seja limitado.

A possibilidade de mudanças de preços gerais e relativos, que podem tornar impróprios os preços acordados no futuro, as imperfeições nos mecanismos garantidores de conduta e estratégicas durante a vigência do contrato, possibilitam o surgimento de conduta oportunista por parte dos agentes. Para minimizar esta incerteza comportamental os contratos utilizam mecanismos de monitoramento e de criação de incentivos, conhecidos como cláusulas de esforço (Santos, 2004). Veremos adiante tais cláusulas utilizadas dentro da indústria de gás natural, que reduzem a incerteza comportamental e distribuem o risco oriundo de investimentos em ativos específicos.

Segundo Almeida (2005, p. 11), os contratos na indústria de gás natural “são acordos, firmados entre duas partes, que determinam as características da transação, segundo: condições de quantidade e de qualidade do produto; locais de entrega, prazo; preço, e, garantias para ambos os lados.”

Segundo Almeida (2005), os contratos na indústria de gás natural que podem ser de venda de gás ou serviços de transporte podem ser qualificados como relativos ao tempo. Estes podem ser divididos em critérios de duração e de continuidade. No critério de continuidade de fornecimento de gás existem dois tipos de contrato: o contrato firme, que é contrato de comercialização de gás ou de serviços de transporte, em que o fornecimento deve ser feito de forma interrupta até o final da quantidade/capacidade contratada; e o contrato interruptível, que é o contrato de comercialização de gás ou de serviços de transporte, em que é possível interromper

o serviço de acordo com cláusulas contratuais previamente acordadas, sendo estas regulamentadas ou não pelo regulador.

Em relação ao critério de duração, os contratos de compra e venda de gás ou de serviço de transporte podem ser de longo ou curto prazo. O contrato de longo prazo, sejam eles firmes ou interruptíveis, possuem duração geralmente superior a um ano (o prazo mínimo para que o contrato seja considerado de longa duração varia de acordo com o país). Estes contratos também permitem uma folga de flutuações diárias ou mensais. Os contratos de curto prazo, sejam eles interruptíveis ou firmes, possuem duração geralmente inferior a um ano (o prazo máximo para que o contrato seja considerado de curta duração varia de acordo com o país). A indústria de gás natural, ao longo dos anos, utilizou com maior frequência contratos de longo prazo, pois estes se adaptam melhor as suas especificidades.

Ao analisarmos os contratos de longo prazo da indústria de gás natural, podemos observar que estes possuem cláusulas de esforço que buscam a diminuição da incerteza a respeito da distribuição da renda futura e possibilidade de *hold-up*. Tais cláusulas podem ser divididas pelos critérios de cláusulas relativas a preços ou cláusulas não relativas a preços (sendo estas com cláusulas de fornecimento e mecanismos de arbitragem).

As cláusulas contratuais relativas a preço procuram diminuir a incerteza sobre a variação imprevisível do preço futuro do bem ou do serviço durante a vigência do contrato. Ao diminuir o risco desta incerteza, diminui-se também, a possibilidade de *hold-up*. Tais cláusulas estão diretamente relacionadas com a distribuição de renda entre os agentes.

O ideal seria que as cláusulas de preços refletissem o custo de oportunidade dos agentes. O diferencial entre o preço pago pelo agente e o seu custo de oportunidade pode ser usado como indicador de competição na indústria de gás natural. A competição no mercado de gás natural será maior na medida em que menor for a diferença entre o preço pago pelo agente e o seu custo de oportunidade (Pinto Jr., 2002). Em mercados competitivos (*spot*) o custo de oportunidade se iguala ao preço pago pelo agente na transação, mas em contratos de longo prazo pode haver disparidade entre estes fatores. Assim, o agente que tiver perda de sua renda tentará, através de cláusulas contratuais, redistribuir a renda e minimizar a suas perdas.

Segundo Santos (2001), podemos dividir as cláusulas relativas a preços da seguinte forma: contratos de preços de mercado; contratos de preço fixos; contratos do tipo *cost-plus*; e contratos indexados. A diferença entre esses contratos se refere às características das regras de ajuste, quanto mais idiossincrática a transação, menor será a eficiência de suas regras que usam índice de preços gerais.

Os contratos de preços de mercado são utilizados apenas em estruturas de governança não complexas, onde o mercado *spot* é bem desenvolvido. Nestes contratos o sistema de preços coordena as transações dos agentes, sendo utilizados pela a estrutura de governança do mercado.

Nos contratos com preço fixo o ofertante assume risco de mudanças no ambiente de negócios. Dado um preço fixo, o fornecedor tem incentivo em reduzir os seus custos de produção para ter maior ganho líquido. Não obstante, segundo Santos (2004), tais contratos apresentam problemas no que diz respeito a continuidade da transação perante problemas exógenos de performance. Caso o custo do ofertante suba por alguma contingência, este terá incentivo para

reduzir a sua oferta no curto prazo e diminuir seus investimentos em expansão da capacidade de oferta.

Nos contratos do tipo *cost-plus* o demandante, é que possui o risco de mudanças no ambiente de negócios, todas as alterações no custo da produção são repassadas para ele. Portanto, um ofertante ineficiente não possui incentivo para melhorar sua produtividade via diminuição de custo. Segundo Joskow (Santos, 2004), os contratos do tipo *cost-plus* se aproximam muito da forma de organização de uma firma verticalizada. Tais contratos possuem a vantagem de serem flexíveis na necessidade de mudanças nos projetos de investimento (algo vantajoso para projetos de alto custo e de longo prazo de maturação). Além disso, tendem a incentivar a adoção de maiores níveis de qualidade nos produtos e serviços utilizados no projeto, já que o custo adicional será pago pelo demandante, obrigando-o a manter uma forte fiscalização na realização do projeto, a fim de prevenir gastos desnecessários.

Os contratos indexados são um misto entre os contratos de preço fixo e do tipo *cost-plus*. Sendo assim, possuem os problemas dos dois tipos de contratos, caso o mecanismo de indexação não seja feito de forma correta. Se feito de forma correta, o ofertante terá incentivo a produzir eficientemente, pois se seus custos de produção sobem por ineficiência, seu lucro líquido vai diminuir.

As cláusulas não relativas a preços estão relacionadas ao tamanho do investimento em ativos específicos, influenciando diretamente a capacidade produtiva e a quantidade da renda gerada na transação. Tais cláusulas podem ser divididas em: cláusulas de arbitragem e cláusulas de fornecimento do produto.

As cláusulas de arbitragem buscam contornar problemas que não podem ser previamente identificados na formulação do contrato. Em contratos de longo prazo e com alto volume de investimentos envolvidos a arbitragem pode ser uma boa alternativa para evitar custosas e incertas disputas judiciais que possam vir a ocorrer. Tais cláusulas buscam diferenciar uma fraca performance oriunda de uma alteração nos fatores exógenos, de uma relacionada a má conduta de um agente, identificando o agente responsável pela fraca performance.

Segundo Austvik (2003), as cláusulas de arbitragem mais utilizadas na indústria de gás natural são: cláusula de nação mais favorecida, que garante aos agentes da transação a aplicação das mesmas regras aos contratos semelhantes, numa determinada região geográfica; cláusula de renegociações periódicas, que permite aos agentes a renegociação do contrato, possibilitando que estes possam se adaptar melhor às circunstâncias não previstas na formação do contrato; e *force majeure*, que determina as condições nas quais os agentes não precisam cumprir a performance acordada no contrato.

As cláusulas de fornecimento de produto são utilizadas normalmente em contratos de longo prazo e foram de extrema importância no desenvolvimento da indústria de gás natural. Tais cláusulas garantem uma demanda mínima para o ofertante, como também um fornecimento mínimo para o demandante. Dessa forma diminuem a incerteza na transação, através da redução dos riscos do retorno de investimentos específicos com características de *sunk cost* (necessários para a construção da infra-estrutura da indústria de gás natural) e diminuição das variações de movimento de oferta e demanda na vigência do contrato.

Segundo Austvik (2003), as principais cláusulas de fornecimento na indústria de gás natural são: cláusulas do tipo *take-or-pay*, referente à situação em que o demandante compra do ofertante uma quantidade fixa de gás durante um determinado período e concorda em pagar um valor fixo, mesmo que não venha consumir a quantidade de gás específica no contrato; e cláusulas do tipo *deliver-or-pay*, que se refere à mesma situação a do tipo *take-or-pay* com a diferença que nesta a cláusula beneficia o comprador.

Porém os contratos com cláusulas do tipo *take-or-pay* também apresentam problemas. Existe uma grande incerteza em relação a taxa de crescimento da demanda, ritmo da expansão das reservas de gás e conseqüentemente da oferta de gás, tornando complexo a elaboração de um contrato de longo prazo com tal cláusula (Pinto Jr., 2003).

Com o desenvolvimento da indústria de gás natural, maior número de agentes atuantes, maior grau de maturidade de sua rede física e diversificação da demanda, os contratos de longo prazo com cláusulas de fornecimento do produto se mostraram extremamente rígidos diante a necessidade de flexibilidade deste novo cenário. A seguir, veremos as opções de flexibilização existentes na indústria de gás natural.

## **CAPÍTULO II - DESENVOLVIMENTO DO MERCADO INTERNACIONAL DE GNL**

Neste capítulo iremos analisar o comércio internacional de GNL. Veremos como este comércio que era estruturado inicialmente de uma forma rígida se tornou mais intenso e flexível em decorrência da liberalização da indústria de gás natural, analisando as alterações contratuais que ocorreram ao longo dessa mudança (como o surgimento do mercado de curto prazo e *spot* e de novos indexadores para o preço do GNL). Veremos também a atual tendência de crescimento deste comércio em todos os seus mercados. Porém antes faremos uma breve explanação sobre a história do comércio mundial de GNL.

### **II.1 – BREVE HISTÓRICO DO COMÉRCIO MUNDIAL DE GNL**

O primeiro transporte de GNL em um metaneiro ocorreu em 1958, partindo de Lake Charles em Louisiana, EUA, para Canvey Island, Reino Unido. Em seguida, em 1964, surgiu o primeiro acordo comercial de venda de GNL internacional, chamado projeto CAMEL, com a venda de GNL da Argélia para o Reino Unido e a França. Em 1969 três novos acordos internacionais foram feitos: a Argélia aumentou a sua entrega de GNL para a França, a Líbia passou a exportar GNL para a Itália e a Espanha, e o Japão começou a importar GNL do Alaska, participando, assim, do primeiro acordo internacional de comércio de GNL no mercado da Bacia do Pacífico. A importação de GNL nos países europeus foi pequena na década de 70, porém crescente em todo este período.

Os EUA começaram a importar GNL na década de 70, porém, como o preço do GNL não se mostrou competitivo com o gás natural doméstico, os acordos de comércio de GNL feitos com

a Indonésia e a Argélia foram intensos cancelados em 1981, quando houve uma tentativa dos exportadores de aumentar o preço do GNL. A importação de GNL no EUA só voltou a crescer a partir de 1996, chegando a 16,56 bilhões de m<sup>3</sup> em 2006 (BP, 2007).

No mercado da Bacia do Pacífico<sup>20</sup> o comércio de GNL é mais intenso desde o seu início. O Japão, buscando uma opção energética do petróleo na década de 70 (principalmente devido aos seus dois choques ocorridos), investiu na energia nuclear e na importação de GNL. Outros países, como Coreia do Sul e Taiwan, também buscaram na importação do GNL uma opção energética, diante aos altos preços do petróleo. Atualmente os principais países que abastecem a demanda na Ásia são a Indonésia, Malásia, Austrália e Brunei.

A partir da década de 90, o comércio mundial de GNL ganhou um grande impulso. Houve maior participação dos países que já vinham comercializando o GNL e entrada de novos países neste comércio. O Oriente Médio, que até então tinha pouca participação no comércio de GNL, com as exportações do Emirados Árabes, desde 1977, passou a ter maior destaque com as exportações de GNL do Qatar e Oman. A Bacia do Atlântico<sup>21</sup> que tinha como seus principais países exportadores de GNL a Argélia e a Líbia, a partir de 1999, passou a também contar com Trinidad e Tobago e Nigéria. Já na Bacia do Pacífico, Indonésia, Austrália, Malásia e Brunei se mantiveram como sendo os principais países exportadores de GNL.

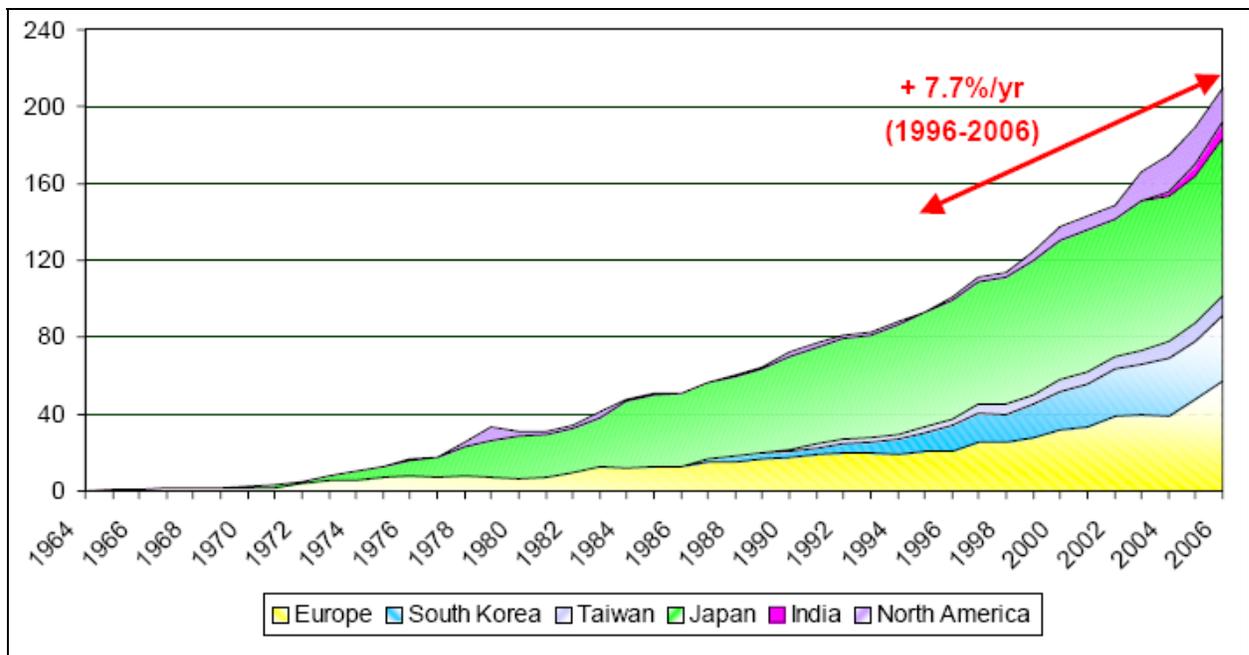
---

<sup>20</sup> Os países compostos pelo mercado da Bacia do Pacífico são os que normalmente transportam o GNL pelo Oceano Pacífico e Índico, como: Índia, China, Japão, Coreia do Sul, Austrália e Indonésia.

<sup>21</sup> Os países compostos pelo mercado da Bacia do Atlântico são os que normalmente transportam o GNL pelo Oceano Atlântico e Mar Mediterrâneo, como: EUA, Espanha, Bélgica, Itália, Portugal, Inglaterra, Trinidad e Tobago, Nigéria e Argélia.

Nas importações o país que mais contribuiu com o crescimento do comércio de GNL foi o Japão na década de 90. Neste período as importações japonesas de GNL cresciam a 4,9% ao ano, tornando este mercado o principal importador internacional de GNL, com 57% da demanda mundial e 24 plantas de regaseificação. Já o mercado europeu, mesmo menor que o mercado do sudeste asiático, também teve crescimento nas importações de GNL na década de 90, assim como o mercado americano, como podemos observar no Gráfico 2. No final da década de 90 existia um total de 42 plantas de regaseificação, sendo 27 asiáticas, 10 europeias e 4 americanas.

Gráfico 2 – Evolução da Demanda Mundial de GNL (em bilhões de m<sup>3</sup>)



Fonte: Cedigaz 2006

Entre 1975 e 1996 a Bacia do Pacífico teve um crescimento médio em sua demanda de GNL de 3,31 bilhões m<sup>3</sup> ao ano, enquanto que neste mesmo período a Bacia do Atlântico teve um crescimento médio de 0,76 bilhões m<sup>3</sup> ao ano. A partir de 1996 a demanda mundial de GNL cresceu de forma mais acelerada. A Bacia do Atlântico passou a ter um crescimento médio em

sua demanda de 3,97 bilhões m<sup>3</sup> ao ano, enquanto na Bacia do Pacífico este crescimento médio foi de 4,22 bilhões m<sup>3</sup> ao ano. Como podemos ver no Gráfico 2, entre 1996 e 2006, o crescimento médio da demanda mundial de GNL foi de cerca de 7,7% ao ano. Segundo Jensen (2004), os principais fatores que contribuem para expansão do comércio mundial do GNL a partir da década de 90 foram:

i) a maior utilização de termelétricas de ciclo combinado ao gás natural na geração de energia elétrica. Estas termelétricas possuem eficiência térmica entre 46% a 53% na geração, bem superior às termelétricas de ciclo simples, que possuem eficiência térmica entre 32% a 38% na geração. Esse ganho em eficiência térmica impulsionou o maior uso das termelétricas de ciclo combinado;

ii) avanços tecnológicos que reduziram os custos do investimento na cadeia do GNL, possibilitando comércio onde antes era economicamente inviável (como podemos ver no Quadro 1). Tais avanços também conseguiram aumentar a economia de escala na indústria de GNL;

iii) preocupações ambientais, pois o gás natural é menos poluente que seus substitutos (como o carvão e o diesel). O gás natural praticamente não tem emissão de enxofre. Ele possui uma menor emissão de gás carbono e uma maior eficiência térmica para geração energética em uma termelétrica em comparação aos seus substitutos;

v) o crescimento econômico de alguns países emergentes (como a Índia, China e Turquia), que buscam a opção da importação do gás natural como fonte primária de energia (principalmente em geração elétrica);

vi) a opção de muitos países que já utilizavam o gás natural tradicionalmente (como EUA e a Inglaterra) de ampliar sua oferta e diversidade de energia utilizando o GNL diante do seu crescimento econômico;

vii) e a possibilidade da exploração do “gás irrecuperável”. Com o desenvolvimento do comércio mundial do GNL as firmas podem explorar economicamente o gás descoberto “ao acaso” ou associado, que antes era “abandonado” quando o objetivo era descobrir e produzir petróleo.

A partir do ano 2000, o volume mundial comercializado de GNL continuou crescendo de 142,71 para 211,08 bilhões de m<sup>3</sup>, entre 2001 e 2006 (IEA e BP, 2006). Para suportar este crescimento, a expansão da capacidade mundial, tanto de liquefação, quanto de regaseificação, também tinham que crescer. De 2000 a 2006 a capacidade de produção mundial de GNL cresceu de 125,2 para 184 milhões de toneladas por ano e ainda existe em planejamento a construção de terminais de liquefação, para expandir esta capacidade em 111,8 milhões de toneladas por ano adicionais até 2010 (Morikawa, 2006). Por sua vez a capacidade de regaseificação mundial de GNL cresceu de 164,14 para 211,35 milhões de toneladas por ano entre 2000 e 2006. Existe também em planejamento a construção de infra-estrutura de regaseificação, que expandirá a capacidade mundial de regaseificação em 278,82 milhões de toneladas por ano até 2010 (Morikawa, 2006). Estas expansões em capacidade de liquefação e regaseificação refletem a expectativa dos agentes de crescimento do comércio internacional de GNL. Segundo estudo

realizado pelo IEEJ<sup>22</sup> (Morikawa, 2006), a expectativa é que ela cresça para cerca de 268,06 a 317,56 bilhões de m<sup>3</sup> em 2010 e de 410,72 a 538,56 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020.

## II.2 – TENDÊNCIA DE CRESCIMENTO NOS MERCADOS DE GNL

O comércio mundial de GNL possui dois principais mercados a Bacia do Pacífico e a Bacia do Atlântico. Os elevados custos de transporte na indústria de GNL fez com que estes dois mercados evoluíssem de maneiras bem distintas existindo pouco comércio entre eles. Existe também um terceiro mercado de países exportadores de GNL localizados no Oriente Médio, que se encontra entre essas duas Bacias, e portanto, pode comercializar a sua produção nos dois sub-mercados. O comércio de GNL vem se tornando mais intenso nos últimos anos, em decorrência do crescimento da demanda de gás natural (sobretudo para geração elétrica), do menor custo na cadeia do GNL e maior preocupação ambiental (já que o gás natural tem menor emissão de poluentes que seus substitutos). Nesta seção iremos discutir a atual expectativa de crescimento do comércio internacional de GNL em todos estes mercados, que permitirá a continuidade do desenvolvimento da indústria de GNL.

### II.2.1 – O mercado da Bacia do Atlântico

O mercado da Bacia do Atlântico é composto pelos países que usam o Oceano Atlântico e o Mar Mediterrâneo para comercializar o GNL. Apesar deste mercado ter pouco se desenvolvido nas décadas de 70 e 80, nos últimos anos (e principalmente após a reforma da indústria de gás

---

<sup>22</sup> Institute of Energy Economics Japan

natural) tanto a demanda quanto a oferta de GNL tem crescido velozmente, tornando o comércio de GNL mais intenso neste mercado, como podemos ver no Gráfico 2.

Em 2006, o total das exportações de GNL dos países da Bacia do Atlântico chegaram a 74,20 bilhões de m<sup>3</sup>, e as importações a 75,89 bilhões de m<sup>3</sup>, representando respectivamente, 35,15% e 35,95% do total mundial, como podemos observar no Quadro 2.

Quadro 2 – Comércio Internacional de GNL em 2006

<b>Mercado Exportador</b>	<b>Mercado Importador</b>	<b>bilhões m<sup>3</sup></b>	<b>%</b>
Bacia do Atlântico	Bacia do Atlântico	69,45	32,90
Bacia do Atlântico	Bacia do Pacífico	4,75	2,25
Bacia do Pacífico	Bacia do Atlântico	0	0,00
Bacia do Pacífico	Bacia do Pacífico	87,17	41,30
Oriente Médio	Bacia do Atlântico	6,44	3,05
Oriente Médio	Bacia do Pacífico	43,27	20,50
<b>Total</b>		211,08	100,00

Fonte: Elaboração própria a partir de BP, 2007

Uma característica importante deste mercado é que, na maioria dos seus países importadores, o GNL sempre ocupou um papel marginal como fonte energética, sendo utilizado com o objetivo de complementar e flexibilizar a oferta de gás natural realizada por gasodutos nos países consumidores (Jensen, 2003). Em decorrência disto, a Bacia do Atlântico possui o mercado de curto prazo e *spot* de GNL mais bem desenvolvido do mundo, com uma participação de 45% deste mercado mundial em 2005. Podemos observar no Quadro 3, que as importações de gás natural através de gasodutos é consideravelmente maior que as importações de GNL, nos países da Bacia do Atlântico. Assim, o GNL tem uma pequena participação como fonte energética no consumo de gás natural destes países, mostrando o seu papel complementar, com

exceção da Espanha, onde o GNL representou 73,11% da sua demanda de gás natural em 2006 (BP, 2007).

Quadro 3 – Características dos Principais Países Importadores de GNL em 2006

País	Consumo de Gás Natural (bmc)	Importação de Gás Natural por Gasodutos (bmc)	Importação de GNL (bmc)	Importação de GNL/Consumo (%)	Capacidade de Regaseificação (mtpa)	Ampliação da Capacidade de Regaseificação em Planejamento até 2010 (mtpa)
Bélgica	17,0	18,37	4,28	25,18	3,30	37,99
França	45,2	35,70	13,88	30,71	14,00	6,00
Itália	77,1	74,27	3,10	4,02	2,60	8,70
Espanha	33,4	10,74	24,42	73,11	11,80	5,80
Turquia	30,5	25,34	5,72	18,75	4,60	4,40
Reino Unido	90,8	17,50	3,56	3,92	3,30	26,76
EUA	566,9	99,83	16,56	2,92	37,99	249,41
Japão	84,6	-	81,86	96,76	64,44	4,60
Coréia do Sul	34,2	-	34,14	99,82	19,10	1,58
Índia	39,7	-	7,99	20,13	7,50	15,00
China	55,6	-	1,00	1,80	5,90	28,00

Fonte: Elaboração própria a partir de BP (2007) e Morikawa (2006)

Dentro da Bacia do Atlântico há dois principais mercados importadores de GNL: o europeu e o americano. Os principais países importadores de GNL na Europa são: a Espanha, Itália, Bélgica, França, Turquia e o Reino Unido. Em todos estes países a importação de GNL tem crescido nos últimos anos, como podemos ver no Gráfico 3. A expectativa é de que a demanda de GNL continue crescendo na Europa. Segundo BP (2007), a demanda europeia de GNL foi de 57,42 bilhões de m<sup>3</sup> em 2006 e, segundo estudo realizado pelo IEEJ (Morikawa, 2006), esta demanda será de 68 a 84,32 bilhões de m<sup>3</sup> em 2010 e de 107,44 a 133,28 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020. Além disso, os principais países importadores de GNL neste continente planejam aumentar a sua capacidade de regaseificação até 2010<sup>23</sup> (como podemos ver no Quadro 3).

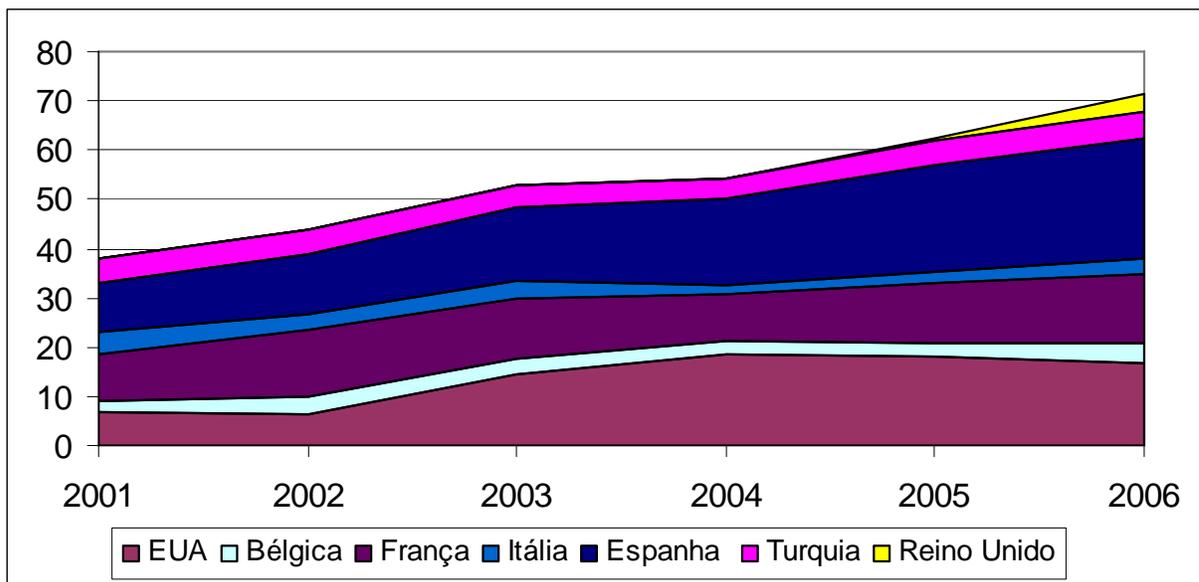
O outro principal importador de GNL na Bacia do Atlântico é os EUA, que em 2006 foi o segundo maior importador desta *commodity* na Bacia do Atlântico, perdendo apenas para a Espanha. O mercado americano tem um grande potencial para ser o maior importador de GNL do mundo. Atualmente os EUA é o país que possui a maior demanda de gás natural do mundo, com um consumo de 619,7 bilhões de m<sup>3</sup> em 2006. Segundo IEA 2004, a expectativa é que esta demanda chegue a ser de 854 a 968 bilhões de m<sup>3</sup> em 2025. Segundo a BP (2007), em 2006 cerca de apenas 2,67% do gás natural consumido nos EUA foi oriundo da importação de GNL, havendo assim espaço para uma maior importação desta *commodity* para atender o crescimento da demanda de gás natural neste país. Segundo BP (2007), a demanda de GNL nos EUA foi de 16,56 bilhões de m<sup>3</sup> e, segundo estudo realizado pelo IEEJ (Morikawa, 2006), esta demanda vai crescer para 50,32 a 57,12 bilhões de m<sup>3</sup> em 2010 e para 87,04 a 123,76 bilhões de m<sup>3</sup> em 2020.

---

<sup>23</sup> Este fato reflete a intenção destes países em aumentar a participação de GNL no seu consumo de gás natural e diversificar a origem da sua oferta de gás natural, diminuindo assim a sua dependência do gás natural importado da Rússia. Segundo BP (2007), a Rússia foi responsável por 40,35% da exportação por dutos de gás natural para os países europeus em 2006.

Além disso, os EUA planeja aumentar a sua capacidade de regaseificação até 2010, refletindo o maior interesse em atender a sua demanda de gás natural por GNL, como podemos ver no Quadro 3.

Gráfico 3 – A Evolução dos Principais Importadores de GNL da Bacia do Atlântico (em bilhões de m<sup>3</sup>)

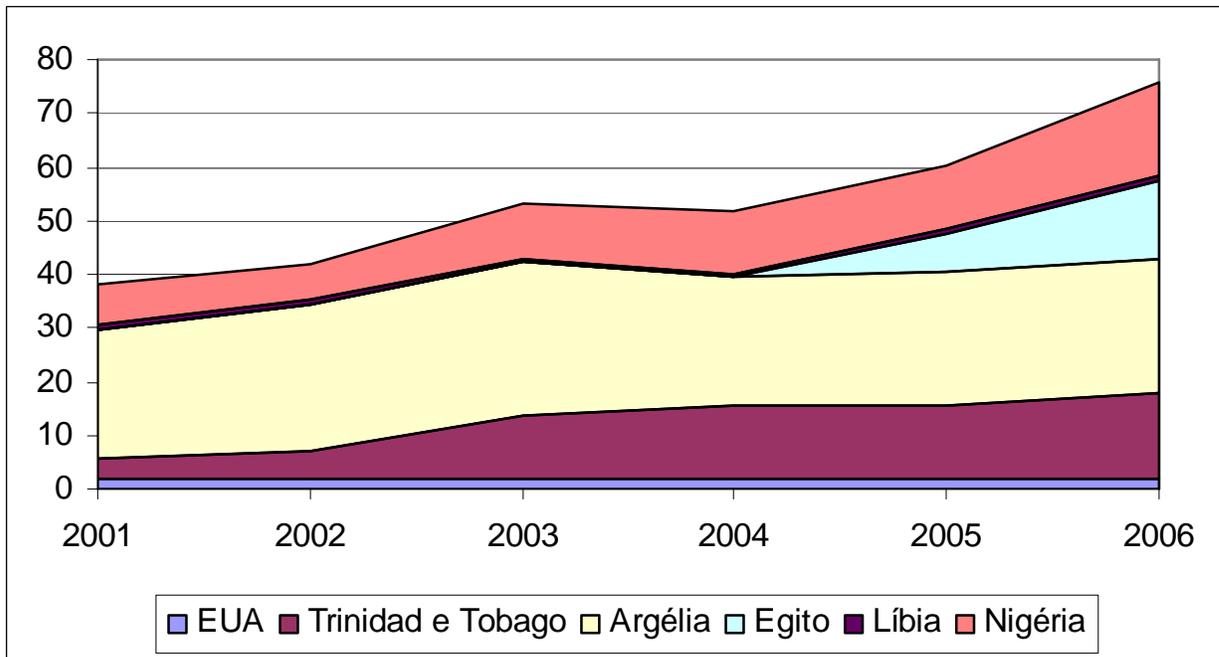


Fonte: IEA (2006) e BP (2007)

As exportações da Bacia do Atlântico atendem principalmente à demanda do seu mercado, mas também há exportações para a Bacia do Pacífico, principalmente através de contratos de curto prazo e *spot*. Os principais países exportadores de GNL da Bacia do Atlântico são a Argélia, Trinidad e Tobago e Nigéria. Os EUA apesar de ser um dos maiores importadores de GNL na Bacia do Atlântico, também exporta esta *commodity* (do Alaska para o Japão), participando, assim, do comércio da Bacia do Pacífico.

Como podemos observar no Gráfico 4, as exportações de GNL têm crescido nos últimos anos em todos os principais países exportadores de GNL da Bacia do Atlântico. A expectativa é de que esta exportação continue crescendo, pois em resposta à expectativa do crescimento da demanda de GNL, os países exportadores desta *commodity* planejam aumentar consideravelmente a sua capacidade de liquefação e, conseqüentemente, a sua oferta de GNL, como podemos ver no Quadro 4. Cabe também ressaltar que estes países possuem uma relação de R/P com média de mais de 45 anos, assegurando por um longo tempo a oferta de GNL, como podemos observar no Quadro 4.

Gráfico 4 – A Evolução dos Principais Exportadores de GNL da Bacia do Atlântico (em bilhões de m<sup>3</sup>)



Fonte: IEA (2006) e BP (2007)

Quadro 4 – Características dos Principais Países Exportadores de GNL em 2006

País	Produção de Gás Natural (bmc)	Reservas Provadas (tmc)	R/P (anos)	Exportação de GNL (bmc)	Exportação de GNL/Produção (%)	Capacidade de Liquefação (mtpa)	Ampliação da Capacidade de Liquefação em Planejamento até 2010 (mtpa)	Destinos Principais da Exportação
EUA	524,1	5,93	11,3	1,72	0,33	1,1	-	Japão
Trinidad e Tobago	35	0,53	15,1	16,25	46,43	15,1	3	Espanha, USA
Argélia	84,5	4,5	53,3	24,68	29,21	22,7	31,2	Europa, USA
Nigéria	28,2	5,21	mais de 100	17,58	62,34	17,8	51	Europa
Egito	44,8	1,94	43,3	14,97	33,42	12,2	5	Europa, USA
Austrália	38,9	2,61	67	18,03	46,35	15,4	27,4	Japão
Indonésia	74	2,63	35,6	29,57	39,96	28,1	7,6	Japão, Coréia do Sul
Malásia	60,2	2,48	41,2	28,04	46,58	33,2	0,9	Japão, Coréia do Sul
Brunei	12,3	0,34	27,3	9,81	79,76	7,2	4,0	Japão, Coréia do Sul
Oman	25,1	0,98	39	11,54	45,98	10,3	-	Japão, Coréia do Sul, Espanha
Qatar	49,5	25,36	mais de 100	31,09	62,81	25,4	51,5	Japão, Espanha
Emirados Árabes	47,4	6,06	mais de 100	7,08	14,94	5,4	-	Europa, Coréia do Sul, Índia

Fonte: Elaboração própria a partir de BP (2007) e Morikawa (2006)

## II.2.2 – O mercado da Bacia do Pacífico

O mercado da Bacia do Pacífico é composto pelos países que utilizam o Oceano Pacífico e o Índico o GNL. Desde que o comércio internacional de GNL começou na década de 70 o mercado da Bacia do Pacífico sempre foi o mais intenso, como podemos observar no Gráfico 2. Atualmente este mercado continua a ser o mais intenso no comércio de GNL. Em 2006 as suas exportações e importações de GNL chegaram a um total, respectivamente, de 87,17 e 93,61 bilhões de m<sup>3</sup>, representando 41,30% e 44,35% do total mundial, como podemos observar no Quadro 2.

Diferentemente dos países da Bacia do Atlântico, a demanda por GNL na Bacia do Pacífico tem um caráter essencial em atender a maior parte da demanda de gás natural dos seus países importadores. Como estes países importadores não possuem a opção de importar gás natural através de gasodutos<sup>24</sup>, eles dependem quase exclusivamente da importação de GNL para o consumo do gás natural (com exceção da China e da Índia), como podemos ver no Quadro 3. Essa característica de dependência destes países reflete, principalmente na maioria dos contratos de compra e venda realizados neste mercado, que buscam minimizar o seu risco de volume e de preço através de contratos de longo prazo indexados pelo preço do petróleo cru.

Os principais países importadores de GNL na Bacia do Pacífico são: Japão, Coréia do Sul, China e Índia. O Japão e a Coréia do Sul historicamente são tradicionais importadores de GNL.

---

<sup>24</sup> Os principais países importadores de GNL na Bacia do Pacífico encontram-se geograficamente bem distantes dos países ofertantes de gás natural, tornando inviável economicamente e tecnicamente a construção de gasodutos entre eles. Apesar da China ter em planejamento a construção de um gasoduto ligando este país com a Sibéria, região rica em reservas de gás natural.

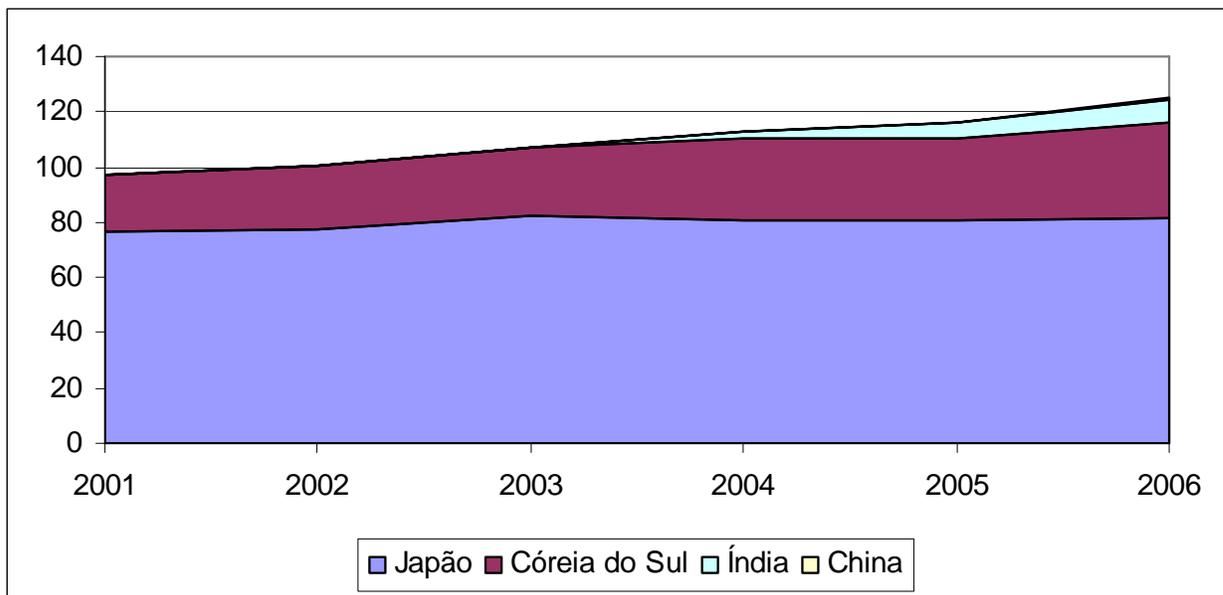
Nestes países o GNL representa quase 100% da oferta de gás natural. Essa característica da demanda faz com que o Japão e a Coreia do Sul tenham o maior volume de importação do mundo e dependam totalmente do GNL como fonte de gás natural, como podemos ver no Quadro 3. Nos últimos anos as importações de GNL têm crescido bastante na Coreia do Sul e em menor quantidade no Japão (devido ao seu baixo crescimento econômico neste período), como podemos ver no Gráfico 5. Segundo BP (2007) a demanda de GNL do Japão e da Coreia do Sul foi, respectivamente, de 81,86 e 34,14 bilhões de m<sup>3</sup> e, segundo estudo realizado pelo IEEJ (Morikawa, 2006), a expectativa que a demanda de GNL nestes dois países é que continuem crescendo, sendo em 2010, de 82,97 a 96,56 de bilhões de m<sup>3</sup> no Japão e de 31,28 a 35,36 de bilhões de m<sup>3</sup> na Coreia do Sul, e em 2020, de 99,28 a 123,76 de bilhões de m<sup>3</sup> no Japão e de 35,36 a 50,32 de bilhões de m<sup>3</sup> na Coreia do Sul. Apesar da dependência de GNL e do aumento da expectativa da demanda desta *commodity*, existe pouco planejamento em aumento da capacidade de regaseificação no Japão e na Coreia do Sul, fato que pode ser explicado devido ao excedente existente desta capacidade atualmente em ambos os países.

A Índia e a China são os mais novos países importadores de GNL da Bacia do Pacífico. Ambos os países possuem uma indústria de gás natural em franco desenvolvimento, em decorrência da opção de seus governos em diversificar as suas fontes energéticas, como resposta às preocupações ambientais e de dependência do carvão e do petróleo. Para atender às necessidades desta indústria em crescimento, a China (em 2006) e a Índia (em 2004) começaram a importar GNL para complementar a sua produção doméstica de gás natural.

Segundo a BP (2007) a demanda de GNL na China e na Índia foi, respectivamente, de 1,00 e 7,99 bilhões de m<sup>3</sup> em 2006, como podemos ver no Gráfico 5. Segundo estudo realizado

pelo IEEJ (Morikawa, 2006), a expectativa é que a demanda de GNL da China e da Índia continuem crescendo, sendo em 2010, de 6,8 a 9,52 de bilhões de m<sup>3</sup> na China e de 10,88 a 12,24 de bilhões de m<sup>3</sup> na Índia, e em 2020, de 16,32 a 23,12 de bilhões de m<sup>3</sup> na China e de 20,40 a 23,12 de bilhões de m<sup>3</sup> na Índia. Para atender este crescimento, ambos países pretendem ampliar a sua capacidade de regaseificação, como podemos ver no Quadro 3.

Gráfico 5 – A Evolução dos Principais Importadores de GNL da Bacia do Pacífico (em bilhões de m<sup>3</sup>)

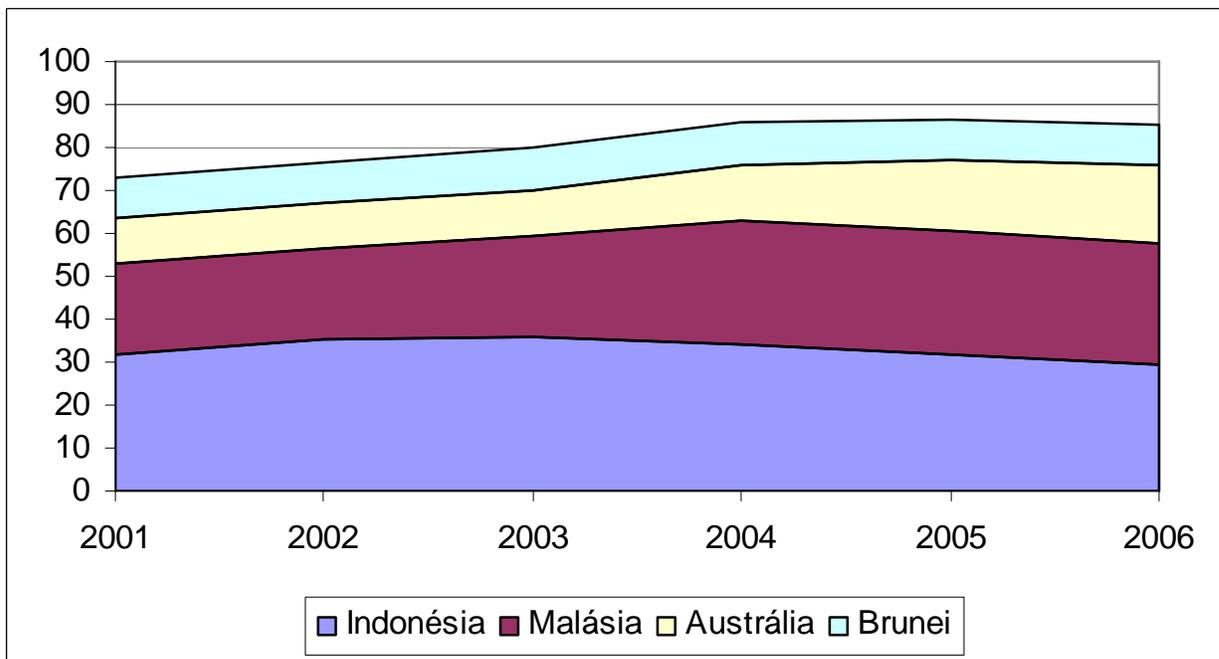


Fonte: IEA (2006) e BP (2007)

Em relação à exportação de GNL, na Bacia do Pacífico, os seus principais países são: Austrália, Brunei, Indonésia e Malásia. Todos esses países atendem principalmente à demanda da Bacia do Pacífico, sendo responsáveis por 41,30% da sua oferta de GNL em 2006, e não exportando GNL para outros mercados, como podemos ver no Quadro 2. Seus principais clientes são o Japão e a Coreia do Sul, onde geralmente possuem contratos de compra e venda de GNL de longo prazo e pouco flexíveis. Nos últimos anos estes países diminuíram um pouco as suas

exportações de GNL (como podemos ver no Gráfico 6), em decorrência da opção do Japão e da Coreia do Sul em importar GNL mais flexível do Oriente Médio no mercado *spot* e de curto prazo. Apesar desta diminuição, estes países planejam aumentar a sua capacidade de liquefação para os próximos anos, como podemos ver no Quadro 4. Cabe ressaltar que os principais países exportadores de GNL da Bacia do Pacífico possuem uma relação de R/P com média de mais de 43 anos, como podemos ver no Quadro 4. Este fato somado com a intenção destes países em aumentar a sua capacidade de liquefação, asseguram a elevação da oferta de GNL neste mercado para os próximos anos.

Gráfico 6 – A Evolução dos Principais Exportadores de GNL da Bacia do Pacífico (em bilhões de m<sup>3</sup>)



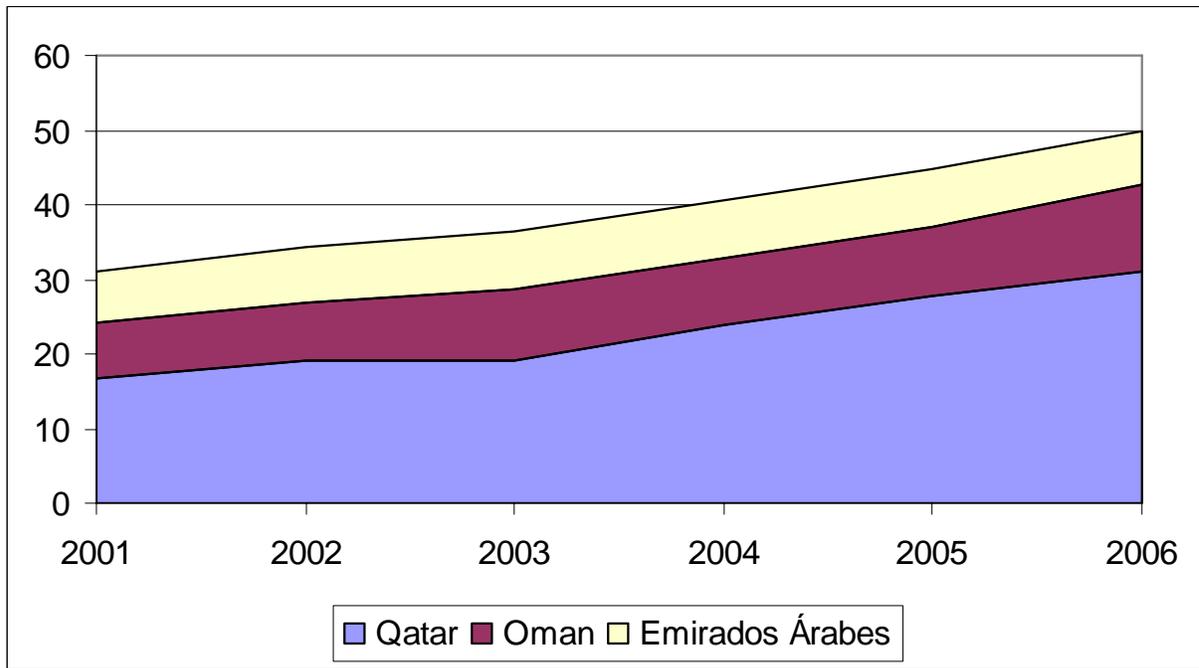
Fonte: IEA (2006) e BP (2007)

### **II.2.3 – O Os Países Exportadores de GNL do Oriente Médio**

O Oriente Médio se situa geograficamente entre a Bacia do Pacífico e do Atlântico, podendo atuar nestes dois mercados sem ter elevados custos de transporte inseridos. Apesar de exportar GNL desde a década de 70 com os Emirados Árabes, foi só a partir da década de 90, com a construção de terminais de liquefação no Qatar e em Oman, que este mercado exportador de GNL ganhou maior destaque mundial.

Nos últimos anos as exportações de GNL têm crescido no Oriente Médio (como podemos ver no Gráfico 7), principalmente para a Bacia do Pacífico, onde representou 20,50% da oferta de GNL deste mercado em 2006, como podemos ver no Quadro 2. Em decorrência da expectativa de crescimento da demanda de GNL nas Bacias do Pacífico e do Atlântico, os países exportadores de GNL do Oriente Médio planejam aumentar a sua capacidade de liquefação para atender este crescimento, como podemos ver no Quadro 4. A elevada relação de R/P e a intenção do aumento da capacidade de liquefação (principalmente no Qatar) asseguram a elevação da oferta de GNL do Oriente Médio para os próximos anos.

Gráfico 7 – A Evolução dos Principais Exportadores de GNL do Oriente Médio (em bilhões de m<sup>3</sup>)



Fonte: IEA (2006) e BP (2007)

## II.3 – EVOLUÇÃO DOS CONTRATOS DE GNL

Nesta seção iremos observar a evolução contratual dentro da indústria de GNL. Veremos como esta indústria que iniciou com um sistema rígido de contratos, vem se tornando cada vez mais flexível com o surgimento do mercado *spot* e de curto prazo de GNL, em decorrência das transformações que a reforma liberalizante proporcionou à indústria de gás natural.

### II.3.1 – Os Tradicionais Contratos de Compra e Venda de GNL

Desde o princípio do desenvolvimento da indústria de GNL os principais agentes econômicos desta indústria eram as companhias mundiais de petróleo ou companhias nacionais de petróleo (na parte de venda) e monopólios estatais ou companhias de serviço público privadas (na parte de compra). Em muitos projetos ainda há uma cooperação no desenvolvimento da cadeia de GNL, entre as companhias mundiais de petróleo e as estatais, como é o caso de alguns desenvolvimentos de campos de gás natural e de plantas de liquefação na Argélia e Indonésia. Dessa forma, apesar da indústria de GNL ter elevados custos para construção de sua infraestrutura, a captação financeira não foi um grande problema, sendo muitas vezes financiado por dinheiro público e por petro-dólares (Jensen, 2004).

Os primeiros investimentos em liquefação e desenvolvimento do campo de gás natural foram realizados a partir das descobertas de reservas significativas de gás natural. Tais reservas eram dedicadas em um contrato bilateral de longo prazo, objetivando a utilização da sua quantidade total de gás natural ao longo da vigência do contrato.

Tradicionalmente o comércio de GNL mundial utilizou o contrato de longo prazo como forma de mitigar os riscos oriundos de sua indústria. Como vimos no primeiro capítulo, a indústria de GNL possui um elevado custo de transação, com altos níveis de especificidades de ativo, incerteza e frequência. Dessa forma, a estrutura de governança que melhor se adapta a esta indústria é a híbrida, utilizando o contrato de longo prazo como seu principal instrumento de minimização de custo de transação.

Esses primeiros contratos bilaterais e de longo prazo de GNL tinham duração de 20 anos a 25 anos e também possuíam cláusulas de *take-or-pay*, usualmente com obrigação mínima de consumo de 90% da quantidade anual do contrato (Jensen, 2004). Dentro de um contrato de *take-or-pay* os riscos entre os agentes são distribuídos da seguinte forma: o comprador assume o risco de volume (sendo obrigado a pagar uma taxa mínima da quantidade total do contrato, mesmo que a não consuma), enquanto o vendedor assume o risco do preço (onde o vendedor assume o risco de ganho ou de perda, caso haja flutuações no preço do GNL que o desalinhe com o preço estabelecido no contrato ao longo da sua vigência).

Tais contratos de GNL também tinham seus preços indexados ao petróleo e não ao gás natural. Este padrão de indexação perpetua até hoje em muitos contratos, apesar de novos contratos que utilizam outros indexadores já estarem ocorrendo em grande parte do comércio de compra e venda de GNL (veremos isso com maiores detalhes mais adiante).

Em relação ao transporte, os tradicionais contratos de compra e venda de GNL podem possuir cláusulas de *fob*<sup>25</sup> ou *ex ship*<sup>26</sup>, dependendo de que parte assumir a responsabilidade pelo seu transporte, podendo os metaneiros pertencerem ao vendedor, ao comprador ou a nenhum dos dois (neste caso o metaneiro é fretado para o transporte do GNL). Em geral o metaneiro construído é dedicado a um acordo comercial, sendo utilizado nele até o final do contrato.

Uma outra cláusula comum nestes contratos tradicionais de GNL que foi responsável por colaborar com a rigidez nesta indústria, foi a cláusula de restrição de destino (Jensen, 2004). Graças a esta cláusula contratual, o comprador de GNL não podia (ou era limitado) realizar a revenda de seu excedente de gás natural contratado. Em decorrência da cláusula de restrição de destino e da natureza bilateral de longo prazo dos contratos, a infra-estrutura construída (plantas de regaseificação, liquefação e metaneiros) para a realização de um contrato de compra e venda de GNL tinha total dedicação a este contrato, não havendo preocupação com a flexibilidade do transporte (a possibilidade de um metaneiro ser utilizado em vários portos) e nem com a *interchangeable* da qualidade do gás natural<sup>27</sup>. Uma consequência desta falta de preocupação é que as infra-estruturas construídas tinham elevadas especificações técnicas, que dificultavam o uso de metaneiros não projetados exclusivamente para elas. Assim muitos metaneiros deixavam de ser utilizados após o término do contrato.

---

<sup>25</sup> Em um contrato de venda de GNL com cláusula *fob* o vendedor providencia o GNL para ser exportado e o comprador assume a responsabilidade do seu transporte, frete e seguro.

<sup>26</sup> Em um contrato de venda de GNL com cláusula *ex ship* o vendedor se responsabiliza pelo GNL exportado e a sua entrega até o terminal de regaseificação.

<sup>27</sup> Segundo Hull (2007) a *interchangeability* é definido pela ISO 13686 como uma medida de em que grau as características de um gás se assemelham a outro. Dois gases são *interchangeable* quando podemos substituir um pelo outro sem que isto afete a operação da queima do gás nos equipamentos. Muitos países utilizam diferentes especificidades da qualidade de gás natural, principalmente para uso doméstico, sendo necessário a instalação de equipamentos adicionais nas plantas de liquefação ou regaseificação para que o gás natural tenha as especificidades desejadas. Lembrando que a instalação, operação e manutenção de tais equipamentos eleva o custo da indústria e assim o preço do gás natural.

Em resumo podemos concluir que o princípio do comércio internacional de GNL foi bastante rígido, com poucos agentes atuantes e baixo volume comercializado<sup>28</sup>. Essa rigidez foi originalizada por contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay* e de restrição de destino, que eram usados para tentar minimizar o alto custo de transação desta indústria.

### **II.3.2 – A Reforma da Indústria de Gás Natural**

A partir da década de 80 ocorreu um movimento de liberalização nas indústrias de infraestrutura em muitos países. Segundo Newberry (2000), as tradicionais estatais nas indústrias de infraestrutura que atuavam sob regimes de monopólio sofriam constantes críticas referentes a sua reduzida eficiência, baixa produtividade, tecnologia defasada, tarifas elevadas e má qualidade de serviços. A liberalização ocorrida nestas indústrias buscava diminuir o papel do Estado na economia, aumentar a sua produtividade e competitividade (sobretudo na indústria de setor elétrico e de gás natural).

Esta liberalização não pôde ser vista apenas como a introdução da competição nestas indústrias e, sim, pela tentativa de diminuir o poder de mercado das firmas dentro destas indústrias por meio da introdução da competição nos segmentos, caso fosse possível (*first best option*), ou quando esta introdução não for possível através da regulação (*second best option*) (Tujehut, 2006).

---

<sup>28</sup> Podemos observar no Gráfico 2 o pequeno volume de GNL transacionado no início de seu comércio.

Em relação à indústria de gás natural, uma série de reformas, objetivando a realização da liberalização, foram realizadas em diversos países. Como duas das principais reformas feitas, podemos citar: a separação de serviços e o livre acesso à rede de terceiros. A separação de serviços tem como objetivo reduzir o poder de mercado das firmas nos segmentos de transporte e distribuição, não permitindo ou restringindo a participação de uma firma (transportadora ou distribuidora) em outros segmentos da cadeia da indústria de gás natural. O livre acesso à rede de terceiros busca, através do aumento do acesso de terceiros, a rede de gasodutos na transmissão e distribuição<sup>29</sup>, a elevação da concorrência nos segmentos de transporte e distribuição (Newberry, 2000).

A realização destas reformas reduziu o custo de transação na indústria de gás natural. A separação de serviços proporciona um aumento no número de agentes atuantes nesta indústria, que inibe a possibilidade de comportamento oportunista, pois caso um agente aja de forma oportunista, o outro agente numa próxima renovação contratual pode com maior facilidade substituí-lo. O livre acesso à rede de terceiros, além de aumentar o número de agentes atuantes e, conseqüentemente, o volume de gás comercializado, possibilita nesta indústria a diminuição da especificidade do ativo e a interdependência entre os agentes.

---

<sup>29</sup> O livre acesso à rede para terceiros tornou possível a negociação direta entre produtores e grandes consumidores, sem que seja necessária a intermediação dos transportadores e distribuidores. Este livre acesso, assim como a separação de serviços, que visa diminuir o poder de mercado dos segmentos da indústria de transporte e distribuição, possibilitaram o surgimento de novos agentes na indústria de gás natural: os comercializadores e carregadores. Os comercializadores são agentes que não possuem os ativos físicos do gás natural, mas que comercializam contratos de compra e venda e serviços de transporte de gás como intermediários. Os carregadores são agentes que possuem os direitos contratuais do transporte de gás natural, apesar de não possuírem os seus ativos físicos. Estes novos agentes na indústria de gás natural podem intermediar as transações entre os produtores e os consumidores (grandes ou não), aumentando a concorrência nos segmentos de transporte e distribuição e, conseqüentemente, diminuindo o poder de mercado das firmas destes segmentos.

Em decorrência das reformas realizadas na indústria de gás natural, começaram a surgir pontos físicos estratégicos na rede de transporte (como entrocamentos de interconexão entre gasodutos), onde se concentram as transações de comercialização e serviços de gás natural. Nestes pontos o gás natural pode ser comercializado, transportado, estocado ou enviado para o consumo – tais pontos de comercialização de gás natural ficaram conhecidos como *hub*<sup>30</sup> (EIA, 2004). Podemos citar, como exemplo, de *hubs* o Henry Hub dos EUA e o Zeebrugge da Bélgica.

O surgimento dos *hubs* também possibilitou a redução do custo de transação na indústria de gás natural. Tal redução está associada a vários fatores, como: a concentração de um grande número de agentes<sup>31</sup> nos *hubs* dispostos a comercializar o gás natural e seus serviços de transporte; o melhor acesso à informação sobre a comercialização do gás natural; e a redução da interdependência entre os agentes, devido à possibilidade da comercialização do gás natural de diferentes campos de produção (Tujeehut, 2006).

A reforma da indústria de gás natural também ocorreu na indústria de GNL. Uma das principais reformas ocorridas em alguns países foi o livre acesso a terceiros nos terminais de regaseificação<sup>32</sup> que, em conjunto com a separação de serviços ao longo da cadeia de GNL, permitiu que cada demandante negociasse diretamente com o ofertante o contrato de compra e venda de GNL de forma independente (Jensen, 2004). Assim, como na indústria de gás natural

---

<sup>30</sup> Alguns *hubs* com o desenvolvimento do mercado *spot* se transformaram em centros de comercialização. Estes além de oferecer os mesmos serviços dos *hubs* comum, possuem um comércio eletrônico de gás num espaço físico bem mais amplo possuindo diversos gasodutos e em muitas das vezes vários *hubs*.

<sup>31</sup> Dentre os agentes que podem comercializar o gás natural nos *hubs* podemos citar: produtores, transportadores, comercializadores, carregadores, distribuidores, grandes consumidores e termelétricas.

<sup>32</sup> Na Europa o livre acesso a terceiros aos terminais de GNL é negociado ou regulado de acordo com o país: na Itália o livre acesso a terceiros é regulamentado ocorrendo somente para os novos terminais; na França, 90% do terminal de regaseificação Fos Cavaou da Gaz de France é destinado aos seus proprietários e a à capacidade restante possui livre acesso; na Bélgica e na Espanha, o livre acesso a terceiros é regulamentado. No Japão este livre acesso ocorre desde 2003. Nos EUA, não há livre acesso a terceiros nos terminais de regaseificação (IEA, 2004).

por dutos, estas reformas possibilitaram a diminuição da especificidade do ativo e a interdependência entre os agentes e, conseqüentemente, a redução do seu custo de transação na indústria de GNL.

Outra reforma realizada dentro da indústria de GNL para atender a necessidade de flexibilização da demanda foi a eliminação ou redução das cláusulas de destino (Jensen, 2004). Isto permitiu ao comprador revender o gás natural em um mercado secundário. A extinção ou diminuição do uso desta cláusula permitiu o surgimento de metaneiros flexíveis<sup>33</sup>, nos quais o comprador pode aproveitar a diferença do preço do gás natural entre mercados e revender o GNL contratado com cláusula *FOB*, que está sendo transportado no mercado que seja mais lucrativo.

Em resumo, a reforma na indústria de gás natural mudou completamente o seu funcionamento. Suas medidas, que visavam a diminuição do poder de mercado das firmas, e a introdução de uma maior competitividade promoveram a entrada de novos agentes atuantes e o maior volume de gás natural comercializado nesta indústria (seja por dutos ou por GNL). Além disso, estas reformas permitiram a redução do custo de transação da indústria de gás natural e o surgimento do seu mercado *spot*. Todas estas transformações alteraram a demanda por gás natural, tornando-a maior e com mais necessidade de flexibilidade.

---

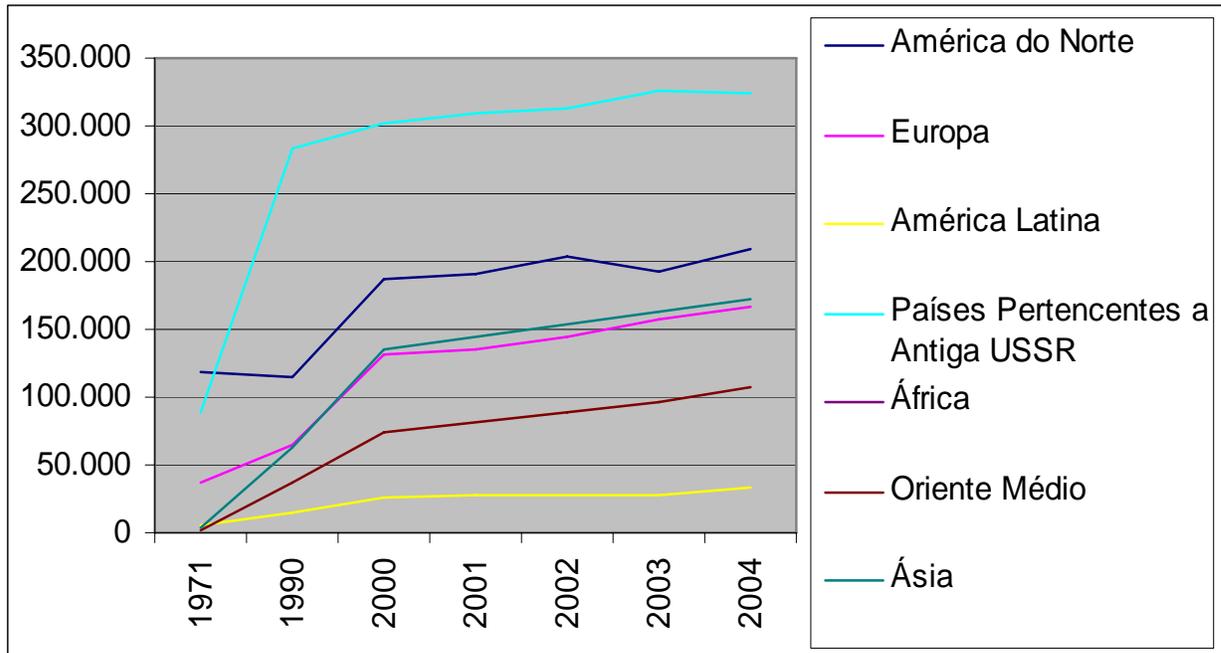
<sup>33</sup> Metaneiros flexíveis são os metaneiros que transportam GNL, não possuidores de cláusula de destino, podendo estes realizar operações de arbitragem entre os mercados de GNL, diferentemente dos metaneiros dedicados que precisam atender ao mercado dedicado em um contrato bilateral não podendo vender a sua carga para outros mercados de GNL (Jensen, 2004).

### II.3.3 – A Conseqüência da Reforma do Setor Elétrico na Demanda por Gás Natural

Além da reforma na indústria de gás natural, a liberalização ocorrida também no setor elétrico aumentou de forma significativa os clientes potenciais e a demanda por gás natural. A liberalização do setor elétrico, assim como no setor de gás natural, buscava promover a perda de poder de mercado das firmas e a maior competitividade na sua indústria. As reformas realizadas no setor elétrico possibilitaram um aumento dos agentes atuantes no seu setor, principalmente na geração, que passou a utilizar as termelétricas de ciclo combinado movido a gás natural como um dos principais meios de geração elétrica, aumentando significamente o consumo de gás natural dos países. Podemos observar no Gráfico 8 que após 1990 o consumo de gás natural para geração elétrica tem aumentado em todo o mundo. Esse aumento se deve principalmente ao processo de liberalização do setor elétrico e de gás natural e do maior uso das termelétricas de ciclo combinado<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> As termelétricas de ciclo combinado movidas a gás natural possuem diversas vantagens sobre as suas concorrentes centrais de energia elétrica, como: menores custos de capital e tempo empregados em sua construção; menor custo de manutenção e operação; menor gastos com combustíveis; maior flexibilidade na operação e expansão na geração; maior possibilidade de sua planta de estar mais próxima aos centros urbanos; e menor emissão de poluentes (Bicalho, 2001).

Gráfico 8 - Consumo Mundial de Gás Natural para a Geração Elétrica (milhões de m<sup>3</sup>)

Fonte: IEA (2006)

Uma consequência da maior demanda de gás natural pelo setor elétrico foi o surgimento de uma maior operação de arbitragem entre o mercado elétrico e o de gás natural. As termelétricas usariam gás natural para geração elétrica enquanto este insumo tivesse o preço menor de compra em relação do preço da eletricidade. Caso contrário as termelétricas comprariam eletricidade oriunda de outras plantas de geração elétrica de algum outro combustível e revenderiam o seu gás natural contratado<sup>35</sup> (IEA, 2002). Deve-se ressaltar que para que esta operação seja possível é necessário um mercado *spot* bem desenvolvido, ou seja, a existência de um mercado secundário com uma elevada liquidez.

<sup>35</sup> É possível para uma termelétrica comprar o gás natural a longo prazo e realizar a sua revenda no curto prazo através de contratos interruptíveis quando esta opção for mais lucrativa.

A maior interação entre os mercados elétrico e de gás natural obtida, permitiu que a demanda das termelétricas tornasse mais elástica ao preço do gás natural no curto prazo, havendo uma tendência de convergência entre o preço da eletricidade e do gás natural.

### **II.3.4 – Contratos de Curto Prazo e *Spot* de GNL**

O aumento do número dos agentes na indústria de GNL e, conseqüentemente, o aumento do volume comercializado, somado à redução do custo de transação nesta indústria, possibilitaram o uso de contratos de curto prazo e *spot*. Estes contratos permitem reduzir a necessidade de flexibilidade na indústria de gás natural, auxiliando o equilíbrio entre a oferta e a demanda de gás natural.

Os contratos de curto prazo<sup>36</sup> e *spot*<sup>37</sup> de GNL começaram a surgir na década de 90. A utilização destes contratos tem como principal objetivo aumentar a flexibilidade na indústria de GNL, sendo utilizados para atender uma variação da demanda, tanto errática, quanto sazonal, ou para realizar arbitragem deste combustível com os seus substitutos, em períodos de menor preço do GNL.

O mercado de curto prazo de GNL teve um elevado crescimento de aproximadamente 15% ao ano no período de 1995 a 2005. Segundo Simunovic (2006), os principais motivos que

---

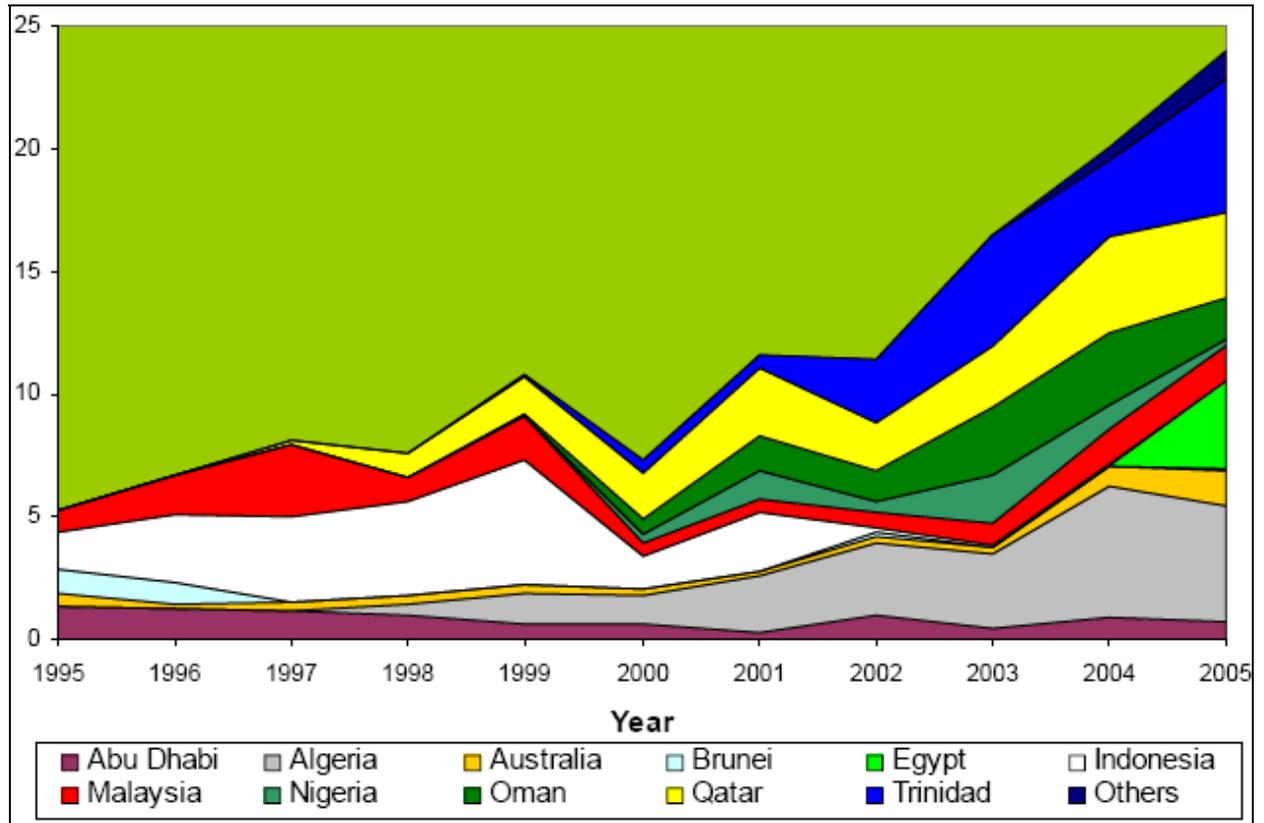
<sup>36</sup> Os contratos de GNL de curto prazo são contratos de compra e venda de GNL, com a duração em geral de 1 ano, mas que pode chegar até quatro anos (Houston, 2007).

<sup>37</sup> Devemos distinguir o mercado *spot* de GNL com o mercado *spot* de gás natural. O mercado *spot* de gás natural é o ambiente no qual a realização de transações multilaterais ocorre através de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo de compra e venda de gás e de capacidade de transporte, podendo estas transações serem primárias ou secundárias (Almeida, 2005). Já o mercado *spot* de GNL é o ambiente onde as vendas de GNL são realizadas em uma única entrega do GNL no prazo máximo de um ano (IEA, 2004).

impulsionaram este crescimento foram o excedente de oferta, o aumento da demanda e a maior capacidade de transporte marítimo. Veremos adiante mais detalhadamente cada um destes motivos.

A partir da metade da década de 90 a indústria de GNL passou a ter um excedente da sua oferta, oriundo da redução no custo da cadeia de GNL (que permitiu a construção de novas plantas de GNL) e da descoberta de novos campos de gás natural. Devido a este excedente, a capacidade de produção de GNL era superior ao contratado em longo prazo. Sendo assim, o excesso de oferta de GNL foi destinado aos contratos de curto prazo.

O aumento do número de agentes atuantes na venda de GNL também contribuiu com o aumento da sua oferta, principalmente para o curto prazo. No início da década de 90 os principais países que atuavam na venda de GNL com contratos de curto prazo eram a Indonésia e a Malásia, que atendiam às necessidades sazonais da demanda coreana. No final desta década e início do século 21 surgiram novos países exportadores de GNL, fruto do menor custo da cadeia de GNL e de descobertas de campos de gás natural (como Nigéria, Trinidad e Tobago, Indonésia, Malásia, Egito e países do Oriente Médio), o que promoveu maior competição entre os fornecedores, tendo estes a necessidade de atuar no mercado de curto prazo para não ter que diminuir a sua renda. Podemos ver no Gráfico 9 a evolução das exportações de GNL no curto prazo e como ela vem crescendo nos últimos anos com o surgimento de novos exportadores.

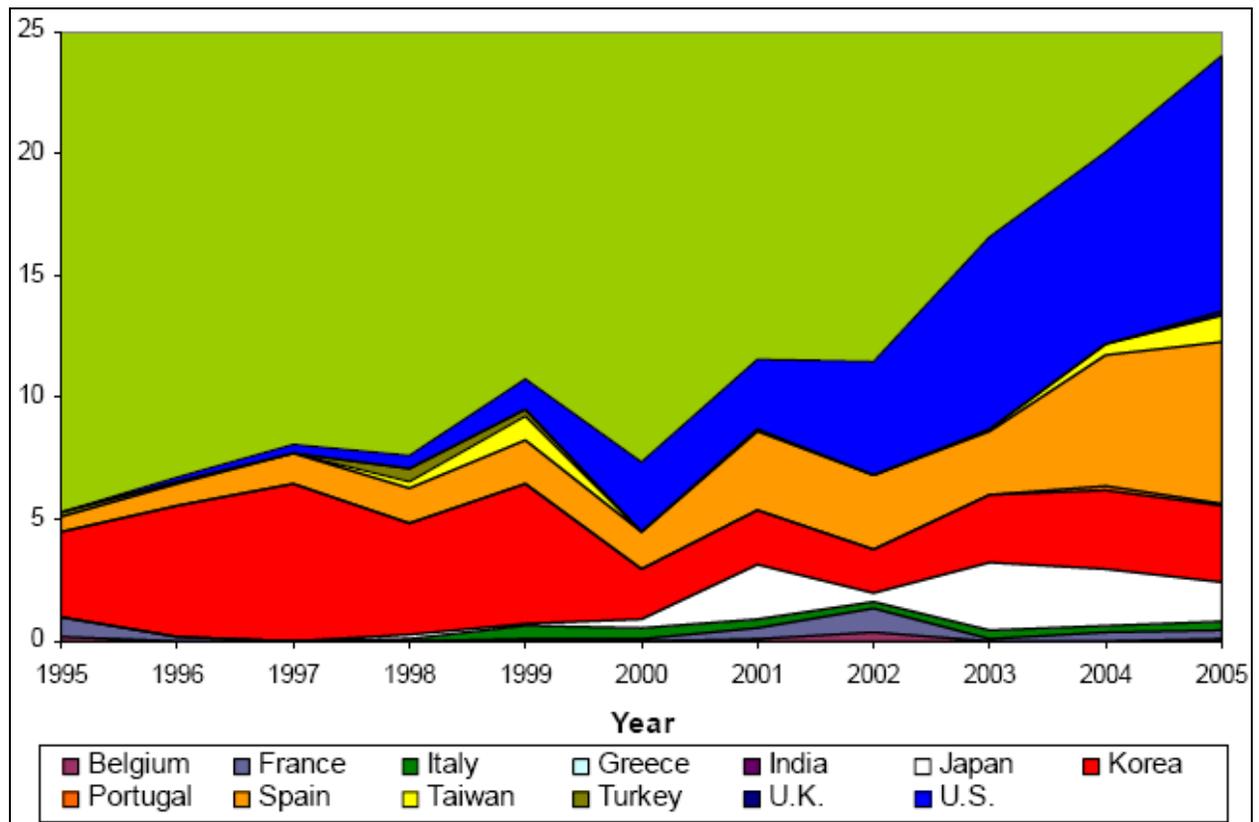
Gráfico 9 – Evolução das Exportações de GNL no Curto Prazo (em bilhões de m<sup>3</sup>)

Fonte: Simunovic (2006)

Outro fator que contribuiu com o crescimento do contrato de curto prazo na indústria de GNL foi a maior dificuldade dos ofertantes em renovar os seus contratos tradicionais de longo prazo. Na década de 90 os primeiros contratos de GNL estavam chegando ao seu término. Em consequência das reformas que estavam ocorrendo na indústria de gás natural, a demanda de gás havia mudado, se tornando maior e com mais necessidade por flexibilização. Assim, os ofertantes que estavam sob maior competição e diante desta nova necessidade dos demandantes, tiveram que atender às necessidades de flexibilização dos demandantes, diminuindo o prazo dos contratos ou aceitando cláusulas que protegem o interesse dos compradores (como menor volume de gás contratado com *Take-or-Pay* e o fim da cláusula de destino).

O crescimento da demanda por gás natural, ocorrido a partir da década de 90, contribuiu para intensificar o mercado de GNL de curto prazo. Esse aumento na demanda de gás natural é oriundo do maior uso do gás na geração elétrica e das reformas realizadas na indústria do gás natural em muitos países, que promoveu maior competição nesta indústria, acabando com monopólios e promovendo a entrada de novas firmas. Para atender esta maior demanda diversos países passaram a importar ou aumentar a sua importação de GNL de curto prazo, como opção de fonte de gás natural flexibilizada.

Os principais países importadores de GNL de curto prazo são: o Japão e a Coreia do Sul que, principalmente após o início do século 21, vem substituindo a sua geração elétrica nuclear por termelétricas; os EUA, que reativaram dois dos seus terminais de regaseificação (Cove Point e Elba Island); e a Espanha, que construiu novos terminais de regaseificação (p. e. Bilbao). No Gráfico 10 podemos ver a evolução da importação de GNL por país nos últimos anos, inclusive Coreia do Sul, Japão, EUA e Espanha, e também vemos que, juntos, estes quatro países possuem pouco mais de 80% de toda a importação de GNL de curto prazo desde 1995.

Gráfico 10 – Evolução das Importações de GNL no Curto Prazo (em bilhões de m<sup>3</sup>)

Fonte: Simunovic (2006)

O aumento da capacidade de transporte de GNL também viabilizou o crescimento do comércio de curto prazo desta *commodity*. Como tradicionalmente em um contrato de transporte de GNL um metaneiro é dedicado a um contrato de compra e venda de GNL longo prazo, este não poderia comercializar contratos de curto prazo. Sendo assim, novos metaneiros não dedicados (conhecidos também como metaneiros flexíveis) surgiram para atender o comércio de curto prazo e *spot* de GNL. Empresas de transporte de GNL percebendo oportunidades de aumentar a sua renda com o aumento da oferta e da demanda por GNL flexível, como Golar LNG<sup>38</sup>, passaram a construir metaneiros e aproveitar metaneiros não contratados<sup>39</sup> para utilizá-

<sup>38</sup> A Golar LNG foi a primeira empresa proprietária de um metaneiro no comércio mundial de transporte de GNL de curto prazo (Simunovic, 2006).

los no comércio de curto prazo e *spot*. Alguns metaneiros utilizam toda a sua capacidade de transporte com GNL de curto prazo em busca de um maior ganho especulativo<sup>40</sup>, sem a garantia de um contrato de transporte de longo prazo, enquanto outros buscam diminuir o seu risco equilibrando o seu carregamento com contratos de curto, médio e longo prazo. Segundo Holleaux (2006), em 2005, 36 dos 191 metaneiros ativos atuavam no mercado de curto prazo e *spot* de GNL.

### **II.3.5 – Contratos de Compra e Venda de GNL de Longo Prazo mais Flexíveis**

Mesmo com o crescimento da demanda por contratos de GNL de curto prazo e *spot* o mercado de GNL está longe de ser dominado por este tipo de contratação. Apesar da redução do custo de transação na indústria de GNL após a sua reforma, esta indústria ainda tem uma elevada especificidade do ativo em seus investimentos possuidores das características de *sunk cost*. Assim, os ofertantes de GNL buscam diminuir a incerteza de não garantir o retorno de seu investimento com contratos de longo prazo garantindo o volume de GNL vendido. Segundo Jensen (2003), os principais países exportadores de GNL de curto prazo – Nigéria, Qatar e Trinidad Tobago – comercializam apenas cerca de 16% de sua venda de GNL no mercado de curto prazo e *spot*. Até o atual momento nenhuma planta de liquefação foi construída almejando apenas a atuação no mercado de curto prazo e *spot*, pelo contrário, os ofertantes de GNL exigem como um dos pré-requisitos para construção de uma planta de liquefação ou de trens, a garantia de um contrato de longo prazo de venda de GNL estabelecido. Dessa forma o mercado de GNL é

---

<sup>39</sup> Como os primeiros contratos de GNL foram feitos na década de 70 muitos deles estavam em seu término nos anos 90, fazendo com que os metaneiros dedicados utilizados nestes contratos ficassem ociosos.

<sup>40</sup> Com a eliminação ou redução da cláusula de destino na maioria dos contratos de GNL, os compradores de GNL têm a possibilidade de realizar ganho com arbitragem do preço do gás natural em diferentes mercados.

predominante formado por contratos de longo prazo, tendo os contratos de curto prazo um papel de complementação da oferta de GNL mais flexível quando esta for necessária.

Além de ajudar financiar a infra-estrutura necessária para a oferta de GNL, a existência dos contratos de longo prazo colabora com o aumento da segurança da oferta de GNL. Segundo Mazighi (2004), uma consequência do mercado de curto prazo e *spot* de GNL é do risco da falta de oferta de GNL, devido ao pouco investimento em infra-estrutura de produção. Como o produtor não tem garantia de vender o seu GNL no mercado de curto prazo e *spot*, ele atua em um ambiente de maior incerteza e sendo averso ao risco, espera o crescimento da demanda para realizar investimento em infra-estrutura de produção de GNL. Assim, investimento em infra-estrutura de oferta só ocorrerá após um tempo necessário para percepção dos ofertantes do crescimento da demanda, ameaçando a segurança da oferta de GNL. Com a existência dos contratos de longo prazo a incerteza em relação ao retorno do investimento do ofertante diminui podendo este atender o crescimento da demanda de forma mais otimizada aumentando a segurança da oferta do GNL.

Portanto o contrato de longo prazo ainda vai se manter predominante no mercado de GNL. Mas este fato não significa que esta forma contratual não possui algumas mudanças em comparação aos tradicionais contratos de longo prazo. Devido a maior necessidade de flexibilização por parte dos demandantes a partir da reforma da indústria de gás natural, os contratos de longo prazo de compra e venda de GNL possuem cláusulas que buscam diminuir sua

rigidez, como: diminuição do percentual de *take-or-pay* mínimo<sup>41</sup>, possibilidade de contratação de cargas adicionais de GNL pela demanda<sup>42</sup>, diminuição da duração do contrato<sup>43</sup>, mudança da cláusula contratual de *cif*<sup>44</sup> para *fob*<sup>45</sup> (principalmente na Ásia) e eliminação ou redução da cláusula de destino<sup>46</sup>.

### II.3.6 – Precificação do GNL nos Mercados Regionais

Desde os primeiros contratos tradicionais de compra e venda de GNL, o seu preço é indexado pelo petróleo cru. Esta indexação permitiu que o GNL se mantivesse competitivo aos seus combustíveis substitutos<sup>47</sup> para os demandantes e cobrisse os custos fixos e operacionais dos ofertantes. Porém, com a reforma da indústria de gás natural, que proporcionou maior necessidade de flexibilização e maior uso de gás natural (principalmente na geração elétrica), esta forma de indexação do preço do GNL não tem se mostrado adequada, e vem sendo substituída de diversas formas. Diferentes mercados possuem diferentes cláusulas de indexação do preço do GNL embutidas em seus contratos de compra e venda<sup>48</sup>. Veremos a seguir nos principais mercados de compra e venda de GNL estas diferentes políticas de preços.

---

<sup>41</sup> Os primeiros contratos de longo prazo possuíam cláusulas de *take-or-pay* com percentual de 90%, esse percentual vem diminuindo tornando a obrigação de consumo menor para o demandante, fazendo com que o seu contrato seja mais flexível se adaptando melhor as suas necessidades (IEA, 2002).

<sup>42</sup> Como é o caso da Coreia do Sul com o ofertante RasGas do Qatar (IEA, 2002).

<sup>43</sup> Os tradicionais contratos de longo prazo de GNL tinham duração de 20 a 25 anos, atualmente os novos contratos de longo prazo possuem duração de 8 a 15 anos na Europa e de 15 a 20 anos na Ásia (IEA, 2002).

<sup>44</sup> A cláusula *cif* significa que o vendedor é responsável pelo GNL exportado e o seu transporte, frete e seguro até o terminal de regaseificação acordado no contrato.

<sup>45</sup> Essa mudança permite ao comprador maior flexibilização na entrega do GNL, permitindo a realização da operação de arbitragem em outros mercados revendendo o seu GNL.

<sup>46</sup> Como é o caso dos contratos dos países europeus com a Nigéria, e do Japão com a Malásia (IEA, 2002).

<sup>47</sup> Os primeiros contratos de compra e venda de GNL ocorreram na década de 70, neste período o principal combustível utilizado era o petróleo. Como o GNL tinha o seu preço atrelado ao preço do petróleo este poderia se mostrar mais competitivo.

<sup>48</sup> Para ilustrar esta diferença podemos utilizar o exemplo do Qatar, país que exporta GNL em todos principais mercados desta *commodity*, tendo seus preços baseados: pelo preço do petróleo cru, no Japão; pelo preço *spot* do gás

No Japão, os contratos de GNL são tradicionalmente rígidos e de longo prazo, com cláusulas *cif*. Seus preços são baseados na fórmula da curva “S”<sup>49</sup> que utiliza uma cesta de petróleo cru importado chamada Japanese Crude Cocktail (JCC) ajustada mensalmente. No passado esta cesta se mostrou bastante adequada como indexadora do preço do GNL pois o seu principal concorrente era o petróleo, porém atualmente este energético não vem sendo um grande concorrente do gás natural no Japão<sup>50</sup>. Assim, surgiu uma expectativa de maior flexibilização nos novos contratos de compra e venda de GNL no Japão, com o intuito de atender as necessidades de sua demanda em diminuir a rigidez no volume e no preço contratado. Os novos contratos de compra e venda de GNL no Japão têm se tornado mais flexíveis, com: diminuição do prazo de sua duração que era de 20 a 25 anos, para 5 a 15 anos; volume contratado mais flexível; contratos com cláusulas *FOB*; e novos indexadores, principalmente para contratos no mercado de curto prazo e *spot*.

Na Europa os contratos de GNL são, em sua maioria, indexado, nos preços do petróleo leve e pesado, tendo como período de referência de 6 meses a 1 ano. Porém, em alguns contratos os preços do GNL são indexados em outros índices, como no preço da energia elétrica, refletindo a maior competitividade do gás natural na geração elétrica<sup>51</sup>. Em decorrência da reforma da indústria de gás natural, que proporcionou aumento liquidez do comércio de gás natural, e

---

natural no Henry Hub, no USA; pelo preço *spot* do gás natural no NBP, na Inglaterra; e pelo preço do óleo combustível, na Europa (IEA, 2002).

<sup>49</sup> Segundo IEA (2002), a curva “S” é uma fórmula de precificação do GNL em que parte do seu preço é ajustada de acordo com a evolução do preço de uma cesta de petróleo cru. Esta evolução ocorre linearmente dentro de uma faixa de preço, aumentando quando o preço da cesta de petróleo cai abaixo do preço base e diminuindo quando este preço sobe acima do preço teto.

<sup>50</sup> Em 1973, 73% das termelétricas japonesas usavam petróleo como fonte energética; em 2001, apenas 10% das termelétricas usam ainda esta fonte energética (IEA, 2004).

<sup>51</sup> Como por exemplo o contrato de importação de GNL entre a Espanha e Trinidad e Tobago (IEA, 2004).

surgimento dos *hubs* e de mercados *spots* no continente europeu, surgiram novos índices onde os preços do GNL são baseados, como é o caso do NBP<sup>52</sup> (National Balancing Point) o qual os preços dos contratos de compra e venda de GNL na Inglaterra<sup>53</sup> são baseados. Diferente dos contratos de compra e venda de GNL realizados no Japão, no continente europeu, estes contratos são mais flexíveis tendo cláusulas que possibilitam renegociações tanto de volume, quanto de preço contratado.

O mercado de gás natural dos EUA, que é um dos maiores importadores de GNL do mundo, tanto no longo, quanto no curto prazo, utilizam como seu indexador nos contratos de compra e venda de GNL o preço do gás natural no mercado *spot* do seu principal *hub* (o Henry Hub). Neste mercado liberalizado o movimento de preços de gás natural regula o equilíbrio entre a oferta e a demanda deste gás. Assim como no mercado europeu, o mercado americano de GNL utiliza contratos de compra e venda que permitem renegociações de volume e preço contratado.

O mercado *spot* americano, como também o inglês, são plenamente liberalizados, sendo possível a realização de arbitragem entre o mercado elétrico e o de gás natural, permitindo que as termelétricas revendam o seu gás natural contratado no mercado *spot* de gás e supram os seus consumidores com energia elétrica comprada no mercado *spot* de eletricidade quando esta operação for mais lucrativa (o movimento contrário também é possível). Assim, o mercado elétrico nestes países também influencia no preço do gás natural havendo uma maior correlação entre o preço da energia elétrica e do gás natural.

---

<sup>52</sup> O NBP é um tipo diferente de *hub*, conhecido como *hub* virtual. Nele a comercialização do gás natural é permitida aos agentes que se encontram dentro da rede de transporte. Assim as operações de entrada e saída do gás natural da rede de transporte ocorrem somente entre os agentes que possuem contratos de compra e venda ou transporte de gás natural (IEA, 2004).

<sup>53</sup> A Inglaterra passou a importar GNL da Argélia e de Brunei a partir de 2005 (IEA, 2006).

Como podemos ver nos mercados americano e inglês, o preço nos contratos de compra e venda de GNL são baseados no preço *spot* do gás natural, ao invés da tradicional indexação utilizando o preço do petróleo cru. Essa mudança ocorreu após a reforma da indústria de gás natural nestes países, que aumentou o número de agentes atuantes e volume de gás comercializado tornando possível o surgimento dos *hubs* e do mercado *spot*, onde o comércio de gás natural tem liquidez suficiente para permitir que o seu preço fosse determinado de acordo com a sua oferta e demanda, ou seja, que ocorra a competição gás-gás. Dessa forma, estes países utilizam o preço do gás natural no mercado *spot* como alternativa de melhor representar o valor do GNL em seu mercado, ao invés de utilizar a tradicional indexação pelo petróleo<sup>54</sup> como referência deste preço. Porém, utilizar o próprio mercado de gás natural como referência do preço de GNL também possui desvantagens que, segundo Jensen (2003), são três:

- A primeira diz respeito a volatilidade. O preço do gás é mais volátil do que o do petróleo, mesmo considerando o seu relativo comportamento sazonal. Essa maior volatilidade de preço provoca o aumento da incerteza na indústria de gás natural em relação ao preço futuro do gás natural, dificultando a elaboração dos contratos e, conseqüentemente, provocando um maior custo de transação. Podemos verificar essa maior volatilidade no Gráfico 11, no qual o preço do GNL que nos EUA é baseado no mercado *spot* é mais instável do que o preço do GNL na Europa e no Japão onde o preço do GNL tem outros indexadores, como o petróleo. Segundo Mazighi (2004) uma forma de mitigar risco do preço contratual

---

<sup>54</sup> Atualmente, com o menor uso do petróleo, e o maior uso do gás natural nas termelétricas, o petróleo deixou de ser um bom referencial do valor do gás natural.

originado pela volatilidade, seria a maior utilização dos derivativos<sup>55</sup> realizando operações de *hedgers*<sup>56</sup>.

- A segunda se refere ao custo de transporte na indústria de GNL. O gás natural encontra-se em posições geográficas dispersas e existe um elevado custo de transporte nesta indústria, resultando custos diferentes em diversos mercados de GNL e preços, conseqüentemente, também diferentes nestes mercados. Assim, um mercado *spot* pode não refletir perfeitamente o preço do gás natural, dando um acréscimo ou desconto ao preço do GNL dependendo da sua origem<sup>57</sup>.
- E por fim a terceira, que se refere à divisão do risco da compra e venda de GNL entre os agentes. Se o GNL for vendido em um mercado físico em que a série de preços se mantenha, e se este mercado for suficientemente líquido para que esta transação não o altere, então a maior parte do risco do comprador estará sendo passada para o vendedor. Ou seja, “*What volume risk does the buyer assume if he can always turn around and resell the cargo at the same market price used in the contract?*” (Jensen, 2004 p. 27).

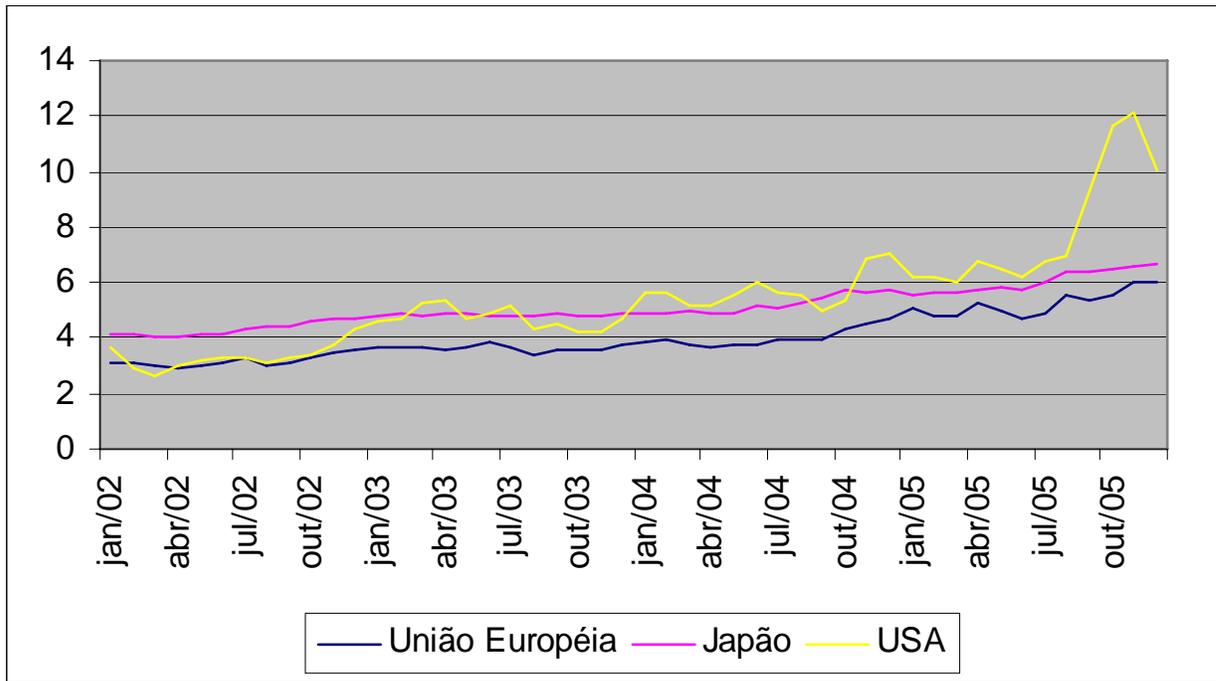
---

<sup>55</sup> Segundo a BM&F do Brasil (2005), derivativos é a família de mercados em que operações de liquidação futura são implementadas, tornando possível a gestão de risco de preço em diversos ativos.

<sup>56</sup> Operações de *hedgers*, são operações nas quais o agente busca, através das negociações dos derivativos, diminuir a sua exposição da volatilidade do preço da mercadoria (BM&F do Brasil, 2005).

<sup>57</sup> Os EUA é um exemplo disto. Este país possui cinco terminais de regaseificação geograficamente distantes, que resulta em quatro diferentes bases de preço do GNL, devido a diferença entre os custos de transporte entre os terminais (IEA, 2004). Assim, o preço do GNL que entra nos EUA vai ter um acréscimo ou desconto em comparação com o preço *spot* do gás natural no Henry Hub dependendo de que terminal de regaseificação o GNL vai ser entregue.

Gráfico 11 – Preço Mensal Regional do GNL Importado (em US\$/MBtu)



Fonte: IEA (2006)

Como vimos no Gráfico 11, a diferença nos preços do GNL importado nos mercados diferentes, não pode ser apenas explicada pelas diferentes indexadores de preços utilizados nos contratos de compra e venda de GNL. Deve-se também levar em consideração a diferença entre os custos de transportes<sup>58</sup> destas regiões, que influenciam o preço do GNL importado (Jensen, 2004).

Devido à alta diferença nos custos de transportes é preferível para um país importador de GNL comercializar com um país exportador mais próximo geograficamente. Assim, é menos custoso para EUA, Bélgica e Espanha importar GNL de Trinidad e Tobago, Nigéria e Argélia do que da Indonésia e Austrália, no caso das importações japonesas ocorre o contrário. Graças a essa

<sup>58</sup> É importante ressaltar que os custos de transporte representam de 10 a 30% dos custos totais da cadeia de GNL, como vimos no Quadro 1.

grande diferença nos custos de transporte, o comércio mundial de GNL é dividido em mercados distintos dificultando a arbitragem entre eles. Os dois principais mercados de comércio mundial de GNL são: a Bacia do Atlântico e a Bacia do Pacífico.

### **II.3.6.1 – Arbitragem dos Preços do GNL**

Um importante fenômeno que vem surgindo com o desenvolvimento do comércio internacional de GNL é a arbitragem. A arbitragem é a operação de compra de uma mercadoria de um mercado, para depois vendê-la em outro, aproveitando o seu preço maior neste outro mercado. Tal operação tende a igualar o preço nos dois mercados em questão, exercendo um papel regulador do mercado. A arbitragem também contribui para a redução do custo de transação, pois como esta operação tende a igualar o preço da mercadoria nos mercados, o risco do preço nestes mercados tende a diminuir, reduzindo assim a incerteza em relação a volatilidade dos seus preços.

Segundo Holleaux (2006), dentro da indústria do GNL existem dois tipos de arbitragem: física e financeira. A arbitragem física corresponde á compra física do GNL em um mercado, para vendê-lo em outro com um maior preço. Esta operação pode ocorrer através de um contrato bilateral ou permitindo ao responsável pelo transporte do GNL total independência para vendê-lo no mercado no qual consiga maior retorno<sup>59</sup>. A arbitragem financeira consiste na compra de derivativos financeiros de GNL em um mercado (como opções, contrato futuro ou a termo etc), para depois vendê-lo em outro mercado por um maior valor.

---

<sup>59</sup> Cabe ressaltar que o lucro da venda do GNL deve cobrir os custos referentes ao seu transporte, pois estes podem ser grandes suficientemente para inviabilizar a arbitragem.

A arbitragem do GNL ocorre dentro do seu comércio de curto prazo e *spot*, mas isso não quer dizer que todas as operações ocorridas dentro deste comércio sejam operações de arbitragem. Operações no mercado *spot* de GNL podem ser simplesmente uma transação de compra e venda desta *commodity*, sem nenhuma finalidade de arbitragem. Segundo Holleaux (2006), no ano de 2005 as importações de GNL no mercado de curto prazo e *spot* corresponderam a 13% de todo o comércio mundial de GNL, tendo um volume de 40 milhões m<sup>3</sup>. Enquanto as operações de arbitragem tiveram apenas cerca de um terço do volume comercializado do mercado de curto prazo e *spot* de GNL, e 4,3% do total do comércio mundial de GNL.

Em 2005, o mercado da Bacia do Atlântico possuía a maior parte da arbitragem internacional de GNL com cerca de 84%, enquanto o mercado da Bacia do Pacífico possuía cerca de 16%. Esta arbitragem ocorre no mercado da Bacia do Atlântico, principalmente envolvendo Trinidad e Tobago e Nigéria como ofertantes com EUA e a Europa (sobretudo a Espanha) como demandantes. Já no mercado da Bacia do Pacífico, os principais países que participam das operações de arbitragem são: a Austrália, como ofertante; e Japão, Coreia do Sul, Taiwan e Índia, como demandantes.

Em relação à arbitragem entre os mercados das Bacias do Atlântico e do Pacífico, a falta de terminais de GNL no lado oeste do Pacífico tem reduzido significativamente esta operação. Não obstante, a arbitragem ainda pode ocorrer entre estes mercados pelo Oriente Médio que atua como ofertante para ambos os mercados. Países exportadores de GNL do Oriente Médio, como

Qatar, Oman e Emirados Árabes, preferirão comercializar o seu GNL de curto prazo no mercado no qual tiverem maior retorno, realizando assim, um mínimo de arbitragem entre estes mercados.

Tradicionalmente, a cláusula de *take-or-pay* nos contratos de longo prazo da indústria de GNL determinava que o demandante assumisse todo o risco do volume a ser contratado. Já no mercado de curto prazo e *spot*, em decorrência da arbitragem e do não uso da cláusula de *take-or-pay*, o risco de volume passa a ser dividido entre os agentes (Mazighi, 2004).

O risco de volume ocorre para o demandante em função da arbitragem existente no mercado de curto prazo e *spot*. Pois devido a este fator, o fluxo de venda de GNL vai para a região que pagar mais por ele, deixando a região que esteja pagando pelo GNL um preço menor com a possibilidade de enfrentar uma falta deste combustível, a não ser que esta região também pague o GNL por um preço maior. Para o ofertante, o risco é de não conseguir monetizar as suas reservas de gás natural através do GNL. No mercado de curto prazo e *spot* sem contratos de longo prazo com cláusula de *take-or-pay* a venda do seu GNL não é garantida, o ofertante encontra-se em um ambiente mais competitivo onde o demandante pode substituir o fornecimento do GNL de um ofertante por outro que ofereça melhor preço.

Segundo Mazighi (2004), o demandante de GNL pode mitigar o seu risco contratual de volume investindo em capacidade de armazenamento (seja ela através de GNL ou em cavernas naturais), utilizando o estoque de gás natural em momentos de pouca oferta e/ou alto preço do GNL. Assim, o demandante de GNL deve comparar as vantagens da flexibilização oriunda do mercado de curto prazo e *spot* de GNL, com o custo da construção e operação de capacidade de armazenamento, a fim de que tenha uma maior segurança na oferta de gás natural. Já os

ofertantes, para minimizarem o seu risco de volume e preço no mercado de curto prazo e *spot* de GNL, terão que se tornar mais competitivo, diminuindo seus custos e preços. Além de buscar mesclar as suas vendas de GNL com contratos de longo prazo, curto prazo e *spot*.

#### **II.3.6.1.1 – Limites da Arbitragem Dentro da Indústria de GNL**

Segundo Holleaux (2006), além do diferencial no preço (que deve ser suficientemente alto para cobrir os custos de transporte do carregamento do GNL de um mercado para o outro) há diversos fatores que limitam a expansão e o uso da arbitragem dentro do comércio mundial de GNL, restringindo os ganhos que arbitragem proporciona em diminuir a incerteza na indústria de GNL. Podemos dividir estas limitações em 5 grupos: disponibilidade de GNL, de metaneiros, e de terminais de regaseificação; restrições técnicas; e finalmente, restrições contratuais e políticas regulatórias. Veremos adiante cada um destes fatores mais detalhadamente.

- Disponibilidade de GNL: atualmente o financiamento e construção de uma planta de GNL ainda necessitam de contratos de longo prazo como garantia de retorno do capital investido. Sendo assim, a maior parte do GNL produzido está comprometida com contratos mais rígidos de longo prazo, não havendo grande quantidade de GNL disponível para comercializar no curto prazo e menos ainda para operações de arbitragem<sup>60</sup>.
- Disponibilidade de metaneiros: em 2005, 36 metaneiros atuavam no mercado de curto prazo de GNL quantidade suficiente para atender as necessidades de transporte de GNL

---

<sup>60</sup> Cabe ressaltar que em 2005 apenas 13% do comércio mundial de GNL foi destinado ao mercado *spot* e de curto prazo, sendo ainda que apenas um terço desta percentagem continha operações de arbitragem (Holleaux, 2006).

neste mercado. Porém, a longo prazo, não existe sinal algum de que o crescimento do número de metaneiros para este mercado irá acompanhar o crescimento da produção de GNL. Como podemos observar no Quadro 5, a expectativa de crescimento da razão de produção de GNL sobre a frota de metaneiros de 2005 para 2010 é de 30%. Segundo Holleaux (2006), mesmo com o crescimento da média da capacidade de transporte da frota internacional de metaneiros neste mesmo período, de 126.000 m<sup>3</sup> para 150.000 m<sup>3</sup>, só será capaz de reduzir a razão da produção de GNL sobre a frota de metaneiros em 2010 para 10%, ou seja, 0,86. Assim, como a maior parte da frota de metaneiros que atuam no mercado internacional de GNL são dedicadas a contratos de longo prazo, e como há uma expectativa do crescimento da razão produção de GNL sobre esta frota, haverá menos metaneiros disponíveis para a realização de arbitragem no mercado de curto prazo. Este fator pode limitar o crescimento das operações de arbitragem no comércio internacional de GNL.

Quadro 5 – Metaneiros Existentes e Produção de GNL em 2005 e um Potencial Cenário para 2010

	2005	2010
Frota de metaneiros internacional (unid.)	191	374
Produção de GNL (mtpa)	142	360
Produção de GNL (mtpa)/ Frota de metaneiros internacional (unid.)	0,74	0,96

Fonte: Holleaux (2006)

- Disponibilidade de terminais de regaseificação: o terminal de regaseificação precisa ter alguma capacidade excedente disponível para operações de arbitragem no curto prazo e *spot*. Atualmente existe disponibilidade desta capacidade, porém, esta é bastante limitada

de acordo com a regulação de cada terminal, dando prioridade ao comércio de GNL de longo prazo já contratado e, assim, limitando a extensão da arbitragem.

- Restrições técnicas: uma questão a ser observada dentro da indústria de gás natural é sobre a qualidade deste gás. Alguns países possuem especificidades diferentes sobre a qualidade do gás natural permitida de ser importada (como a Inglaterra e os EUA) prejudicando a *interchangeability* do GNL e limitando o uso da arbitragem nestes países<sup>61</sup>. Um outro problema técnico, diz respeito ao tempo gasto para o metaneiro obter autorização do desembarque do GNL e passar pelo processo de checagem. Durante este tempo gasto para superar esta restrição técnica, o preço do GNL pode mudar entre os mercados, inviabilizando a operação de arbitragem<sup>62</sup>.
- Política regulatória e limitações contratuais: a política regulatória dos países pode não permitir a livre comercialização do GNL entre os mercados. Num período de escassez de gás natural em um país, uma política regulatória pode penalizar o agente econômico que realizar uma operação de arbitragem de gás natural com outro mercado<sup>63</sup>. Em relação às limitações contratuais existem diversas delas que inibem a arbitragem no comércio internacional de GNL, como: a obrigação contratual de um metaneiro em ofertar apenas para um mercado dedicado, sem poder vender seu GNL para outros mercados; e a cláusula de destino, que impossibilita a revenda do GNL contratado para terceiros.

---

<sup>61</sup> No continente Europeu a *interchangeability* do gás natural já é possível, principalmente entre a França, Bélgica e Espanha (Holleaux, 2006).

<sup>62</sup> Em Tóquio, um metaneiro leva cerca de 2 meses para obter esta autorização e passar pelo processo de checagem, sendo que este mesmo metaneiro terá que repetir este mesmo procedimento após 3 anos para o desembarque do GNL (Holleaux, 2006).

<sup>63</sup> No caso em que o ofertante de GNL, não entregue ou desvie esta *commodity*, que a priori era destinado ao país com falta dela, para um outro país que esteja pagando mais por ela.

## **CAPÍTULO III – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA E O GNL**

Neste capítulo iremos analisar a indústria de gás natural brasileira e a opção do uso do GNL como forma de flexibilizar a oferta desta indústria, utilizando a teoria do custo de transação. Na primeira seção veremos a evolução recente da indústria de gás natural brasileira, suas especificidades, sua oferta e demanda de gás natural, e a sua necessidade de flexibilidade. Na segunda seção analisaremos o custo de transação da indústria de gás natural brasileira. Por fim, na última seção, analisaremos o projeto de importação de GNL da Petrobras utilizando a teoria do custo de transação.

### **III.1 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA**

Apesar das primeiras descobertas de gás natural no Brasil ocorrerem a partir de 1940, a indústria de gás natural brasileira pouco se desenvolveu até meados da década de 90. O potencial hídrico para geração energética no Brasil é o principal motivo para o baixo interesse e o desenvolvimento da indústria de gás natural neste país, nestas cinco décadas iniciais desta indústria. No Brasil, cerca de 90% da energia elétrica consumida é originada pelas hidrelétricas.

O maior interesse na indústria de gás natural no Brasil começou a surgir em 1987. Nesta data o governo brasileiro lançou o Plano Nacional do Gás Natural, que tinha o objetivo de elevar a participação do gás natural na sua matriz energética, que na época não passava de 3% da oferta interna de energia deste país. Em 1991, buscando reduzir a dependência do país em relação aos derivados de petróleo e da energia elétrica, oriunda das hidrelétricas, e ampliar e diversificar a

sua oferta energética, o governo federal brasileiro decidiu aumentar a participação do uso do gás natural na matriz energética para 12% até 2010. Os dois principais acontecimentos que contribuíram para este maior interesse brasileiro na indústria de gás natural foram: a descoberta de significativas reservas de gás natural na Bacia de Campos, seguida do aumento da produção de gás associado; e, a partir de 1991, o avanço nas negociações de importação de gás natural da Bolívia.

Dessa forma, em 1993, a Petrobras fechou um contrato de compra e venda de gás natural, em regime de *take-or-pay*, com a boliviana YPFB. A Petrobras ainda se comprometeu a construir o gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), tendo, em contrapartida, a exclusividade na operação do trecho brasileiro e a preferência para exercer a opção de ampliar para sua capacidade máxima de carregamento de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A importação do gás natural boliviano permitiu maior confiabilidade no suprimento deste energético na indústria de gás natural brasileira. Este fato contribuiu para a quebra de um ciclo vicioso que, até então, comprometia os investimentos necessários para o desenvolvimento desta indústria. Este ciclo vicioso ocorria devido à incerteza dos agentes quanto ao amadurecimento desta indústria, pois pelo lado da demanda, não se realizavam investimentos, por risco de não haver suprimento deste gás e, pelo lado da oferta, também não havia investimentos, por não haver uma demanda mínima que garantisse a remuneração do capital investido.

A principal característica da indústria de gás natural brasileira antes da sua reforma, é a de ser constituída pela presença de um monopólio legal exercido pela estatal Petrobras, nas etapas de exploração e produção, transporte e comercialização do gás natural. E mesmo a distribuição deste gás, que a princípio era função dos Estados, era realizada normalmente por esta estatal. Portanto,

a Petrobras exerceu um monopólio verticalizado em toda a cadeia de gás natural brasileira no período anterior à reforma do setor de hidrocarbonetos (indústrias de petróleo e de gás natural).

A reforma do setor de petróleo e gás natural iniciou-se em julho de 1995, com a nova lei de concessão de serviços públicos, que estabeleceu a base jurídica para a participação da iniciativa privada em projetos energéticos. Esta lei submeteu todos os serviços públicos a licitações prévias, introduzindo assim, a competição nos investimentos para a expansão do setor.

Em novembro de 1995, através da Emenda Constitucional nº 9, foi autorizada à União a contratação de empresas estatais e privadas para atividades de: pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural; refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; e transporte de gás natural, do petróleo bruto ou de derivados básicos de petróleo.

Esta emenda flexibilizou o monopólio, antes concedido à Petrobras, e abriu caminho para o estabelecimento de uma nova regulação do setor de petróleo e de gás natural, buscando introduzir a concorrência e atrair capitais privados nestas indústrias. Segundo Alveal (1998), esta reforma setorial tinha como objetivos: estimular o nível de investimento na indústria de petróleo, a partir da redução das barreiras institucionais e o conseqüente incremento da participação de novos operadores na indústria brasileira de petróleo e de gás natural, diminuindo a incumbência do Estado de agir como produtor direto em relação aos encargos de investimento (apesar de manter o controle e ser acionista majoritário da Petrobras); aumentar o fluxo de receitas fiscais para o Tesouro Nacional e para os tesouros dos governos estaduais, devido ao crescimento esperado das bases tributárias, com a entrada de novos operadores no mercado interno da

indústria e com o aumento da produção nacional; e estimular a concorrência na área dos hidrocarbonetos, visando a eficiência econômica setorial.

Em agosto de 1997, a Lei nº 9478, que ficou conhecida como a Lei do Petróleo, regulamentou a Emenda Constitucional nº 9 e determinou que, independentemente da origem de seu capital, qualquer empresa pode realizar atividades de exploração, produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo e gás natural. Esta mudança, que flexibilizou o monopólio da Petrobras, trouxe, como consequência (dada a importância do setor de hidrocarbonetos), a necessidade do Estado de ter órgãos especializados na formulação e execução da política setorial e na regulação e fiscalização das atividades do setor. Em janeiro de 1998 foi criado o órgão regulador dos setores de petróleo e gás natural, a Agência Nacional do Petróleo (ANP)<sup>64</sup>.

Além da quebra do monopólio legal da Petrobras e da abertura no setor de hidrocarbonetos, a reforma na indústria de gás natural brasileira também proporcionou o livre acesso a terceiros à rede de gasodutos, tendo, como condição de acesso, a livre negociação entre os agentes. Apesar destas medidas ter proporcionado um pequeno aumento no número de agentes atuantes em algumas das etapas da indústria de gás natural brasileira, a Petrobras continua sendo a empresa dominante desta indústria. Um dos fatos que contribuíram para esta continuidade foi

---

<sup>64</sup> À ANP foi dada a atribuição de promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades inerentes da indústria do petróleo e gás natural. Dentre suas atribuições estão as de: delimitar os blocos para a concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; elaborar editais e promover as licitações para as referidas concessões, celebrar os respectivos contratos e fiscalizar seu cumprimento; expedir autorizações para as atividades de refino, processamento, transporte, importação e exportação; estabelecer critérios para cálculo das tarifas de transporte por condutos, instruir processos com vistas à declaração de utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa das áreas necessárias à exploração, construção de refinarias, de dutos e terminais; e fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

que na reforma da indústria de gás natural não houve nenhuma restrição à integração vertical ou horizontal em toda a sua cadeia. Dessa forma a reforma na indústria de gás natural brasileira não resultou em uma concorrência significativa dentro desta indústria, permanecendo a Petrobras com a sua posição monopolista.

Em 1999 o Brasil começou a importar gás natural da Bolívia através do Gasbol. Neste mesmo ano o governo federal lançou o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT). Ele buscava incentivar investimentos privados em geração termelétrica a gás natural, como forma de diminuir o risco do sistema elétrico brasileiro a condições hidrológicas, atender as necessidades de geração elétrica nas regiões onde o SIN não alcançasse e utilizar o gás natural contratado da Bolívia.

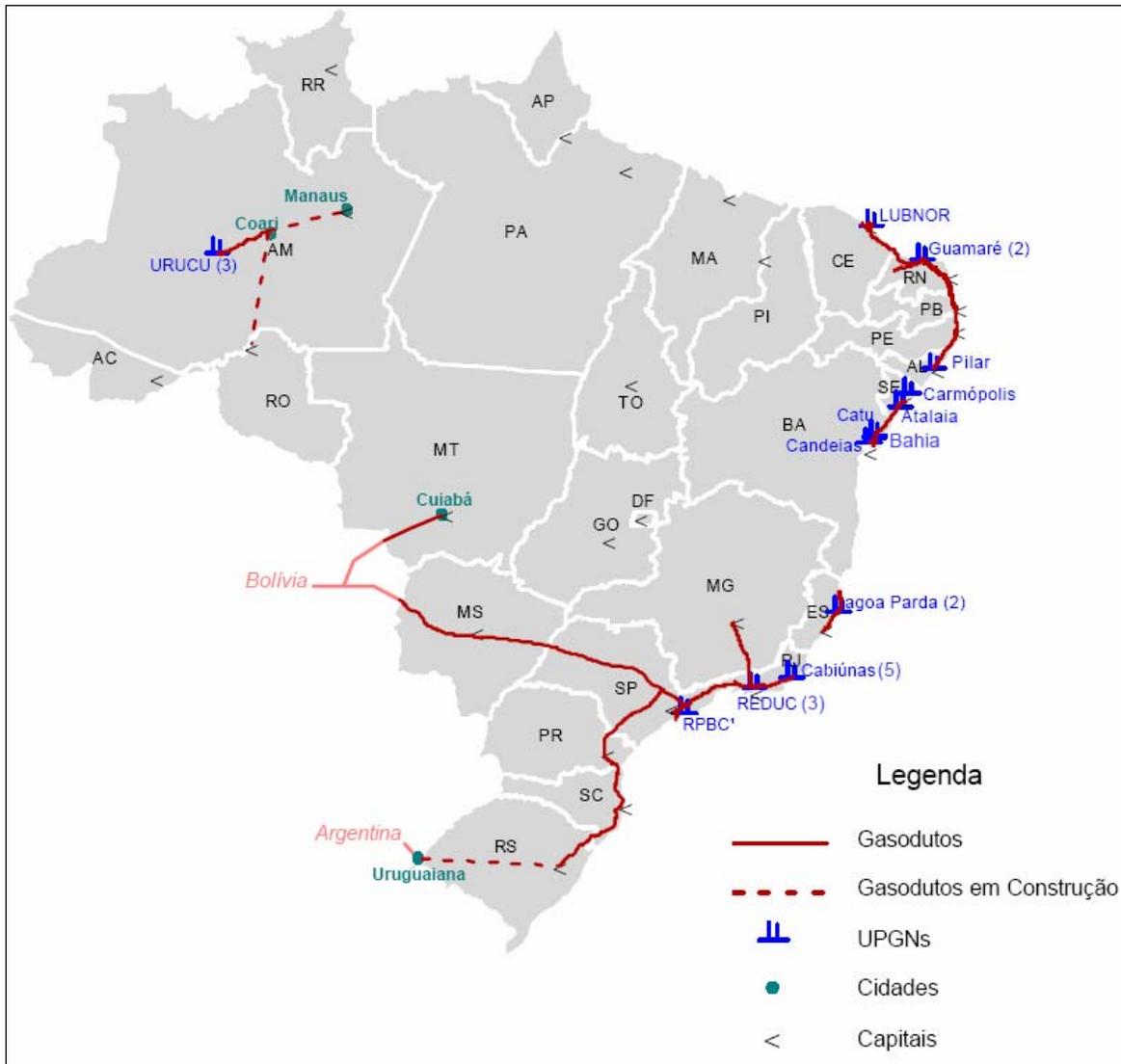
O PPT não gerou os resultados esperados. Apesar das garantias de remuneração mínima dos investimentos privados e de contratos de compra da energia gerada por parte da Petrobras, apenas 6 GW dos 22 GW previstos no programa foram efetivamente incorporados ao sistema elétrico nacional entre 2000 e 2004. O relativo fracasso do PPT em incentivar a expansão da oferta de energia através das termelétricas a gás natural colaborou com o cenário, que levou o país a enfrentar uma crise energética de abastecimento em 2001, o qual impôs um racionamento de 20% a 25% a todos os consumidores finais do país (Neto, 2005).

Em 2004 a Petrobras lançou o seu programa de massificação do uso do gás natural. Este programa objetivava elevar o crescimento do consumo de gás natural para 77,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2010 (Petrobras, 2004). O programa focou no segmento industrial e manteve o preço do gás natural congelado por dois anos para incentivar o aumento do seu consumo. Ele também utilizou o gás natural boliviano como principal fonte de oferta. De 2003 a 2005 o volume importado de

gás natural boliviano cresceu de 5,6 para 8,7 bilhões de m<sup>3</sup>, o que equivaleu um crescimento de 54,51% (ANP, 2006). Neste mesmo período o consumo de gás natural nacional cresceu 30,30%, passando de 36,3 para 47,3 bilhões de m<sup>3</sup>/dia. Já o consumo deste gás no segmento industrial teve um crescimento de 23,91%, passando de 18,4 para 22,8 milhões m<sup>3</sup>/dia (Cbie, 2007).

Apesar do rápido desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira nos últimos anos, ela ainda está na sua fase infante. Segundo Almeida (2005), a indústria de gás natural brasileira possui indicadores referentes a uma indústria de baixa maturidade, como: a pequena participação do gás natural na matriz energética; o baixo consumo de gás natural por habitante; e a pequena extensão de sua rede de transporte e distribuição. Segundo a ANP (2006), o Brasil possui 7.665 km de dutos de gás natural. Podemos ver na Figura 3 a rede de transporte brasileira de gás natural. Se compararmos esta rede com o tamanho territorial do Brasil, veremos que ela é bem pequena, havendo muito espaço ainda para o seu desenvolvimento. Podemos verificar também que esta rede de dutos está dividida em três sistemas não conectados: Norte; Nordeste; e Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Figura 3 – Rede de Dutos de Gás Natural do Brasil



Fonte: ANP (2006)

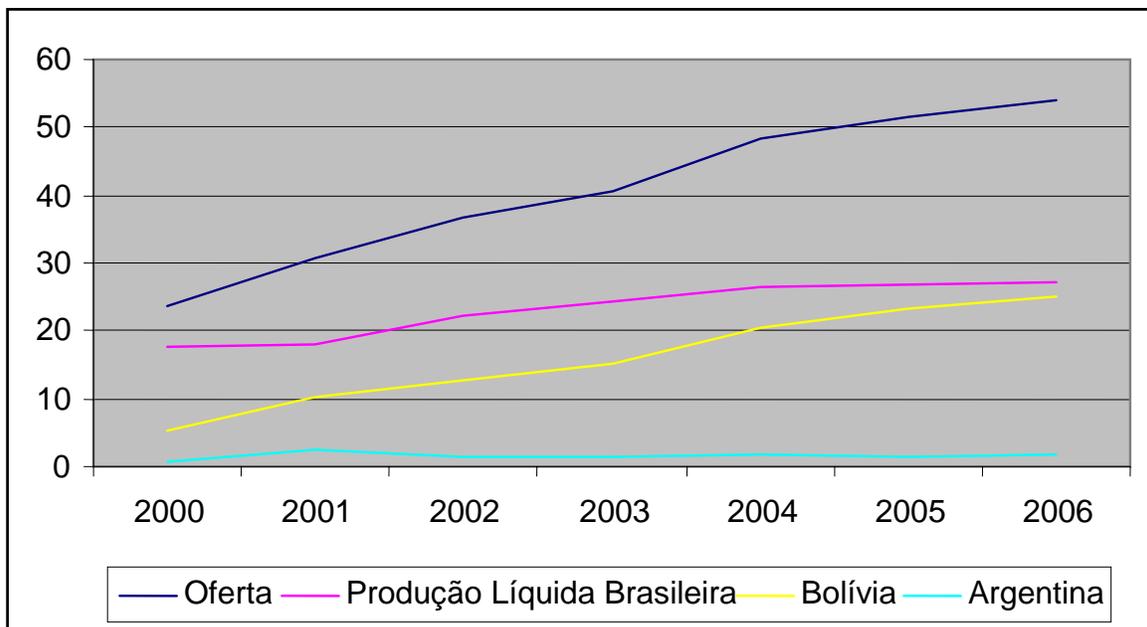
### III.1.2 – A Oferta de Gás Natural no Brasil

A oferta de gás natural dentro do Brasil é composta pela sua produção interna, que seria a produção líquida de gás natural em território nacional<sup>65</sup>, e pelas importações deste gás da Bolívia e da Argentina. Em 2006 o gás natural participou com 9,6% da oferta interna de energia no Brasil

<sup>65</sup> A produção líquida de gás natural em território nacional é definida como a produção bruta de gás natural menos o volume deste gás destinado às perdas e queimas, à reinjeção e ao consumo interno da Petrobras para a sua produção.

(EPE, 2007), apesar do país apenas possuir a quinta maior reserva provada de gás natural da América do Sul, com 0,31 trilhões de m<sup>3</sup> neste mesmo ano (BP, 2006). Segundo ANP (2006), a oferta de gás natural no mercado interno brasileiro foi de 53,89 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2006, sendo 50,23% desta oferta de produção doméstica e o restante importado da Argentina (com 2,41%) e, principalmente, da Bolívia (com 47,36%). Podemos ver no Gráfico 12 a evolução da oferta e da origem do gás natural no Brasil. Este Gráfico também mostra que o papel o do gás natural importado tem sido cada vez maior na oferta deste insumo no Brasil.

Gráfico 12 - Evolução da Oferta e da Origem do Gás Natural no Brasil (milhões de m<sup>3</sup>/dia)



Fonte: ANP (2007)

### III.1.2.1 – A Produção Interna de Gás Natural no Brasil

A produção interna de gás natural brasileira possui algumas especificidades próprias. A maior parte das reservas de gás natural brasileira encontra-se no mar. Segundo ANP (2007), em

2006, 78,58% das reservas provadas de gás natural do Brasil encontra-se no mar e o restante na terra. Além disso, como podemos ver no Quadro 6, as principais reservas de gás natural do Brasil, no Rio de Janeiro, no Espírito Santo e em São Paulo encontram-se no mar, com exceção das reservas no Amazonas. A consequência desta especificidade é o elevado custo de oportunidade da exploração e produção do gás natural no Brasil e, apesar do Amazonas possuir grandes reservas de gás natural em terra, essas reservas também possuem elevado custo de oportunidade devido a sua localização, que é distância dos centros urbanos e com elevadas restrições ambientais<sup>66</sup>.

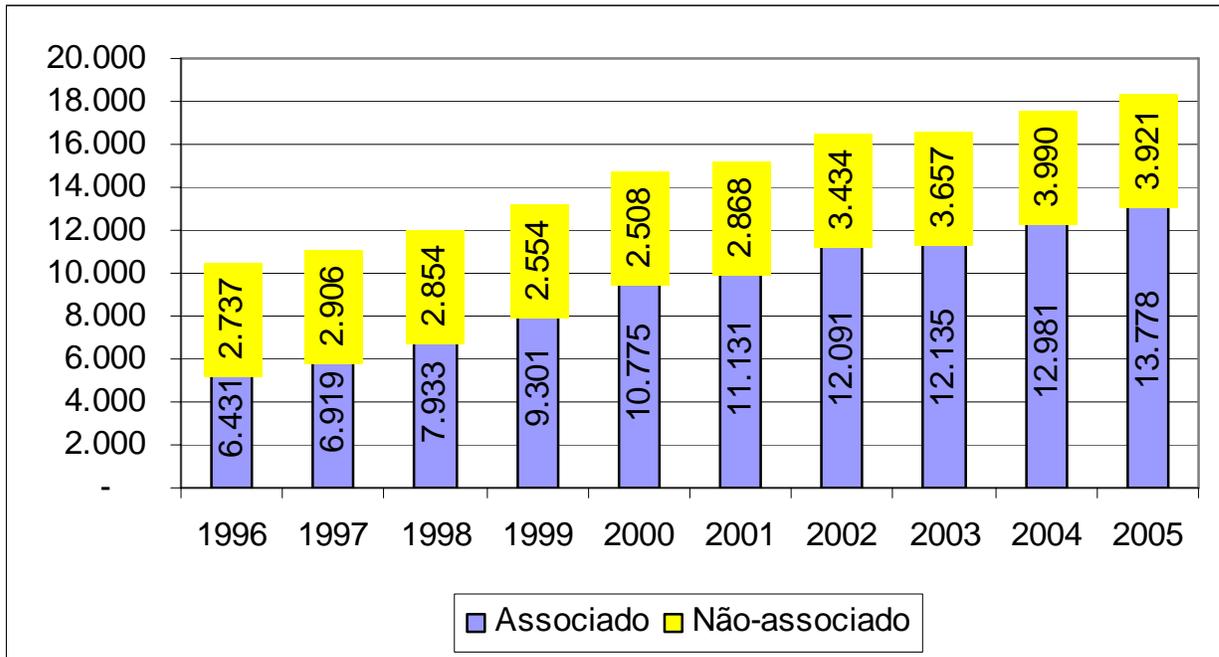
Quadro 6 – Reservas Provadas de Gás Natural no Brasil em 2006 (milhões de m<sup>3</sup>/dia)

<b>Estado</b>	Amazonas	Ceará	Rio Grande do Norte	Alagoas	Sergipe	Bahia
<b>Terra</b>	53.232	-	2397	3.241	814	11.474
<b>Mar</b>	-	825	14.047	815	2.978	14.269
<b>Estado</b>	Espírito Santo	Rio de Janeiro	São Paulo	Paraná	Santa Catarina	<b>Total</b>
<b>Terra</b>	3.364	-	-	-	-	74.522
<b>Mar</b>	37.385	164.503	38.543	9	7	273.381

Fonte: ANP (2007)

Uma outra especificidade da produção interna nacional referente as suas reservas é que cerca de 70% são associadas com o petróleo. Este fato faz com que a produção de gás natural seja dependente da produção de petróleo, dificultando o desenvolvimento da indústria de gás natural nacional. Podemos ver no Gráfico 13 a evolução da produção interna de gás natural associado ou não no Brasil.

<sup>66</sup> É importante lembrar que tais reservas encontram-se nas proximidades da Floresta Amazônica.

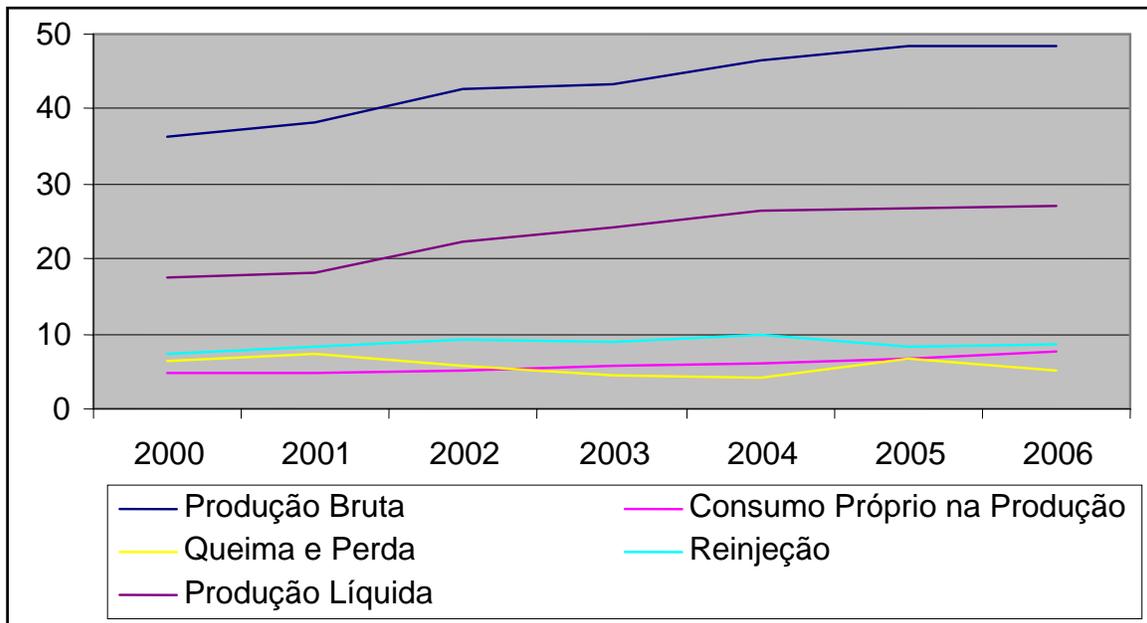
Gráfico 13 – Produção Interna de Gás Natural Associado ou Não no Brasil (milhões m<sup>3</sup>)

Fonte: ANP (2006)

No Gráfico 14 podemos ver a evolução da produção interna de gás natural nacional, além do volume desse gás relativo à queima e perda, à reinjeção e ao consumo próprio utilizado para produção. Ao analisarmos este Gráfico podemos verificar o crescimento da produção de gás natural nos últimos anos. Este crescimento procura acompanhar a demanda de gás natural interna já que o país não possui capacidade de armazenamento além do *line-pack*. O volume relacionado à reinjeção de gás natural também tem crescido nos últimos anos. O campo de Urucu, no Amazonas, é responsável pela maior parte da reinjeção feita no país. Ele contribuiu com uma média de 79,9% desta reinjeção em 2006 (ANP, 2007). Isto ocorre devido a sua localização, que é distante dos centros urbanos e com restrições ambientais, fazendo com que a construção da infra-estrutura necessária para levar este gás para as outras regiões do país tenha um elevado custo de oportunidade. Em relação à evolução das perdas e queima do gás natural podemos verificar, no Gráfico 14, que ela vem diminuindo nos últimos anos. Este fato decorre do plano de

metas de sua redução, feito pela Petrobras a partir de 2001. Porém, como a maior parte das reservas brasileiras de petróleo é associada, uma maior produção deste insumo necessita ser acompanhada com uma maior produção de gás natural, e caso não haja infra-estrutura necessária para a produção e aproveitamento deste gás, ele terá que ser reinjetado (até um certo limite) e/ou queimado. A elevação da queima do gás natural em 2005 pode ser explicada por este motivo.

Gráfico 14 – Evolução da Produção Interna de Gás Natural no Brasil (milhões m<sup>3</sup>/dia)



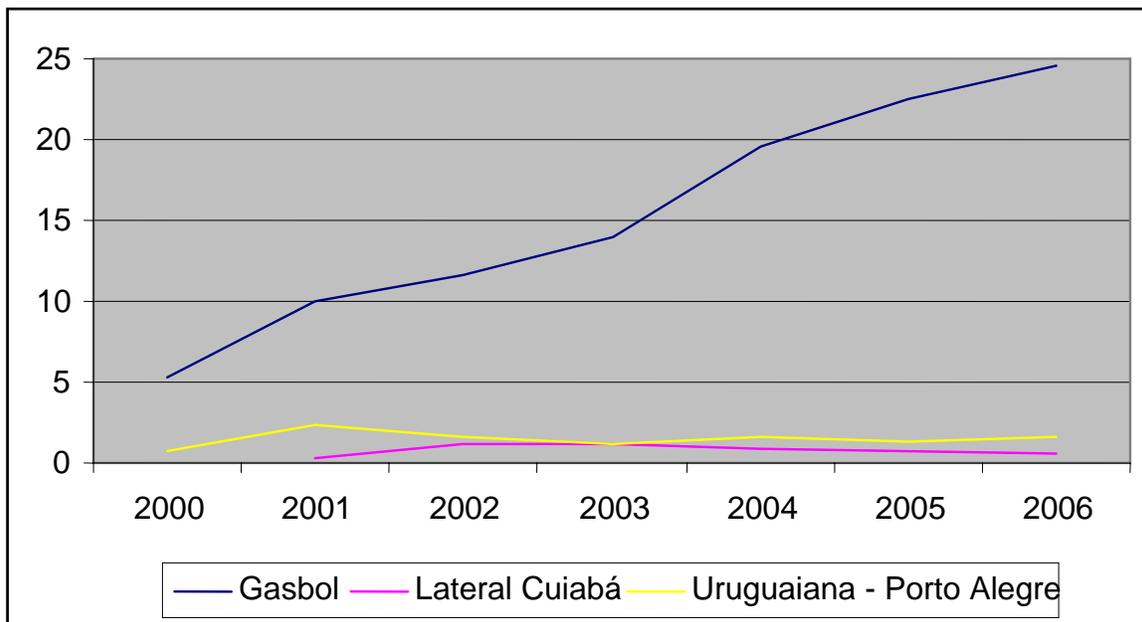
Fonte: ANP (2007)

### III.1.2.2 – A Importação de Gás Natural Brasileira

A importação de gás natural para o Brasil pode ter duas origens: a argentina e a boliviana. O gás natural argentino é importado desde 2000, através do gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre, que possui a capacidade de transporte de 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A importação deste gás é realizada pela Sulgás, que o destina para o abastecimento da termelétrica AES Uruguaiana. Já a

importação do gás natural boliviano é feita através dos gasodutos Gasbol (a partir de 1999) e Lateral Cuiabá (a partir de 2001), que possuem, respectivamente, a capacidade de transporte de 30 e 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A Petrobras utiliza o Gasbol para escoar o gás boliviano para o Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e São Paulo. A British Gas também utiliza este gasoduto para importar gás natural, que é direcionado para a distribuidora Comgás em São Paulo. O gasoduto Lateral Cuiabá é utilizado pela Empresa Produtora de Energia, que importa o gás natural da Bolívia para escoá-lo para a Termelétrica Cuiabá. Podemos ver no Gráfico 15 a evolução das importações de gás natural no Brasil. Segundo a ANP (2007), em 2006 a capacidade de transporte utilizada nos gasodutos Uruguaiana – Porto Alegre, Gasbol e Lateral Cuiabá foi, respectivamente, de 1,67, 24,55 e 0,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Gráfico 15 – Evolução da Importação de Gás Natural por Gasodutos (milhões de m<sup>3</sup>/dia)



Fonte: ANP (2007)

Recentemente crises ocorridas na Argentina e na Bolívia têm provocado incerteza em relação à oferta de gás natural para o Brasil. Na Argentina uma crise macroeconômica resultou no fim da conversibilidade entre o peso e o dólar, que proporcionou na desvalorização do peso, no aumento da inflação e na recessão econômica. Em 2002, para combater a crise, foi criada a Lei de Emergência Pública, que mudou as regras do setor energético. Esta Lei converteu os contratos em dólar para o peso, causando grandes impactos no setor energético. A indústria de gás natural sofreu com a falta de investimentos em toda a sua cadeia, o que ocasionou na dificuldade em ajustar a evolução da oferta, demanda e capacidade de transporte do gás natural. Em 2004 o governo da Argentina criou um programa de racionalização do gás natural exportado. Em decorrência deste programa, a Repsol, fornecedora do gás natural para a AES Uruguaiana, descumpriu seu contrato de fornecimento de gás natural para o Brasil, suspendendo-o. Em dezembro de 2005 o governo brasileiro buscando evitar um corte de abastecimento integral deste gás, assinou um acordo com a Argentina, que permite a este país enviar apenas 1,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural exportado para o Brasil no período de maio a outubro até 2008. Além disso, o Brasil se comprometeu a enviar 550 MW de energia elétrica para a Argentina, quantidade semelhante à geração elétrica da termelétrica de Uruguaiana quando está operando em sua capacidade máxima<sup>67</sup> (Coimbra, 2006). Podemos ver no Gráfico 15 a queda da importação de gás natural da Argentina a partir de 2001.

Em relação à Bolívia, desde 2004 os conflitos sociais em torno da discussão da nacionalização das reservas de gás natural e petróleo ameaçam o abastecimento de gás natural para o Brasil. Em 2006 o então eleito presidente Evo Morales cumpriu sua promessa de

---

<sup>67</sup> Para operar em sua capacidade máxima, gerando 560 MW, a termelétrica AES Uruguaiana precisa de 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

campanha de acatar o plebiscito ocorrido em 2004, que decidiu pela nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia. Assim, promulgou um decreto que transferiu para o Estado a propriedade, a posse e o controle dos recursos de hidrocarbonetos do país. Este decreto descumpriu contratos firmados com empresas petroleiras e de gás natural (como a Petrobras), que atuavam na Bolívia, obrigando-as a entregar a sua produção à YPFB (estatal boliviana de hidrocarbonetos), que passou a controlar o transporte, o refino, o armazeno, a distribuição, a comercialização, a industrialização e os preços dos hidrocarbonetos no país. Este mesmo decreto teve determinações que afetaram o preço do gás natural importado para o Brasil, como: o aumento dos impostos de 18% para 50% sobre as atividades de produção de gás, sendo 18% de royalties e 32% de impostos não dedutíveis.

Atualmente a Bolívia tem tido problemas para cumprir os seus contratos de fornecimento de gás natural. Além do Brasil, este país também possui contratos de exportação de gás natural com a Argentina. Segundo Cbie (2007), em 2006, se somarmos a sua demanda interna (5,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia) com o seu compromisso de fornecimento de gás com o Brasil (32,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia) e com a Argentina (7,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia), o total da demanda do gás natural boliviano é de 45,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, porém a sua capacidade total de produção é de 40,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em 2007, devido ao seu problema de falta de capacidade de produção de gás natural frente a sua demanda total, a Bolívia já realizou uma redução na exportação deste insumo tanto para o Brasil quanto para a Argentina<sup>68</sup>. Segundo o presidente da YPFB, Guillermo Aruquipa, a Bolívia terá dificuldades em atender a demanda externa contratada do seu gás natural

---

<sup>68</sup> Segundo a Folha Online (2007), em abril de 2007 o presidente da YPFB pronunciou a realização de um corte no abastecimento de 1,2 a 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural para a Argentina e de 1,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia para o Brasil, para atender a demanda interna boliviana.

até 2009, devido atrasos aos em seus investimentos no desenvolvimento dos campos e na capacidade de transporte deste insumo (Guiaoffshore, 2007).

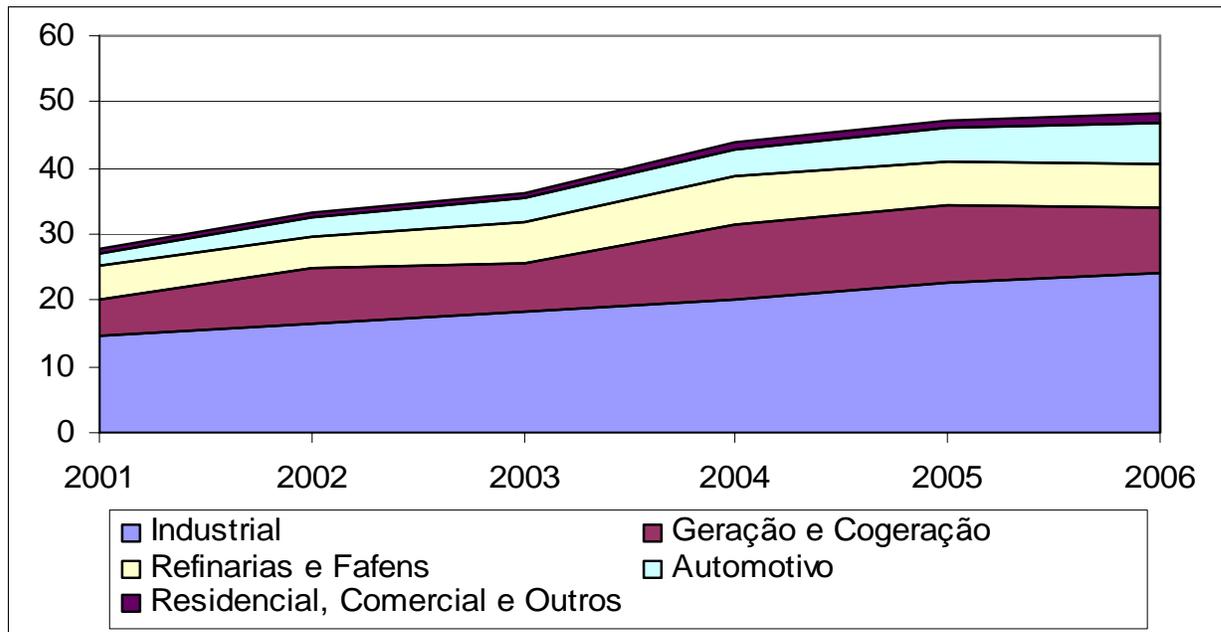
O risco de conduta oportunista por parte dos ofertantes bolivianos e argentinos de gás natural eleva a incerteza na indústria de gás natural brasileira e, conseqüentemente, aumenta o seu custo de transação. Este risco é oriundo do não cumprimento dos contratos de abastecimento de gás natural para o Brasil por parte destes ofertantes, devido ao comprometimento de entrega de gás natural, além da sua capacidade produtiva e do chamado risco político<sup>69</sup>. Esta elevada incerteza ainda é potencializada pela dependência de importação de gás natural que a indústria de gás natural brasileira possui. Segundo a ANP (2007), no 1º semestre de 2007 cerca de 50% da oferta de gás natural do Brasil foi importada, sendo a Bolívia e a Argentina, respectivamente, responsáveis por cerca de 26 e 0,92 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural desta oferta.

### **III.1.3 – A Demanda de Gás Natural Brasileira**

A demanda de gás natural no Brasil tem crescido consideravelmente nos últimos anos. Podemos ver no Gráfico 16 a evolução da demanda brasileira de gás natural por segmentos. Entre 2001 e 2006 a demanda de gás natural cresceu cerca de 12% a.a., passando de 28 para 48,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia (CBIE, 2007). Os segmentos que mais contribuíram para este crescimento foram o industrial, e o de geração elétrica e cogeração. Juntos estes segmentos contribuíram com 70,25% de toda a demanda de gás natural brasileira em 2006.

---

<sup>69</sup> Segundo Tujeehut (2006, p. 76) “o risco político se refere ao risco de mudanças nas leis e/ou regulamentações impostas pelo governo, ou na pior das hipóteses, o risco de uma eventual expropriação”.

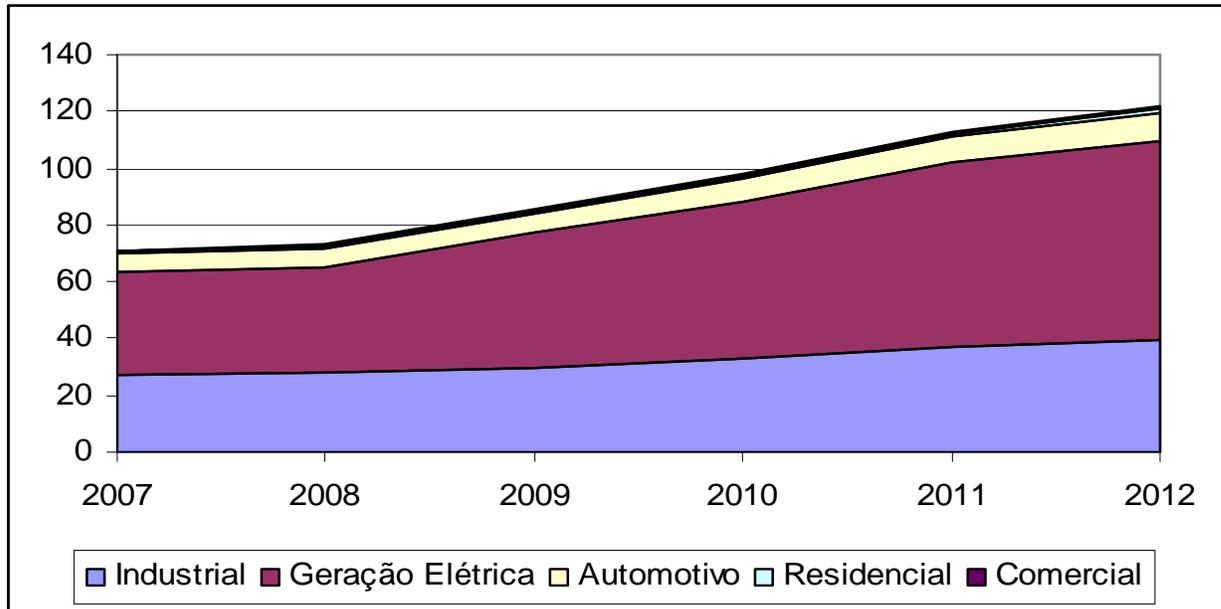
Gráfico 16 – Evolução da Demanda de Gás Natural Brasileira por Segmentos (milhões m<sup>3</sup>/dia)

Fonte: CBIE (2007)

Segundo EPE (2007), a demanda de gás natural no Brasil vai continuar aumentando nos próximos anos<sup>70</sup>, como podemos ver no Gráfico 17. De acordo com esta projeção a demanda de gás natural deve crescer de 48,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2006 para 121,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012, representando, neste período, um aumento de 251,45%. O segmento que tem a maior expectativa de crescimento é o da geração elétrica. A expectativa é a de que este segmento chegue a um total de demanda de gás natural de 69,77 milhões m<sup>3</sup> por dia para 2012. Este fato reflete a importância da geração elétrica por gás natural no país, no seu papel de mitigar o risco e complementar a geração elétrica de origem hídrica. Diante da expectativa de crescimento da demanda de gás natural no curto prazo, é necessário que a oferta deste gás no Brasil também acompanhe este crescimento, evitando, assim, se tornar um gargalo no desenvolvimento da indústria de gás natural nacional.

<sup>70</sup> A projeção de crescimento da demanda de gás natural brasileira feita pelo EPE (2007) considerou dois cenários possíveis: um inferior e um superior. Para simplificar irei utilizar em minha análise os dados referentes à média destes dois cenários.

**Gráfico 17 – Projeção da Demanda Brasileira de Gás Natural por Segmentos (milhões m<sup>3</sup>/dia)**



Fonte: A partir de dados EPE (2007)

(1) Dados referentes a média entre o cenário inferior e o superior da projeção da demanda brasileira de gás natural da PDEE 2007/2016

(2) A geração elétrica considera 92% de despacho das termelétricas

### III.1.4 – A Necessidade por Flexibilidade na Indústria de Gás Natural Brasileira

Apesar de incipiente, a indústria de gás natural brasileira necessita bastante de flexibilidade. Na década de 90 a realização de reformas liberalizantes mudou o contexto econômico do Brasil, fazendo com que a organização industrial e os contratos tradicionalmente utilizados na fase incipiente da indústria de gás natural não sejam os melhores instrumentos para reduzir os riscos de investimentos em relação à infra-estrutura desta indústria<sup>71</sup>. Segundo Almeida (2005), o contexto atual é resultante de diversos fatores que transformaram as condições básicas da indústria de gás natural brasileira, como: a liberalização dos preços dos combustíveis

<sup>71</sup> Como vimos no capítulo 1, a indústria de gás natural historicamente utiliza contratos de longo prazo e monopólios como forma de minimizar os riscos oriundos a construção da infra-estrutura desta indústria na sua fase incipiente.

concorrentes ao gás natural; o esgotamento do modelo desenvolvimentista de financiamento tradicional através do setor público e de créditos externos a estatais; a privatização parcial das empresas de energia; a formação de grandes grupos internacionais capazes de disputar mercado mundialmente, a partir do processo de privatização e da introdução de concorrência na indústria do setor elétrico e de gás natural nos países desenvolvidos; a integração energética regional, inclusive na indústria de gás natural; a evolução tecnológica e a crescente convergência tecnológica e de negócios na indústria do setor elétrico e de gás natural.

Neste atual contexto econômico os preços dos combustíveis concorrentes do gás natural são dados em ambiente de mercado liberalizado. Sendo assim, esses preços possuem uma maior volatilidade, variando de acordo com o mercado internacional, com as condições climáticas e com a demanda do setor elétrico brasileiro. Em consequência disso, o valor do gás natural vem sofrendo mudanças com maior frequência, sendo necessário uma maior flexibilização da indústria de gás natural para que o preço do gás varie, objetivando manter sua competitividade com os combustíveis concorrentes (Almeida, 2005).

Outro fator que também contribui com a precoce necessidade de flexibilidade na indústria de gás natural brasileira é o que se relaciona com o seu setor elétrico. A geração elétrica brasileira é basicamente feita através das hidrelétricas, gerando cerca de 90% da energia elétrica nacional (EPE, 2006). As hidrelétricas e termelétricas possuem respectivamente uma capacidade instalada de geração elétrica de 71,30 GW e 9,89 GW, que correspondem a 70,15% e 9,73% de toda a oferta de capacidade interna de geração elétrica no país em 2006.

Além da capacidade instalada, as hidrelétricas brasileiras também possuem grande capacidade de armazenamento de água em seus reservatórios, sendo uma das maiores do mundo. Esta grande capacidade de armazenamento permite estocar água, elevando a capacidade de geração das hidrelétricas e permitindo que em períodos de chuvas abundantes seja gerada energia a custos muito baixos para quase todo o seu mercado. Graças ao sistema de reservatórios, ao tamanho geográfico do país e à interligação do sistema elétrico brasileiro, mesmo que uma região do país esteja passando por uma “seca”, uma outra região, que esteja com abundância de chuvas e com reservatórios cheios, pode atender à necessidade elétrica da região com “seca”, criando, assim, um mecanismo de compensação entre as hidrelétricas no Brasil e minimizando o risco da falta de chuvas. Em consequência desta característica do setor elétrico brasileiro, o valor econômico do gás natural destinado a geração elétrica em períodos de abundância de chuva se reduz drasticamente, podendo até chegar a zero.

Como podemos ver, as hidrelétricas têm um papel base na geração elétrica brasileira, restando às termelétricas um papel complementar, mas fundamental, de garantir uma maior segurança ao sistema de geração nacional, diversificando a fonte energética. Assim, o despacho das termelétricas depende das variações erráticas das chuvas e de picos de demanda. Dessa forma, instrumentos tradicionais utilizados na indústria de gás natural, como contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay*, não são adequados para as termelétricas a gás natural no Brasil, que necessitam de uma maior flexibilidade.

Apesar da grande necessidade por flexibilidade, a indústria de gás natural brasileira quase não a possui. Pelo lado da demanda, só a partir de 2007 a Petrobras ofereceu a possibilidade de realização de contratos interruptíveis de gás natural, porém não há um mercado secundário para

esta *commodity*. Predominantemente os contratos de fornecimento de gás utilizados são de longo prazo e possuidores de cláusulas de *take-or-pay*. Pelo lado da oferta, a existência de flexibilidade é muito pequena, devido às especificidades da indústria de gás natural brasileira, como: a falta de capacidade de estocagem do gás natural fora do *line-pack*; o fato de 75% da produção nacional deste gás ser associada, assim uma variação na produção de gás que objetive uma maior flexibilidade também afetará a produção de petróleo; o fato de que quase toda a produção de gás natural nacional é oriunda de reservatórios *off-shore* e, portanto, há um elevado custo de oportunidade de desenvolvimento destes campos de gás; a produção *on-shore* de gás natural brasileira que se encontra, basicamente, no sistema isolado da Amazônia, não podendo atender as necessidades por flexibilidade nas regiões do Nordeste e do Centro-Sul; o fato de que o Brasil já utiliza quase toda a capacidade total de transporte do Gasbol<sup>72</sup>, havendo pouca capacidade excedente para realizar um aumento da oferta para atender a necessidade de flexibilidade da indústria de gás natural brasileira; e por último, o fato de que o uso da variação da oferta de gás natural boliviano também representa um grande custo de oportunidade, graças a sua longa distância dos centros urbanos.

### III.2 – A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA E O CUSTO DE TRANSAÇÃO

Tendo visto as especificidades da indústria de gás natural brasileira nas seções anteriores, percebemos que esta indústria possui uma elevada especificidade de ativo e incerteza, e conseqüentemente, um elevado custo de transação nas suas relações comerciais. Esta elevada especificidade do ativo e incerteza é oriunda de um baixo desenvolvimento em toda a infra-

---

<sup>72</sup> Em junho de 2007 o Brasil importou cerca de 26 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural através do Gasbol, sendo que capacidade total deste gasoduto é de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia (ANP, 2007).

estrutura desta indústria<sup>73</sup>, sobretudo no segmento de transporte, tendo o país uma pequena malha de transporte de gás se compararmos com o seu tamanho territorial<sup>74</sup>. Este baixo desenvolvimento aumenta a interdependência entre os agentes, que combinado com a elevada especificidade do ativo da indústria de gás natural brasileira, e o baixo número de agentes atuantes nesta indústria, resulta na elevação do risco de conduta oportunista entre os agentes e do surgimento do *hold-up*.

A expansão e seguridade da oferta de gás natural também representam uma elevada incerteza na indústria de gás natural brasileira. Como vimos anteriormente, as reservas de gás natural brasileiras apresentam um alto custo de oportunidade, devido a sua localização distantes dos centros urbanos e em mar. A oferta de gás natural vinda de países vizinhos do Brasil, também se encontram distantes dos principais centros urbanos brasileiros, proporcionando também em um alto custo de oportunidade. Assim, estes alto custo de oportunidade criam uma incerteza em relação à realização de investimentos em infra-estrutura que expandem a oferta de gás natural no Brasil, para que esta acompanhe o crescimento da demanda. Esta incerteza ainda é agravada se levarmos em consideração os recentes descumprimentos contratuais de fornecimento de gás natural para o Brasil feitos pela Bolívia e Argentina.

A reduzida flexibilidade existente na indústria de gás natural brasileira também elevada a incerteza nesta indústria. Esta pequena flexibilidade proporciona uma baixa capacidade da oferta

---

<sup>73</sup> Lembrando que os investimentos em infra-estrutura da indústria de gás natural têm, como peculiaridades, longo prazo de maturação e custos irrecuperáveis (*sunk cost*), resultando em uma elevada especificidade de ativo.

<sup>74</sup> Segundo ANP (2006) o Brasil possui 7.665 km de dutos de gás natural, enquanto os EUA, que possui uma indústria madura de gás natural, tem cerca de 355.000 km de dutos de gás natural (IEA, 2004).

e da demanda de gás natural de se equilibrarem e compensarem suas próprias variações sazonais e erráticas. Assim, cria-se uma incerteza quanto a expansão adequada da oferta e da demanda.

Uma outra fonte de incerteza da indústria de gás natural brasileira, diz respeito ao seu pequeno número de agentes atuantes em toda a sua cadeia e à existência de uma empresa monopolista que atue em quase todo os seus segmentos (a Petrobras), provocando um maior risco comportamental nas relações comerciais entre os agentes nesta indústria. Na medida em que há mais agentes atuantes na indústria, há maiores possibilidades de opções de transações, fazendo com que menor seja a interdependência entre os agentes, que conseqüentemente, diminui o risco de conduta oportunista em investimentos de ativos específicos.

Como vimos acima, a indústria de gás natural brasileira possui uma elevada especificidade de ativo combinada com um alto grau de incerteza, o que resulta em um elevado custo de transação. Dessa forma, uma estrutura de governança mais complexa se faz necessária nesta indústria, para minimizar os custos de transação em suas operações comerciais. Não obstante, como vimos no capítulo 1, uma estrutura de governança complexa apresenta algumas limitações, como: possíveis custos elevados referentes a sua organização interna e monitoramento. Além de também dificultar a realização de uma regulação adequada. Assim, uma estrutura de governança menos complexa é desejável.

### III.3 – A IMPORTAÇÃO DO GNL PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA E O CUSTO DE TRANSAÇÃO

Vimos nas seções anteriores as necessidades da indústria de gás natural brasileira em ampliar a sua oferta e aumentar a sua flexibilidade. Objetivando atender estas necessidades a Petrobras pretende importar GNL (Petrobras, 2007b). Assim, nesta seção apresentaremos e analisaremos, utilizando a teoria do custo de transação, o projeto de importação de GNL da Petrobras.

#### III.3.1 – O Projeto da Petrobras de Importação de GNL

A Petrobras estuda a possibilidade de importação de GNL desde o final da década de 90. Esta opção de importação de gás natural veio ganhando mais força a partir do plano de massificação do uso do gás natural em 2004, quando a Petrobras realizou estudos sobre a implantação de dois terminais flutuantes de regaseificação de GNL, visando a importação desta *commodity* para complementar a oferta de gás natural no Brasil. Em maio de 2006, devido à nacionalização do petróleo e do gás na Bolívia e à expectativa de crescimento da demanda nacional do gás natural, um quadro de maior incerteza em relação à oferta futura deste gás foi gerado. Assim, diante do risco da indústria de gás natural brasileira de não conseguir atender as necessidades de sua demanda futura, em relação à expansão da oferta de gás natural com uma maior flexibilidade, o Ministério de Minas e Energia, em congruência com os projetos da Petrobras, estabeleceu em sua Resolução nº 4 de 21 de novembro de 2006 (MME, 2006), a opção do uso do GNL como meio de atender tais necessidades, como podemos ver abaixo:

“Artigo 1º - Declarar prioritária e emergencial a implementação de Projetos de Gás Natural Liquefeito – GNL, compostos pela importação de gás natural na forma criogênica, armazenamento e regaseificação, bem como a infra-estrutura necessária, com o objetivo de:

I – assegurar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional com vistas a priorizar o atendimento das termelétricas;

II – facilitar o ajuste da oferta de gás natural às características do mercado nacional, por meio de suprimento flexível;

III – mitigar riscos de falha no suprimento de gás natural em razão de anormalidades;

IV – diversificar as fontes fornecedoras de gás natural importado; e

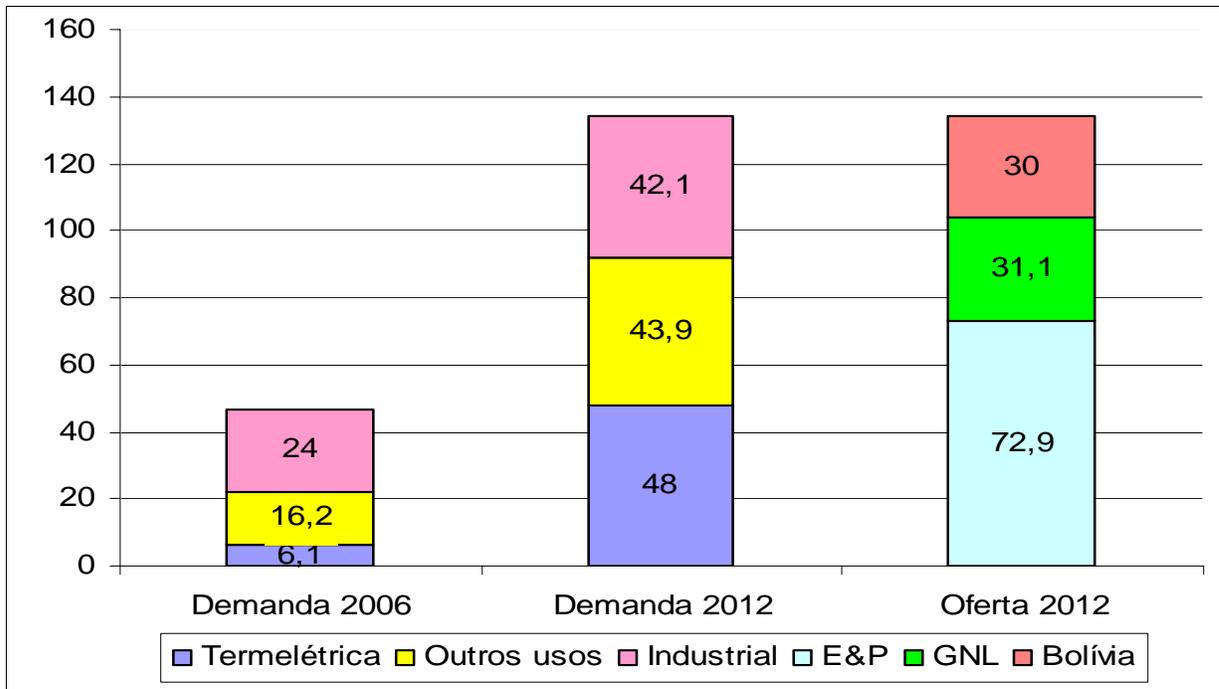
V – reduzir o prazo de implementação de Projetos de Suprimento de Gás Natural.

Artigo 2º - Visando à execução plena das atividades a que se refere o artigo 1º, fica assegurada a implementação de mecanismos o cumprimento desta Resolução e a articulação dos meios institucionais para superar possíveis problemas na implantação dos Projetos de GNL.”

Como podemos ver no Gráfico 18, a Petrobras espera que a demanda de gás natural brasileira cresça em 9,8% a.a. de 2006 até 2012. Para atender este crescimento da demanda, a estatal pretende aumentar a sua produção nacional para 72 milhões de m<sup>3</sup>/dia, utilizar a capacidade máxima do Gasbol e importar 31,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GNL. Os principais motivos que levaram a Petrobras a optar pelo uso GNL como instrumento para complementar a oferta de gás natural brasileira são: seu menor prazo de implementação e custo fixo frente às outras opções, como desenvolvimentos de novos campos de gás natural e a construção de novos gasodutos de importação deste gás; a diversificação da oferta de gás natural; a possibilidade da compra do

GNL através de contratos firmes ou flexíveis, de curto ou longo prazo; e a diversificação da oferta de gás natural (Petrobras, 2007a).

Gráfico 18 – Expectativa da Petrobras de Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil em 2012 (milhões de m<sup>3</sup>/dia)



Fonte: Petrobras (2007b)

- (1) Considera despachos máximos das termelétricas
- (2) Outros usos: residencial/comercial, veicular, refinarias e plantas de fertilizantes

O projeto da Petrobras de importação de GNL prevê investimentos em infra-estrutura em torno de US\$ 170 milhões, para a construção de dois terminais flexíveis de regaseificação de GNL, localizados na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro e em Pecém, no Ceará<sup>75</sup>. Cada um destes terminais utilizará um navio de regaseificação, que será fretado da empresa Golar GNL, por um total de US\$ 900 milhões por 10 anos. O terminal no Rio de Janeiro terá a capacidade de

<sup>75</sup> A Petrobras ainda colocou em estudo mais quatro projetos de terminais flexíveis de GNL, localizados em Suape (PE), São Francisco (SC), Aratu (BA) e São Luis (MA) (Ludmer, 2006).

regaseificação de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia e de armazenamento de 138.000 m<sup>3</sup>. A expectativa é de que este terminal entre em operação em maio de 2009. Enquanto o terminal no Nordeste terá a capacidade de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia e de armazenamento de 129.000 m<sup>3</sup>, este terminal possui a expectativa de entrar em operação em maio de 2009 (Petrobras, 2007a).

Para obter o suprimento de GNL, a Petrobras assinou um *master agreement* (acordo de intenções) de importação desta *commodity* com as empresas Nigerian LNG, da Nigéria, e Sonatrach, da Argélia. Este acordo prevê compras no mercado *spot* de GNL sem volume firme e preço baseado na cotação do gás natural no Henry Hub no momento da compra. A Petrobras também assinou um acordo de confidencialidade com a Oman LNG para a negociação de potencial suprimento de GNL<sup>76</sup>. Segundo a Petrobras (2007a), após a realização da compra do GNL no mercado *spot* demoraria aos seus fornecedores, dependendo da origem e do destino, no máximo cerca de 18 dias para o GNL chegar no Brasil, como podemos ver no Quadro 7.

Quadro 7 – Tempo de Envio do GNL Importado

DESTINO	ORIGEM			
	Nigéria (Bonny)	Argélia (Arzew)	Argélia (Skikda)	Oman (Ras Laffan)
Rio de Janeiro	7 dias e 10 horas	9 dias e 18 horas	10 dias e 12 horas	18 dias e 20 horas
Pecém	6 dias e 4 horas	7 dias e 5 horas	7 dias e 23 horas	17 dias e 21 horas

Fonte: Petrobras (2007a)

A Petrobras pretende utilizar o GNL importado, como fonte de oferta de gás natural flexível, para atender principalmente a demanda das termelétricas. Ela planeja comprar GNL no mercado *spot* e repassá-lo para as termelétricas de acordo com a sua necessidade de despacho. A venda da Petrobras do gás natural para as termelétricas será através da modalidade de contratação

<sup>76</sup> Além disso, segundo Petrobras (2007a), a Petrobras está negociando a oferta de GNL, com mais outros fornecedores.

de “fornecimento preferencial”. Nesta modalidade as termelétricas terão preferência no fornecimento do gás natural e só pagarão pelo volume que usar deste gás. O preço cobrado pelo uso do contrato preferencial será dividido em duas partes: uma parcela fixa, referente à capacidade de fornecimento instalada (manutenção e operação dos terminais de regaseificação e contratos de suprimentos de GNL), tendo a expectativa de que fique em torno de US\$ 1/MMBTU, e a outra variável, referente ao preço do GNL no mercado internacional, que dependerá do valor do gás natural no Henry Hub<sup>77</sup> (Vigliano, 2006).

O despacho das termelétricas é determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)<sup>78</sup>, que busca otimizar a geração elétrica brasileira, de acordo, principalmente, com o nível de armazenamento de água nos reservatórios do sistema interligado, com as afluências aos reservatórios e com a demanda por energia elétrica. Assim, as termelétricas são colocadas em funcionamento apenas nos momentos em que há insuficiência de água para as usinas hidrelétricas ou então quando é conveniente reduzir a produção de energia de origem hídrica para poupar água nos reservatórios<sup>79</sup>. É importante notar que no período no qual as chuvas são menos abundantes no Brasil, causando um menor nível de água nos reservatórios, é de maio a outubro. Neste mesmo período os países frios do hemisfério norte estão passando por suas estações mais quentes<sup>80</sup>. Assim, a demanda mundial de GNL é reduzida, resultando também em um menor

---

<sup>77</sup> Segundo a Portaria nº 42 de março de 2007 (MME, 2007b), do Ministério de Minas e Energia, o custo de combustível das termelétricas a gás natural pode ser indexado pelo valor desta *commodity* no Henry Hub.

<sup>78</sup> O ONS foi criado em 1999 e é o órgão responsável por coordenar e controlar o Sistema Interligado Nacional – SIN.

<sup>79</sup> Segundo a Portaria nº 253 de setembro de 2007 (MME, 2007a), do Ministério de Minas e Energia, o ONS deverá dar a ordem de despacho às termelétricas que utilizarem gás natural regaseificado, com dois meses de antecedência do seu efetivo despacho. Este prazo respeita a logística do suprimento de GNL, permitindo à Petrobras importar o GNL no mercado *spot*, com prazo suficiente para atender a demanda das termelétricas, como podemos ver no Quadro 7.

<sup>80</sup> Devemos lembrar que nos países frios a demanda por gás natural no segmento residencial é bem elevada nas estações mais frias.

preço desta *commodity* no Henry Hub. Dessa forma, o período no qual a Petrobras provavelmente deverá realizar a maior parte da sua compra de GNL coincide com o período em que esta *commodity* normalmente tem o seu preço reduzido, diminuindo o custo da geração elétrica oriunda do GNL.

### III.3.2 – A Opção pelo GNL e o Custo de Transação

Nesta seção iremos utilizar a teoria do custo de transação para analisar o projeto de importação de GNL da Petrobras. Diante da expectativa de crescimento da demanda e da necessidade da flexibilidade da indústria de gás natural brasileira, é primordial o fornecimento de um aumento da oferta flexível deste gás no país. Como a auto-suficiência de gás natural no Brasil atualmente se mostra tecnicamente e economicamente inviável, a importação deste insumo se mostra necessária<sup>81</sup>. Assim, a indústria de gás natural brasileira possui duas opções para a sua importação: através de dutos ou de GNL. O Brasil importa gás natural através de dutos da Bolívia e da Argentina com contratos bilaterais rígidos de longo prazo, sendo altamente dependente desta importação<sup>82</sup>. Não obstante, como vimos, esta importação é cercada de incerteza e de condutas oportunistas por parte dos agentes ofertantes, representando um elevado custo de transação.

De acordo com o seu Plano Estratégico 2008-2012 (Petrobras, 2007b), a Petrobras pretende importar GNL para complementar a oferta de gás natural no Brasil. A importação desta *commodity* pode representar uma redução da especificidade do ativo e da incerteza na indústria

---

<sup>81</sup> É importante lembrar algumas especificidades da oferta de gás natural brasileira, que prejudicam a sua produção interna, como: dependência da produção de petróleo, devido à maior parte das reservas de gás natural brasileiras serem associadas; e elevado custo de oportunidade, pois, em geral, a produção de gás natural no Brasil é *offshore* e/ou longe dos centros urbanos.

<sup>82</sup> Como já vimos atualmente cerca de 50% do gás natural ofertado no Brasil é importado.

de gás natural brasileira, e conseqüentemente, diminuir o custo de transação nesta indústria. Como vimos no Capítulo 2, a reforma em toda a indústria de gás natural possibilitou um maior número de agentes e a menor dependência entre eles na indústria de GNL. Este fato reduziu a incerteza e a especificidade do ativo nesta indústria, permitindo o surgimento do mercado *spot* de GNL. Neste mercado um agente pode ser substituído por outro com maior facilidade, caso ocorra alguma contingência, pois os agentes não estão presos a um contrato de longo prazo. Assim, se o agente fornecedor de GNL, sob contrato *spot*, da Petrobras apresentar alguma contingência, seja ela de conduta oportunista ou não, a Petrobras pode substituir este agente com maior facilidade em comparação a um fornecedor com contratos rígidos de longo prazo. Assim, a Petrobras pode substituir o seu fornecedor de acordo com a sua necessidade. Como vimos na seção anterior, a Petrobras assinou compromissos de importação de GNL com três fornecedores e negocia com mais outros esta importação, buscando a diversificação da sua oferta, para mitigar o risco de dependência do fornecimento de um único agente e aumentar a confiabilidade da oferta de gás natural.

A atuação da Petrobras no mercado *spot* de GNL permite uma maior flexibilidade da oferta e diminui a incerteza em relação ao consumo futuro na indústria de gás natural brasileira. Como vimos no capítulo 2, a contratação realizada neste mercado é característica de ser de curto prazo e de único envio. Assim, a Petrobras pode comprar GNL de acordo com a sua necessidade, evitando a incerteza da previsão de consumo futuro, necessária na contratação tradicional rígida de longo prazo. Como já vimos anteriormente, devido às especificidades próprias do sistema elétrico brasileiro, a maior necessidade de flexibilidade da indústria de gás natural do Brasil vem das termelétricas. Dessa forma, a Petrobras pretende atender, principalmente, à demanda das termelétricas com o GNL importado, oferecendo para elas a flexibilidade obtida no mercado *spot*

desta *commodity*. Assim, as termelétricas também podem evitar a incerteza no consumo futuro de gás natural em uma contratação rígida de longo prazo, optando em contratar gás natural através da modalidade de “fornecimento preferencial” da Petrobras<sup>83</sup>.

O mercado *spot* de GNL pode fornecer à Petrobras uma oferta de gás natural flexibilizada, mas, como vimos no capítulo 2, este mercado também possui um maior risco de preço e volume, riscos estes que são mitigados nos contratos de compra e venda de gás natural rígidos de longo prazo. Como o território brasileiro se encontra na Bacia do Atlântico, a Petrobras fará parte do comércio de GNL desta região. Atualmente, devido à grande demanda dos EUA por gás natural e à existência de arbitragem na Bacia do Atlântico, os contratos *spot* de GNL possuem seus preços baseados no Henry Hub, ou seja, este índice reflete o custo de oportunidade que os exportadores de GNL possuem para vender sua *commodity*. Sendo assim, a Petrobras firmou os seus contratos de compra de GNL no mercado *spot* baseados na cotação do Henry Hub no momento da compra. Este fato cria uma incerteza em relação ao preço futuro do GNL e no seu fornecimento<sup>84</sup>, fazendo com que a indústria de gás natural brasileira seja influenciada por acontecimentos exógenos, oriundos do mercado americano de gás natural.

Segundo Mazighi (2004), uma forma de mitigar o risco de volume é investir em capacidade de armazenamento de gás natural, comprando GNL nos períodos em que seu preço estiver baixo e, nos períodos de alta de preços, consumir o gás natural armazenado. Atualmente a

---

<sup>83</sup> Como vimos na seção anterior, a Petrobras oferecerá o GNL importado para as termelétricas através a modalidade de “fornecimento preferencial”, que permite às termelétricas só pagarem pelo gás natural que usar.

<sup>84</sup> Lembrando o capítulo 2, devido à existência de arbitragem no mercado de curto prazo e *spot* de GNL, o ofertante de GNL busca vender a sua *commodity* no mercado que pagar mais por ela, fazendo com que o mercado que estiver pagando menos tenha que elevar o preço pago por esta *commodity* para garantir o seu abastecimento.

indústria de gás natural brasileira não possui capacidade de armazenamento fora do *line pack*<sup>85</sup> e o projeto de importação de GNL da Petrobras prevê, somando os dois terminais de regaseificação, uma capacidade de armazenamento total de 267.000 m<sup>3</sup>. Segundo a Petrobras (2007b), a demanda de gás natural esperada para as termelétricas será de 48 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012. Sendo assim, apenas o gás natural armazenado nos terminais de regaseificação não será capaz de atender esta demanda, nem por um único dia, em 2012. Dessa forma, a indústria de gás natural brasileira não possui capacidade de armazenamento de gás natural capaz de mitigar o risco de volume do mercado *spot* de GNL.

Em relação ao risco de preço do mercado *spot* de GNL, uma forma que auxilia mitigar este risco seria a utilização de derivativos financeiros nos mercados secundários (Mazighi, 2004). Porém não existe mercado secundário na indústria de gás natural brasileira<sup>86</sup>. Atualmente, a indústria de gás natural brasileira tem como forma de diminuir a incerteza gerada pelos riscos de preço e de volume da compra de GNL no mercado *spot*, a possibilidade de realizar uma mescla entre a compra desta *commodity* através de contratos *spots* e de contratos rígidos de longo prazo. Assim, a garantia do fornecimento de GNL com um preço já determinado em um contrato rígido de longo prazo reduziria a incerteza gerada pelos riscos de compra de GNL no mercado *spot*. E as compras de GNL no mercado *spot* reduziriam a incerteza oriunda de um contrato rígido de longo prazo.

---

<sup>85</sup> A capacidade de armazenamento de gás natural pelo *line-pack* é bastante reduzida, dada a pequena rede de transporte da indústria de gás natural brasileira

<sup>86</sup> Caso o leitor queira saber mais sobre os condicionantes necessários para a indústria de gás natural brasileira ter um mercado secundário, recomendo a leitura de Tujeehut (2006).

Por fim, o projeto de importação de GNL da Petrobras não faz menção sobre a possibilidade do livre acesso a terceiros em seus terminais de regaseificação. Caso não haja este livre acesso, os clientes da Petrobras, para poderem obter gás natural flexibilizado, terão de comprar o GNL através de contratos com a estatal, sendo dependentes deste fornecedor e estando sob maior risco de contingência, seja por conduta oportunista ou não, deste agente. Este fator pode criar maior incerteza na indústria de gás natural brasileira que, combinado com a alta especificidade do ativo desta indústria, pode ocasionar no problema do *hold-up*. A fim de evitar este problema, é necessário que haja o livre acesso a terceiros nos terminais de regaseificação, permitindo aos agentes a negociação direta com os exportadores de GNL e, assim, realizar a minimização da incerteza oriunda da dependência de um único fornecedor.

## CONCLUSÃO

Este estudo teve como objetivo analisar, utilizando a teoria do custo de transação de Williamson, se a escolha da Petrobras em utilizar o GNL como complemento da oferta de gás natural no Brasil é capaz de flexibilizar e reduzir o custo de transação na indústria de gás natural brasileira.

Primeiramente para resolver a questão acima descrita, foi necessário analisar o custo de transação da indústria de gás natural (por dutos e de GNL). Neste estudo vimos que tal indústria é possuidora de elevada especificidade de ativo e incerteza em suas transações comerciais e, conseqüentemente, possui também um elevado custo de transação. Dessa forma, a indústria de gás natural utilizou contratos rígidos de longo prazo como forma de minimizar seus custos de transação. Porém, este tipo de contratação permite pouca flexibilidade, dificultando o ajuste entre a oferta e a demanda diante as suas variações sazonais, e principalmente, erráticas.

A partir da década de 80, muitos países começaram a realizar reformas liberalizantes na indústria de gás natural que objetivavam promover uma maior competição dentro desta indústria. Reformas como a separação de serviços e livre acesso a terceiros permitiram dentro da indústria de gás natural: o aumento do número de agentes atuantes; a diminuição da interdependência destes agentes; e o aumento da demanda de gás natural, sobretudo no setor elétrico. O resultado destas reformas foi a diminuição da especificidade de ativos e da incerteza na indústria de gás natural que, conseqüentemente, proporcionou uma redução em seu custo de transação.

Dentro da indústria de GNL esta redução em seu custo de transação, proporcionado pelas reformas, permitiu o surgimento do seu mercado *spot*. Este mercado permite maior flexibilidade pelo lado da oferta na indústria de gás natural, através do contrato *spot* o demandante só contrata o volume de GNL que precisar, não estando preso a uma cláusula rígida de *take-or-pay* e realizando um novo contrato cada vez que necessitar de uma nova remessa desta *commodity*.

Não obstante, apesar da redução do custo de transação na indústria do gás natural em decorrência das suas reformas, a indústria de GNL continua tendo um elevado custo de transação. Sendo assim, os contratos rígidos de longo prazo são a forma contratual padrão na indústria de GNL, restando aos contratos *spots* e de curto prazo um papel secundário, mas crescente nesta indústria. Além disso, devido a arbitragem, há uma tendência para que o preço do GNL nos seus mercados regionais se assemelhem, fazendo com que a incerteza provocada pela volatilidade do preço desta *commodity* diminua, mesmo se considerarmos as limitações desta arbitragem.

Atualmente o comércio mundial de GNL está em ascensão. As perspectivas é que tanto a oferta quanto a demanda desta *commodity* cresça nos próximos anos, com a continuidade de investimentos em infra-estrutura da indústria de GNL.

Ao estudarmos a indústria de gás natural brasileira vimos que apesar de ter mais de 60 anos o seu maior desenvolvimento só ocorreu a partir da década de 90, estando ainda em uma fase infante. Vimos também a necessidade desta indústria em aumentar a sua flexibilidade, principalmente para o setor elétrico, e também aumentar a sua oferta para atender uma maior demanda esperada para os próximos anos.

Em relação ao custo de transação percebemos que na indústria de gás natural brasileira ele é elevado. Este fato se deve a sua elevada especificidade do ativo e incerteza, oriundos do baixo desenvolvimento desta indústria (sobretudo em sua rede de transporte), baixa flexibilidade e incertezas referentes à ampliação e seguridade da sua oferta.

Para atender a necessidade da indústria de gás natural brasileira de aumentar a sua oferta e flexibilidade, principalmente para o setor elétrico, a Petrobras pretende importar GNL. Ao analisarmos o projeto de importação de GNL da Petrobras percebemos que a importação desta *commodity* através do seu mercado *spot* pode sim fornecer flexibilidade para indústria de gás natural brasileira. Como já vimos, neste mercado são utilizados contratos *spots*, os quais o comprador contrata o volume que necessitar para uma entrega única, sem estar preso a nenhuma cláusula rígida de fornecimento contínuo e realizando um novo contrato na medida em que precisar de novas remessas de GNL.

Em relação ao custo de transação, a importação de GNL pode reduzir a incerteza em relação à ampliação e seguridade da oferta na indústria de gás natural brasileira. Como a Petrobras pretende importar GNL através de contratos *spots*, ela não estará presa a contratos rígidos de compra desta *commodity*, podendo então trocar de ofertante com maior facilidade caso ocorra alguma contingência, originalizada ou não de conduta oportunista. A expectativa de crescimento do comércio de GNL e da construção de novas plantas de liquefação também diminui a incerteza em relação a falta da oferta desta *commodity*.

Não obstante, o risco preço e volume no mercado *spot* de GNL pode proporcionar um aumento da incerteza da oferta de GNL. Este risco é ainda maior dentro da indústria de gás

natural brasileira, que não possui uma capacidade de armazenamento adequada, para mitigar o risco volume, e um mercado secundário estabelecido, para mitigar o risco preço. Porém caso a Petrobras realize a importação de GNL mesclando contratos *spots* com contratos rígidos de longo prazo, as incertezas geradas por estes contratos podem ser mitigadas. Assim, o contrato *spot* ao permitir ao demandante a contratação apenas do volume desejado de GNL mitiga o risco da incerteza relacionada a previsão adequada do crescimento da sua demanda no contrato rígido de longo prazo, e o contrato rígido de longo prazo com o seu fornecimento de GNL com o preço e volume já determinado no início do contrato mitiga o risco de preço e volume do contrato *spot*.

É importante também ressaltar a necessidade do livre acesso a terceiros nos terminais de regaseificação. A não existência deste livre acesso pode proporcionar aumento da incerteza na indústria de gás natural brasileira, pois os demandantes de gás natural oriundo do GNL só poderão comprá-lo com a Petrobras, estando então a mercê de um maior risco de contigência, seja por conduta oportunista ou não, deste agente.

Portanto, conclui-se que, a importação de GNL pode fornecer uma maior flexibilidade para indústria de gás natural brasileira. Mas para que esta importação também resulte em redução da incerteza e, conseqüentemente, redução do custo de transação na indústria de gás natural brasileira, é necessário que ela ocorra mesclando contratos de compra de GNL *spots* com rígidos de longo prazo. Além de também ter que permitir o livre acesso a terceiros nos terminais de regasificação.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E. *Obstáculos E Possibilidades Para O Desenvolvimento Do Mercado Secundário De Gás Natural: Panorama Internacional E Brasileiro*. Instituto de Economia UFRJ, Rio de Janeiro – 2005

\_\_\_\_\_. *Fundamentos Da Indústria Do Gás Natural*. Instituto de Economia UFRJ, Rio de Janeiro – 2003

ANP *Boletim Mensal Do Gás Natural Referência Junho/2007*. Disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) acessado em 10 setembro de 2007 - 2007

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico 2006*. Disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) acessado em 10 setembro de 2007 - 2006

\_\_\_\_\_. *Panorama Da Indústria De Gás Natural No Brasil: Aspectos Regulatórios E Desafios*. disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) acessado em 10 setembro de 2006 – 2002

AUSTVIK, O. G. *Norwegian Natural Gas: Liberalization Of The European Market*. Oslo – 2003

ALVEAL, C. *Organização Regulatória da Indústria Brasileira do Petróleo*. Relatório Final para a Pesquisa Reforma do Estado e Regulação dos Setores de Infra-estrutura no Brasil: um Projeto Integrado de Docência e Pesquisa. Convênio IE/UFRH-MARE/CAPES/FINEP/CNPq – 1998

BICALHO, R.; ALMEIDA, E. *Turbina A Gás: Oportunidades E Desafios*. Revista Brasileira de Energia, vol.8, nº 1 – 2001

BM&F do Brasil *Mercado De Derivativos*. Curso de Mercados de Derivativos – 2005

BP, *BP Statistical Review Of World Energy 2007*. disponível em [www.bp.com](http://www.bp.com) acessado em 21 agosto de 2007 - 2007

BALL, J.; ROBERTS, P. *Lng A New Force In Global Energy Security*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

CARNEIRO, M. C. F. *Os Leilões de Longo Prazo do Novo Mercado Elétrico Brasileiro*. Dissertação de mestrado. IE/UFRJ – 2006

CBIE *Condições Para A Sustentabilidade Da Indústria De Gás*. 11º Seminário de Gás Natural – 2007

CHABRELIE, M. F. *A New Model For The Fast-Changing Lng Industry*. 1<sup>st</sup> Asia Gas Buyers Summit, Mumbai, India - 2003

CHADWICK, J. *Lng In Asia Pacific: The Tiger Of Many Stripes*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

COASE, R. *The Nature Of The Firm*. *Economica*, vol. 4 – 1937

COIMBRA, L. *Acordo Entre Argentina E Brasil Deixa AES Sem Gás*. Disponível em [http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos\\_view2.asp?cod=860](http://www.gasnet.com.br/artigos/artigos_view2.asp?cod=860), acessado em 15 setembro de 2007 – 2006

DAHL, C. A.; MATSON, T. *Evolution Of The U.S. Natural Gas Industry In Response To Changes In Transaction Costs*. *Land Economics*, agosto – 1998

\_\_\_\_\_. *International Energy Outlook 2006*. Disponível em [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) acessado em 10 setembro de 2006 – 2006a

\_\_\_\_\_. *The Global Liquefied Lng*. disponível em [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov) acessado em 10 setembro de 2006 – 2006b

\_\_\_\_\_. *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*. Energy Information Administration U.S. nº 0637, Department of Energy - Washington DC, EUA - 2003

EPE *Plano Decenal De Expansão De Energia 2007 – 2016*. Disponível em [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) acessado em 20 de setembro de 2007 - 2007

\_\_\_\_\_. *Plano Nacional De Energia 2030*. Disponível em [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) acessado em 10 setembro de 2006 – 2006a

\_\_\_\_\_. *Boletim Energético Nacional 2006*. Disponível em [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br) acessado em 20 setembro de 2006 – 2006b

ESPOSITO, A. S. *Competitividade Da Termoeletricidade Movida A Gás Natural No Mercado Atacadista De Curto Prazo Brasileiro*. Instituto de Economia / Universidade Federal do Rio de Janeiro - 2004

EVANS, C. *The Atlantic Basin: Transforming The Marketing Of Lng*. 13<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Coréia do Sul – 2001

FERNANDES, A. M.; PAVINATTO, E. F.; LUNA, E. B.; ZANFELICE, F. R.; DANTAS, L. T. *Avaliação Da Implantação De Uma Usina Termelétrica Em Ciclo Combinado No Nordeste Brasileiro Sob As Condições De Incerteza No Suprimento De Gás E Atual Contexto Regulatório Do Setor Elétrico*. Trabalho Final do Curso de Pós-Graduação de Economia e Gestão. COPPEAD-UFRJ – 2006

FIANI, R. *Teoria Dos Custos De Transação*. In: HASENCLEVER, L.; KUPFER, D. (coords.). *Economia Industrial*. Rio de Janeiro – 2002

FOLHA ON LINE *Bolívia Reduz Exportações De Gás Para A Argentina E O Brasil*. Disponível em <http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u116322.shtml> acessado em 10 outubro de 2007 - 2007

GANDOLPHE, S. C.; APPERT, O.; DICKEL, R.; CHABRELIE, M. F.; ROJEY, A. *The Challenges Of Further Cost Reductions For New Supply Options (Pipeline, Lng, Gtl)*. 22<sup>nd</sup> World Gas Conference Tokyo – 2003

GUERRA, O. *Contratos E A Indústria Do Gás Natural*. Bahia Análise & Dados, vol. 16, nº 1, Salvador – 2006

GUIA OFFSHORE *Bolívia Prevê Problemas De Fornecimento De Gás Natural Até 2009*. Disponível em [http://www.guiaoffshore.com.br/Materia.asp?ID\\_MATERIA=5578](http://www.guiaoffshore.com.br/Materia.asp?ID_MATERIA=5578) acessado em 10 outubro de 2007 - 2007

HARRIS, F.; LAW, G. *Access To Gas – The Lng Industry’s Big Challenge*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

HOLLEAUX, D. *Value Of Transatlantic Arbitrage*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

HOLLINS, B.; HARRIS, F.; LAW, G.; SNYDER, M.; *Prospects For A Global Price For Lng*. 14<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Doha - Qatar – 2004

HOUSTON, M. *Lng – A Globalizing Industry. Are We There Yet?* 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

HUITRIC, R. *Lng Pricing: Impact Of Globalization And High Prices On Long Term Contract Negotiations*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

HULL, S. *Lessons From Lng Trading – Challenges In The Evolution Of An Lng Spot Market*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

IEA *Natural Gas Market Review Security In Globalising Market To 2015*. OECD/IEA – 2007

\_\_\_\_\_. *Natural Gas Information 2006*. OECD/IEA – 2006

\_\_\_\_\_. *The Challenges Of Further Cost Reductions For New Supply Options (Pipeline, Lng, Gtl)*. 22<sup>nd</sup> World Gas Conference, Tóquio, Japão – 2003

\_\_\_\_\_. *Flexibility In Natural Gas Supply And Demand*. OECD/IEA – 2002

\_\_\_\_\_. *Natural Gas Transportation: Organization And Regulation*. Paris: OCDE/IEA – 1994

JESSEN, J. T. *The Development Of A Global Lng Market. Is It Likely? If So When?* Oxford Institute for Energy Studies - 2004

\_\_\_\_\_. *The Revolution Lng*. Energy Journal of the International Association for Energy Economics, Volume 24, nº 2 - 2003

LAPIP, M. V.; JACOB, R. C. M. *A Reforma Do Setor Petrolífero Brasileiro: Um Estudo De Caso Da Petrobras*. 1ª Jornada Científica AB3E, Rio de Janeiro – 2007

LUDMER, P. *Gnl Opaco E Autocrático*. Disponível em [http://www.gasnet.com.br/novo\\_artigos.asp?cod=1175&tipo=gnl](http://www.gasnet.com.br/novo_artigos.asp?cod=1175&tipo=gnl), acessado em 15 setembro de 2007 – 2006

LOSEKANN, L. D. *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e concorrência* Dissertação de doutorado. IE/UFRJ – 2003

MATEILLE, J. P.; BARNAUD, F. *Lng Markets And Price Volatility*. 14<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Doha - Qatar – 2004

MATHIAS, M. C. P. P. *Consolidação Da Indústria Mundial De Gás Natural*. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006 - 2006

MAZIGHI, A. E. H. *Henry Hub And National Balancing Point Prices: What Will Be The International Gas Price Reference?* OPEC – 2005

\_\_\_\_\_. *Some Risks Related To The Short-Term Trading Of Natural Gas*. OPEC – 2004

\_\_\_\_\_. *An Examination Of The International Natural Gas Trade*. OPEC – 2003

MME *Portaria Nº 253*, setembro – 2007a

\_\_\_\_\_. *Portaria Nº 42*, março – 2007b

\_\_\_\_\_. *Resolução Nº 4*, novembro – 2006

MORITA, K. *Lng: Falling Price And Increasing Flexibility Of Supply – Risk Redistribution Creates Contract Diversity*. IEEJ - 2003

MORIKAWA, T. *Natural Gas And Lng Supply And Demand Trends In Asia Pacific And Atlantic Markets*. IEEJ – 2006

NETO C. A. R. *GNL Para Suprimento Interno E Exportação Versus Gasodutos: Oportunidades, Ameaças E Mito*. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo - 2005

NEWBERRY, D. M. *Privatization, Restructuring, And Regulation Of Network Utilities*. London – 2000

PEREIRA, L. C. B. *A Reforma do Estado dos Anos 90: Lógica E Mecanismos de Controle*. Revista de Cultura Política, nº 45 - 1998

PESSALI, H. F. *Teoria Dos Custos De Transação: Uma Avaliação À Luz De Diferentes Correntes De Pensamento Econômico*. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Paraná – Curitiba – 1998

PETROBRAS *Perspectivas Para O Gnl No Brasil Visão 2007 – 2012*. 11º Seminário de Gás Natural – 2007a

\_\_\_\_\_. *Plano De Negócios 2008-2012*. Disponível em [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br) acessado em 14 setembro de 2007 – 2007b

\_\_\_\_\_. *Cenários De Demanda E Oferta De Gás Natural No Curto E Médio Prazo*. Disponível em [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br) acessado em 4 setembro de 2006 – 2006

\_\_\_\_\_. *Programa De Massificação Do Uso Do Gás Natural*. IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - 2004

PINTO Jr., H. Q. (coord.) *Economia Da Energia Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica E Organização Industrial*. Campus – Rio de Janeiro – 2007

\_\_\_\_\_. *Q. Repartição Das Rendas Econômicas Na Indústria Brasileira Do Gás Natural*. Grupo de Energia, Instituto de Economia – UFRJ – 2003

PINTO Jr., H. Q.; PIRES, M. C. P. *Assimetria De Informações E Problemas Regulatórios*. Nota Técnica nº 9, ANP – 2000

REAL, R. V. *Fatores Condicionantes Ao Desenvolvimento De Projeto De GNL Para O Cone Sul: Uma Alternativa Para A Monetização Das Reservas De Gás Da Região*. Dissertação de mestrado. COPPE/UFRJ – 2005

ROJEY, A. *Natural Gás Fundamentals*. Institut Français du Pétrole – 2002

SANTOS, R. T. *Análise Econômica De Contratos: Elementos Para Discussão Em Setores De Infra-Estrutura*. Revista do BNDES, vol. 11, nº 21, Rio de Janeiro – 2004

\_\_\_\_\_. *Coordenação De Investimentos E Políticas De Introdução De Concorrência Na Indústria De Gás Natural: Elementos Para Estudo De Casos No Brasil*. Dissertação de mestrado. IE/UFRJ – 2001

SIMUNOVIC, S. W.; MUMME, B. *Evolution And Value Of A Short Term Lng Market: Providing Supply To A Global Gas Market*. 15<sup>th</sup> Liquefied Natural Gas Conference and Exhibition, Barcelona - Espanha – 2007

SHY, O *The Economics Of Network Industries*. Cambridge University Press – 2001

TUJEEHUT, M. E. *Condicionantes Para A Formação De Um Mercado Spot Na Indústria De Gás Natural*. Dissertação de mestrado. IE/UFRJ – 2006

VICCHINI, R. J. *Determinantes Da Competitividade Na Indústria De Gás Natural: Uma Abordagem Neoinstitucional*. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – 2004

VIGLIANO, R. *O Gás Flexível É Possível*. Revista Brasil e Energia nº 313, dezembro – 2007

WILLIAMSON, O. E. *The Economics Of Governance*. University of California, Berkeley – 2005

\_\_\_\_\_. *The Theory Of The Firm As Governance Structure: From Choice To Contract*. Journal of Economic Perspectives, vol. 16, nº3 – 2002

\_\_\_\_\_. *The Mechanisms of Governance*. Oxford University Press, New York – 1996

\_\_\_\_\_. *The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting*. Free Press-MacMillan, New York University Press, New York – 1985

\_\_\_\_\_. *Transaction-Cost Economics: The Governance Of Contractual Relations*. *The Journal of Law and Economics*, vol. 22 – 1979

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)