

PROJETO
PiB
Perspectivas do
Investimento no
Brasil



Sistema Produtivo

01

Perspectivas do Investimento em

Energia

Instituto de Economia da UFRJ
Instituto de Economia da UNICAMP

Após longo período de imobilismo, a economia brasileira vinha apresentando firmes sinais de que o mais intenso ciclo de investimentos desde a década de 1970 estava em curso. Caso esse ciclo se confirmasse, o país estaria diante de um quadro efetivamente novo, no qual finalmente poderiam ter lugar as transformações estruturais requeridas para viabilizar um processo sustentado de desenvolvimento econômico. Com a eclosão da crise financeira mundial em fins de 2008, esse quadro altamente favorável não se confirmou, e novas perspectivas para o investimento na economia nacional se desenham no horizonte.

Coordenado pelos Institutos de Economia da UFRJ e da UNICAMP e realizado com o apoio financeiro do BNDES, o Projeto PIB - Perspectiva do Investimento no Brasil tem como objetivos:



- Analisar as perspectivas do investimento na economia brasileira em um horizonte de médio e longo prazo;
- Avaliar as oportunidades e ameaças à expansão das atividades produtivas no país; e
- Sugerir estratégias, diretrizes e instrumentos de política industrial que possam auxiliar na construção dos caminhos para o desenvolvimento produtivo nacional.

Em seu escopo, a pesquisa abrange três grandes blocos de investimento, desdobrados em 12 sistemas produtivos, e incorpora reflexões sobre oito temas transversais, conforme detalhado no quadro abaixo.

ECONOMIA BRASILEIRA	BLOCO	SISTEMAS PRODUTIVOS	ESTUDOS TRANSVERSAIS
	INFRAESTRUTURA	Energia Complexo Urbano Transporte	Estrutura de Proteção Efetiva Matriz de Capital
	PRODUÇÃO	Agronegócio Insumos Básicos Bens Salário Mecânica Eletrônica	Emprego e Renda Qualificação do Trabalho Produtividade, Competitividade e Inovação
	ECONOMIA DO CONHECIMENTO	TICs Cultura Saúde Ciência	Dimensão Regional Política Industrial nos BRICs Mercosul e América Latina

COORDENAÇÃO GERAL

Coordenação Geral - David Kupfer (IE-UFRJ)

Coordenação Geral Adjunta - Mariano Laplane (IE-UNICAMP)

Coordenação Executiva - Edmar de Almeida (IE-UFRJ)

Coordenação Executiva Adjunta - Célio Hiratuka (IE-UNICAMP)

Gerência Administrativa - Carolina Dias (PUC-Rio)

Coordenação de Bloco

Infra-Estrutura - Helder Queiroz (IE-UFRJ)

Produção - Fernando Sarti (IE-UNICAMP)

Economia do Conhecimento - José Eduardo Cassiolato (IE-UFRJ)

Coordenação dos Estudos de Sistemas Produtivos

Energia – Ronaldo Bicalho (IE-UFRJ)

Transporte – Saul Quadros (CENTRAN)

Complexo Urbano – Cláudio Schüller Maciel (IE-UNICAMP)

Agronegócio - John Wilkinson (CPDA-UFRJ)

Insumos Básicos - Frederico Rocha (IE-UFRJ)

Bens Salário - Renato Garcia (POLI-USP)

Mecânica - Rodrigo Sabbatini (IE-UNICAMP)

Eletrônica – Sérgio Bampi (INF-UFRGS)

TICs- Paulo Tigre (IE-UFRJ)

Cultura - Paulo F. Cavalcanti (UFPB)

Saúde - Carlos Gadelha (ENSP-FIOCRUZ)

Ciência - Eduardo Motta Albuquerque (CEDEPLAR-UFMG)

Coordenação dos Estudos Transversais

Estrutura de Proteção – Marta Castilho (PPGE-UFF)

Matriz de Capital – Fabio Freitas (IE-UFRJ)

Estrutura do Emprego e Renda – Paul Baltar (IE-UNICAMP)

Qualificação do Trabalho – João Sabóia (IE-UFRJ)

Produtividade e Inovação – Jorge Britto (PPGE-UFF)

Dimensão Regional – Mauro Borges (CEDEPLAR-UFMG)

Política Industrial nos BRICs – Gustavo Brito (CEDEPLAR-UFMG)

Mercosul e América Latina – Simone de Deos (IE-UNICAMP)

Coordenação Técnica

Instituto de Economia da UFRJ

Instituto de Economia da UNICAMP

Projeto financiado com recursos do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O conteúdo ou as opiniões registrados neste documento são de responsabilidade dos autores e de modo algum refletem qualquer posicionamento do Banco.

REALIZAÇÃO



Fundação Universitária
José Bonifácio

APOIO FINANCEIRO



Ministério do
Desenvolvimento, Indústria
e Comércio Exterior



Documento Não Editorado



PROJETO PERSPECTIVAS DO INVESTIMENTO NO BRASIL

BLOCO: INFRAESTRUTURA

SISTEMA PRODUTIVO: ENERGIA

COORDENAÇÃO: RONALDO BICALHO

DOCUMENTO SETORIAL:

GÁS NATURAL

Marcelo Colomer Ferraro

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Dezembro de 2008

índice

Introdução	3
1 - Dinâmica Global do Investimento na Indústria de Gás Natural.....	3
1.1. Disponibilidade Recursos Naturais	4
1.2. Tecnologia.....	9
1.2.1 - Geração por Ciclo Combinado	10
1.2.2 – Inovações na Cadeia do Gás Natural Liquefeito - GNL.....	11
1.2.3 - Inovações na Gás Natural Veicular - GNV	14
1.3. Evolução Institucional e da Organização da Indústria do Gás Natural	15
2 - Dinâmica de Investimento na Indústria de Gás Natural no Brasil	22
2.1 - Disponibilidade de Recursos Naturais na IGN Brasileira	23
1.4. Tecnologia.....	27
1.5. Organização e Mercado	27
1.6. Evolução Institucional	32
3 - Questões-Chave para o Futuro da Indústria de Gás no Brasil	37
4 - Perspectivas de Médio Prazo do Investimento na Indústria de Gás Natural Brasileira.....	42
5 - Perspectivas de Longo Prazo do Investimento na Indústria de Gás Natural Brasileira	49
1.7. 3.1 Potencial de oferta doméstica de gás.....	50
1.8. Potencial da demanda	52
1.9. Papel das exportações na monetização do gás do pré-sal	54
1.10. Política de preços para o gás natural	55
6 - Política gasífera	56
7 - Bibliografia	58

Introdução

Os últimos três anos, em particular 2006 e 2007, foram anos turbulentos para o setor de energia no mundo. A indústria de gás natural não ficou imune às mudanças ocorridas no mercado internacional. As flutuações dos preços internacionais, a instabilidade política em algumas importantes regiões produtoras e a intensificação do uso geopolítico do gás, o processo de globalização do mercado de gás natural estimulado pelo desenvolvimento do GNL e o descobrimento de novas reservas vêm condicionando importantes transformações na dinâmica do investimento na indústria de gás.

No Brasil, o acirramento da instabilidade política na Bolívia, o aumento do preço do gás importado, o crescimento da dependência gasífera do setor elétrico e o descobrimento de novas e importantes reservas de gás natural abaixo da camada de sal colocam, ao lado dos antigos problemas do setor (definição de uma política clara e de uma legislação específica), novos desafios ao investimento na indústria de gás natural.

Nesse sentido, este relatório tem por objetivo analisar a dinâmica do investimento na indústria de gás mundial e brasileira e as perspectivas de médio e longo prazo do setor. Serão levantadas algumas questões que, de acordo com o entendimento dos autores, condicionam de forma mais intensa a trajetória do investimento na indústria de gás nacional. Entre estas questões, destacam-se a expansão da oferta doméstica, o papel das exportações na monetização do gás do pré-sal, as formas de coabitação entre mercado térmico e industrial, a política doméstica de preços para o gás natural e a evolução da regulação estadual.

1 - Dinâmica Global do Investimento na Indústria de Gás Natural

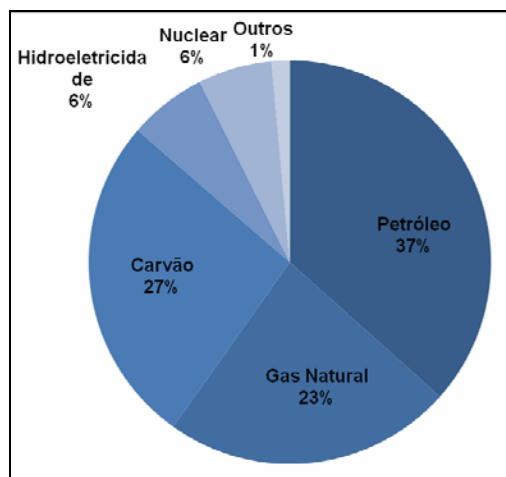
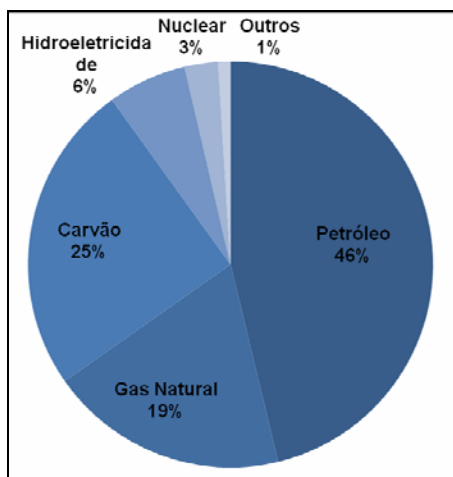
Desde a década de 70 a participação do gás natural na matriz energética mundial vem aumentando consideravelmente (gráficos 1 e 2). As duas crises do petróleo (1973 e 1979) e o conseqüente aumento do preço do barril impulsionaram os investimentos na cadeia de gás natural de forma que a participação do combustível na matriz energética mundial passou de 19 para 23% entre 1980 e 2005. Em alguns casos, como o da União Européia, o aumento da participação do gás na matriz energética foi ainda mais acentuado (16 para 25%, entre 1980 e 2005).

O aumento do consumo mundial de gás natural foi acompanhado por um aumento do fluxo de comércio internacional do energético. Entre 1987 e 2007, as importações de gás natural nos países da OCDE passaram de 228,8 para 676,9 bilhões de metros cúbicos.

O aumento do consumo de gás natural associado ao aumento das importações do energético, principalmente pelos países da OCDE, demonstra o aumento da importância geopolítica do gás natural no cenário internacional. Esse fato fica mais nítido quando se analisa as especificidades técnicas do transporte de gás natural e a distribuição das reservas do energético pelo globo.

Gráfico 1 – Matriz Energética Mundial (1980)

Gráfico 2 - Matriz Energética Mundial (2005)



Fonte: EIA-DOE 2008

Fonte: EIA-DOE 2008

1.1. Disponibilidade Recursos Naturais

A indústria de gás natural, como todas as indústrias de energia, diferencia-se dos demais setores industriais em função de sua importância estratégica para a segurança nacional. Nesse sentido, as questões associadas à evolução das reservas de hidrocarbonetos, ao aumento da dependência americana e europeia das importações de energia e à concentração das novas descobertas nas regiões fora da zona de influência da OCDE são essenciais para se entender a dinâmica do investimento na indústria de gás natural.

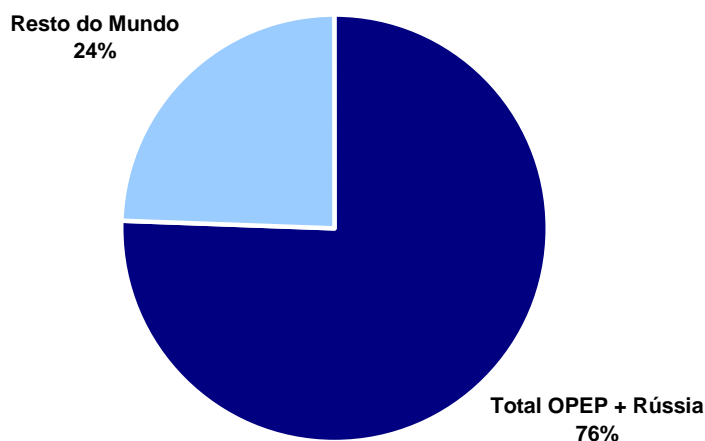
Em 2007, as reservas provadas de gás natural no mundo totalizaram 177 trilhões de metros cúbicos. Comparando os valores das reservas mundiais em 1980

(82 TCM) com os valores de 2007, verifica-se um crescimento de 115% na disponibilidade de gás natural fruto do intenso esforço exploratório dos últimos 25 anos.

O crescimento da disponibilidade de gás natural no mundo deveu-se principalmente as descobertas na área do pacífico (crescimento de 224% em relação a 1980) e no oriente médio (crescimento de 196% em relação a 1980), com destaque para as descobertas na Austrália e no Catar. De todas as regiões, apenas a América do Norte apresentou uma redução de suas reservas provadas de gás natural no período analisado (-20%). Na Eurásia, embora as reservas provadas de gás natural tenham passado de 34 TCM para 59 TCM, entre 1980 e 2007, houve uma nítida concentração na Rússia e nos países Ex- União Soviética, como Turmequistão, Azerbaijão e Cazaquistão, que representam conjuntamente 85% das reservas provadas da Região.

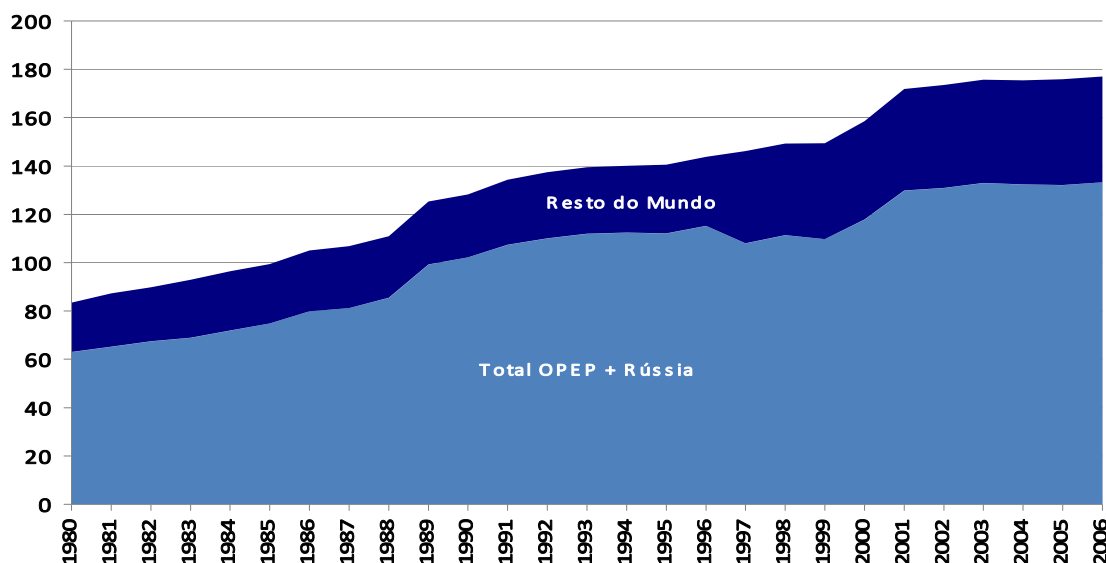
Nesse sentido, em contraposição ao aumento do consumo de gás natural nos Países da OCDE, verificou-se, entre 1980 e 2007, uma concentração das reservas de gás natural nos países pertencentes à OPEP e na Rússia (gráfico 3 e 4). Em 2006, cerca de 76% das reservas de gás natural encontravam-se nos territórios desses países. A Rússia, o Iran e o Catar sozinhos respondem atualmente por 55% das reservas mundiais. A concentração das reservas de gás natural nas regiões fora da zona da OCDE acentua a já elevada importância geopolítica do gás natural.

Gráfico 3 - Reservas Provadas (2006)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistic 2008

Gráfico 4 - Reservas Provadas (TCM)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistic 2008

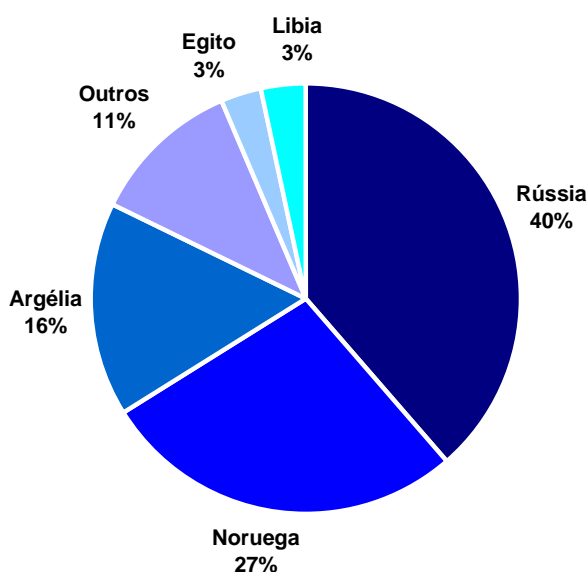
As questões geopolíticas relativas ao setor energético se devem à forte interdependência entre os países que comercializam energia. No caso do petróleo esta interdependência está basicamente associada à concentração das exportações mundiais num pequeno número de países detentores de grandes reservas. No caso do gás natural, a interdependência vai além do problema da concentração das reservas. O transporte do gás natural está sujeito a inflexibilidades importantes. O transporte dutoviário, principal meio de transporte de gás, estabelece uma forte dependência entre o país consumidor e o país exportador. Além disto, o custo de estocagem do gás natural inviabiliza a formação de estoques estratégicos relevantes, como ocorre no caso do petróleo. Desta forma, países importadores de gás, via gasodutos, estão sujeitos a importantes riscos de desabastecimento (terrorismo, acidentes, condições de tempo).

No caso do GNL, essa interdependência não é muito menor. Atualmente a capacidade de liquefação está concentrada em 12 países, sendo que quase todos estes países têm sua capacidade de produção comprometida por contratos de longo-prazo. Assim, caso haja alguma interrupção no fornecimento de grandes quantidades de GNL, não é possível substituir rapidamente este fornecedor.

O aumento da dependência energética da União Europeia e dos Estados Unidos, principalmente em relação aos hidrocarbonetos, acentua, dessa maneira, a

importância geopolítica do gás natural. Na União Europeia (EU 27), o gás natural representou em 2006 cerca de 24% da matriz energética, sendo a taxa¹ de dependência energética em relação ao gás igual a 60%. Entre os principais países exportadores de gás para a União Europeia destacam-se a Rússia, Noruega e Argélia, sendo a Rússia responsável por 40% das exportações (gráfico 4). A dependência da importação de gás natural de empresas estatais estrangeiras (Gazprom, Sonatrach e StatoilHydro's) torna a oferta de gás natural para a Europa sensível às pressões políticas dos governos locais. Estima-se que a dependência da União Europeia em relação a importação de gás natural passará, em 2030, para 80%.

Gráfico 5 - Importações de Gás Natural da União Europeia em 2007 (EU 27)



Fonte: Percebois, Jacques (2008)

A expectativa de elevação da dependência das importações de gás natural associada às questões de segurança energética vem estimulando os investimentos europeus na expansão da produção interna e na diversificação das fontes supridoras. No que diz respeito à diversificação da oferta, a principal iniciativa europeia é o aumento da participação do GNL nas importações de gás. Contudo, o crescimento da demanda de gás natural acima do crescimento da capacidade de liquefação na bacia do atlântico tem elevado a disputa dos novos contratos de GNL entre a Europa e os

¹ Participação das importações sobre o total consumido.

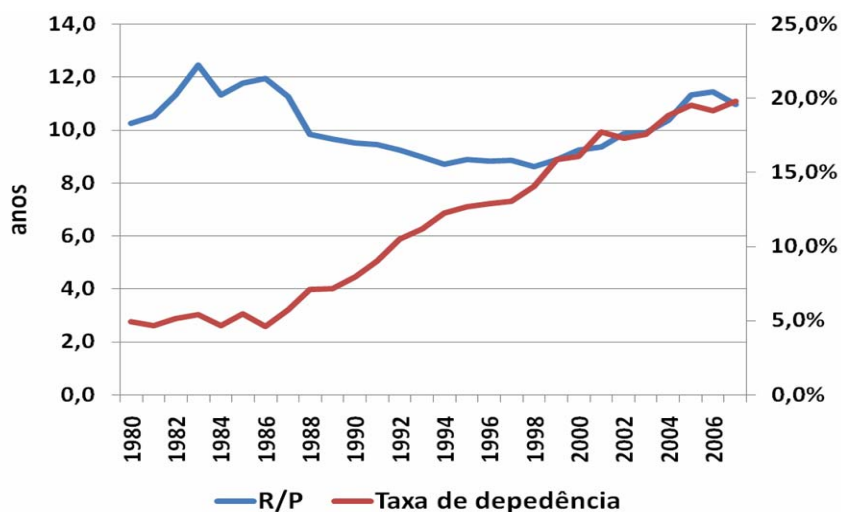
EUA impondo limitações à diversificação das fontes supridoras de gás natural. Por outro lado, a Rússia vem tentando manter sua posição privilegiada no fornecimento de gás para a Europa através do controle das reservas do Mar Cáspio (acordo de 2007 entre Rússia, Turmequistão e Cazaquistão), do controle dos gasodutos (Bielorússia e Turquia) e evitando a passagem de seus gasodutos por países em transição política.

Recentemente, a Gazprom vem adquirindo o gás natural de baixo custo do Cazaquistão, do Uzbequistão e do Turmequistão e vendendo para a Europa aos preços internacionais. Tendo em vista as imensas reservas que a Rússia possui, fica claro que o principal objetivo da Gazprom com os contratos do Mar Cáspio é controlar o suprimento de gás para a Europa e auferir lucros a partir do diferencial de preço existente entre o mercado europeu e os contratos firmados com o Cazaquistão, Uzbequistão e Turmequistão. Além do controle do gás na área do Mar Cáspio, vem sendo desenvolvido pela Gazprom, no Estreito de Tatar, na Sibéria, o projeto de Sakhalin II que consiste basicamente na construção de uma infra-estrutura de produção, liquefação e exportação de gás para a China e para o mercado do Pacífico. O objetivo da Rússia no desenvolvimento do projeto de Sakhalin II é reduzir sua dependência em relação ao mercado europeu de forma a possibilitar melhores condições contratuais.

Nos EUA, o gás natural representou, em 2007, 25% da matriz energética do país. As reservas americanas de gás natural, que em 2007 totalizavam 5,98 TCM, apresentaram um crescimento de apenas 6% em relação a 1980, de forma que a razão reserva produção (R/P) dos EUA (10,9 anos) praticamente mantém-se inalterada desde 1980 (gráfico 6)

O consumo de gás natural americano, por outro lado, cresceu cerca de 16% entre 1980 e 2007, de forma que as necessidades de importação vêm apresentando um relativo aumento nos últimos anos. A taxa de dependência, que em 1980 era de 4,9%, em 2007 foi de 19,8% o que evidencia o aumento da dependência americana em relação à importação de gás natural (gráfico 6).

Gráfico 6 - EUA: Taxa de Dependência e Razão Reserva Produção



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da BP Statistic 2008 e EIA-DOE

Dessa forma, no que diz respeito às reservas mundiais de gás natural percebe-se nitidamente uma separação entre as regiões consumidoras e as regiões com importantes dotações de recursos. O aumento da dependência energética dos EUA e da Europa em relação à importação de países não alinhados a ordem econômica ocidental vem, dessa maneira, condicionando os investimentos globais na indústria de gás na busca de uma maior diversificação das fontes supridoras.

Em decorrência dos fatos abordados acima, os investimentos na expansão dos gasodutos de transporte vêm sendo preterido em relação aos investimentos em novas plantas de GNL. A flexibilidade característica do GNL, os menores riscos institucionais/políticos e os menores riscos de mercado têm concentrado os investimentos na cadeia de GNL com importantes impactos na dinâmica do comércio internacional de gás natural.

1.2. Tecnologia

A dinâmica dos investimentos na cadeia do gás natural foi afetada de forma muito significativa pelo processo de inovações tecnológicas que abriu novas oportunidades de mercado para o gás natural. As inovações que tiveram maior impacto na dinâmica de investimento da cadeia de gás natural foram: i) desenvolvimento e difusão das Turbinas à Gás em Ciclo Combinado – TGCC; o melhoramento da tecnologia de liquefação, transporte e regaseificação do gás natural – GNL; e desenvolvimento da tecnologia dos veículos movidos a gás natural – GNV.

Estes três conjuntos de tecnologias permitiram uma forte expansão da demanda de gás natural e, por consequência do comércio mundial de gás natural.

1.2.1 - Geração por Ciclo Combinado

As turbinas a gás começaram a ser comercializadas em 1939. Até os anos oitenta, o papel desempenhado por essa tecnologia na indústria elétrica foi marginal – centrais de segurança, de reserva e, posteriormente, de pico; com o coração do sistema de geração sendo ocupado pela turbina a vapor. O desenvolvimento da TGCC resultou de um longo processo de aprendizado no setor industrial e elétrico, no qual construtores e usuários incorporaram as experiências adquiridas na concepção, construção e utilização de turbinas a gás em uma ampla gama de usos. Foi fundamental neste processo de aprendizado a experiência adquirida no mercado das turbinas para o setor de aviação militar e civil. O processo de desenvolvimento tecnológico permitiu que a turbina a gás saísse do seu nicho de mercado original onde desempenhava um papel de auxiliar na melhoria do rendimento térmico do ciclo baseado na turbina a vapor e terminou como o equipamento principal da geração elétrica.

Algumas características técnicas e econômicas da TGCC se adequaram melhor ao contexto de desregulamentação do setor elétrico dos anos 1990. Dentre as características das TGCC destacam-se:

- i. Compacidade: custo de capital e tempo de construção menores²;
- ii. Simplicidade: custos de manutenção e operação mais baixos;
- iii. Modularidade e divisibilidade: flexibilidade na operação e expansão da atividade de geração;
- iv. Eficiência: gastos com combustíveis menores;
- v. Limpeza e baixo impacto visual: adequação às novas e severas normas ambientais e localização facilitada junto aos centros de consumo.

O ambiente de maior incerteza para os investimentos no setor elétrico tornou a geração a partir da TGCC muito atraente. Grande parte da expansão do setor elétrico

² Segundo a Agência Internacional de Energia o custo de capital para as diferentes fontes de energia em 2004 situa-se nos seguintes patamares: \$400 a \$600 para TGCC; \$800 a \$1.300 para plantas a carvão convencionais (turbinas a vapor); \$1.700 a \$2.150 para plantas nucleares; \$1.900 a \$2.800 para hidrelétricas.

nos países da OCDE durante a década de 1990 foi baseada em projetos de geração termelétrica. A geração elétrica permitiu dinamizar o mercado de gás em países como os EUA, Canadá, Reino Unido, onde a demanda industrial e residencial já estava numa fase de estagnação. Por exemplo, a participação da geração elétrica no crescimento da demanda de gás entre 1994 e 2004 foi de 40% nos Estados Unidos e Argentina, 90% no Reino Unido, 70% na Austrália, e 50% na Itália.

Além de contribuir para rejuvenescer os mercados maduros, as TGCC representaram uma grande oportunidade para o desenvolvimento da IGN em países de menor nível de desenvolvimento econômico. A elevada intensidade de capital dos sistemas de transporte e distribuição de gás natural por dutos havia limitado o desenvolvimento da IGN a países mais desenvolvidos, com um custo de capital mais baixo. As TGCC representaram uma demanda de gás cujo suprimento não requer grande infra-estrutura de transporte e distribuição. As usinas termelétricas podem ser localizadas próximas dos pontos de produção e importação.

No Brasil a geração termelétrica foi vista como uma oportunidade para ancorar os projetos de importação de gás natural da Bolívia e Argentina, bem como projetos de transporte de gás no Brasil. Entretanto, a dificuldade de compatibilizar o despacho termelétrico com a geração hidráulica acabou impedindo que as termelétricas brasileiras exercessem o papel de âncora dos investimentos na infra-estrutura de transporte.

1.2.2 – Inovações na Cadeia do Gás Natural Liquefeito - GNL

O desenvolvimento das tecnologias do GNL vem permitindo a oferta de gás natural para países sem dotação de recursos, com impactos muito importantes para a demanda e comércio mundial de gás. O GNL tem aumentado progressivamente sua participação no comércio internacional de gás. Atualmente, cerca de um quarto do comércio internacional de gás (427 Gm³/ano em 1996) é feito pela cadeia GNL (101 Gm³/ano).

Tendo em vista os custos mais elevados da cadeia do GNL, o processo de inovação neste segmento da indústria visou a redução dos custos médios, para viabilizar empreendimentos para transporte de gás de reservas situadas em regiões cada vez mais distantes dos centros de consumo. A distância máxima de transporte aumentou constantemente durante a história da indústria do GNL. Esta distância passou de 2.900 km (Argélia-Reino Unido) nos anos sessenta, para 12.000 kms (entre o Oriente-médio e o Japão) nos anos setenta, atingindo 24.000 kms nos anos oitenta

com o transporte de GNL entre Indonésia e os EUA. Atualmente, a Europa tem contratos firmes para importação de GNL da Austrália.

Tendo em vista que os custos fixos na cadeia GNL representam a maior parte dos custos totais, o processo de inovação tradicional se orientou para a exploração das economias latentes de escala em todas as fases da cadeia. Nas centrais de liquefação, que representam cerca de metade dos investimentos totais na cadeia GNL, buscou-se aumentar a capacidade das unidades de liquefação (ou trens como são conhecidas estas unidades), visando uma redução dos custos de investimento na capacidade instalada.

No segmento do transporte do GNL, propriamente dito, as economias de escala também têm sido significativas. Estas economias se devem ao aumento do tamanho dos navios metaneiros. Os primeiros metaneiros empregados no transporte internacional de GNL tinham capacidade de cerca de 27.400 m³. A capacidade dos metaneiros disponíveis no mercado atualmente é de 125.000 m³. O potencial das economias de escala no segmento do transporte do GNL, que corresponde a, aproximadamente, 30% dos custos da cadeia GNL, ainda não foi esgotado. Segundo Terzian (1998), existe tecnologia disponível para o aumento da capacidade dos metaneiros para 200.000 m³, o que permitiria economizar cerca de 20% nos custos de investimento e 30% no consumo de energia no transporte do GNL. Entretanto, o aumento da capacidade dos metaneiros enfrenta dificuldades devido aos problemas de complementaridade tecnológica com a infra-estrutura portuária existente nas plantas atuais de regaseificação do GNL.

O crescimento do mercado do GNL representou um incentivo para o esforço de inovação na cadeia do GNL, levando as empresas a buscarem um melhor posicionamento competitivo através do processo de inovação tecnológica. As mudanças no ritmo e na direção do processo de inovações na indústria do GNL implicaram uma verdadeira revolução econômica da indústria do GNL, com os custos de investimento se reduzindo pela metade. A principal trajetória tecnológica explorada pelas empresas foi a exploração das economias de escala no processo de liquefação, que representa cerca de 50% dos custos na cadeia GNL.

Tabela 1 - Evolução dos Custos Médios de Investimento nas Usinas de Liquefação

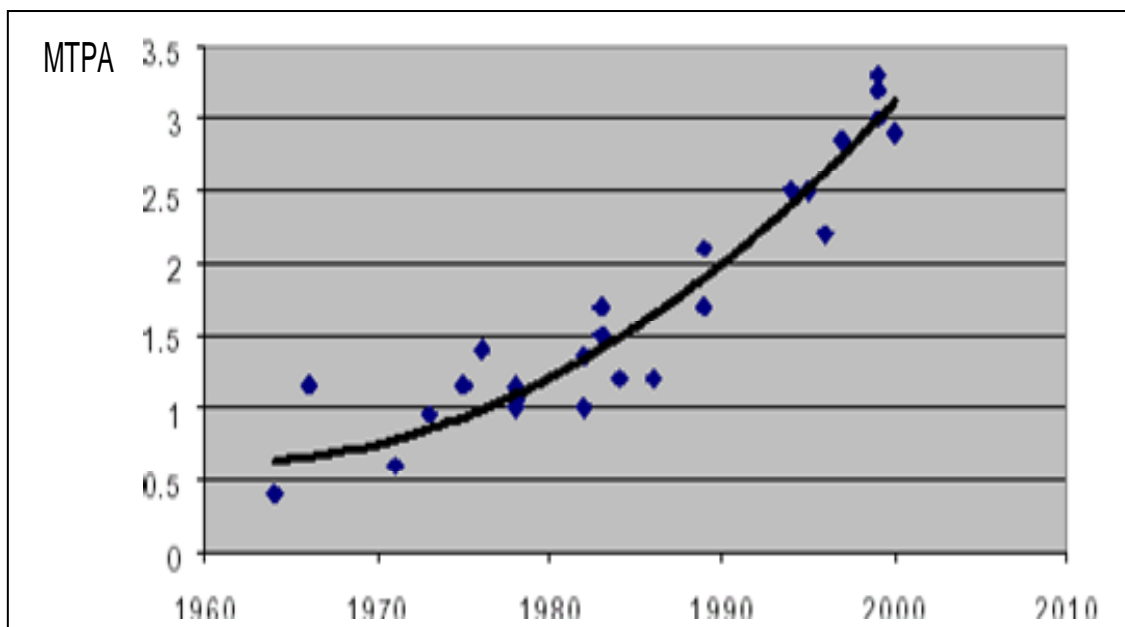
MTPA

Período	Custos* de investimento (toneladas de capacidade anual)
De 1965 à 1970	\$ 540
De 1971 à 1985	\$ 550
De 1986 à 1995	\$ 500
De 1996 à 2000	\$ 240

*Em dólares de 1995

Fonte : Terzian (1998).

Gráfico 7 - Evolução da Escala dos Trens de Liquefação dos projetos de GNL



A partir dos anos 2000, o esforço de inovação na cadeia do GNL vem se orientando também para o desenvolvimento de novas opções tecnológicas de liquefação e regaseificação mais adaptadas à evolução do contexto econômico da

IGN. O processo de liberalização da IGN e o desenvolvimento de mercados de curto-prazo e spot par ao gás criou uma demanda para a redução das especificidades dos ativos ao longo da cadeia do gás. Ou seja, tendo em vista a maior variação dos preços do gás nos diferentes mercados regionais, surge uma demanda para uma oferta de GNL mais flexível. A construção de terminais de regaseificação de gás embarcados representam uma resposta à esta demanda por flexibilidade de oferta. Recentemente, vários projetos de terminais de regaseificação embarcados foram lançados visando importar GNL com contratos de curto-prazo. Estas plantas estão localizadas no Reino Unido, na Argentina e no Brasil.

Recentemente, também se observa um grande esforço tecnológico para o desenvolvimento e a comercialização de unidades de liquefação menores, voltadas para aplicação em alto mar - a construção de unidades de liquefação e estocagem de GNL flutuantes. O objetivo desta direção de inovação é a construção de unidades de liquefação compactas, de baixo custo de investimento, de construção rápida, para permitir a monetização de reservas de gás offshore.

1.2.3 - Inovações na Gás Natural Veicular - GNV

Historicamente, o gás natural não teve um papel significativo no segmento de transporte veicular. A dominância dos combustíveis líquidos (gasolina e diesel) foi absoluta em função de suas vantagens tecnológicas e de preço. Entretanto, a partir das crises do petróleo nas décadas de 1970 e 1980, a elevação dos preços dos combustíveis líquidos justificou um esforço tecnológico visando reduzir as desvantagens tecnológicas do gás natural como combustível veicular. Vale ressaltar, que mesmo após a queda do preço do petróleo na segunda metade dos anos 1980, os preços da gasolina e do diesel permaneceram elevados em função do aumento da carga tributária na maioria dos países importadores de petróleo.

A principal desvantagem tecnológica do gás natural em relação aos combustíveis líquidos diz respeito à tecnologia de armazenamento do gás em cilindros. Os cilindros eram muito pesados e armazenavam pouco gás, reduzindo a autonomia do veículo. A partir do esforço de inovação na década de 1980, o peso caiu e a capacidade de armazenamento dos cilindros aumentou significativamente, melhorando em muito a desvantagem tecnológica dos veículos a GNV. (tentar algum dado)

A partir da década de 1980, vários países do mundo implementaram políticas públicas visando a difusão do GNV na sua matriz de transporte. As principais

motivações para estas políticas são a redução do impacto ambiental do transporte e a redução da dependência energética através da diversificação da matriz energética nacional. Vale ressaltar ainda que os países desenvolvidos tendem a serem mais sensíveis à questão ambiental, enquanto que os países em desenvolvimento tendem a serem movidos pelas questões energéticas.

O desenvolvimento do mercado de GNV vem tendo um impacto significativo na demanda mundial de gás. O mercado mundial de GNV já atingiu cerca de 7 milhões de veículos e 10.700 postos de abastecimento. Os principais mercados para o GNV no mundo são: Argentina, Paquistão, Brasil, Itália, Índia, Estados Unidos. Portanto, o GNV vem se difundindo em praticamente todas as regiões do mundo.

Tabela 2 - Principais Mercados de GNV no Mundo – 2008

País	Veículos (mil)	Postos de abastecimento
Argentina	1.650	1.400
Paquistão	1.550	1.600
Brasil	1.400	1.450
Itália	443	550
Índia	330	320
Irã	260	180
EUA	150	1.300
Outros	1.167	3.900
Total	6.950	10.700

Fonte: IANGV (2008).

1.3. Evolução Institucional e da Organização da Indústria do Gás Natural

A partir do final da década de 70 e durante toda a década de 80, um conjunto de fatores econômicos³ e políticos e ideológicos⁴ desencadeou um processo de reforma nos países ocidentais, que culminou com a redução do tamanho do estado através da privatização de inúmeras empresas de utilidade pública. Na indústria de gás natural (IGN), estas reformas buscaram de introduzir diferenciadas formas de competição na cadeia do gás, exigindo uma série de inovações institucionais, nas formas de organização da indústria e de comercialização do gás.

Dentre as principais mudanças institucionais destaca-se a criação de órgão reguladores autônomos ou mesmo o reforço do papel destes agentes na regulação da IGN (Austrália e EUA). A principal missão da regulação tradicional abarcava a regulação dos monopólios, em particular os aspectos ligados à regulação tarifária. A privatização e a introdução da competição na indústria de gás natural suscitou novas e importantes questões a serem respondidas pelos órgãos reguladores recém criados. Estes órgãos ganharam uma missão adicional que foi promover, disciplinar e regular o processo de competição.

Com o objetivo de promover o incremento da eficiência sem comprometer os níveis de investimento foram separados os segmentos de monopólio natural (transporte e distribuição) dos segmentos competitivos (produção e comercialização). Em muitos casos, de forma a evitar práticas anti-competitivas a participação de empresa de um segmento em outro foi limitada, quando não proibida.

Apesar dos processos de reformas terem tido objetivos relativamente semelhantes na grande maioria dos países o novo desenho institucional das indústrias energéticas continuou apresentando variantes importantes de país para país. Apesar de quase todos os países analisados terem criado agências reguladoras, o escopo da regulação destas varia significativamente de país para país. Da mesma forma, o poder das agências em termos do escopo da regulação varia muito entre os países. Algumas agências, como o OFGEM no Reino Unido, têm poderes para realizar a defesa da concorrência no setor, podendo inclusive determinar mudanças na estrutura societária das empresas do setor. Outras agências não têm este tipo de poder, tendo um papel limitado na defesa da concorrência.

³ Os dois choques do petróleo, em particular o segundo choque, reduziram o nível de atividade econômica em escala global desencadeando, em muitos países, profundos desajustes fiscais.

⁴ Disseminação dos pensamentos liberais monetaristas de Friedman e Hayek.

Outro traço marcante dos novos modelos regulatórios adotados, tanto em países com indústrias maduras e não-maduras, diz respeito ao desenvolvimento de modalidades de coordenação institucional. A diversidade institucional explica os diferentes métodos de intervenção do Estado em matéria de regulação. Nos países desenvolvidos, a tendência tem sido a intervenção *a priori* dos órgãos reguladores setoriais e *a posteriori* dos órgãos de defesa da concorrência, muitas vezes convocada pelo governo e/ou pelo regulador setorial para investigar casos de abuso da posição dominante. Entretanto, o sucesso desse tipo de arranjo institucional depende, de fato, das relações hierárquicas que podem ser estabelecidas. Isso é decorrente do desenho institucional, do apoio político, da estrutura organizacional e do tempo de vida de cada um dos órgãos.

As reformas institucionais resultaram na transformação do ambiente econômico e institucional que marcou o período do pós-guerra, ancorado na constituição do modo de organização industrial monopolista e verticalizado. A redução das barreiras institucionais gerou oportunidades de negócios para que novos operadores, dotados de capacitação tecnológica, especialização e condições financeiras, disputassem fatias de mercado com as empresas instaladas. A busca de diversificação e internacionalização das atividades tem sido a tônica dos novos comportamentos estratégicos. Em particular, estes movimentos têm facilitado a convergência de negócios nas cadeias de gás e de eletricidade.

O processo de privatização das indústrias de utilidade pública, em particular de gás natural, foi acompanhado pela desverticalização do setor o que deu origem a inúmeros novos agentes.

A análise dos casos inglês, italiano e espanhol evidencia as mudanças ocorridas na estrutura de mercado da indústria de gás desses países. No Reino Unido, por exemplo, a reforma do setor de gás natural levou ao desmembramento da British Gas. O sistema de transporte passou a ser operado por uma nova empresa, a Nacional Grid Transco (NGT), sendo separado da comercialização e da produção. O mercado final foi liberalizado, de forma que surgiram inúmeros novos comercializadores.

Na Espanha, o desenvolvimento inicial da indústria de gás natural se deu através de uma organização industrial caracterizada pela alta integração vertical, sem nenhuma abertura à concorrência. A empresa ENAGAS, inicialmente estatal e posteriormente privatizada, era a encarregada pelas atividades de abastecimento, importação e transporte de gás natural (incluindo a regaseificação). Após a adoção e

incorporação da diretiva europeia do gás, iniciou-se a reforma do setor gasífero espanhol a partir do desmembramento da ENAGAS e da liberalização dos mercados finais.

A Itália, ao lado do reino Unido, foi o país europeu que mais avançou no processo de liberalização, com a privatização parcial da estatal do setor (ENI) e a introdução da competição. A partir do Decreto Legislativo 164, que transpôs a Diretiva Europeia de gás para a legislação local, iniciou-se a reforma da indústria de gás italiana com a separação legal das atividades de transporte, estocagem, distribuição e comercialização e o livre acesso regulado a toda infra-estrutura de transporte, estocagem distribuição e das plantas de regaseificação de GNL.

Tabela 3 - Número de Agentes em Cada Segmento Antes e Depois da Reforma

País	Transporte		Distribuição		Comercialização	
	AR	DR**	AR	DR**	AR	DR**
Espanha	1	5	1	26	1	36
Inglaterra	1	1	1	1	1	125
Itália	1	2	1	583	1	530

Fonte: Elaboração Própria

** Dados de 2004

A análise dos casos acima evidencia a tendência de desverticalização da indústria de gás e o aumento do número de agentes em cada segmento da cadeia. Como era de se esperar, nos segmentos naturalmente competitivos, como a comercialização, o crescimento do número de agentes foi maior do que naqueles segmentos com estrutura de monopólio natural.

O aumento da competição nas indústrias de energia levou as empresas a adotarem novas estratégias competitivas. Nos últimos anos verificou-se um processo

de diversificação das empresas do setor elétrico para a indústria de gás natural. Além da entrada de novos agentes, houve uma diversificação das empresas de upstream para outros segmentos da cadeia de gás natural, como transporte e distribuição.

O aumento do número de fusões e aquisições (tabela 4) entre empresas de eletricidade e gás natural, principalmente na Europa, evidencia a tendência de diversificação das empresas do setor energético. Um exemplo é o caso da fusão entre a empresa Suez e a GDF que em julho de 2008 criou uma das maiores empresas de energia da Europa.

Muitas vezes apoiados pelos governos locais, os processos de fusão e aquisição entre as empresas do setor elétrico e as empresas de gás natural têm por objetivo a criação de “European Champions” ao invés de “Nacional Champions”. Em outras palavras, o mercado europeu de gás e eletricidade vem caminhando para uma estrutura concentrada em poucas e grandes empresas multi-fronteiriças.

Tabela 4 - Principais Fusões e Aquisições no Mercado de Eletricidade e Gás Natural (2007 e 2008)

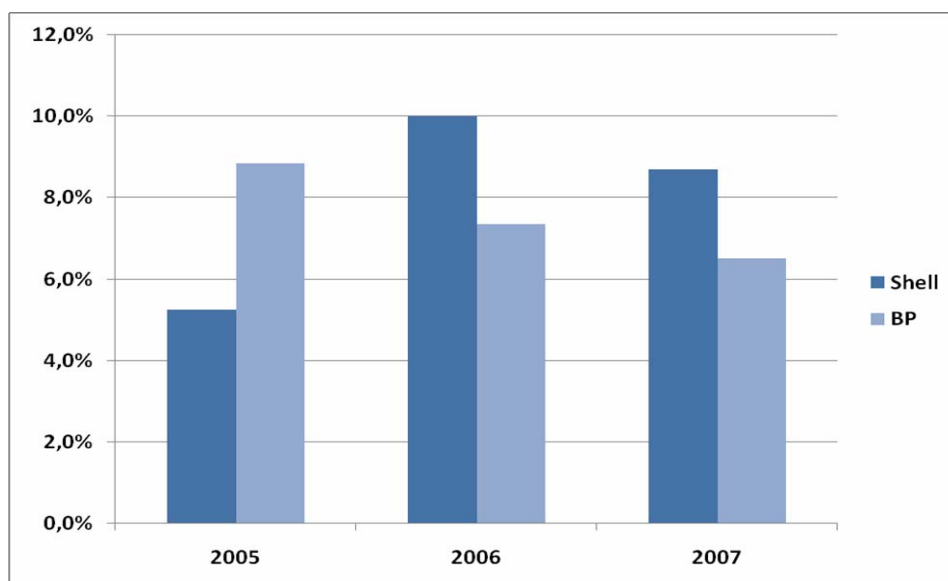
Empresa Alvo	Nacionalidade Empresa Alvo	Empresa Compradora	Nacionalidade Empresa Compradora	Ano da Negociação
GDF	França	Suez	França	2008
Endesa S.A.	Espanha	ENEL SpA/Acciona	Itália	2007
OGK-4 OAO	Rússia	E.ON AG	Alemanha	2007
Mosenergo OAO	Rússia	Gazprom OAO	Rússia	2007
Energy East Corp	Estados Unidos	Iberdrola SA	Espanha	2007
Power Station*	México	Gas Natural SDG SA	Espanha	2007

Fonte: PricewaterhouseCoopers: Power Deals* 2007 Annual Review - Mergers and acquisitions activity within the global electricity and gas market - all published transactions

*Cinco estações de geração elétrica a gás e 54 quilômetros de gasodutos no México.

No que se refere à entrada das empresas de petróleo nos segmentos de gás e eletricidade, vemos um aumento significativo nos investimentos dessas empresas nesses setores. A participação do setor de gás e energia na receita total de muitas empresas de petróleo vem aumentando nos últimos anos o que evidencia uma estratégia de diversificação das empresas petrolíferas (gráfico 8).

Gráfico 8 – Participação do segmento de gás e energia no total de receitas das empresas de petróleo.



Fonte: Elaboração própria a partir do relatório de atividades das empresas

No que se refere à comercialização do gás natural, destaca-se nas últimas décadas o surgimento e amadurecimento de mercados de curto prazo e spot. O desenvolvimento desses mercados é resultante de uma série de fatores que foram, progressivamente, transformando as condições de base da IGN, culminando numa política deliberada para promoção da competição no mercado final de gás natural. As políticas visando o desenvolvimento de um mercado competitivo tiveram como pilar a liberalização dos grandes consumidores e a introdução do livre acesso à infraestrutura de transporte e distribuição de gás. A partir da liberalização destes consumidores, um grande número de agentes passou a negociar gás no mercado por atacado, com o aumento da utilização dos contratos de curto prazo na comercialização do gás.

Os fatores determinantes do funcionamento dos mercados secundários e Spot são a diversidade da oferta, o número de agentes com direitos de escolher seus fornecedores de gás e o custo de transação. A respeito deste último fator, vale ressaltar que a padronização de contratos de commodity e de capacidade pode contribuir sobremaneira para reduzir o custo de transação, facilitando as transações.

Atualmente, pode-se destacar dois importantes mercados de curto prazo e Spot, o mercado do Reino Unido e o Mercado Americano. No caso do Reino Unido, embora cerca de 80% das negociações bilaterais se dê sob a forma de contratos de longo prazo, o número de negociações no mercado secundário e Spot do país vem crescendo nos últimos anos.

Os contratos de curto prazo se referem a um período entre três meses e um ano enquanto o mercado Spot compreende a realização de transações multilaterais através de leilão eletrônico de contratos padronizados de curto prazo de compra e venda de gás e de capacidade de transporte. No reino Unido existem três tipos de mercado, o mercado spot nos pontos de entrada específicos da rede de transporte, o mercado spot em um ponto de referência dentro da rede de transporte e um mercado spot de ajustamento de oferta-demanda.

A comercialização de gás no sistema corresponde à comercialização em um mercado spot localizado no hub virtual NBP (National Balancing Point), que compreende um ponto imaginário do sistema de transporte operado pela Transco. O operador do sistema de transporte, a Transco, age como um facilitador das transações, não participando dos termos financeiros da troca. Após os carregadores chegarem a um acordo sobre as condições da troca, eles realizam a nominação de seus fluxos de gás, determinando os pontos de entrada e saída.

Nos EUA, a dimensão e a diversidade de agentes fizeram deste país o pioneiro no desenvolvimento de um mercado competitivo para o gás natural. Este processo de introdução da concorrência se deu após uma fase de desenvolvimento da indústria com forte intervenção estatal.

A liberalização do mercado final de gás nos EUA se tornou efetiva em 1985, com a Portaria do FERC n. 436 que permitiu os grandes consumidores e as empresas de distribuição local a comprarem gás diretamente dos produtores. A partir desta data, desenvolveram-se nos EUA vários mercados spot de gás (market hubs e market centers). Com a possibilidade de comprar diretamente dos produtores, os grandes consumidores do setor industrial e comercial, deixaram de comprar gás das empresas

distribuidoras. Em 1998, cerca de 75% das vendas para o setor industrial e 25% para o setor comercial foram realizadas por fornecedores diferentes das empresas de distribuição local.

Atualmente, uma parcela considerável das transações de compra e venda de gás natural acontece no mercado spot sendo o Henry Hub o principal preço de referência desse mercado.

2 - Dinâmica de Investimento na Indústria de Gás Natural no Brasil

A dinâmica de investimento da indústria de gás natural brasileira tem sido caracterizada pela liderança da Petrobras na estruturação dos projetos responsáveis pela expansão da indústria. Apesar do fim do monopólio da Petrobras no setor a partir de 1988 na distribuição e a partir 1995 no restante da cadeia, a empresa ainda tem um papel central na determinação da dinâmica de investimentos do setor.

O desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira é relativamente recente. Um das razões para o desenvolvimento tardio da indústria de gás no Brasil foi a limitada disponibilidade de recursos gasíferos por uma lado, e a prioridade dada pela Petrobras aos investimentos petrolíferos. A indústria de gás passou a ser priorizada na política energética nacional somente a partir da década de 1990. Os principais fatores que motivaram a política para a introdução na nossa política energética foram:

- a) Desenvolvimento das TGCC que fez do gás natural uma alternativa interessante para expansão do setor elétrico Brasileiro, com investimentos privados;
- b) Interesse geopolítico do Brasil numa maior integração com a energética Bolívia.
- c) Surgimento de players globais dispostos a investir na indústria de gás na Região.
- d) Nova estratégia empresarial da Petrobrás após a abertura do setor petrolífero brasileiro orientada para internacionalização e diversificação dos negócios na área de energia.

Os fatores acima impulsionaram estruturação de uma série de grandes projetos de investimentos associados à importação de gás natural da Bolívia, que marcaram a dinâmica dos investimentos no setor até 2006. Esta fase do desenvolvimento da indústria de gás no Brasil esgotou-se com a crise política na Bolívia a partir de 2004 e a nacionalização das reservas daquele país em 2006. A partir de então, o Brasil entrou

numa nova fase da sua dinâmica de investimentos voltada para redução da dependência do suprimento boliviano, através do desenvolvimento de reservas domésticas e da importação de GNL. Ao contrário da fase anterior que contou com significativa participação do investimento de empresas internacionais, a fase atual caracteriza-se por uma maior participação da Petrobras nos investimentos.

Para melhor compreender a dinâmica de investimentos descrita acima, é importante analisar em detalhes alguns fatores determinantes desta dinâmica no Brasil. Na seqüência desta seção analisamos como a disponibilidade de recursos, a tecnologia, a evolução institucional e da organização da indústria vem impactando da dinâmica de investimento na indústria. Esta análise nos permitirá visualizar possíveis trajetórias para a evolução futura da dinâmica de investimentos na IGN brasileira.

2.1 - Disponibilidade de Recursos Naturais na IGN Brasileira

Até a década de 80 as reservas brasileiras se restringiam aos recursos da região do Recôncavo Baiano, sendo toda a produção de gás voltada para o atendimento do setor industrial local. A partir das descobertas na Bacia de Campos e do Solimões, no início da década de 80, as reservas nacionais de gás natural deram um grande salto. Mais recentemente, a descoberta de novas reservas nas bacias do Espírito Santo e de Santos aumentou o potencial produtor do Brasil. Em 1964, as reservas provadas do Brasil totalizavam 16,5 BCM, em 1983 esse valor já era de 81,6 BCM. Atualmente, as reservas provadas de gás natural estão na ordem de 360 BCM (gráfico 9).

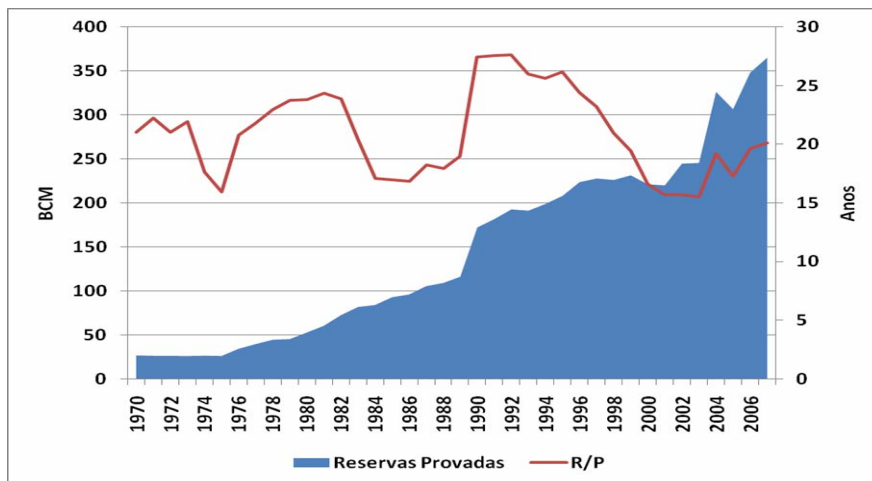
Entre os campos de produção com maiores reservas, temos Leste de Urucu (AM) e o campo de Marlim (Bacia de Campos), este último com 23,7 BCM de gás natural. A Bacia de Campos, atualmente, responde por mais de 50% das reservas totais de gás do país, de forma que o restante, 49,8%, está distribuído nas demais unidades operativas da Petrobras (gráfico 10). No que diz respeito à localização geológica, a maior parte (80%) das reservas provadas de gás está localizada offshore sob uma lâmina d'água superior a 1.000 m.

Embora as reservas provadas do Brasil tenham aumentado de forma considerável nas últimas décadas a razão reserva produção, que em 1992 era de 27 anos, vem diminuindo em função da aceleração do ritmo de produção nacional. Em 2007, a razão reserva produção do Brasil estava em confortáveis 20 anos (gráfico 9).

Em função das características geológicas dos reservatórios, grande parte das reservas de gás natural do Brasil encontra-se associadas às reservas de petróleo

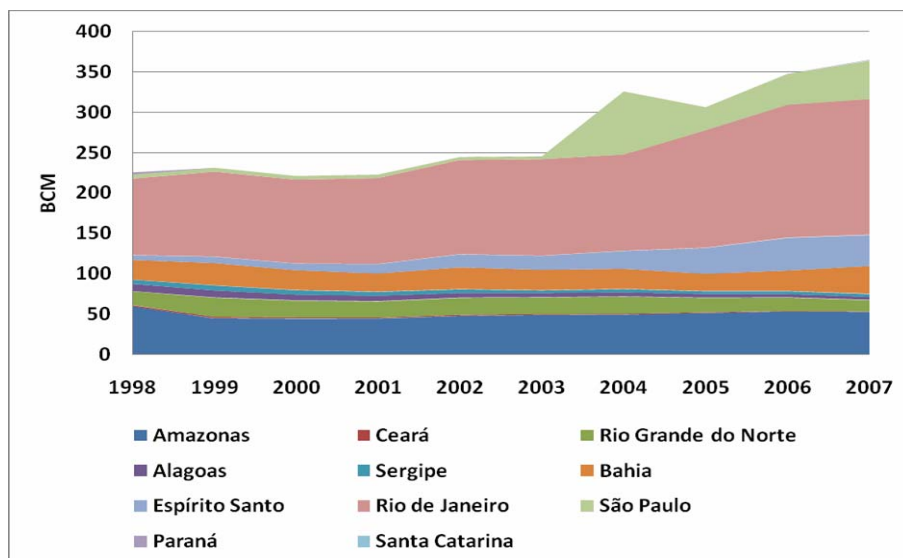
(gráfico 12). Dessa forma, no segmento de upstream, existe uma dificuldade metodológica de se distinguir os investimentos em petróleo dos investimentos em gás natural. Em 2007, 74% da produção de gás natural se deu sobre a forma associada.

Gráfico 9 - Brasil: Reservas Provadas e Relação Reserva Produção



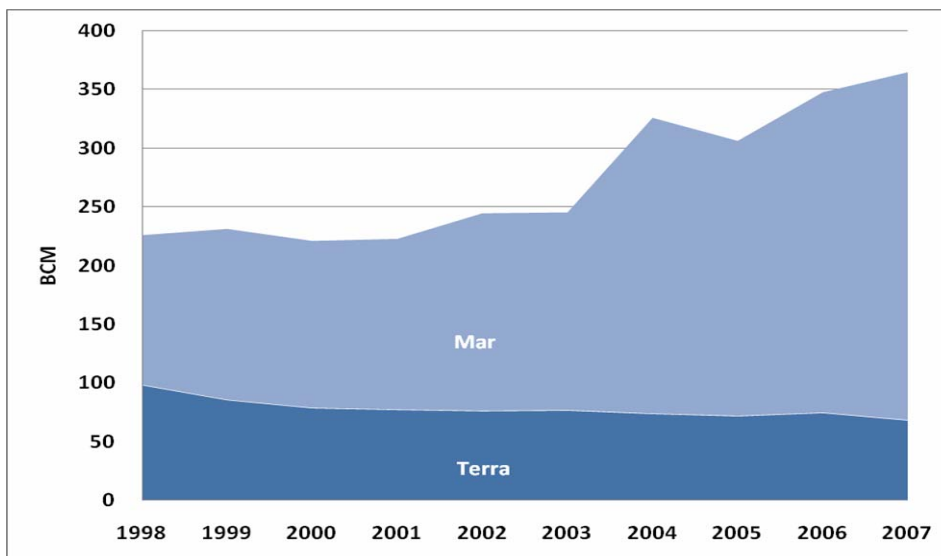
Fonte: ANP, 2008

Gráfico 10 - Brasil: Reservas Provadas por Localização Geográfica



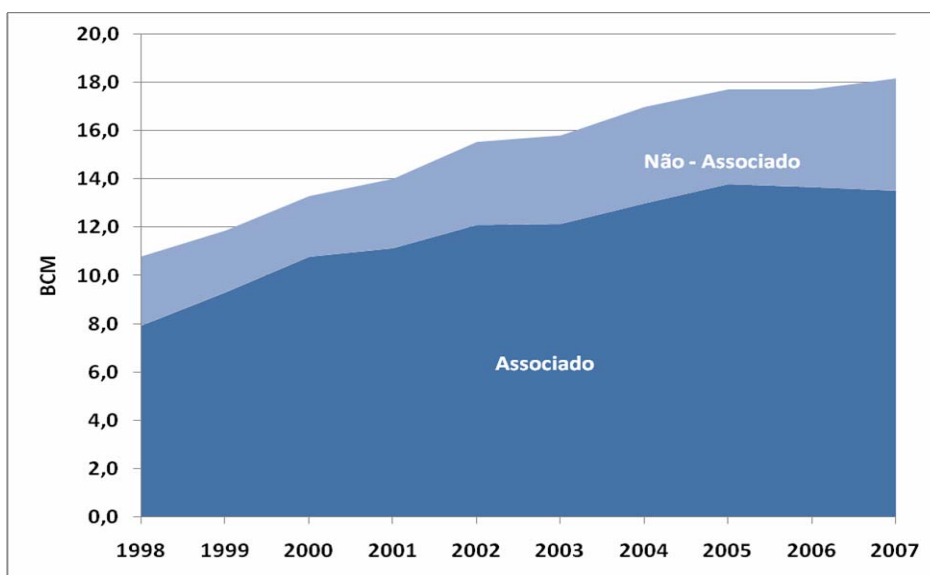
Fonte: ANP, 2008

Gráfico 11 - Brasil: Reservas Provasdas por Localização Geológica



Fonte: ANP, 2008

Gráfico 12 - Brasil: Produção de Gás Natural



Fonte: ANP, 2008

A partir de 1999, com a conclusão das obras do Gasbol, iniciaram-se as importações de gás natural da Bolívia. Atualmente, o Brasil importa cerca de 10 BCM

ao ano, o que equivale cerca de 28 milhões de metros cúbicos por dia⁵ (MCM/d). Em 2006, o Brasil apresentou uma taxa de dependência das importações de 59%. Esses valores destacam a importância das importações de gás natural para o abastecimento interno do país, principalmente da Bolívia.

Até 2006, o cenário favorável ao investimento estrangeiro na Bolívia fez o país vizinho ser a principal e quase exclusiva fonte de suprimento externo de gás natural para o Brasil. Entretanto, a crise política na Bolívia (iniciada já em 2003) vem levantando a importância da diversificação e da flexibilização da oferta de gás.

Nesse sentido, a Petrobras em conjunto com o governo brasileiro desenvolveu o Plano de Aceleração da Produção de Gás (Plangás) que tem como principal meta o aumento da oferta no Sul-Sudeste dos 24 milhões m³/d para 40 milhões de m³/dia no final de 2008 e para 55 milhões de m³/dia no final de 2010.

Além dos projetos inseridos no Plangás, a entrada em operação da estação regaseificação (Pecém) no Ceará e o término das obras da estação de regaseificação no Rio de Janeiro iram aumentar a capacidade de oferta de gás natural em 27 milhões de m³/dia, sendo 7 MCM no Ceará e 20 MCM no Rio de Janeiro. O Plangás vem priorizando a produção de gás não associado nos diversos reservatórios próximos à infra-estrutura existente nos campos de Albacora, Roncador e Marlim Sul, além do desenvolvimento inicial de Jabuti. Na Bacia de Santos, a plataforma de Merluza será ampliada para 2,5 milhões de m³/d, com o desenvolvimento inicial do campo de Lagosta. Contudo, a exploração do gás não associado não apresenta a mesma atratividade da exploração do gás associado uma vez que o custo de oportunidade da produção de gás associado é próximo a zero.

Considerando como prox. do investimento em E&P o número de poços perfurados, houve, entre 1998 e 2007, um aumento no investimento no segmento de upstream na ordem de 75%. Em 1998, o número de poços perfurados foi 351, já em 2007, esse número passou para 615 poços. De acordo com as diretrizes do Plangás, a Petrobras vem investindo para ampliar a oferta de gás natural através de investimentos nos segmentos de exploração e produção.

Segundo o planejamento estratégico da Petrobras 2008-2012, a empresa estima investir cerca de \$ 65 bilhões de dólares em E&P, sendo US\$ 11,6 bilhões na fase de exploração e US\$ 53,5 na fase de produção. Esses valores representam um

⁵ A capacidade contratada de gás natural da Bolívia é de 30 milhões de metros cúbicos por dia.

aumento do investimento de 34% em relação ao plano estratégico de 2007-11, sendo 16% referentes a novos projetos.

1.4. Tecnologia

- Geração por Ciclo Combinado

Evolução da Participação da Geração Elétrica a Gás

Tendências

- Gás Natural Liquefeito

Novos Projetos

Evolução do Mercado no Brasil

- Gás Natural Veicular

Evolução do Mercado no Brasil

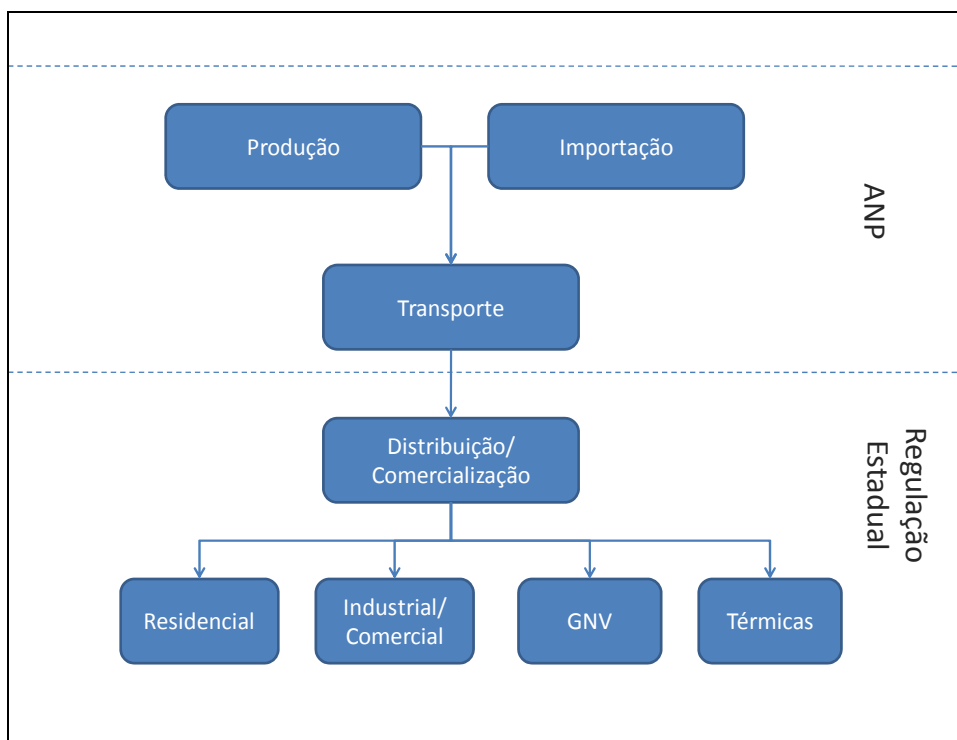
1.5. Organização e Mercado

Até 1997, a Petrobras possuía o monopólio legal da exploração, produção, importação, transporte e comercialização de petróleo, derivados e gás natural. A partir de lei 9478/97 foi estabelecido o monopólio da união sobre as reservas de hidrocarbonetos, sobre as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, sobre o refino de petróleo nacional ou estrangeiro, sobre a importação e exportação de petróleo, gás natural e de seus derivados básicos e sobre o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

De acordo com a lei acima, as atividades de monopólio da união podem ser exercidas diretamente pelo Estado ou mediante autorização ou concessão a empresas privadas ou estatais. Sendo assim, a lei 9478/97, ao permitir que novos agentes, além da Petrobras, participem da indústria de petróleo e gás natural, coloca um fim no monopólio de direito da Petrobras. Contudo, a falta de um arcabouço regulatório claro e específico para a indústria de gás natural e a posição privilegiada da Petrobras em todos os segmentos da cadeia produtiva vem desestimulando a entrada de novos agentes de forma a permitir que a empresa ainda possua um monopólio de facto.

Atualmente a estrutura da indústria brasileira de gás natural apresenta a seguinte configuração:

Figura 1 - Brasil: Estrutura Organizacional da Indústria de Gás



Fonte: Elaboração própria

No que se refere à produção, a Petrobras participa com 87% do total de gás produzido no Brasil, sendo o restante 13% produzidos por outras empresas do setor reinjetados, queimado ou utilizado no próprio processo de extração de petróleo (gráfico 13). Dessa forma, a oferta de gás nacional encontra-se concentrada na Petrobras, que possui cerca de 92% das reservas nacionais de gás natural do país (gráfico 14).

Gráfico 13 – Brasil: Produção de Gás Natural

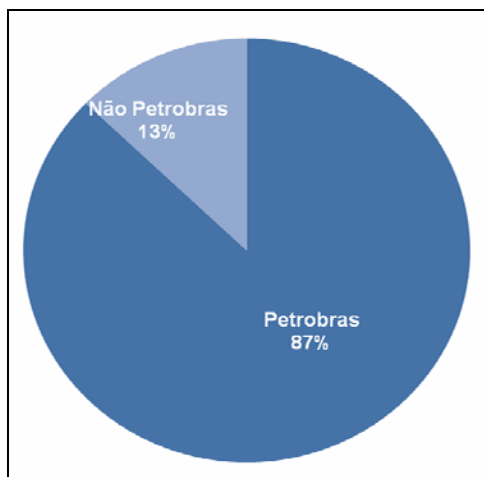
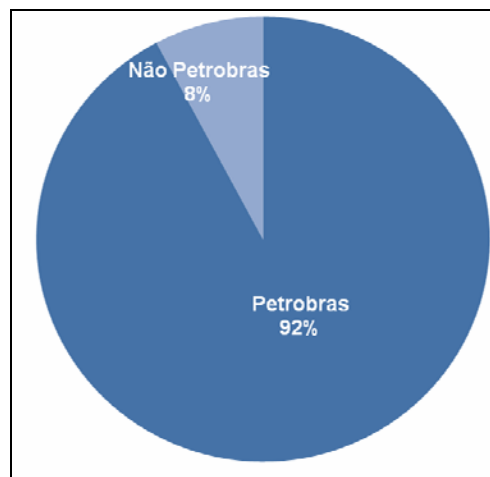


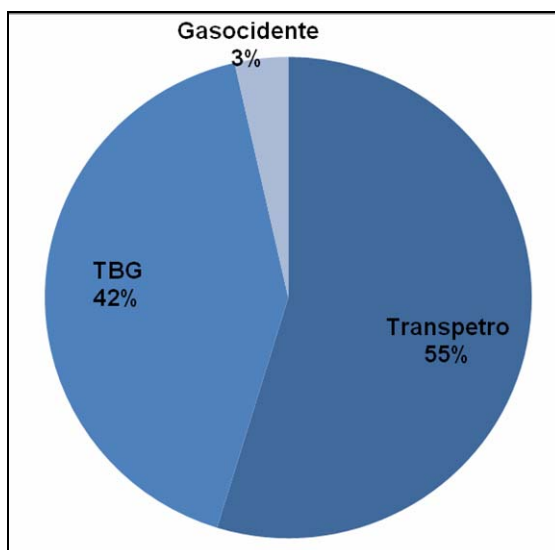
Gráfico 14 – Brasil: Reservas Provadas de Gás Natural



Fonte: Relatório Anual Petrobras 2007, Anuário estatístico ANP 2008.

No segmento de transporte, a Petrobras mantém-se como principal agente através de suas subsidiárias Gaspetro e Transpetro (gráfico 15). Dos 38 gasodutos em operação no Brasil a Transpetro atua como operadora em 36 e a Gaspetro em 1. Apenas o gasoduto Lateral – Cuiabá possui um operador independente da Petrobras (Gasocidente), embora a maior parte do gás transportado seja consumido pela termelétrica Cuiabá I (1,07 Milhões de m³/dia).

Gráfico 15 – Brasil: Km de Gasodutos por Operador



Fonte: Site da Transpetro, 2008 e site CTGAS, 2008.

O papel predominante da Petrobras na indústria de gás natural brasileira também é evidente no segmento de distribuição/comercialização. Das 27 empresas de distribuição existentes no Brasil, a Petrobras possui participações acionárias que variam de 24 a 100% em 20 dessas empresas.

No Brasil, os segmentos de distribuição e comercialização encontram-se unidos pela regulação vigente. Segundo o artigo 25 da constituição federal de 1988, a regulação da atividade de distribuição de gás natural cabe aos governos estaduais. Dessa forma, cada estado possui uma estrutura regulatória própria para a atividade de distribuição e comercialização regida, em muitos casos, apenas pelos contratos de concessão.

Sendo assim, como exceção dos contratos de concessão dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, que prevêm a abertura do mercado (livre acesso a rede de distribuição) aos grandes consumidores, os demais estados garantem às empresas distribuidoras o monopólio da venda de gás natural a todas as classes de consumidores.

Pode-se concluir que as mudanças institucionais e regulatórias advindas da promulgação da lei 9.478 e a conseqüente criação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis não implicou em mudanças na estrutura industrial do setor de gás natural no Brasil. A Petrobras continua como agente dominante em todos os segmentos da cadeia produtiva atuando como importante barreira à entrada de novos agentes no mercado.

O reduzido número de agentes na indústria de gás natural possui importantes efeitos sobre a dinâmica do investimento, sobre a competição e sobre as tarifas do gás. O monopólio de facto exercido pela Petrobras torna os consumidores reféns das políticas e estratégias de preço e investimento da empresa. Esse fato fica claro na imposição de modalidades contratuais interruptíveis às distribuidoras de gás natural, principalmente dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Os novos tipos de contratos oferecidos pela Petrobras vêm trazendo importantes mudanças na estrutura de consumo e na dinâmica do investimento da indústria de gás no Brasil. Atualmente, a Petrobras vem comercializando seu gás através das seguintes modalidades contratuais:

- i. Firme Inflexível: o cliente assegura o pagamento do volume adquirido, e o supridor garante a entrega do volume estabelecido.

- ii. Firme Flexível: o fornecimento pode ser interrompido, de acordo com as condições negociadas, e o supridor tem o compromisso de cobrir os custos adicionais do cliente decorrentes do uso de combustível substituto (óleo combustível, GLP ou diesel).
- iii. Interruptível: o fornecimento de gás pode ser suspenso apenas pelo supridor, de acordo com as condições negociadas, ficando a responsabilidade do combustível alternativo a cargo do cliente. Neste caso, o preço do gás natural tem um desconto em relação ao preço do contrato Firme Inflexível.
- iv. Preferencial: a prerrogativa de interrupção do fornecimento pertence ao cliente, estando o supridor obrigado a providenciar o suprimento quando demandado. A expectativa é que esse contrato seja predominantemente destinado ao consumo termelétrico, com suprimento via GNL.

Os contratos do tipo firme flexível são desenvolvidos como estratégia de flexibilização não só da oferta como também do consumo uma vez que reduz os custos dos contratos do tipo take-or-pay. Por outro lado, os contratos interruptíveis vêm sendo adotados pela Petrobras em um cenário de escassez de oferta. O crescimento do consumo de energia termelétrica a partir da irregularidade do sistema hídrico de geração e a incapacidade de aumento no curto prazo da oferta de gás natural vêm levando a Petrobras a adotar essa nova modalidade contratual de forma a ajustar a demanda do setor não térmico às necessidades periódicas do setor de geração termelétrica a gás.

Contudo, a expansão do mercado interruptível de gás depende das condições de viabilidade econômica para o consumidor final, para as distribuidoras de gás natural e para os distribuidores de combustíveis alternativos ao gás natural.

Atualmente, a Petrobras vem oferecendo um desconto de 15% sobre o preço do gás firme inflexível para os contratos interruptíveis firmados com as distribuidoras. Contudo, as distribuidoras vêm repassando apenas 65% do desconto o que equivale a cerca de 10% em relação ao preço do gás firme. A análise das condições de viabilidade para os consumidores finais deixa claro que esses valores de desconto oferecidos pelas distribuidoras só viabiliza a adoção de gás interruptível por grandes consumidores de gás que podem utilizar o óleo combustível como combustível

alternativo. Estes descontos são insuficientes para que os consumidores industriais utilizem outros tipos de combustíveis como back-up.

Por outro lado, em um cenário de escassez de gás, em que não haja a opção do gás firme, não é necessário oferecer descontos para empresas que consomem óleo combustível e GLP. Isto ocorre porque caso haja oferta de gás firme a comparação do preço do interruptível será com o gás firme. Se não houver, a comparação do preço do interruptível será com o preço do combustível de back-up, que atualmente encontra-se em patamares muito superiores ao preço do gás firme.

Para as empresas distribuidoras, a viabilidade dos contratos interruptíveis depende do tipo de operação comercial. No caso da substituição de gás firme por gás interruptível a distribuidora perde margem de comercialização. Por esta razão, a viabilidade econômica é maior quando o gás interruptível é destinado para atendimento de um consumo adicional de gás de clientes já conectados a rede. Isto é, a expansão da demanda pode se dá através da incorporação de novos clientes, o que requer investimentos em infra-estrutura de distribuição, ou através do aumento do consumo dos clientes já conectados à rede, o que não requer investimentos adicionais tornando-se mais viável economicamente.

No caso do atendimento de consumidores não-conectados, a viabilidade econômica vai depender do tipo de regulação do serviço de distribuição. Caso os projetos tenham que ser viáveis economicamente para serem autorizados, apenas consumidores com uma demanda superior a 40 mil m³/dia e localizados a distâncias curtas da rede de distribuição atual são viáveis.

Alternativamente, o regulador pode autorizar o rateio dos custos de expansão em bases interruptível entre todos os consumidores. Neste caso, o atendimento da demanda adicional com gás interruptível torna-se viável, já que a distribuidora poderá investir na expansão da rede e até mesmo na infra-estrutura de back-up.

Pode se concluir que não houve nas últimas décadas mudanças significativas na estrutura de mercado da indústria de gás natural. A Petrobras continua como agente dominante do setor de forma que as contribuições dos investimentos dos demais agentes privados têm sido apenas marginais. No que diz respeito a comercialização do gás, vêm sendo desenvolvidos novos mecanismos contratuais embora a viabilidade destes dependa de uma série de questões ainda em aberto.

1.6. Evolução Institucional

Atualmente vem sendo discutida a criação de uma lei específica para a indústria de gás natural. O debate sobre a criação de uma legislação específica para a indústria de gás natural desencadeia-se a partir da percepção de que a lei 9.478, ao tratar o gás natural como um subproduto da atividade de produção de petróleo, não fornece os recursos necessários para o desenvolvimento da indústria de gás natural, principalmente no que se refere à infra-estrutura de transporte.

A atual estrutura regulatória, ao não cobrir todos os aspectos relevantes das atividades de transporte, comercialização, importação, exportação e distribuição, eleva os riscos do investimento privado. O elevado risco regulatório e institucional condiciona uma estrutura concentrada na indústria de gás natural. Dessa forma, a criação de uma lei específica para o setor, capaz de atrair novos investimentos e agentes privados, é essencial para o desenvolvimento e para desconcentração da indústria de gás natural no país.

No esforço de se construir uma nova lei do gás, três projetos foram propostos ao congresso nacional. O primeiro, de autoria do senador Rodolfo Tourinho do PSDB, foi proposto ao Senado Federal em 2004. No mesmo ano, um projeto de lei foi proposto a Câmara de Deputados pelo deputado Luciano Zica do PT. Em 2006, o governo federal enviou uma proposta lei alternativa à Câmara de Deputados

O projeto de lei no. 334 de autoria do Senador Rodolfo Tourinho, iniciou o debate sobre a criação de uma estrutura regulatória específica para a indústria de gás em 2004. O projeto estabeleceu que o objetivo da política nacional para o gás natural é tornar viável economicamente a utilização do gás natural através da expansão da produção e da infra-estrutura de transporte e armazenagem, promovendo um mercado competitivo.

Sendo assim, o projeto previu que o transporte de gás natural, por meio de dutos, deverá ser exercido mediante contratos de concessão, precedidos de licitação. Sendo que a proposta vencedora seria definida pelo critério da menor receita anual requerida.

Ainda segundo a proposta de lei, a realização da licitação para concessão de gasodutos seria precedida de concurso público objetivando identificar os carregadores e dimensionar a capacidade de transporte.

Quanto aos gasodutos já em operação, o projeto de lei do senado previu que as respectivas autorizações permanecerão válidas pelo prazo de oito anos, quinze anos ou seis meses, contados do início da operação comercial. Durante o período de

autorização, o livre acesso a terceiros não será obrigatório. Após o término do período de autorização, a titularidade dos gasodutos deverá ser transferida para uma empresa ou sociedade que se dedique, exclusivamente, ao transporte de gás natural.

O projeto também assegura o acesso de terceiros aos gasodutos, por meio de oferta pública de capacidade promovida pelo transportador, sempre que houver capacidade disponível de transporte.

A expansão dos gasodutos, segundo a proposta do senado, passaria a depender da realização de concurso público, a ser realizado pelo transportador, para definir os carregadores interessados no aumento de capacidade.

Quanto à atividade de estocagem de gás natural em formações geológicas naturais, essa se dará mediante contratos de concessão, precedidos de licitação. Nesse caso, as formações geológicas seriam definidas pelo Poder Executivo.

As atividades de importação, exportação, tratamento e processamento, compressão, descompressão, liquefação e regaseificação de gás natural serão realizadas mediante contratos de autorização.

O segundo projeto de lei, no. 6.666, de autoria do Deputado Luciano Zica, altera a lei no. 9.478, justificando o tratamento conjunto do gás natural e do petróleo por suas características químicas comuns e por serem pesquisados e lavrados conjuntamente. O PL dispõe que as atividades de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural somente poderão ser exploradas por empresa ou consócio que a ela se dedique com exclusividade.

De acordo com a nova redação dada ao art 56 da Lei nº 9.478/97 a atividade de transporte continuaria sendo realizada mediante autorização. Qualquer empresa ou consócio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte e estocagem de petróleo, seus derivados e gás natural.

O projeto propunha também que, decorrido dez anos de operação comercial do gasoduto, o transportador deverá permitir o acesso de terceiros a suas instalações, quando houver capacidade disponível. Ou seja, a proposta do deputado Luciano Zica propunha poucas modificações no arcabouço regulatório atual.

A terceira proposta de lei, no. 6.673, foi elaborada pelo Ministério de Minas e Energia e dispõe sobre as atividades de transporte, comercialização e estocagem de gás natural. O projeto de lei do executivo enfatiza os fatores que diferenciam o

mercado de gás natural dos derivados de petróleo, tais como, a maturidade e a menor complexidade logística de transporte dos combustíveis líquidos, assim como a característica de monopólio natural do transporte e da distribuição de gás natural canalizado.

Sendo assim, entre os principais pontos do projeto de lei no. 6.673 está a introdução do regime de concessão (precedida de licitação) para a construção e operação de gasodutos, com a possibilidade da outorga de autorizações para dutos de menor importância, cabendo ao MME definir quais os gasodutos a serem construídos e o regime (concessão ou autorização) a ser aplicado. O prazo máximo das novas concessões será de 35 anos prorrogáveis caso necessário.

Antes da outorga de autorização ou da realização de licitação para concessão do transporte de gás natural, está prevista a ocorrência de processo de chamada pública, para se dimensionar a demanda e identificar os carregadores interessados no serviço.

A proposta prevê também a garantia de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, prevendo as modalidades firme, interruptível e extraordinária. Entretanto, para os gasodutos de transporte, o MME fixará período de exploração exclusiva da capacidade dos gasodutos pelos carregadores iniciais. Para o caso dos empreendimentos já autorizados, ou em processo de licenciamento ambiental, estipula-se um prazo de exclusividade de dez anos.

Para a atividade de estocagem de gás natural em formações geológicas, o Poder Executivo propõe o regime de concessão. Para as demais formas de armazenamento, prevê-se o regime de autorização.

A proposta prevê ainda a criação de regras para o chamado mercado secundário de gás natural. Esse mercado consiste no conjunto de consumidores que se dispõem a adquirir, de forma interruptível, gás natural que não esteja sendo usado pelo consumidor primário, que é aquele que possui contrato firme de compra do energético.

O projeto de lei dispõe também que caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabelecer as prioridades de consumo de gás natural em situações que caracterizem emergência ou força maior, reconhecidas em decreto do Presidente da República.

Em 2007, foi formada uma Comissão Especial na Câmara de Deputados para elaborar um substitutivo unificando os projetos de lei originários do Senado e em

tramitação na Câmara . Este substitutivo foi aprovado em agosto de 2007 e aguarda votação final pelo plenário.

O substitutivo dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

A proposta de lei estabelece que a atividade de transporte de gás natural deva ser realizada mediante os regimes de concessão, precedida de licitação, ou autorização, em caso excepcional, quando se tratar de gasoduto que envolva acordo internacional ou interesse específico de um único usuário final. Os contratos de concessão terão o prazo de 30 anos prorrogáveis por igual período, após o qual os ativos de transporte serão revertidos para a União, podendo esses ser leiloados em nova concessão.

O projeto assegura o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, de forma que o acesso aos gasodutos ocorrerá por contratação de serviço de transporte firme, interruptível ou extraordinário. Sendo que se dará primeiramente na capacidade disponível e somente após sua integral contratação é que ficará garantido o direito de acesso à capacidade ociosa.

O acesso ao serviço de transporte firme em capacidade disponível se dará mediante chamada pública realizada pela ANP, que será responsável também pela fiscalização do acesso ao serviço interruptível e extraordinário.

As tarifas dos contratos de concessão serão fixadas pela ANP, enquanto que as tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos, objeto de autorização, serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos, conforme regulamentação. Ademais, a proposta de lei referida estabelece regras e cláusulas obrigatórias para os contratos de concessão e para os editais de licitação.

As atividades de importação e exportação se darão mediante autorização, observando as diretrizes do CNPE. A atividade de estocagem de gás natural em formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos será exercida mediante concessão, precedida de licitação. As demais formas de estocagem serão realizadas mediante contratos de autorização.

Segundo o substitutivo, caberá ao Ministério de Minas e Energia propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados, estabelecer as diretrizes para o processo de

contratação de capacidade de transporte e definir o regime de concessão ou autorização.

O Ministério de Minas e Energia poderá, também, determinar a utilização do instrumento de Parceria Público Privada, bem como a utilização de recursos provenientes da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) e da Conta de Desenvolvimento Energético para viabilizar a construção de gasoduto de transporte proposto por sua própria iniciativa e considerado de relevante interesse público.

Todos os projetos de lei, em maior ou menor amplitude, trazem mudanças para a atual estrutura regulatória da indústria de gás natural no país. A seguir serão analisadas as principais mudanças nos atributos regulatórios brasileiros trazidas pelo substitutivo do projeto de lei 6.673.

3 - Questões-Chave para o Futuro da Indústria de Gás no Brasil

A análise da dinâmica global do investimento e da dinâmica das inversões na indústria de gás natural brasileira permite identificar alguns dos principais condicionantes do investimento no setor, chamados neste trabalho de questões-chave. As diferentes respostas a essas questões, nos permite identificar diferentes trajetórias possíveis de desenvolvimento do mercado de gás no Brasil. Nesse trabalho será dada ênfase à trajetória, que segundo a visão dos autores, mais contribui para o desenvolvimento da economia brasileira.

A análise da perspectiva do investimento na indústria de gás natural no Brasil foi dividida em dois períodos, um de curto-médio prazo, que analisa o período de 2009 a 2012, e outro de longo prazo que vai de 2012 a 2022. Dessa forma, será analisada a evolução das questões chaves na indústria de gás natural em cada um desses dois períodos.

Entre os condicionantes do investimento (questões-chave) levantados, podemos apontar:

- i. Expansão da oferta doméstica (novas descobertas do Pré-sal);
- ii. Papel das exportações na monetização do gás do pré-sal;
- iii. Formas de coabitação entre mercado térmico e industrial;
- iv. Política de preços para o gás natural;

v. Evolução da regulação estadual.

Desde a crise política de 2006 na Bolívia, a questão da segurança do abastecimento de gás natural ganhou destaque nos debates de política energética. Nesse sentido, o aumento da oferta nacional de gás e a diversificação das fontes externas de abastecimento tornaram-se prioridade, como pode ser observado nas metas do Plangás e na construção dos dois terminais de regaseificação (Pecém e Baía de Guanabara).

Atualmente, o mercado de gás no Brasil apresenta-se deficitário. A expansão potencial da demanda esbarra na escassez de oferta que se reflete na elevação dos preços doméstico do energético⁶ e na expansão de novas modalidades contratuais, como contratos interruptíveis e contratos prioritários.

A escassez de gás natural no mercado doméstico, em particular no setor industrial, vem condicionando os planos de investimento de alguns setores intensivos em energia como metalúrgico, siderúrgico, cerâmica, vidro, alimentício e químico. A elevada substitubilidade associada às incertezas quanto à disponibilidade e o preço futuro de gás natural vêm condicionando as estratégias de expansão das empresas desses setores. Nota-se uma tendência crescente de substituição de gás natural por óleo combustível, biomassa e carvão, embora a maior parte dos agentes desses setores reconheça as vantagens do uso do gás natural em relação às outras fontes energéticas.

Sendo assim, a expansão da oferta doméstica de gás natural, principalmente a partir da exploração do imenso potencial de produção estimado do pré-sal, representa um importante fator de estímulo aos investimentos em diversos segmentos industriais energo-intensivos. Mais adiante serão analisadas as perspectivas de expansão da oferta de gás natural a partir da exploração da área do pré-sal.

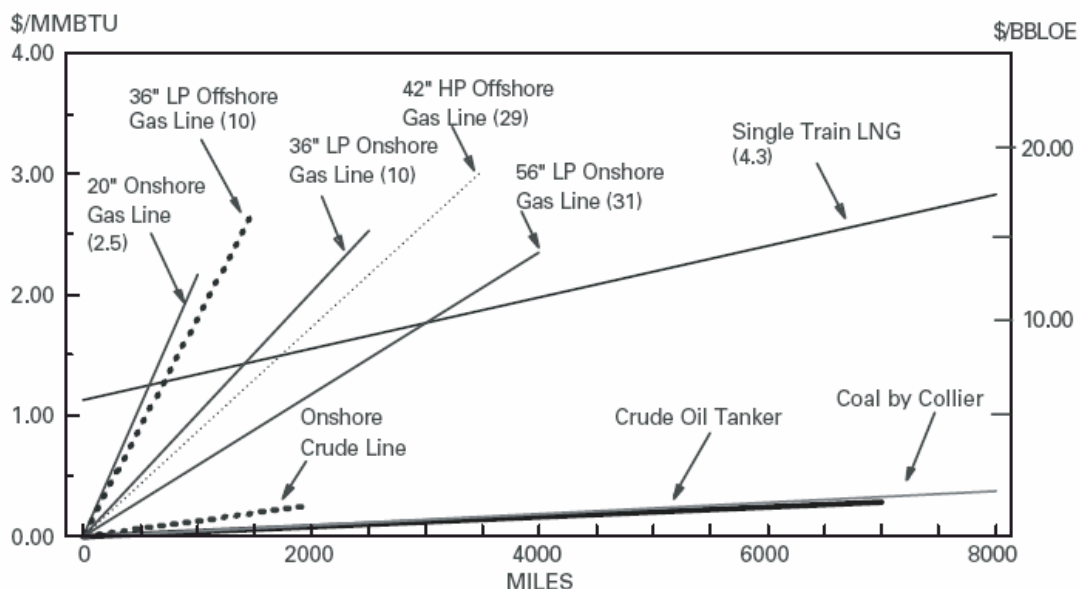
A expansão da oferta doméstica, principalmente a partir da entrada do gás do pré-sal, levanta a questão das diferentes formas de monetização do gás natural. Em termos econômicos podem ser utilizados diferentes modais de transporte como estratégias de monetização dos recursos. A escolha do modal de transporte mais adequado passa por algumas questões técnicas como o volume de gás produzido e a distância entre o poço e o mercado consumidor. Contudo, existem outros fatores de

⁶ Tendo em vista a escassez de oferta de gás, a Petrobras decidiu elevar o preço do gás produzido no Brasil, de modo a reduzir o ritmo de expansão da demanda de gás nos setores industrial e de GNV.

ordem política e de estratégia empresarial, como a diversificação/flexibilização do mercado final e as políticas de desenvolvimento industrial, que aumentam a complexidade da escolha do modal de transporte a ser utilizado.

O gráfico 16 compara o custo unitário de transporte de diferentes tecnologias. O gráfico mostra que o transporte via gasoduto apresenta, com exceção de níveis de produção muito baixos, os menores custos de investimento entre as tecnologias analisadas, sendo que esse custo reduz-se consideravelmente conforme a escala de produção aumenta.

Gráfico 16 – Custos do Transporte de Gás e Outras Fontes de Energia



Fonte: Jansen (2004)

Nesse sentido, os condicionantes do investimento na indústria de gás natural dependem da escolha da forma de monetização do gás “novo”. Entre as diversas opções existentes, duas parecem ser as mais prováveis de serem adotadas. A construção de gasodutos de escoamento da produção dos campos offshore até a rede nacional de transporte e a liquefação embarcada (offshore) com fins de exportação são as duas opções que vem sendo analisadas pela Petrobras. Ambas possuem grandes desafios tecnológicos a serem superados de forma que a escolha da tecnologia a ser adotada será mais uma decisão política do que técnica.

Uma vez que o gás esteja disponível no mercado doméstico surge a importante questão de qual será o papel do gás natural na matriz elétrica brasileira. O gás natural pode ser utilizado preferencialmente no setor industrial ou pode ser disponibilizado para expandir a oferta de energia elétrica. Tendo em vista a grande capacidade instalada de energia elétrica no Brasil (cerca de 100 Gw) e a ainda elevada taxa de crescimento deste mercado, se a expansão do setor elétrico nacional se der com ênfase na geração elétrica a gás, grandes volumes de gás natural poderão ser consumidos no setor elétrico, reduzindo a oferta para o atendimento do setor industrial.

Por sua vez, o papel do gás natural no setor elétrico dependerá de como se dará a coabitação entre a geração termelétrica e as outras fontes de geração, em especial a geração hidráulica. Assim, a decisão e a institucionalização do papel do gás não só na matriz energética mais também no processo de desenvolvimento industrial e econômico do país é um importante condicionante do investimento na indústria de gás natural brasileira.

Como se mostrou anteriormente, o gás apresenta uma grande vantagem em relação aos demais combustíveis que é a diversidade de uso. A elevada substituíbilidade em relação a outros combustíveis, os diversos usos como matéria prima, os reduzidos níveis de emissão e a relativa segurança no seu manuseio fazem do gás natural uma importante fonte energética.

A utilização do gás natural representa, dependendo do seu preço, um importante diferencial de competitividade para as empresas e dessa forma para o país. As vantagens da utilização do gás natural somadas às restrições ambientais ao uso de carvão e a elevação do preço não só do óleo combustível, mas também de todos os derivados do petróleo conferem ao energético uma capacidade de estímulo à atividade industrial.

Esse potencial desenvolvimentista do gás natural nos leva as últimas duas questões-chave levantadas. Primeiramente, a definição de uma política de preço doméstica é essencial para a expansão do consumo de gás natural no setor industrial. Deve-se adotar, assim, uma metodologia de formação de preço que leve em conta os custos de produção, transporte e distribuição e não apenas o custo de oportunidade da exportação do gás para o mercado internacional. Esse argumento se justifica pela importância do gás natural no processo de desenvolvimento industrial, em particular no processo de interiorização dos investimentos na indústria brasileira. Ademais, uma análise mais criteriosa dos custos de produção do gás natural associado mostra que o

custo de oportunidade desse gás na boca do poço é próximo à zero⁷ uma vez que a própria atividade de produção de petróleo exige a extração de parte do gás natural. Dessa forma, a utilização dos preços internacionais como custo de oportunidade da produção de gás natural não é justificada, pelo menos no caso do gás associado.

A última questão-chave levantada nesse estudo diz respeito à evolução da regulação estadual. O desenvolvimento do mercado de gás natural depende da conciliação regulatória entre a expansão do investimento na infra-estrutura de distribuição e o surgimento de forças competitivas. A resolução das questões referentes ao livre acesso, ao by-pass físico e as novas modalidades contratuais⁸ de comercialização de gás são, dessa forma, essenciais para a expansão da infra-estrutura de distribuição e para o desenvolvimento de novos mercados.

Verificam-se hoje no Brasil duas categorias distintas de contratos de concessão da atividade de distribuição de gás natural. O primeiro modelo de contrato diz respeito às empresas estaduais. Embora, a atividade de regulação do serviço de distribuição seja exclusiva de cada governo estadual verifica-se um padrão contratual para as empresas estatais de distribuição.

A segunda categoria diz respeito às empresas privadas, sendo menos homogênea do que o primeiro grupo. Esses contratos regulam as atividades das empresas de distribuição do estado do Rio de Janeiro⁹ e São Paulo¹⁰ havendo algumas diferenças entre os estados. Contudo, a existência de características comuns aos dois modelos de concessão nos permite agrupá-los em uma categoria única.

A análise e comparação da estrutura de incentivo dos dois grupos de contratos permitem identificar importantes deficiências regulatórias no que diz respeito ao estímulo ao investimento, a qualidade dos serviços prestados e ao desenvolvimento de forças competitivas, principalmente no grupo das empresas estatais. Assim, a

⁷ O custo de produção do gás associado resume-se ao custo do investimento na infra-estrutura de escoamento. Em outras palavras, a produção de petróleo por si mesma já é suficiente para condicionar os demais investimentos sendo que a extração de gás natural, pelo menos de uma parte, torna-se necessária para viabilizar a produtividade dos poços de óleo.

⁸ São negociados atualmente no Mercado brasileiro 4 tipos de contratos: Contratos firmes, contratos firmes-flexível, contratos interruptíveis e contratos prioritários.

⁹ Ceg e Ceg Rio

¹⁰ Comgas, Gás Brasileiro e SPS Gás Natural

resolução dos “gargalos regulatórios” no segmento de distribuição de gás natural é uma importante questão-chave a ser resolvida.

Identificada as principais questões-chaves, o trabalho se propõe a analisar as perspectivas de evolução do segmento de gás natural no médio e no longo prazo. A seguir, será analisada a visão de médio prazo que corresponde ao período de 2009 a 2012, dando-se ênfase especial ao Plano de Antecipação da Produção de Gás do governo federal.

4 - Perspectivas de Médio Prazo do Investimento na Indústria de Gás Natural Brasileira

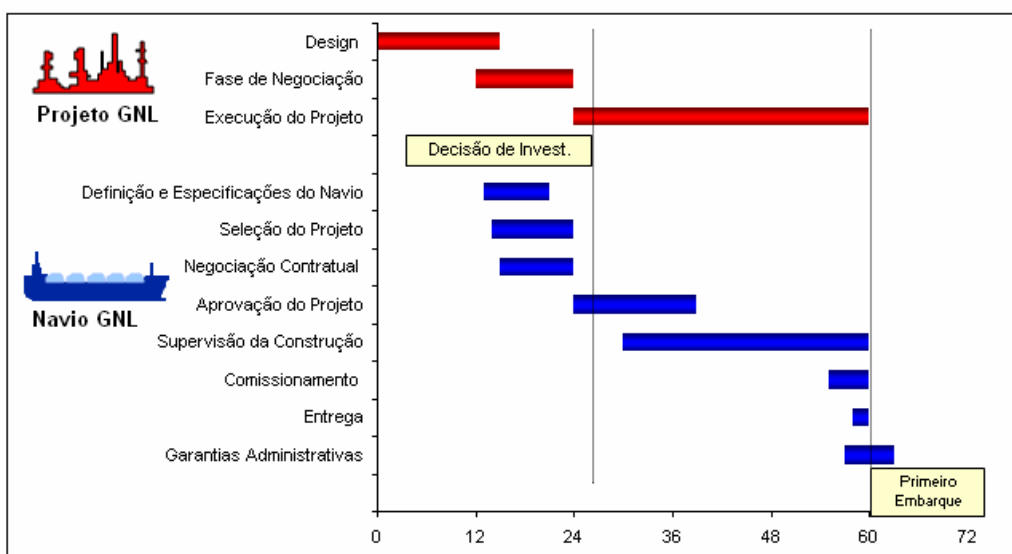
Nesta seção do trabalho serão analisadas as perspectivas do investimento na indústria de gás natural para o período de 2009 a 2012 sob a luz das questões-chave identificadas.

Como no setor petrolífero, os investimentos no setor de gás natural apresentam um período de maturação que pode variar de 2 a 10 anos. O desenvolvimento de um novo campo produtor offshore, em média, leva de 3 a 8 anos, excluindo-se a fase exploração. A construção de um gasoduto pode levar de 2 a 10 anos dependendo da extensão e das dificuldades associadas ao terreno. O desenvolvimento de um projeto de GNL leva em média de 2 a 3 anos para ser concluído (figura 3).

Além do longo prazo de maturação, a indústria de gás natural é intensiva em capital exigindo elevados investimentos em ativos fixos e, muitas vezes, com elevados graus de especificidade, como é o caso dos investimentos em dutos de transporte e distribuição.

No que diz respeito à estrutura de financiamento, a indústria de gás natural apresenta certas particularidades. Os investimentos no segmento de E&P, em função dos elevados riscos associados são financiados prioritariamente através de capital próprio, seja de uma empresa seja de um consórcio de empresas. Contudo, nos demais segmentos, como transporte, distribuição e comercialização a estrutura de financiamento é essencial na viabilização dos projetos.

Figura 2 - Cronograma de Construção de um Projeto de GNL (Meses)



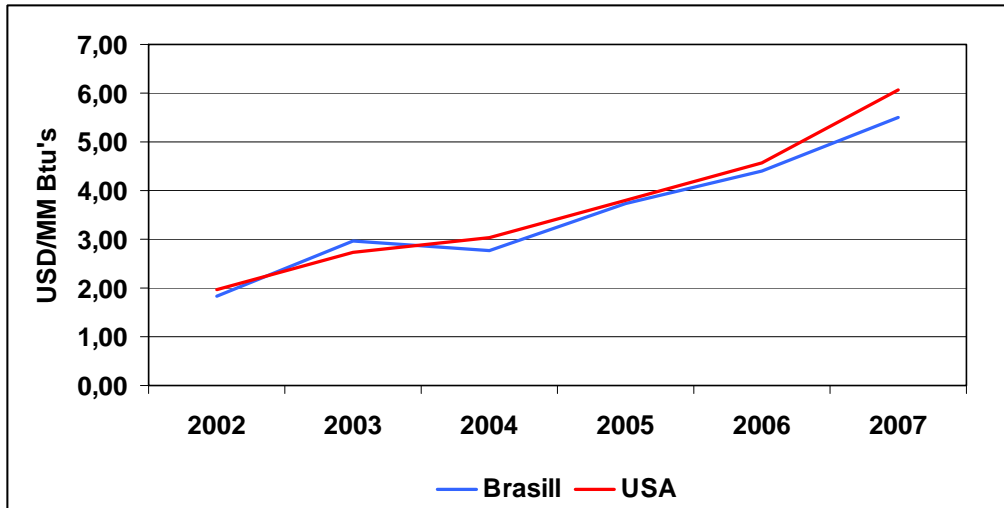
Fonte: Wood Mackenzie

Em função das características identificadas, pode-se afirmar que a situação da indústria de gás natural ao fim do período de 2009-2012 depende dos investimentos já em fase de desenvolvimento. Nesse sentido, o cenário de médio prazo do setor de gás natural já está definido pelos investimentos planejados pelos agentes do setor. Não é de se esperar, que nesse período apareçam novos investimentos em volume significativo, além dos já planejados, em especial pela Petrobras. Quanto ao gás do pré-sal, estima-se que sua produção só seja iniciada depois de 2012 de forma que a oferta de gás no período analisado não será impactada pelas novas descobertas.

Desde 2005, o mercado de gás natural no Brasil vem passando por um período de forte turbulência em função da falta de uma oferta doméstica adequada e da nossa dependência do fornecimento Boliviano num contexto de instabilidade daquele país. A rápida expansão da demanda nos últimos anos resultou numa escassez de oferta. A política gasífera nacional vem passando por profundas transformações, em função da necessidade de arbitrar as prioridades para o uso do gás natural. Por um lado, o governo elegeu o setor elétrico como consumo prioritário; por outro lado, permitiu à Petrobras adotar uma política de forte elevação de preços para desestimular o crescimento do consumo nos outros segmentos (gráfico 17 e 18). Esta política gasífera representou uma forte inflexão na estratégia de desenvolvimento do setor que, desde a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil, praticou preços relativamente baixos, buscando estimular a demanda para “encher” do gasoduto. Esta mudança

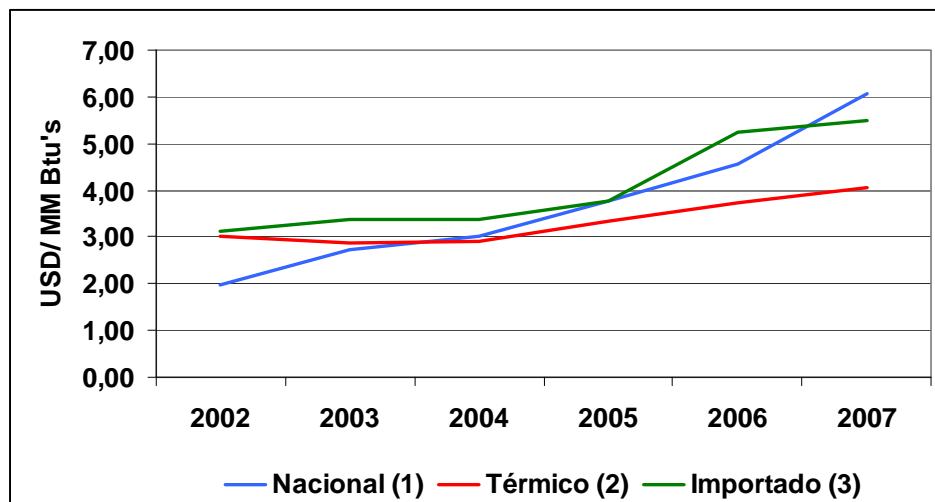
radical na política de preços tem conseqüências negativas para a competitividade da cadeia de gás natural e dos setores industriais gás intensivos.

Gráfico 17 – Brasil e USA: Evolução do Preço no City-Gate



Fonte: EIA, Petrobras, 2008

Gráfico 18 – USA: Evolução do Preço no City-Gate



Fonte: Petrobras

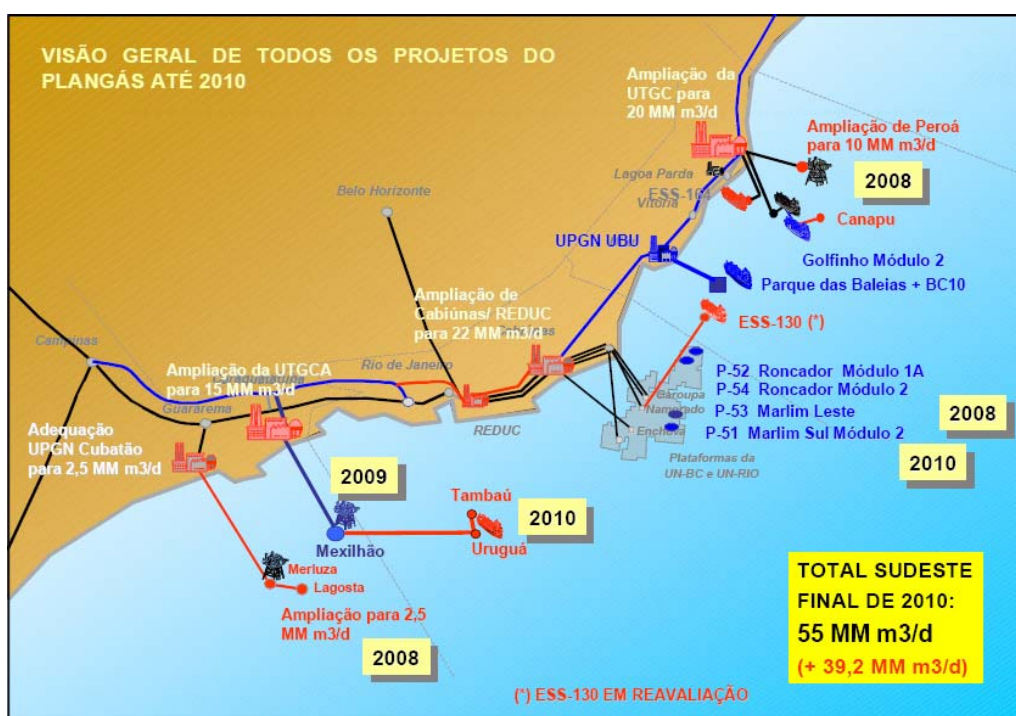
(1) Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados com PIS/COFINS e sem ICMS.

(2) Gás Natural vendido para as térmicas: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

(3) Gás Natural vendido como importado: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e sem ICMS.

Além da política acima descrita, o governo criou o Plangás (Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural) após a ameaça de desabastecimento advinda do acirramento da crise política na Bolívia que levou, em 2006, à reestatização da indústria de hidrocarbonetos boliviana. Desenvolvido pelo governo federal e colocado em prática pela Petrobras, o plano prevê o aumento da oferta de gás na região sudeste do Brasil dos 15,8 MMm³/d em 2006 para 40 MMm³/d no final de 2008 e para 55 MMm³/d no final de 2010.

Figura 3 - Projetos do Plangás até 2010



Fonte: Petrobras, 2007

Entre os projetos do Plangás (gráfico 4) destacam-se a ampliação da produção dos campos de Merluza, Lagosta e Peroá o início da produção dos campos de Mexilhão, Tambaú e Uruguá. Além dos projetos de E&P, estão entre as metas do Plangás a ampliação da rede de transporte (Reduc III, Japeri-Reduc, Coari- Manaus) e a ampliação da capacidade de processamento de gás natural (Unidades de processamento de Cubatão, Cabiúnas, Reduc e Vitória)

Estimasse que os investimentos exigidos pelo Plangás para o período de 2006 a 2010 serão de US\$ 12 bilhões, sendo US\$ 9 bilhões no segmento de E&P e US\$ 3 bilhões na área de gás e energia.

Até o final de 2008, a Petrobrás conseguirá incorporar na produção nacional um volume adicional de 5,6 MM m³/dia de gás natural o que corresponde a uma oferta nacional de 37 MM m³/dia de gás nacional contra uma oferta planejada no Plangás de 40 MM m³/dia de gás. Segundo a diretoria da Petrobras a diferença entre a meta do Plangás e a oferta efetiva decorre de um atraso de 3 meses na finalização de alguns projetos (abril de 2009).

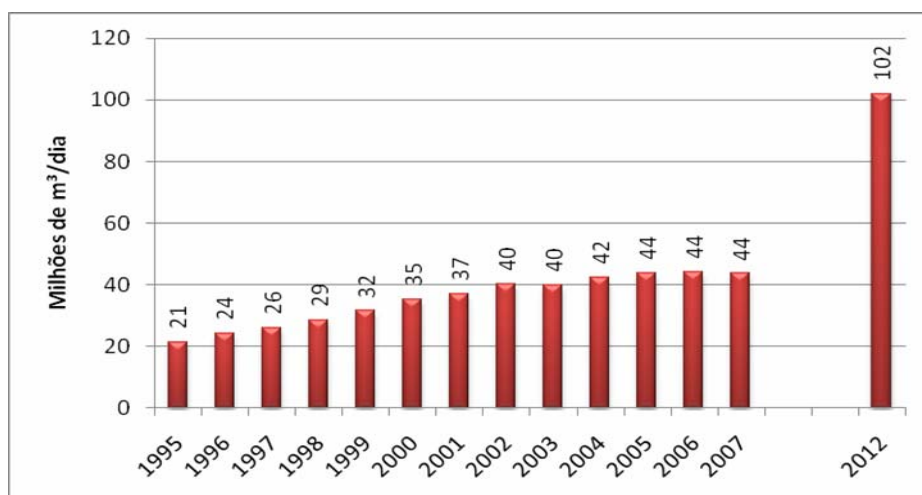
Além dos investimentos associados ao Plangás, a Petrobras vem desenvolvendo outros projetos visando à expansão da oferta de gás até 2013 (tabela 5). Entre estes projetos tem-se a ampliação da produção nos campos de Marlim Sul, Jubarte e Roncador. A tabela abaixo mostra os principais projetos de E&P da Petrobras associados à produção de gás natural até 2013. Até o final desse período, estima-se um acréscimo de 60 MMm³/d à produção nacional de gás natural que deve chegar ao final de 2012 à 102 MMm³/d (gráfico 19).

Tabela 5 - Principais Projetos da Petrobras até 2013

Unidades	Campo	Capacidade (MM m ³ /dia)	Estatus	Início
FPSO Cidade de Niterói	Jabuti	3,5	Em construção	2S08
P-51	Marlim Sul	6,0	Em construção	2S08
P-53	Marlim Leste	6,0	Em construção	2S08
Cidade São Mateus	Camarupim	10,0	Em construção	2S08
<u>PMXL-1</u>	Mexilhão	15,0	Em construção	2009
P-56	Marlim Sul	6,0	Em construção (Clone P-51)	2011
P-57	Jubarte	2,0	Contratado	2011
P-62	Roncador	6,0	Contratado	2012
P-55	Roncador	6,0	Contratado	2013
Total		60,5		

Plano Estratégico Petrobras 2008-2020

Gráfico 19 – Brasil: Produção Corrente e Estimada de Gás Natural

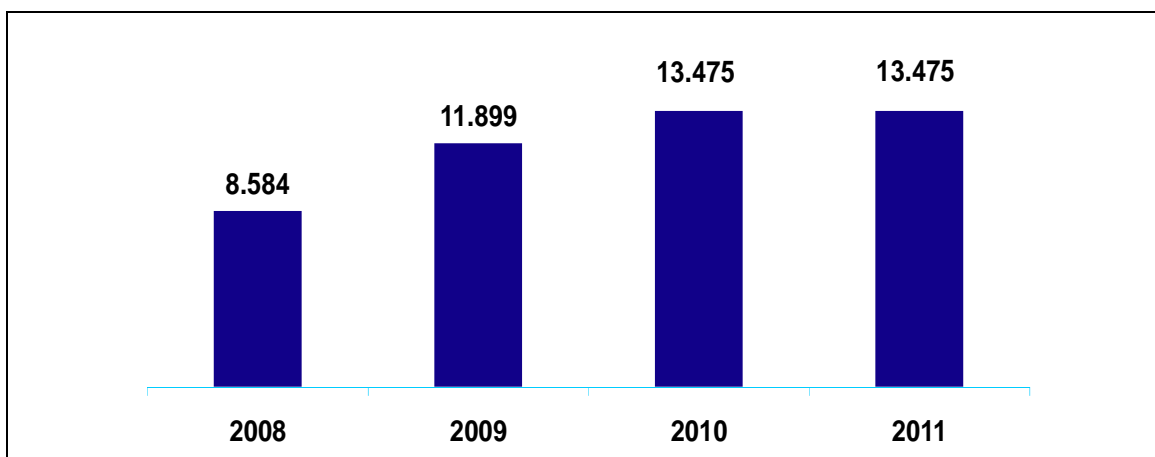


Plano Estratégico Petrobras 2008-2020

A produção de 102 MMm³/d resulta numa oferta doméstica de 72 MMm³/d. Somando a oferta doméstica aos volumes importados via GNL¹¹ (31 MMm³/d) e via gasoduto (30 MMm³/d) estima-se que a oferta total de gás natural em 2012 será de 134 MMm³/d (gráfico 20). No que diz respeito a estrutura da demanda de gás, estima-se que 48 MMm³/d serão destinados ao setor termelétrico em função, em grande parte, do termo de compromisso Petrobras/Aneel (gráfico 21). O setor industrial será responsável por um consumo de 42 MMm³/d de gás natural de forma que o restante (43 MMm³/d) será consumido pelos demais segmentos (residencial, comercial e veicular) (gráfico 22).

¹¹ O terminal de regaseificação do Ceará (Pecem) inaugurado em 2008 e o terminal de regaseificação da Baía de Guanabara com previsão de inauguração em 2009 permitem uma importação diária de GNL de 31 MM/m³.

Gráfico 20 - Termo de Compromisso Petrobrás/Aneel (MW médio)



Fonte: Aneel

Gráfico 21 – Brasil: Estrutura da Oferta de Gás em 2012 (MMm³/d)

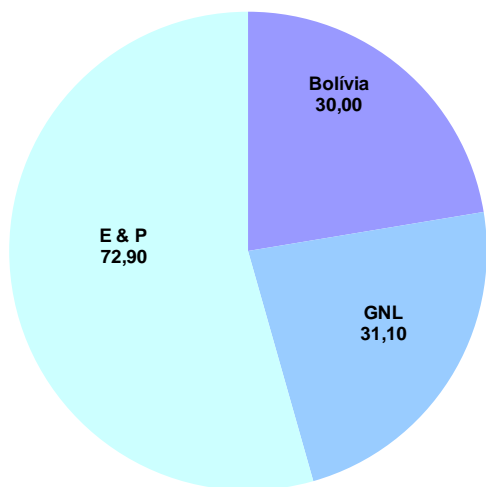
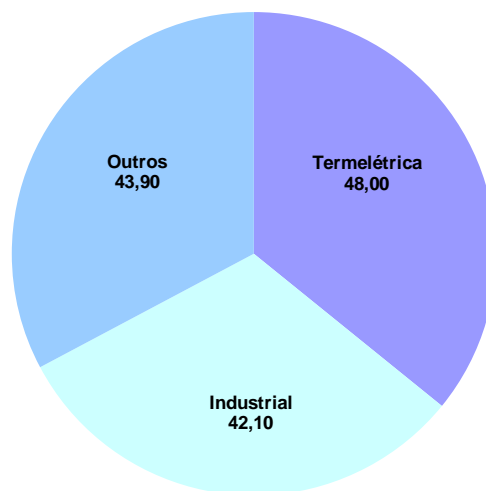


Gráfico 22 – Brasil: Estrutura da Demanda de Gás em 2012 (MMm³/d)



Fonte: Plano Estratégico Petrobras 2008-2020

Pode-se concluir que os investimentos na indústria de gás no médio prazo estão condicionados diretamente aos investimentos da Petrobrás orientados pelo Plangás. O início do funcionamento dos terminais de regaseificação do Rio de Janeiro e do Ceará irá contribuir para o aumento da oferta de gás natural embora aumente a

dependência energética externa do Brasil. A competição entre os setores industrial e termelétrico pelo gás natural deve acirrar-se se refletindo nos preços do combustível e aumentando a pressão para a definição de uma política de preço doméstico.

O setor de gás natural carece de um arranjo institucional e legal que viabilize a formulação de políticas setoriais mais abrangentes e transparentes. Diante da falta de um arranjo institucional adequado a Petrobrás vem tendo um papel central na definição da política setorial. A predominância da Petrobras num contexto de grande assimetria entre os interesses dos agentes do setor de gás natural vem dificultando a aprovação de uma nova lei específica para o gás natural. Desde 2005 o governo vem negociando com o congresso nacional um projeto de lei específica para o gás. Não existe, até o presente momento sinais de que seja possível um consenso que implique num projeto de lei que tenha algum impacto significativo na dinâmica atual do setor.

Mesmo sem avanços na dimensão regulatória, os investimentos no setor seguem um ritmo acelerado, em função do atual contexto de escassez de oferta. Tudo indica que as metas do Plangás serão cumpridas triplicando a oferta doméstica de gás natural no período entre os anos de 2006 e 2012 embora a dependência externa de gás natural passe dos atuais 30 MMm³/d para 60 MMm³/d. A entrada do gás do pré-sal a partir de 2012-13, contudo, altera significativamente o cenário de oferta doméstica de gás natural, como será visto na próxima seção.

5 - Perspectivas de Longo Prazo do Investimento na Indústria de Gás Natural Brasileira

As descobertas do Pré-sal mudam de forma radical o cenário de longo-prazo para a indústria de gás natural no Brasil. Os grandes volumes de gás descobertos deverão engendrar importantes decisões de política energética. A possibilidade de abundância de gás pode representar uma grande oportunidade para uma nova política gasífera que busque disponibilizar para o país grande quantidade de energia a preços competitivos. O gás natural tem o potencial para se tornar um fator importante de industrialização e desenvolvimento. Como mencionado, vários segmentos industriais podem ter na oferta de gás natural relativamente barato um fator de competitividade internacional e atração de investimentos. Diante disto, é fundamental incorporar o gás natural no debate sobre o futuro do Pré-sal.

Antes de descrever e discutir uma política desejável para o gás natural no longo-prazo, é importante apontar nossa visão sobre algumas variáveis-chave para o desenvolvimento da indústria de gás no Brasil.

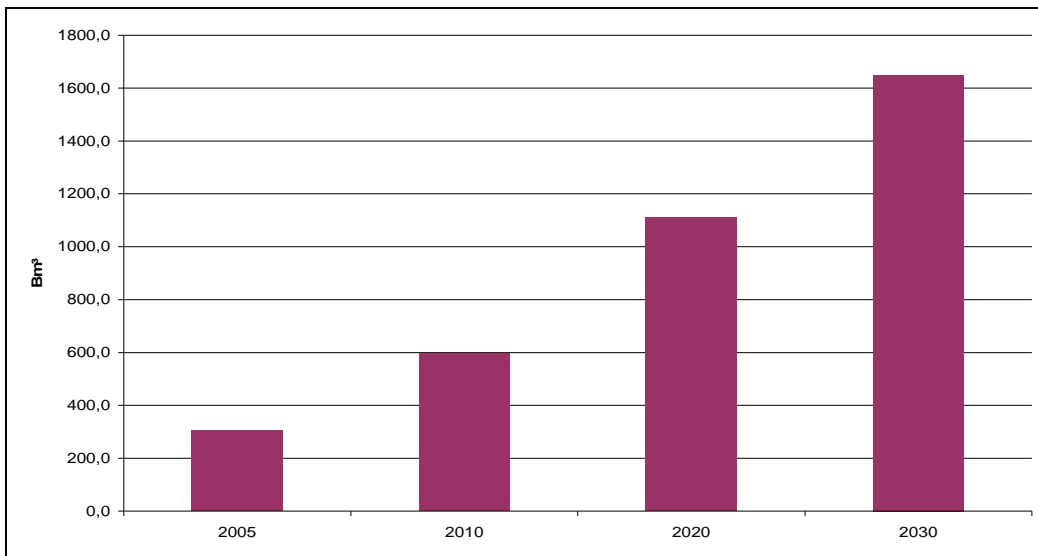
1.7. 3.1 Potencial de oferta doméstica de gás

Historicamente o Brasil foi considerado um país com um baixo potencial de produção de gás. Por esta razão é que o desenvolvimento da nossa indústria gasífera foi tardio e se baseou na importação de países vizinhos. Esta premissa condicionou a estratégia tecnológica de importantes setores industriais que orientaram sua estratégia energética para fontes alternativas ao gás natural (por exemplo, nafta na petroquímica, coque no setor de cimento, carvão mineral e vegetal no setor siderúrgico, lenha e GLP no setor cerâmica). Esta premissa começou a mudar com a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil e a difusão da idéia de que haveria gás importado abundante e barato. Esta idéia durou muito pouco. A crise da Argentina e da Bolívia deixou claro aos agentes do setor que não é sustentável basear uma estratégia energética no fornecimento importado, seja por questões de segurança de abastecimento seja por questões de preço. Os agentes do setor ainda estão com esta visão.

Para reorientar a estratégia energética do setor elétrico e industrial brasileiro de forma mais favorável ao gás natural será necessário que se desenvolva um novo cenário caracterizado pela abundância de gás barato. As descobertas do pré-sal representam uma oportunidade para mudar o cenário de oferta nacional. Entretanto, a configuração desta visão favorável não depende apenas da descoberta de novos recursos, mas também de uma política energética mais favorável ao desenvolvimento da indústria.

Até a descoberta do Pré-sal, a visão das autoridades energéticas nacionais com relação ao potencial da oferta nacional podia ser considerado otimista, mas ainda reservava um papel ainda modesto para o gás na matriz energética nacional. O Plano Nacional de Energia 2030, estimou que o Brasil apresentava um grande potencial para elevação das reservas de gás (Gráfico 23). Segundo a EPE, as reservas nacionais saltariam de cerca de 350 BCMs (bilhões de metros cúbicos) em 2005 para cerca de 1,1 TCMs (trilhões de metros cúbicos) em 2020.

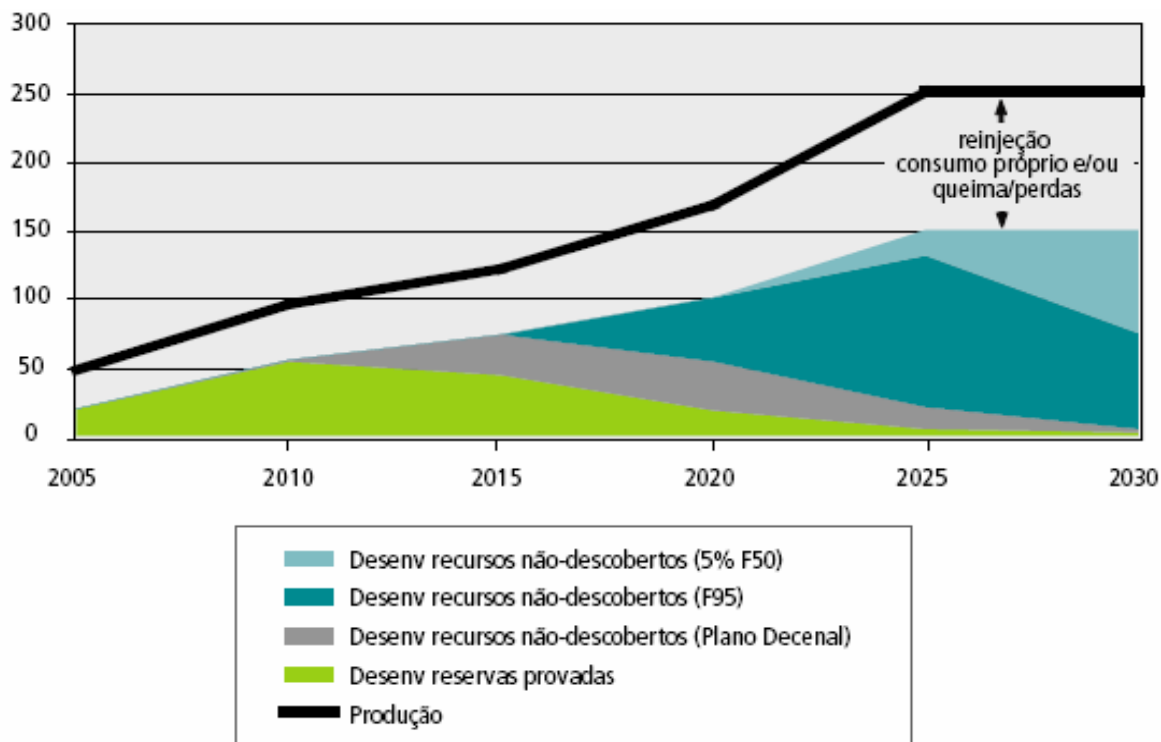
Gráfico 23 – Estimava da evolução das reservas domésticas – PNE 2030



Fonte: EPE – PNE 2030

A partir destas estimativas de reservas, o PNE estimou que a produção doméstica de gás deveria atingir cerca de 170 MMm/dia em 2022 e 250 MMm/dia em 2025. A oferta doméstica seria de 129 e 150 MMm/dia, respectivamente (gráfico 24).

Gráfico 24 – Estimava da evolução da produção doméstica – PNE 2030



Fonte: EPE – PNE 2030

As descobertas do pré-sal não apenas confirmam o potencial geológico brasileiro estimado pela EPE. Estas descobertas já possibilitam apontar um potencial de produção para o Brasil no longo-prazo que vai além daquele apontado pela EPE. O gás associado das descobertas já anunciadas na Bacia de Santos nos possibilita apontar um potencial de produção de 120 milhões de m³/dia. Esta produção permitiria uma à prevista no Plangás de cerca 100 Milhões de m³/dia para 2022. Se admitirmos que não haverá dificuldade para sustentar a produção do Plangás, o potencial de oferta doméstico pode subir de 129 MMm³/dia previsto pela EPE para cerca de 170 MMm³/dia.

1.8. Potencial da demanda

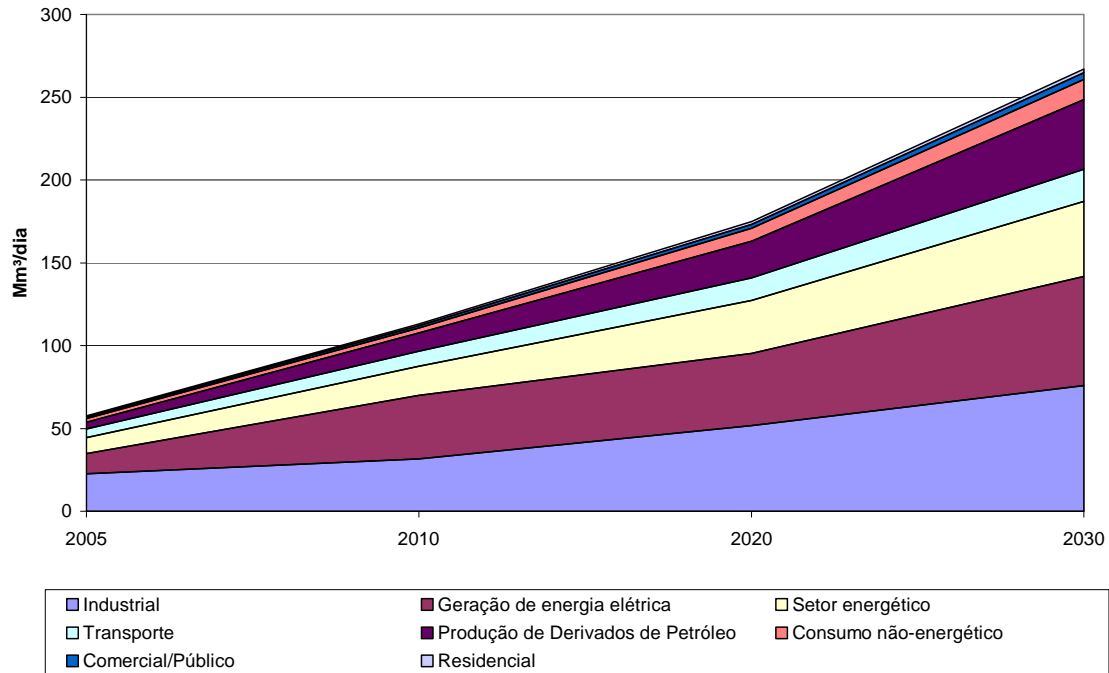
O Plano Nacional de Energia de 2030 estimou o potencial da demanda de gás natural no Brasil. De acordo a visão do PNE, a demanda de gás poderá atingir cerca de 175 MMm³/dia em 2022. Deste total, cerca de 55 MMm³/dia será consumido pelo

próprio setor de petróleo nas plataformas e refinarias; cerca de 45 MMm3/dia será consumido na geração elétrica; cerca de 55 MMm3/dia pelo setor industrial (gráfico 25). Podemos considerar que esta demanda estimada também representa uma visão otimista do potencial de crescimento da indústria de gás nacional.

Tendo em vista a demanda de gás estimada acima, a EPE estimou que a necessidade de importação de gás para complementar a oferta doméstica em 2022 seria de cerca de 45 MMm3/dia. Entretanto, com as descobertas do pré-sal, o potencial de oferta doméstica aumentou em relação ao estimado pela EPE. Num contexto onde o potencial de oferta doméstica se realize, não seria necessário importar volumes significativos de gás natural. Entretanto, acreditamos que seria estratégico para o Brasil, manter o nível atual de importações da Bolívia (30 MMm3/dia)¹². Neste cenário, o Brasil manteria as importações atuais da Bolívia, e deixaria de importar GNL.

Gráfico 25 – Estimativa da evolução da demanda doméstica – PNE 2030

¹² A construção do gasoduto Bolívia-Brasil exigiu um enorme esforço financeiro da Petrobras e outras empresas internacionais, com garantias do tesouro nacional. A valorização deste ativo depende da manutenção dos fluxos de gás da Bolívia. Da mesma forma, a questão geopolítica foi uma questão fundamental para justificar o esforço do governo brasileiro para viabilizar o gasoduto. Ao viabilizar este empreendimento o governo brasileiro criou laços econômicos e políticos com a Bolívia e contribuiu para dar mais sustentabilidade econômica e um país vizinho historicamente instável.



Fonte: EPE – PNE 2030

1.9. Papel das exportações na monetização do gás do pré-sal

Como mencionado anteriormente a Petrobras está estudando formas de monetização do gás do Pré-sal na bacia de Santos. Entre as opções consideradas está a construção de plantas de GNL embarcadas. Uma vez que o gás natural for liquefeito, o mesmo poderia ser transportado e vendido tanto no mercado doméstico quanto no mercado internacional. A vantagem da liquefação embarcada em relação aos gasodutos está associada à flexibilidade comercial associada ao GNL. Uma vez liquefeito, o gás natural pode ser transportado para o mercado internacional sem grandes custos associados. Desta forma, a Petrobras poderia vender o gás natural para o mercado onde o preço do mesmo estivesse mais alto.

Cabe mencionar que ao monetizar o gás através de plantas embarcadas de GNL a Petrobras estará optando por transformar o gás nacional numa commodity internacional. O custo de oportunidade de vender o gás no Brasil passaria a ser o preço mais elevado do mercado internacional menos o custo de transporte via navios

metaneiros, que é relativamente baixo¹³. Nesta concepção, o gás nacional poderia se transformar numa commodity cujo preço doméstico segue o mercado internacional (assim como a soja, minério de ferro, suco de laranja, milho, etc). Evidentemente, esta visão não é condizente com a utilização do gás natural como um fator estratégico para o desenvolvimento da indústria nacional.

O Brasil apresenta um enorme mercado potencial para o gás natural no setor industrial e no setor elétrico. Entretanto, o tamanho deste mercado dependerá da política de preços a ser adotada. Caso o gás natural venha a ser precificado como uma commodity internacional, o tamanho do mercado doméstico se reduz e o Brasil tenderá a se tornar um exportador de gás natural. Desta forma, a oferta de gás natural a preços atrativos constitui uma dimensão relevante de uma política industrial nacional.

Assim, a Petrobras deveria comparar o custo da construção de gasodutos de recolhimento com o custo das plantas de liquefação embarcadas, partindo do princípio de que o gás natural deveria ser ofertado de forma prioritária ao mercado doméstico. Caso contrário, as plantas de GNL poderiam ser escolhidas como opção e monetização, mesmo apresentando um custo mais elevado. Este custo mais elevado poderia ser compensado pelo maior valor a ser obtido pelo gás através da exportação. Desta forma, é muito importante que se estabeleça o quanto antes algumas premissas da política gasífera nacional, sob risco de induzir a Petrobras a tomar decisões econômicas que impliquem na necessidade de vender o gás a custos elevados ou arcar com perdas econômicas consideráveis. Desta forma, a premissa básica deveria ser que o mercado doméstico deve ser priorizado na comercialização do gás do pré-sal. Eventuais plantas de GNL que forem construídas devem ser prioritariamente orientadas para atendimento do mercado doméstico que hoje não pode ser atendido por gasodutos (parte do norte e nordeste). Assim, se as plantas de liquefação embarcadas deveriam ser a opção tecnológica apenas no caso onde forem a opção mais barata para o atendimento do mercado doméstico.

1.10. Política de preços para o gás natural

Num contexto de abundância de gás associado e total dominância da Petrobras no mercado de gás não se justifica a omissão do governo na arbitragem de

¹³ Com US\$ 1,00 por Mmbtu seria possível levar o GNL para os Estados Unidos ou Europa.

um aspecto fundamental para a dinâmica da indústria: a política de preços. Como mencionado, a política de preços será totalmente crucial para definir os contornos da indústria de gás nacional. Através do controle das exportações de gás e da política de preços o governo poderá decidir o papel o gás natural deverá ter no setor industrial brasileiro e no setor elétrico. Sem uma política de preços o governo perde capacidade de arbitrar questões estratégicas para o setor industrial e energético nacional.

O governo deveria definir uma política de preço levando em conta não apenas o custo de oportunidade de importação/exportação, mas também o custo da oferta. No caso do gás associado, a principal questão é a atratividade dos investimentos nos gasodutos de recolhimento e nas unidades de processamento. No caso do gás não associado é necessário ter em conta também os investimentos necessários nos sistemas de produção¹⁴. De toda forma, é razoável pensar que existe um espaço para definição de uma regra de precificação onde os preços fique acima do valor considerado atrativo para os investimentos e abaixo da paridade de exportação.

6 - Política gasífera

Uma nova política de gás natural num contexto de grande potencial de oferta deveria se pautar pelas seguintes premissas:

- i. O mercado doméstico e, em particular o setor industrial, deveria ser prioritário para o aproveitamento e valorização das reservas de gás nacionais;
- ii. Enquanto o petróleo deve ser considerado uma commodity internacional e precificado levando em conta o mercado mundial, o gás natural deveria ser considerado um insumo estratégico para o país;
- iii. É necessário estabelecer uma política de preços que leve em conta custo de produção, transporte e distribuição, incluindo obviamente uma remuneração adequada para os investidores.

Para garantir a validade das premissas acima, é importante revisar o papel que o estado vem tendo na indústria de gás natural brasileira. Desde quando tomou a

¹⁴ Tendo em vista os volumes das reservas de petróleo com gás associado, é razoável pensar que a oferta adicional de gás não associado no Brasil deverá ter uma importância menor.

decisão de introduzir o gás natural na matriz energética nacional, o Estado brasileiro optou por utilizar a Petrobras como principal instrumento da sua política de gás. A empresa assumiu o papel de formuladora da estratégia gasífera nacional e de liderança do esforço dos investimentos no setor. Com o passar dos anos, a Petrobras acabou conquistando um crescente grau de autonomia no comando da política gasífera nacional. Por um lado, a empresa se capacitou para a formulação da política setorial. Por outro lado, a capacidade de intervenção da empresa no setor cresceu com seus investimentos estruturantes: gasoduto Bolívia Brasil, termelétricas, aquisição de distribuidoras, terminais de GNL. O Plangás, mais uma vez se apoiou na capacidade estruturante dos investimentos da Petrobras para resolver um problema central de política energética: a garantia do suprimento de gás natural.

A concentração da produção de gás natural na Petrobras vem criando obstáculos para a definição de uma política gasífera mais equilibrada e coerente. Um dos obstáculos mais importante é o fato da Petrobras representar não apenas os interesses do Estado, mas ter também interesses empresariais no negócio do gás. Isto cria dificuldades muito grandes para negociar consensos para viabilizar uma política setorial. Por esta razão, desde 2005 os agentes do setor não chegam a um acordo quanto a uma proposta para a Lei do Gás. Desta forma, é importante que o Estado assuma diretamente suas responsabilidades na formulação e implementação de uma política setorial, sob risco dos conflitos dominarem a agenda do setor, dificultando investimentos na infra-estrutura necessária ao desenvolvimento da indústria.

A Petrobrás deverá continuar a ter um papel dominante no negócio do gás natural. Entretanto, seria importante que o próprio governo assumisse a formulação da política setorial. Além da elaboração de políticas definição do papel do gás no setor industrial e na geração elétrica, em particular a política de preços, é muito importante que o Estado defina políticas de incentivos para os investimentos na infra-estrutura de transporte. Estes investimentos vêm sendo capitaneados pela Petrobras nos últimos anos. Entretanto, tendo em vista a grande necessidade de investimentos no upstream em função do Pre-sal, provavelmente a Petrobras terá de reorientar sua estratégia de investimentos. Desta forma, é importante criar condições para que novos atores se interessem pelos investimentos no downstream da cadeia do gás natural, em particular na fase do transporte. O BNDES pode ter um papel importante como instrumento para coordenação e implementação de uma política para incentivar investimentos no setor de transporte de gás natural no Brasil.

Vale ressaltar que será muito importante avançar na agenda de regulação da indústria de gás natural no Brasil. Além da política de preços já mencionada, a aprovação de uma nova Lei do Gás e avanços na regulação estadual são condições necessária para uma política de gás sustentável. Com relação à lei do gás, é muito importante a negociação de uma proposta consensual de forma a criar um contexto de maior estabilidade regulatória. Neste âmbito, é importante buscar uma maior convergência entre a regulação federal e a regulação estadual. Estes dois diferentes níveis regulatórios têm sido causa de freqüentes disputas regulatórios entre os agentes do setor.

Quadro 1 - Quadro analítico da Política Gasífera Nacional.

Tipos de Instrumento				
Tipo de Investimento	Induzido	Incentivos	Regulação	Coordenação
		Investimento em infra-estrutura de recolhimento e transporte de gás	Política de Preço: Priorização do mercado interno	Governo federal deverá ter um papel mais ativo na determinação das prioridades do setor, principalmente no que diz respeito a política de preços e participação do gás no setor elétrico
			Definição da Lei do gás: Necessária para viabilizar investimentos em infra-estrutura	BNDES deverá passar a ter um papel estruturante no que tange ao investimento
Regulação Estadual continua um tema em aberto: Importante para a liberalização do mercado final	Petrobras estará mais focada em E&P			

Fonte: Elaboração própria

7 - Bibliografia

P (2002a). *Panorama da indústria de Gás Natural no Brasil: Aspectos Regulatórios e Desafios*. <http://www.anp.gov.br/gasnatural.htm>

- ANP (2002b). "Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural". Nota técnica, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Available in <http://www.anp.gov.br/gasnatural.htm>
- ANP (2003a). Integração Energética entre Brasil e Argentina: Alguns Aspectos Regulatorios da Indústria de Gás Natural. Rio de Janeiro, Julho de 2003.
- ANP (2003b). "Regulação no Mercado Comum Europeu para o Mercado de Gás Natural: Principais Aspectos". Nota técnica, n. 17.
- ANP (2008). Anuário Estatístico 2008.
- AUTORITÀ PER L'ENERGIA E IL GAS - AEEG (2004). Relatório Anual de 2004. Disponível em www.autorita.energia.it
- BP (2008) *Statistical Review of World Energy*, www.bp.com.
- DENHARDT, Ronald C (1995). "Rethinking the secondary market for natural gas transportation. *Public Utilities Fortnightly*; Apr 1, 1995; 133, 7.
- EIA- DOE (2000). "Fuel Oil Use in Manufacturing". Disponível em URL:http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/mecs/mecs_fueloil_use.html
- EIA- DOE (2003). *Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 Update*. www.iea.doe.gov.
- EIA- DOE (2005). "Status of Natural Gas Residential Choice Programs by State as of December 2003". Site visitado em 02/1/2005. http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/restructure/restructure.html.
- ELLIG, J. and KALT, J. (orgs.) (1996). *New Horizons in Natural Gas Deregulation*. London, Praeger Publishers. 260 pgs.
- ESTRADA, J., MOE, A. and MARTINSEN, K. (1995). *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*. Sussex, England, John Wiley & Sons, 375 pgs.
- FINON, D. (2003). *European Gas Markets: Nascent Competition and Integration in a Diversity of Models*. IEPE, CNRS-UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, MIMÉO.
- FLOWERS, E. (1998). *U.S. Utility Mergers and the Restructuring of the New Global Power Industry*. London, Quorum Books, 261 pgs.

- HORVARTH, S. (1996). "Natural Gas Market Development in the US". Artigo apresentado no IEA, *International Conference on Natural Gas Technologies*, Berlim.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1994), *Natural Gas Transportation: Organisation and Regulation*. Paris, OCDE.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1995). *The IEA Natural Gas Security Study*. Paris, OCDE.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1998). *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*. Paris
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2000). "Structural Separation in Regulated Industries: Background Note by the Secretariat. Working Party n. 2 on Competition and Regulation. Paris.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002). *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. Paris.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2003). *South American Gas: Daring to Tap the Bounty*. Paris.
- IEA (1994), *Natural gas Transformation: Organisation and Regulation 1994*, Paris: OCDE.
- IEA (2002), *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand 2002*, Paris: OCDE.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (1994), *Natural Gas Transportation: Organisation and Regulation*. Paris, OCDE.
- JAMISON, M. (1999). *Pricing and Industry Structure: the New Rivalry in Infrastructure*. Kluwer Academic Publishers.
- JOHNSON, S., RASMUSSEN, J., TOBIN, e J. (1999). *Corporate Realignments and Investments in the Interstate Natural Gas Transmission System*. Energy Information Administration.
- JURIS, A. (1996a) – *Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States*, Banco Mundial, Washington, mimeo
- JURIS, A. (1996b) – *Market Development in the UK Natural Gas Industry*, Banco Mundial,, Washington, mimeo

- JURIS, A. (1998). "Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States". *Public Policy for the Private Sector*, Note n. 141.
- LEITZINGER, Jeffrey e OSTROVER, Steve (2000). "What can we expect from restructuring in natural gas distribution?" *Energy Law Journal*, volume 21, n.1.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2008). Balanço Energético Nacional.
- MORAN, Alan (2002). *Natural gas in Australia after the "Hilmer revolution"*. Institute of Public Affairs Ltd
- NERA (National Economic Research Associates) (2002). "Network Access Conditions and Gas Markets in North America". *A Report for Gas Transmission Europe (GTE)*. Londres.
- NEWBERY, D. (1999). *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*. The MIT Press, Cambridge, MA.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007). Natural Gas Information, Paris.
- IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007). Natural Gas Market Review, Paris.
- PEEBLES, Malcolm (1980). *Evolution of the Gas Industry*. Macmillan Press, New York.
- PINTO JUNIOR, H. e alli (2007), *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*, Editora Elsevier/Campus, Rio de Janeiro.
- QUAST, Oliver (1997). *Les Fondements des Modèles Successifs d'Organisation de l'Industrie Gazière: Analyse des Conditions d'Introduction de la Concurrence dans une Industrie de Réseau*. Grenoble (France), Institut d'Economie et de Politique de l'Energie. Tese de doutorado. 308 págs.
- ROYLE, G. (1996). "British Gas: Light at the End of a Long Tunnel." Investment Research U.K. and Europe. Morgan Stanley International, London.
- STERN, J. (1998). *Competition and Liberalization in European Gas Markets: a Diversity of Models*. The Royal Institute of International Affairs, 232 pgs.
- STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – *A Reforma da Indústria do Gás Natural na Bolívia*, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural.
- STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – *A Reforma da Indústria do Gás Natural na Austrália*, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural.

STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – *A Transformação da Indústria do Gás Natural na Espanha*, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural.

STRAT/R.GARCIA CONSULTORES/ANP (2004) – *Aspectos Pontuais da Transformação da Indústria do Gás Natural na Colômbia*, Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural.

SITES:

www.iea.org

www.eia.doe.gov

www.enargas.gov.ar

www.anp.gov.br

www.mme.gov.br

www.gasnatural.com

www.cera.com