



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

A INSERÇÃO DO BRASIL NO MERCADO INTERNACIONAL DE GNL: ANTECEDENTES, PERSPECTIVAS E REALIDADES

Pedro Mello Paiva

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Profa. Dra. Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2010

A INSERÇÃO DO BRASIL NO MERCADO INTERNACIONAL DE GNL: ANTECEDENTES, PERSPECTIVAS E REALIDADES

Pedro Mello Paiva

**PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

Aprovado por:

Profa. Dra. Rosemarie Bröker Bone – DEI/POLI – UFRJ

Prof. Dr. Alexandre Castro Leiras – DPO/EQ – UFRJ

Prof. Dr. Paulo Couto – DEI/POLI – UFRJ

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.

FEVEREIRO, 2010.

Paiva, Pedro Mello

A Inserção do Brasil no Mercado Internacional de GNL:
Antecedentes, Perspectivas e Realidades / Pedro Mello Paiva. –
Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

Orientadora: Profa. Dra. Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de
Engenharia do Petróleo, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 60-64.

1.Mercado do Gás Natural 2.Gás Natural Liquefeito 3.Brasil
4.Energia 5.Planejamento Energético I. Boné, Rosemarie Bröker. II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso
de Engenharia do Petróleo. III. A Inserção do Brasil no Mercado
Internacional de GNL: Antecedentes, Perspectivas e Realidades.

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela família que tenho e pelos amigos que fiz. Sem eles não encontraria motivação para concluir o curso. Pai, Mãe: muito obrigado por tudo, pela força e pelos exemplos. Tales, meu irmão: muita força pro teu caminho, obrigado pelo companheirismo e amizade que temos desde que nos entendemos por gente. Cleide: obrigado pela compreensão nos momentos em que os estudos ganharam maior atenção, e pela confiança de que tudo tem um objetivo maior.

Meus mais sinceros agradecimentos a Marisa, principal motivadora durante este processo, sempre com palavras amigas, conselhos valorosos e apoio incondicional. Desde os primeiros dias do curso sonhava com este espaço especial dos agradecimentos dedicado a você, com todo o carinho, amizade e consideração que se pode imaginar. Obrigado a todos os amigos da Biblioteca do CCS, em especial a Marco Tulio e Fátima Fernandes, pela compreensão e confiança durante estes anos de convívio. E a Filipe, meu irmão mais velho que conheci por lá também, com coincidências e afinidades suficientes para construir uma grande amizade.

A Professora Rose, pela orientação deste trabalho. Muito obrigado pela motivante e incansável busca por resultados melhores. Agradeço pela oportunidade de trabalharmos juntos. E aos Professores e Coordenadores do curso de Engenharia de Petróleo da UFRJ: pelo empenho dedicado ao curso e aos alunos.

Agradeço aos amigos da Fundação Osório, pelos quais guardo muito carinho e consideração, pelos ensinamentos e oportunidades que me foram dadas de desenvolvimento pessoal. Agradecimentos especiais a Regina Maura: muito obrigado pela confiança depositada que até hoje tem influência muito grande nas minhas decisões, e terá para o resto da vida.

A minha turma, pelo espírito de corpo sustentado durante todo o curso, amizade e companheirismo. Não sei o que seria de mim sem vocês. Aliás, eu não sei o que vai ser agora de mim. Aos membros integrantes do CR, em especial a Guilherme, por acreditar na idéia e provar, de maneira incontestável, que a união é a melhor alternativa para superar os desafios: "Ninguém será deixado para trás".

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo

A Inserção do Brasil no Mercado Internacional de GNL: Antecedentes, Perspectivas e Realidades

Pedro Mello Paiva

Fevereiro/2010

Orientador: Profa. Dra. Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia do Petróleo

O gás natural possui, a cada ano, uma maior inserção na matriz energética mundial. As maiores reservas de gás natural do mundo encontram-se geograficamente distantes dos principais centros consumidores, dificultando o uso de gasodutos. O transporte é então realizado através do GNL (gás natural liquefeito), alternativa de custo mais alto que exige investimentos maiores em infra-estrutura.

Nos últimos anos, a demanda industrial e de geração termelétrica têm impulsionado o uso deste energético no Brasil. Assim o gás natural tem ganhado espaços importantes no planejamento energético do governo, que tem por finalidade garantir o suprimento da demanda para os próximos anos. Até o início de 2009, ano do recebimento da primeira carga de GNL no país, as principais fontes de suprimento da oferta nacional era a produção interna e a importação proveniente da Bolívia. As primeiras entregas de GNL ao Brasil foram provenientes de Trinidad e Tobago, com preços indexados ao Henry Hub.

O objetivo do trabalho é verificar se o início das importações via GNL está inserido em um planejamento integrado, de longo prazo, ou se foi uma necessidade de caráter emergencial que se estabeleceu em função de um planejamento inadequado.

A oferta nacional deveria ser, prioritariamente, fruto de investimentos na produção interna e na importação via gasoduto, segundo recomendações do MME (Ministério de Minas e Energia). A justificativa principal para o início das importações de GNL em regime flexível, em detrimento da importação via gasodutos, está no atendimento às termelétricas. Entretanto, observam-se em planejamentos mais recentes, do próprio MME, alguns indícios de inconsistência: o declínio da produção interna está sendo compensado por maiores volumes de importação, contrariando a recomendação do MME de priorizar a produção interna e a importação por dutos. O mesmo acontece no Plano de Negócios da Petrobras, que projeta a necessidade de ampliar a capacidade de regaseificação a partir de 2012.

Palavras-chave: Mercado do Gás Natural, Gás Natural Liquefeito, Brasil, Energia, Planejamento Energético

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of requirement for the degree of Engineer.

The Insertion of Brazil in the International LNG Market: Background, Perspectives and Realities

Pedro Mello Paiva

February/2010

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Course: Petroleum Engineer

Natural gas has, every year, a greater integration into the global energy matrix. The largest natural gas reserves in the world are geographically distant from major consuming centers, making difficult the use of pipelines. Transport is done through LNG (liquefied natural gas) that is more expensive and requires larger investments in infrastructure.

In recent years, industrial demand and thermal generation are driving the use of energy in Brazil. Thus natural gas has gained valuable space in governmental energy planning, which aims to supply the demand for coming years. By early 2009, when Brazil received the first LNG cargo, the main sources for domestic supply were domestic production and imports from Bolivia. The first LNG deliveries to Brazil were from Trinidad and Tobago, with prices indexed to Henry Hub.

The objective of this study is to understand the start of imports via LNG is inserted into a long-term integrated planning, or it was a need for an emergency that was established based on inadequate planning.

National supply should be primarily the result of investments in domestic production and imports via pipeline, according to MME (Ministry of Mines and Energy) recommendations. The main justification for the start of the flexible LNG imports instead of the imports via pipelines is the thermal plants supply. However, in most of MME's recent plans, some evidence of inconsistency is observed: the domestic production decline is being offset by higher import volumes, notwithstanding MME recommend to prioritize domestic production and imports through pipelines. Therefore, Petrobras' Business Plan projects to expand the regasification capacity by 2012.

Keywords: Natural Gas Market Liquefied Natural Gas, Brazil, Energy, Energy Planning.

Sumário

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	vii
Lista de Gráficos.....	vii
Capítulo 1 - Introdução.....	9
Capítulo 2 – O Mercado Mundial de GNL.....	11
2.1. A Cadeia do Gás Natural Liquefeito.....	11
2.2. Evolução do Mercado Mundial de GNL.....	13
2.3. Precificação do GNL	23
Capítulo 3 – O Mercado de GNL para o Brasil	26
3.1. A Evolução do Mercado Brasileiro de Gás Natural.....	26
3.2. Motivações para importação via GNL.....	30
3.3. Os Projetos Brasileiros de GNL.....	32
Capítulo 4 - O Futuro do GNL no Brasil.....	38
4.1. Matriz Energética Nacional (MEN 2030): disponibilidade interna no longo prazo	39
4.2. Plano Nacional de Energia (PNE 2030): projeções para a demanda de gás natural e alternativas para a garantia de suprimento no longo prazo	43
4.3. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2008-2017): balanço oferta/demanda nacional e alternativas para garantia de suprimento no médio prazo	46
4.4. Plano de Negócios da Petrobras 2009-2013: opções realizadas e alternativas futuras no planejamento de curto prazo	51
4.5. Comparação entre os Planejamentos de Longo, Médio e Curto Prazo	52
Capítulo 5 – Conclusão	56
Capítulo 6 – Referências Bibliográficas.....	60

Lista de Figuras

Figura 1 – A cadeia do GNL.....	11
Figura 2 – Formação das Bacias do Atlântico e Pacífico.....	15
Figura 3 – Principais rotas de comercialização de gás natural (gasoduto e GNL).....	21
Figura 4 – Visão panorâmica dos projetos de GNL da Baía de Guanabara (esquerda) e Pecém (direita).....	33
Figura 5 – Disposição das instalações nos píeres de GNL.....	34
Figura 6 – Traçado dos gasodutos entre o píer e a estação dos projetos da Baía de Guanabara (acima) e de Pecém (abaixo).....	35
Figura 7 – Mapa dos gasodutos.....	47

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Plantas: operacional, em construção e planejadas.....	22
Tabela 2 – Quantidade de gás natural importado via GNL pela Petrobras.....	36
Tabela 3 – Térmicas que podem ser atendidas pelos projetos.....	36
Tabela 4 – Estudos selecionados, fontes, abordagens e horizontes de planejamento.....	38
Tabela 5 – Estimativa de Recursos Totais Não Descobertos (em bilhões de m ³).....	42
Tabela 6 - Projeção das Reservas e Produção Nacionais de Gás Natural.....	43
Tabela 7 – Capacidade de oferta de GN – Importado (milhões de m ³ /dia).....	50

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Custos de transporte.....	12
Gráfico 2 – Crescimento das Importações de GNL por mercado.....	17
Gráfico 3 – Crescimento de contratações no curto prazo.....	19
Gráfico 4 – Projeções para o volume de gás comercializado (em bilhões m ³).....	22
Gráfico 5 – Preço do GNL (US\$/milhão de BTU).....	24
Gráfico 6 – Evolução da Matriz Energética Nacional (milhares de tep).....	26
Gráfico 7 – Volume comercializado por segmento (mil m ³ /dia).....	29
Gráfico 8 – Complementaridade: nível reservatórios x preço Henry Hub.....	32
Gráfico 9 – Estrutura da Oferta Interna de energia: Brasil, Mundo e OECD.....	39
Gráfico 10 – Geração térmica: diferentes combustíveis, 2005-2030 (em TWh).....	40
Gráfico 11 – Evolução das Reservas Totais de Gás Natural.....	41
Gráfico 12 – Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural (em milhões m ³ /dia).....	42

Gráfico 13 – Estrutura do Consumo de Gás Natural (%).....	44
Gráfico 14 – Estimativa de volumes de importação brasileiros, 2005-2030.....	45
Gráfico 15 – Região Norte: Projeção do Balanço (em milhões m ³ /dia).....	48
Gráfico 16 – Região Sudeste: Projeção do Balanço (em milhões m ³ /dia).....	48
Gráfico 17 – Região Nordeste: Projeção do Balanço (em milhões m ³ /dia).....	49
Gráfico 18 – Malha integrada Brasil: Projeção do Balanço.....	50
Gráfico 19 – Projeção da Oferta e Demanda de gás natural (até 2013).....	51
Gráfico 20 – Disponibilidade Interna Total (milhões m ³ /dia).....	53
Gráfico 21 – Produção Interna Líquida (milhões m ³ /dia).....	54
Gráfico 22 – Importação de GNL (milhões m ³ /dia).....	54

Capítulo 1 - Introdução

O gás natural vem ganhando espaço na matriz energética de diversos países ao longo dos anos. Além de estar se tornando um energético economicamente interessante, questões ambientais favorecem o seu uso, uma vez que possui uma queima mais completa e mais limpa, diminuindo a emissão de gases do efeito estufa e poluentes. No Brasil, em particular, o mercado de gás natural tem crescido nos últimos anos impulsionado principalmente pelo setor industrial e de geração elétrica, apesar da indústria nacional não estar consolidada.

O presente crescimento da demanda por gás natural no país implica em uma atenção especial com relação à segurança do suprimento deste energético. A oferta de gás natural do Brasil é composta principalmente pela produção interna, em campos associados, e pela importação proveniente da Bolívia, através do Gasbol (Gasoduto Brasil-Bolívia). Nos últimos anos, reservas expressivas de gás natural foram encontradas no território nacional. Entretanto o desenvolvimento e a produção destes campos não são imediatos, e o país precisará importar gás natural para aumentar a oferta interna, se quiser atender à demanda projetada para os anos seguintes.

O crescimento do uso do gás natural, em todo o mundo, depara-se com uma dificuldade peculiar: as maiores reservas do energético encontram-se geograficamente distantes dos principais centros consumidores. Diferentemente do petróleo, que pode ser transportado por navios com relativa facilidade, o gás natural possui uma baixa densidade energética, e, para que o transporte seja feito em condições equivalentes, precisa estar em seu estado líquido.

Recentemente o país vem demonstrando um interesse especial em inserir-se no mercado de gás natural liquefeito (GNL). Entretanto, o contexto brasileiro é um pouco diferente, já que países vizinhos, como Bolívia, Peru e Venezuela, possuem reservas expressivas de gás natural. Não seria mais conveniente que esta importação fosse feita por gasodutos?

As tecnologias de liquefação, transporte e regaseificação avançaram muito durante os mais de 30 anos de existência do mercado de GNL, e hoje muitos projetos de regaseificação e liquefação encontram-se espalhados por todo mundo, outros estão em construção ou em fase de planejamento. Assim sendo, o mercado de GNL está se tornando mais confiável e atrativo financeiramente a cada ano. Acredita-se que em

função destas características de mercado, o Brasil tenha construído duas plantas de regaseificação, uma em Pecém-CE, e outra na Baía de Guanabara-RJ, com uma intenção prioritária de atender à demanda termelétrica que deve crescer significativamente nos próximos anos, uma vez que o potencial hídrico encontrará dificuldades de expansão por motivos técnicos e por questões ambientais.

O objetivo deste trabalho é entender quais seriam as principais motivações brasileiras para importação via GNL em detrimento da importação via gasodutos dos países vizinho. Além disso, vamos procurar verificar até que ponto a importação de GNL é uma ação que atende a um planejamento de longo prazo, ou foi realizada em caráter emergencial, fruto de um planejamento inadequado nos anos anteriores.

O trabalho será apresentado em cinco capítulos. O Capítulo 2, posterior a esta introdução, abordará a cadeia do GNL, suas características e processos, vantagens e desvantagens. Será apresentado um histórico do mercado mundial de GNL, a evolução da estrutura dos contratos, os principais agentes importadores e exportadores ao longo da história e o que motivou a entrada destes neste mercado. Veremos quais as características das movimentações de GNL no mundo de hoje, os mecanismos de precificação, a influência exercida pelos principais hubs, e os tipos de contratos mais utilizados.

O Capítulo 3 estudará as principais motivações para a entrada do Brasil no mercado de GNL. Será realizado um resgate histórico da indústria gasífera no país, tratando dos incentivos para a incorporação do gás natural à matriz energética. Faremos algumas considerações sobre a importância da flexibilidade do gás natural no atendimento da demanda termelétrica. Em seguida, serão apresentados dados sobre os recentes projetos de importação via GNL, a origem desse gás e a sua finalidade.

Uma vez entendido o contexto geral da opção brasileira de importação via GNL, o Capítulo 4, fará projeções para o mercado de GNL no país, baseadas em dados de reservas, estrutura e expectativa do consumo, e da necessidade de importação. Serão abordadas três dimensões temporais: de longo, médio e curto prazo. Baseado em dados disponíveis ao mercado, algumas comparações serão realizadas com finalidade de verificar o que está sendo confirmado e o que foi alterado no planejamento energético nacional nos últimos anos. Por fim, no último capítulo se apresentam as conclusões e os comentários finais sobre o trabalho.

Capítulo 2 – O Mercado Mundial de GNL

Nesta seção será apresentada a cadeia do GNL, seus processos, suas características, vantagens e desvantagens. Um histórico sobre o mercado de GNL será exposto em seguida, relatando sua dinâmica, os países participantes ao longo da história e suas motivações, e a evolução da estrutura dos contratos. Em seguida, entenderemos como se comporta hoje o mercado de GNL, quais são os tipos de contrato mais utilizados e os mecanismos de precificação utilizados nas negociações de maior volume.

2.1. A Cadeia do Gás Natural Liquefeito

O GNL, ou gás natural liquefeito, é um mecanismo de transporte de grandes volumes de gás, entre locais distantes, quando é inviável que este transporte seja feito por dutos. O metano é transportado em seu estado líquido, com a finalidade de reduzir o volume a ser transportado, na ordem de 600 vezes, viabilizando o transporte em navios metaneiros.

A cadeia de valor do GNL contempla as seguintes etapas (ver figura 1):



Figura 1 – A cadeia do GNL
Fonte: ANP, 2009 apud OATLEY, 2008

1. **Exploração, Produção e Processamento do Gás Natural:** descoberta das reservas, mecanismos de produção e como será processado o gás, para posterior envio às usinas de liquefação;
2. **Liquefação:** este processo é realizado nas plantas de liquefação, e contempla duas etapas principais: tratamento do gás para remoção de impurezas, e liquefação do produto por meio do processo de resfriamento (até aproximadamente 162 °C negativos);

3. **Transporte:** Em geral ocorre por meio dos navios metaneiros, no comércio internacional, onde as grandes distâncias possibilitam economias de escala. Entretanto, o GNL pode ser transportado também por caminhões, para abastecer localidades não atendidas pela malha de gasodutos;
4. **Armazenamento:** em alguns países, em que existem grandes picos de consumo de gás em determinados meses do ano, o gás natural pode ser armazenado em instalações conhecidas como *peakshavin*, para posterior regaseificação e utilização nos períodos de maior demanda. O armazenamento pode ser ainda subterrâneo, após o processo de regaseificação;
5. **Regaseificação:** os terminais de regaseificação do gás ficam situados próximo aos centros de consumo, em locais de águas profundas e abrigadas. Os principais elementos de um terminal de regaseificação são os tanques de estocagem e o regaseificadores que utilizam a própria água do mar para reaquecer o GNL, ou vapor, quando existe uma usina termelétrica próxima das instalações; e
6. **Distribuição:** o gás é então é comprimido para os gasodutos das redes de distribuição, atendendo aos consumidores finais em diversos setores: industrial, comercial, residencial, geração de energia, entre outros.

Podemos observar no gráfico 1 que os custos de transporte de gás natural, seja por dutos ou GNL, é bem superior aos custos para transportar petróleo. Observa-se também que o transporte via GNL é mais caro que os gasodutos para pequenas distâncias, revertendo o quadro para as distâncias maiores.

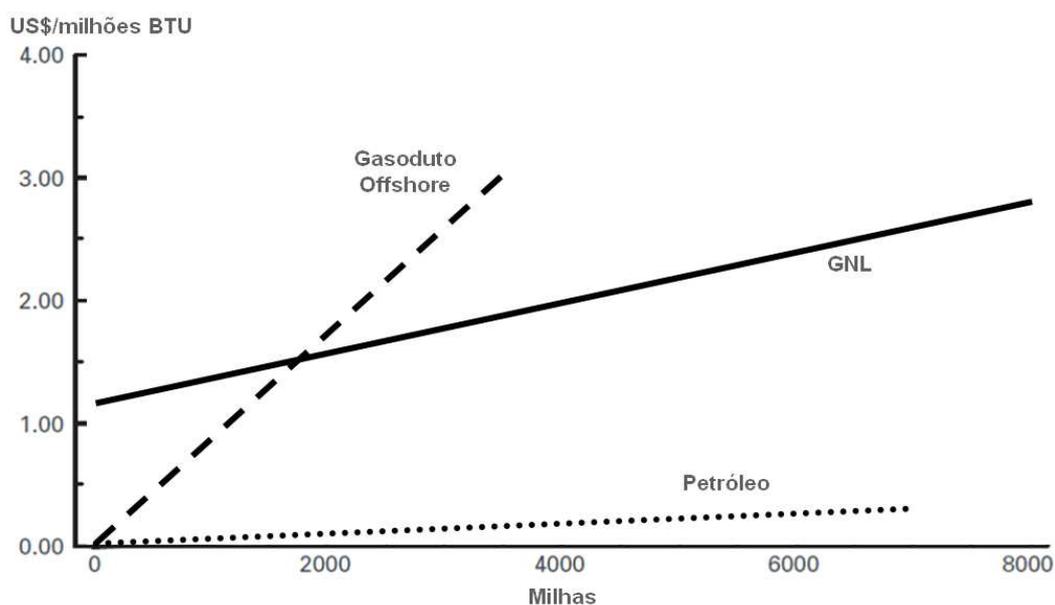


Gráfico 1 – Custos de transporte
 Fonte: adaptado de JENSEN, 2004

Segundo BAIOCO et al. (2008) o GNL e o gasoduto são as tecnologias mais utilizadas, e a viabilidade econômica dos projetos de transporte de gás depende de grande investimento em infra-estrutura, e da existência de grandes volumes de reservas provadas. No caso particular do GNL, a liquefação, transporte e regaseificação do gás exigem investimentos muito elevados, além das elevadas perdas durante o processo, em comparação ao transporte por dutos (REAL, 2005). Por isso, o que determina a opção pelo transporte via GNL é a inviabilidade técnica da construção de gasodutos, como em travessias de oceanos, ou onde as distâncias maiores favorecem o transporte via GNL.

Estas são as principais etapas da cadeia do GNL. Agora serão abordadas as principais características e a história do mercado mundial de GNL.

2.2. Evolução do Mercado Mundial de GNL

Pode-se considerar que o início da indústria do GNL ocorreu em 1917, nos EUA, quando fez-se uso da tecnologia de liquefação do gás natural, com a finalidade de suprir as oscilações sazonais da demanda. Mas foi a partir dos anos 40 que, na Europa e nos EUA, começaram a surgir os primeiros projetos de planta de liquefação, ainda com o objetivo de atender a demanda nos horários de pico (CORDEIRO, 2005).

Nos anos seguintes, segundo REAL (2005), os esforços foram voltados para o desenvolvimento de balsas e barcaças para transportar gás em segurança e sem perdas. O primeiro transporte de GNL pelo oceano foi realizado no final da década de 50, num metaneiro que partiu dos EUA para o Reino Unido. O sucesso do transporte motivou a construção, na Argélia, da primeira planta de liquefação do mundo e o primeiro acordo comercial de venda internacional, em 1964, para importar GNL da Argélia para a Inglaterra (REAL, 2005).

As duas décadas seguintes foram muito conturbadas para a indústria do petróleo, principalmente depois da fundação da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) em 1961. A OPEP foi uma maneira encontrada pelos principais países produtores de petróleo da época para se defender da pressão que era exercida pelas grandes empresas petrolíferas ocidentais, na política de oferta e de preço. A nova política ditada pelos países produtores aumentou muito o preço do barril de petróleo e provocou uma grande recessão nos EUA e na Europa, desestabilizando a economia ao redor do mundo.

Neste contexto de instabilidade do mercado de importação do petróleo, muitos países iniciaram uma tentativa de diversificar sua matriz energética, antes muito dependente deste produto. Por esse motivo, segundo MATHIAS (2006), o Japão começou a importar GNL do Alaska em 1969. No início da década de 70, no mesmo caminho trilhado pelos japoneses, os EUA iniciaram as suas importações (LAPIP, 2007).

Segundo DEMORI (2008) outros países entraram por motivos diferentes. A Espanha também deu início às suas importações em 1969, buscando uma maior flexibilização da oferta, especificamente, para o atendimento de picos de demanda. A França, por sua vez, já importava gás natural através de gasodutos, mas buscava diversificação e segurança de suprimento, e passou a importar GNL em 1972.

Os exportadores foram motivados a entrar no mercado por dois motivos principais:

- a) monetização de reservas, motivação principal da Indonésia, que passou a exportar GNL em 1977, como única alternativa de atender o distante mercado consumidor; e
- b) como opção de diversificação de mercados, motivo que impulsionou a entrada da Argélia, que atende a Europa com gasoduto e os EUA com GNL.

Outros países começaram a participar da indústria de GNL ainda na década de 70 (REAL, 2005): Líbia (em 1970), Brunei (em 1972), Indonésia e Emirados Árabes (em 1977). Estes países deram início à operação de seus projetos de plantas de liquefação, firmando contratos principalmente para países nos quais os mercados de gás natural estavam em expansão como: Japão, Espanha e Estados Unidos.

Como podemos observar na figura 2, nesta época, ocorre a formação de dois mercados: Bacia do Atlântico e Bacia do Pacífico, considerados independentes nas primeiras movimentações. A Bacia do Atlântico é composta por países que utilizam o Oceano Atlântico e o Mar Mediterrâneo para comercializar o GNL; e Bacia do Pacífico é composta por países que utilizam o Oceano Pacífico e Índico.

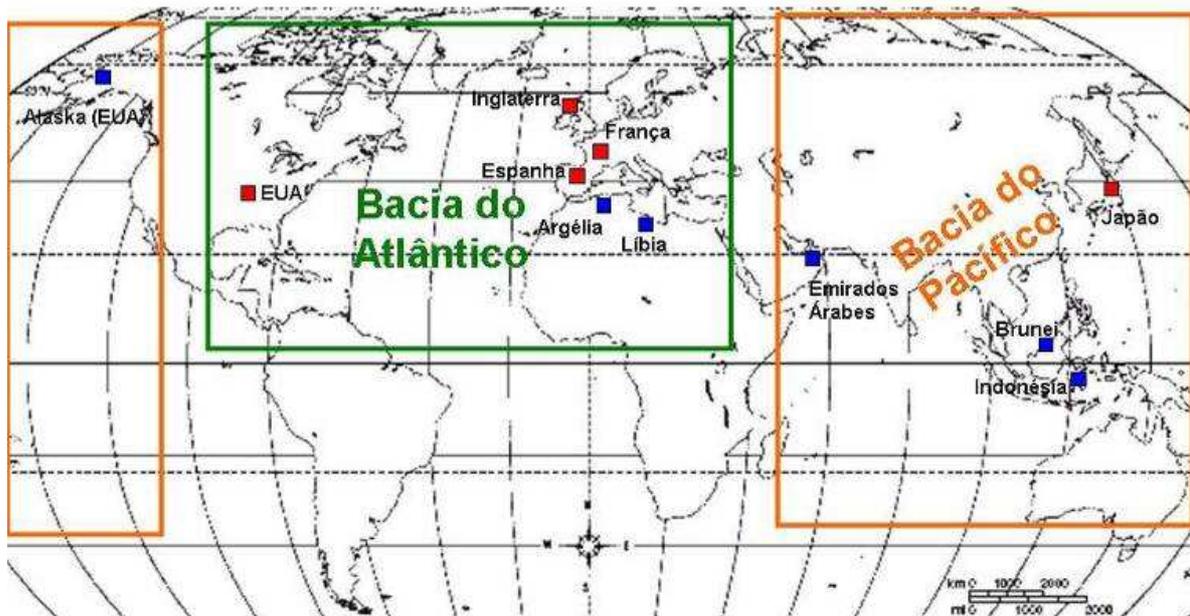


Figura 2 – Formação das Bacias do Atlântico e Pacífico
Fonte: Elaboração Própria

No início da formação da indústria do GNL, os investimentos em liquefação e desenvolvimento do campo de gás natural eram realizados a partir de descobertas de reservas significativas de gás natural, que eram dedicadas em um contrato bilateral de longo prazo (20 a 25 anos), com o objetivo de utilizar toda a quantidade de gás natural durante a vigência do contrato.

Podemos entender um pouco melhor essas características, se analisarmos separadamente cada uma delas:

- As reservas de grande porte, assim como a exclusividade destas para o cumprimento do contrato, foram necessárias para justificar os altos investimentos na cadeia: usinas de liquefação, navios metaneiros, usinas de regaseificação, etc.;
- Os contratos eram bilaterais porque as possibilidades de variações no destino das cargas eram muito restritas; e
- Os contratos de longo prazo foram muito utilizados no comércio de GNL como forma de mitigar os riscos envolvidos. Esta característica ainda pode ser observada nos contratos mais recentes.

Os primeiros contratos possuíam cláusulas de *take-or-pay*, em que o comprador assume o risco de volume (sendo obrigado a pagar uma taxa mínima, mesmo que não consuma o valor correspondente), enquanto o vendedor assume o risco do preço (o

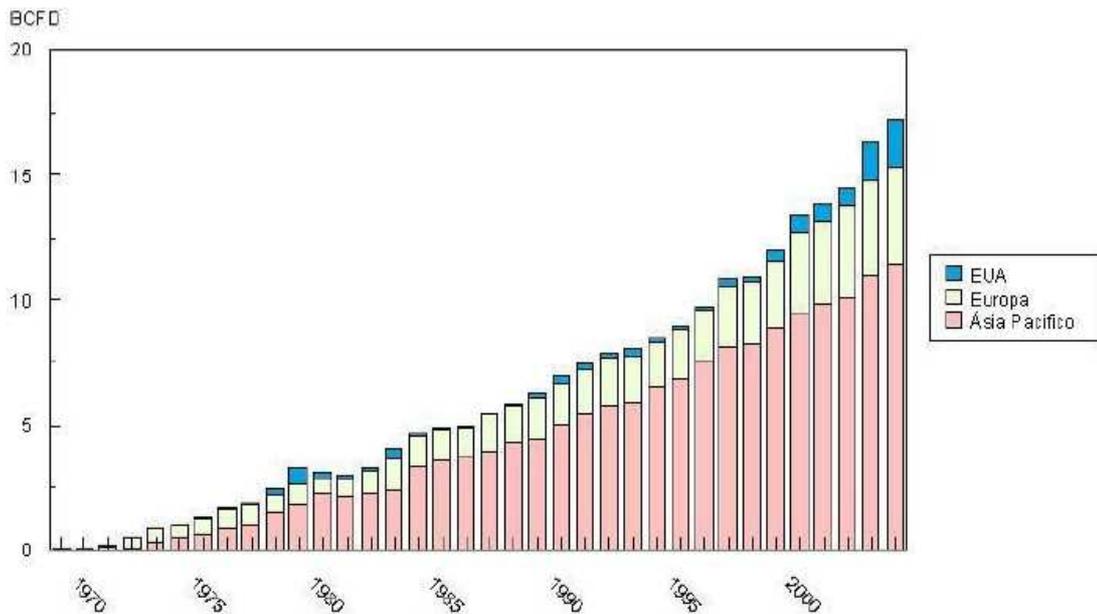
risco de ganho ou perda, caso o preço do GNL não acompanhe o preço estabelecido no contrato) (LAPIP, 2007).

A cláusula de restrição de destino foi muito utilizada nos contratos tradicionais, sendo responsável direta pela rigidez no início da indústria. Nesta cláusula contratual, o comprador não podia realizar revenda de gás natural contratado. Assim sendo, a infraestrutura construída para um determinado contrato tinha dedicação exclusiva para este, não havendo a preocupação de possibilitar o uso de um metaneiro em vários portos. As instalações tinham, portanto, elevadas especificações técnicas que impossibilitavam o uso de metaneiros que não fossem projetados para elas.

As características do mercado de GNL são reflexos diretos da estrutura do mercado de gás natural. Até a década de 80, o mercado de gás natural apresentava uma estrutura muito conservadora, com preços regulados e domínio de monopólios estatais (DEMORI, 2008). Como consequência disso, o mercado de GNL apresentava-se numa estrutura igualmente rígida, com base em rotas ponto-a-ponto e restrições de destino, navios metaneiros dedicados aos projetos e capacidade de plantas totalmente vendida em contratos de longo prazo.

Tratava-se de um mercado com pequenos números de agentes, limitado a transações regionais e sem interações entre as Bacias do Atlântico e Pacífico. Os contratos de curto prazo eram muito pouco representativos e existiam poucas oportunidades de arbitragem de preços. Além disso, esses preços eram muito pouco atrativos para a Bacia do Atlântico, que tinha uma oferta mais atraente pela importação via gasodutos.

Como podemos observar no gráfico 2, os mercados do Atlântico e do Pacífico seguem caminhos distintos durante a década de 80. O mercado americano sofreu uma estagnação, devido aos preços menos atrativos do GNL, assim como o europeu, que estagnou suas importações de GNL em virtude de um fornecimento mais viável, proveniente de gasodutos vindos da Rússia e da África para a Europa Ocidental. O mercado asiático, por sua vez, continuava em franca expansão, principalmente, pela distribuição geográfica dos importadores e exportadores que inviabilizava o transporte por dutos.



**Gráfico 2 – Crescimento das Importações de GNL por Mercado
(bilhões de pés cúbicos/dia - BCFD)
Fonte: JENSEN, 2007**

DEMORI (2008) apresenta os novos entrantes no mercado de GNL desta década: Malásia (em 1983) e Austrália (em 1989) passaram a fazer parte da lista de exportadores. Quanto aos países importadores, dois novos integrantes também: Coreia do Sul (em 1986) e Bélgica (em 1987), sendo esta última a única representante da Bacia do Atlântico.

Como podemos observar no gráfico 2, assim como na década anterior, a década de 90 teve o crescimento da demanda mundial impulsionado, principalmente, pelo mercado asiático. O crescimento das importações japonesas fomentou o desenvolvimento mundial da indústria e de projetos de liquefação, aprimorando a tecnologia nas diversas etapas da cadeia produtiva: liquefação, transporte e regaseificação (REAL, 2005). Hoje o Japão é o maior importador de GNL do mundo (EIA, 2009).

A partir da década de 90, ocorreram mudanças significativas nas estruturas dos mercados de gás e de energia elétrica, tanto na Europa como nos EUA. As novas características configuraram uma comercialização mais dinâmica desses energéticos através de medidas como: liberalização dos preços e quebra de monopólios de estatais. Esta nova estrutura abriu espaço para uma diversificação de suprimento e busca por flexibilidade, que trazia como alternativa a importação via GNL.

Até aquele momento, as plantas de liquefação e os metaneiros eram dedicados aos projetos contratados, ou seja, tinham toda a sua capacidade comprometida, e ficavam

impossibilitados de comercializar nos contratos de curto prazo. Segundo LAPIP (2007), na década de 90, a redução dos custos da cadeia possibilitou a construção de novas plantas de GNL, e a indústria passou a apresentar excedente de oferta. Desta forma, a capacidade de liquefação de GNL era superior ao contratado em longo prazo, e o excesso foi destinado aos contratos de curto prazo (ver gráfico 3).

Com o surgimento desta nova forma de negociação, novos metaneiros, não dedicados, foram construídos para atender também a essa demanda, e os contratos tornaram-se mais flexíveis. Alguns metaneiros, segundo Lapip (2007), utilizam toda a sua capacidade de transporte em contratos de curto prazo buscando um maior ganho especulativo, podendo vender onde o preço estiver mais atraente.

Os contratos de GNL de curto prazo são contratos de compra e venda, com duração, na maioria das vezes, de um ano, podendo chegar até quatro. O mercado spot de GNL, por sua vez, é o ambiente onde as vendas de GNL são realizadas em uma única entrega do GNL, no prazo máximo de um ano.

Os novos contratos de curto prazo, que surgiram nesse momento, introduziram cláusulas com maior flexibilidade, como menor volume contratado com *take-or-pay*, o fim da cláusula de destino, e a introdução da cláusula de desvio de destino (onde os ganhos decorrentes da nova venda são divididos entre vendedor e comprador original) (DEMORI, 2008).

Os principais países atuantes no mercado de curto prazo de GNL eram Indonésia e Malásia, que atendiam às necessidades sazonais da demanda coreana. Ainda no final da década de 90 e início do século XXI, surgiram novos países exportadores de GNL, promovendo uma maior competição entre os fornecedores, que optavam pelo mercado de curto prazo para não diminuir sua renda (LAPIP, 2007). Além dos novos entrantes, os primeiros contratos de longo prazo estavam chegando ao seu término, e os ofertantes estavam sob maior competição e tiveram que atender às necessidades de flexibilização dos demandantes.

Apesar de o surgimento dos contratos de curto prazo no mercado de GNL ser apontado como um processo de amadurecimento da indústria, esses tipos de contratos representam ainda uma pequena parte do total de transações como podemos observar no gráfico 3. Segundo JENSEN (2003), os principais países exportadores de GNL de curto prazo – Nigéria, Qatar e Trinidad e Tobago – exportam apenas 16% do volume total no mercado de curto prazo e spot.

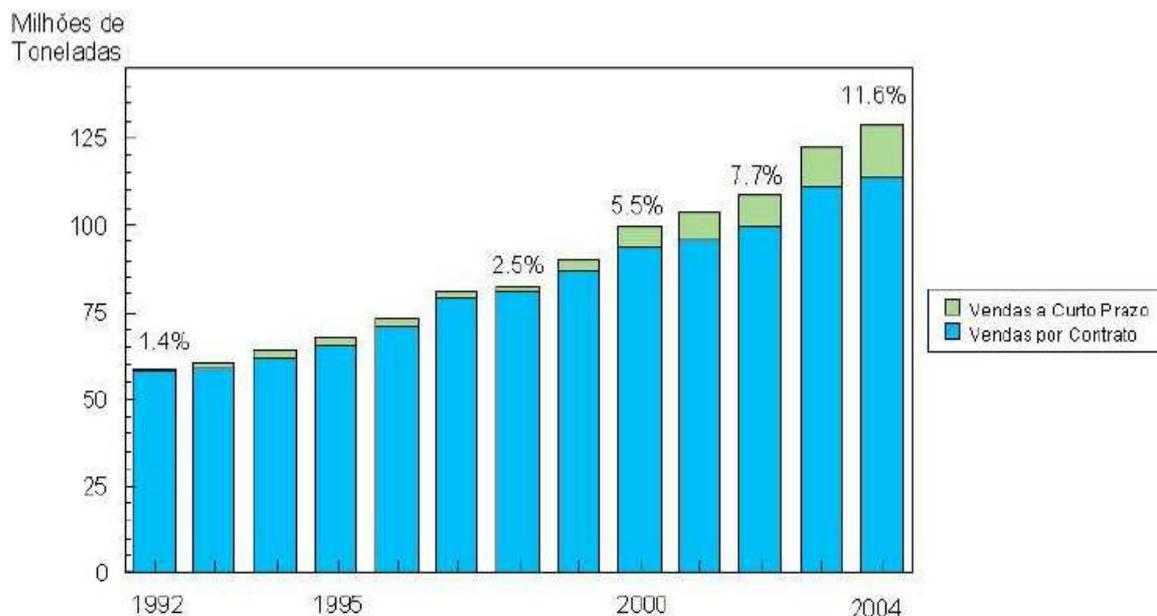


Gráfico 3 – Crescimento de contratações no curto prazo
Fonte: JENSEN, 2007

Os ofertantes procuram reduzir a incerteza no retorno do investimento com contratos de longo prazo. As novas plantas de liquefação, mesmo as que exportam no mercado de curto prazo, ainda contratam, em proporções significantes, no regime de longo prazo, por questões de segurança. Assim, o mercado de GNL é regido principalmente por contratos de longo prazo.

É improvável que tenhamos nos próximos anos um mercado dominado pelos contratos de curto prazo, uma vez que a indústria de GNL possui características que favorecem a continuidade dos contratos de longo prazo. Como o produtor não tem garantia de vender o seu GNL no mercado de curto prazo e spot, realiza novos investimentos em infra-estrutura somente depois de perceber um real crescimento da demanda. Desta maneira, a segurança de oferta de GNL fica ameaçada.

O contrato de longo prazo diminui a incerteza do ofertante, e este pode atender o crescimento da demanda de uma forma mais segura e coerente, aumentando a segurança da oferta de GNL. Portanto, o contrato de longo prazo deve permanecer dominando o mercado. O que vem acontecendo nos últimos anos – e que se apresenta como uma tendência para os próximos – são mudanças contratuais em comparação aos tradicionais contratos, com cláusulas que diminuem sua rigidez como: diminuição do percentual de *take-or-pay* mínimo, possibilidade de contratação de cargas adicionais de GNL pela demanda, diminuição da duração do contrato e eliminação, ou redução, da cláusula de destino.

Segundo DEMORI (2008), contribuiu para a evolução, na década de 90, do mercado de GNL também a entrada de novos países importadores – Taiwan (em 1990), Turquia (em 1992), Porto Rico e Grécia (em 2000) – e exportadores – Qatar (em 1997), Nigéria, Trinidad e Tobago (em 1999), e Omã (em 2000) – ampliando as rotas existentes, acarretando até mesmo uma integração entre as Bacias, que até então eram bem desmembradas, com o surgimento, de países supridores de GNL para ambas as Bacias.

O mercado de GNL experimenta uma nova lógica, mais flexível, com restrições de destino menores, maior flexibilidade logística, arranjos comerciais mais complexos e maior participação de contratos de curto prazo (duração menor que 04 anos). Assim, temos um acelerado crescimento e maior alcance do mercado spot nos anos seguintes, maior ocorrência de desvios de cargas, e forte tendência de integração dos agentes na cadeia de GNL.

Segundo DEMORI (2008), os produtores buscam uma integração entre os agentes, vendo uma oportunidade de entrar em mercados antes fechados, capturar ganhos ao longo da cadeia e aumentar a possibilidade de arbitragem de preços entre os mercados. Os compradores, por sua vez, buscam essa integração como uma forma de garantir acesso ao suprimento, conseguir maior flexibilidade, diversificar suas atividades, ou buscar uma diminuição de riscos.

A década de 90 foi muito importante para consolidação da indústria de GNL. A nova estrutura do mercado e a entrada de novos participantes no mercado impulsionaram um crescimento ainda maior nos anos seguintes. Os principais fatores que contribuíram para a expansão do comércio mundial do GNL no início do século XXI foram:

- redução dos custos do investimento na cadeia do GNL (E&P, liquefação, transporte, regaseificação), possibilitando o comércio em rotas antes inviáveis;
- a procura por combustíveis menos poluentes por preocupações ambientais. O GN possui menor emissão de gás carbônico, além de maior eficiência térmica para geração energética em uma termelétrica em comparação aos seus substitutos;
- busca por opção de importação de GN de alguns países emergentes como: Índia, China e Turquia;

- ampliação da oferta e diversidade de energia diante do crescimento econômico em países com EUA e Inglaterra, que já utilizavam gás natural tradicionalmente; e
- a viabilização econômica para a produção do “gás irrecuperável”, descoberto “ao acaso” ou associado, que antes era descartado diante do objetivo principal de produção de petróleo.

A capacidade mundial de liquefação e regaseificação precisavam acompanhar o crescimento do volume mundial comercializado de GNL. Na figura 3 vemos as principais rotas de comercialização existentes no mercado de gás natural, e seus volumes comercializados. Observa-se que o GNL é o principal mecanismo de importação/exportação na Bacia do Pacífico, enquanto, na Bacia do Atlântico, os volumes importados po gasoduto são mais expressivos.

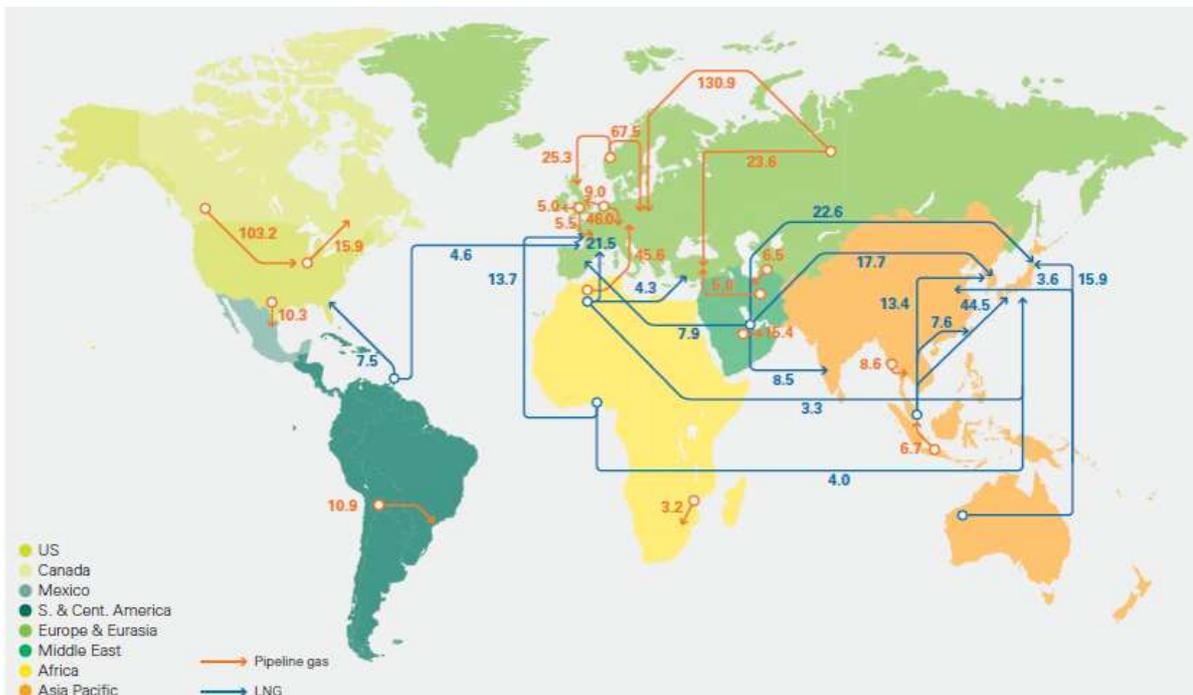


Figura 3 – Principais rotas de comercialização de gás natural (gasoduto e GNL)
Fonte: BP, 2009

Na tabela 1, pode-se visualizar os projetos de instalações de regaseificação e liquefação por todo o mundo. O crescimento do mercado de GNL pode ser constatado também aqui, em função das plantas que estão em construção e das que são planejadas. Destaque especial para o Japão, que possui 26 plantas de regaseificação, três em construção e duas planejadas, e para os EUA, que seria o país com maior número de plantas de liquefação, se construídas as 35 planejadas.

Tabela 1 – Plantas: operacional, em construção e planejadas
Nota: somente países com usinas em operação e/ou construção
Fonte: ANP, 2009 apud ZEUS,2009b

STATUS DE PLANTAS DE REGASEIFICAÇÃO					STATUS DE PLANTAS DE LIQUEFAÇÃO				
País	Operacional	Em Construção	Planejada	Total	País	Operacional	Em Construção	Planejada	Total
Japão	26	3	2	31	Indonésia	13	1	5	19
Estados Unidos	8	2	35	45	Quatar	11	4		15
Espanha	5	2	1	8	Malásia	8		1	9
Coreia do Sul	4			4	Austrália	6	1	27	34
Reino Unido	3	1	4	8	Brunei	5			5
Itália	2		11	13	Trinidad e Tobago	4		2	6
Índia	2	1	7	10	Egito	3		3	6
França	2	1	2	5	Abu Dhabi	3		2	5
México	2		6	8	Libia	3			3
BRASIL	2		1	3	Omã	3			3
Turquia	2			2	Argélia	18	2	1	21
China	1	2	15	18	Rússia	2		3	5
Formosa	1	1		2	Nigéria	6		11	17
Chile	1	1		2	Guiné Equatorial	1		1	2
Canadá	1		6	7	Noruega	1		1	2
Argentina	1			1	Estados Unidos	1		1	2
Bélgica	1			1	BRASIL			1	1
Grécia	1			1					
Kuaite	1			1					
Porto Rico	1			1					
Portugal	1			1					
Rep. Dominicana	1			1					
Tailândia		1		1					

Seguindo o acelerado ritmo de crescimento são feitas algumas projeções com relação ao percentual de participação do mercado de GNL no volume total de gás natural importado por todo o mundo. É válido destacar que a importância que o mercado de GNL não se dá apenas pelo crescimento do volume importado, que é bem expressivo, mas também pela participação em relação ao mercado de gasodutos. Em 2020, como se pode ver no gráfico 4, o GNL terá uma participação de quase 40% sobre o volume total de gás natural comercializado por todo o mundo, ficando pouco mais de 60% para os gasodutos.

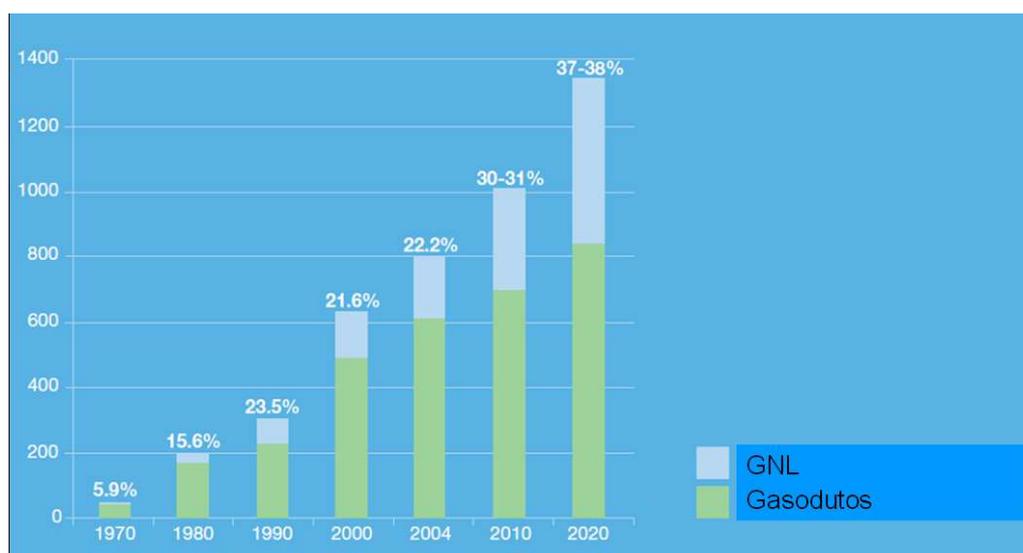


Gráfico 4 – Projeções para o volume de gás comercializado (em bilhões m³)
Fonte: adaptado de PWC, 2006

Numa visão geral, a indústria de GNL nunca tinha passado por uma fase tão complexa e de tantas incertezas, o que dificulta uma projeção mais precisa da estrutura do mercado de GNL nos próximos anos, principalmente no âmbito nacional.

Outro aspecto que irá auxiliar na contextualização da inserção do Brasil no mercado de GNL, são os principais mecanismos de precificação do GNL, nos principais mercados do mundo, que serão apresentados a seguir.

2.3. Precificação do GNL

Os primeiros contratos de compra e venda de GNL tinham seu preço indexado ao petróleo cru, o que permitia que o GNL mantivesse uma competitividade estável ao seu substituto. Como esta indexação causava uma correspondência entre os preços do petróleo e do GNL, a indústria de GNL não ficava vulnerável a eventuais flutuações no preço do petróleo cru. Entretanto, nas atuais características do mercado de GNL e de seus novos substitutos, como o gás importado por gasoduto, este tipo de indexação não tem se mostrado adequada e está sendo substituída pelo preço do gás natural e da energia elétrica. Lapip (2007) descreve o processo de precificação nos mercados de maior volume de GNL contratado: Japão, Europa e EUA.

No Japão, os contratos de GNL são tradicionalmente rígidos e de longo prazo. A precificação é baseada em uma cesta de petróleo cru importado, chamada *Japanese Crude Cocktail* (JCC). Com a diminuição da utilização do petróleo nas termelétricas do país, os contratos estão se tornando mais flexíveis. O prazo de duração, que era de 20 a 25 anos, passou a ser de 5 a 15 anos. Além disso, o volume contratado ganhou mais flexibilidade e novos indexadores passaram a ser utilizados, principalmente em contratos de curto prazo e *spot*.

Na Europa e nos EUA, as termelétricas podem revender o seu gás natural contratado no mercado *spot* de gás e suprir os seus consumidores com energia comprada no mercado *spot* de eletricidade, quando esta opção for a mais lucrativa, sendo possível também a realização do movimento contrário. Assim, o mercado elétrico influencia diretamente no preço do gás natural, criando uma correlação entre o preço da energia elétrica e do gás natural.

Na Europa a maior parte dos contratos de GNL é indexada numa cesta que contempla os preços de petróleo leve e pesado. Em alguns casos, a indexação é feita também no preço da energia elétrica. Existem ainda casos em que os preços são baseados em mercados *spots* e *hubs* decorrentes da reforma da indústria do gás natural, como é o

caso do *National Balancing Point* (NBP) da Inglaterra, que servem de base para os preços dos contratos de compra e venda de GNL. Os contratos europeus são bem mais flexíveis que os japoneses, possibilitando renegociações tanto de volume, quanto de preço.

Nos EUA, assim como na Inglaterra, utiliza-se, como indexador, o preço do gás natural no mercado *spot* do *Henry Hub*. Os *hubs* são pontos físicos estratégicos na rede de transporte, onde se concentram as transações de comercialização e serviços de gás natural. O *Henry Hub* é o principal *hub* americano. Neste mercado liberalizado, o movimento de preços de gás natural regula o equilíbrio entre oferta e demanda deste gás. Desta maneira, o mercado americano, assim como o europeu, utiliza contratos que permitem renegociações de volume e de preço. O gráfico 5 apresenta os diferentes preços do gás natural nestes mecanismos de precificação.

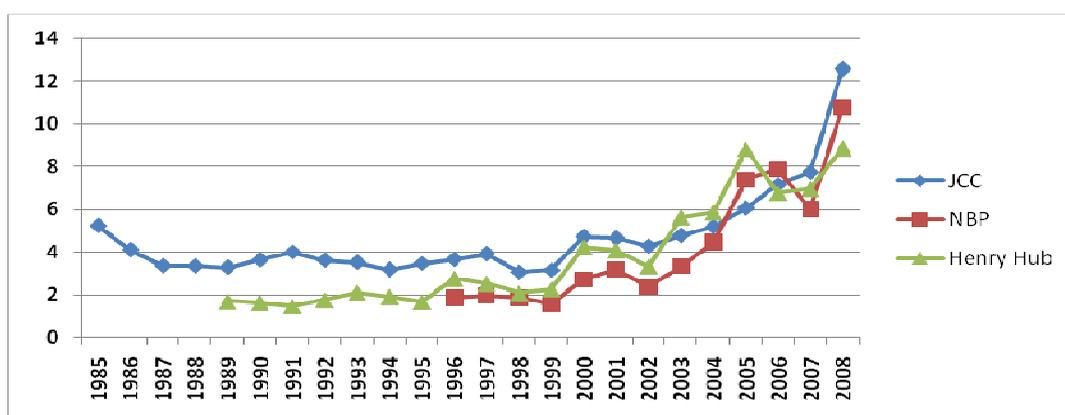


Gráfico 5– Preço do GNL (US\$/milhão de BTU)

Fonte: BP, 2009

Nota: BTU (Unidade Térmica Britânica)

É válido lembrar que as diferenças nos preços do GNL importado nos diferentes mercados não podem ser explicadas apenas pelas diferenças na indexação dos preços. Outro fator determinante, que dificulta a integração entre os mercados da Bacia do Atlântico e Pacífico, é o fator custo de transporte. É preferível para um país importador de GNL, estabelecer relações comerciais com exportadores mais próximos geograficamente, dificultando a arbitragem entre os mercados.

Nesta seção, observamos que o mercado mundial de GNL está em expansão desde os primeiros contratos firmados. Verificamos os motivos que levam os países a entrar no mercado e os tipos de contratos firmados entre eles. Vimos também que o mercado de GNL está intimamente relacionado com o mercado de gás (por gasodutos) e o de energia elétrica. Identificamos que os regimes de precificação são diferentes entre os mercados, e que existe pouca possibilidade de arbitragem entre os mercados, limitada

pela distância entre eles. Veremos agora, como se deu a recente entrada do Brasil neste mercado, mostrando as facilidades e dificuldades encontradas.

Capítulo 3 – O Mercado de GNL para o Brasil

Nesta seção, veremos quais as principais motivações para a entrada do Brasil no mercado de GNL. Para isso faremos um resgate histórico na indústria de gás natural nacional, passando pelos incentivos para que o mesmo fosse incorporado à matriz energética. Veremos as motivações para adotar o GNL no caso das importações brasileiras, a origem e o destino desse gás. Por fim, estudaremos os recentes projetos de importação que confirmam a intenção de consolidar este mecanismo de importação.

3.1. A Evolução do Mercado Brasileiro de Gás Natural

As primeiras descobertas de gás natural no Brasil ocorreram por volta de 1940. Entretanto não existia um maior interesse em desenvolver o setor, uma vez que o potencial hídrico para geração de energia era muito expressivo. Em 1987, ocorreu a primeira iniciativa do governo, o Plano Nacional do Gás Natural. A intenção era elevar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, que na época era de apenas 3% (LAPIP, 2007). Hoje esta participação fica próximo de 10% (ver gráfico 6).

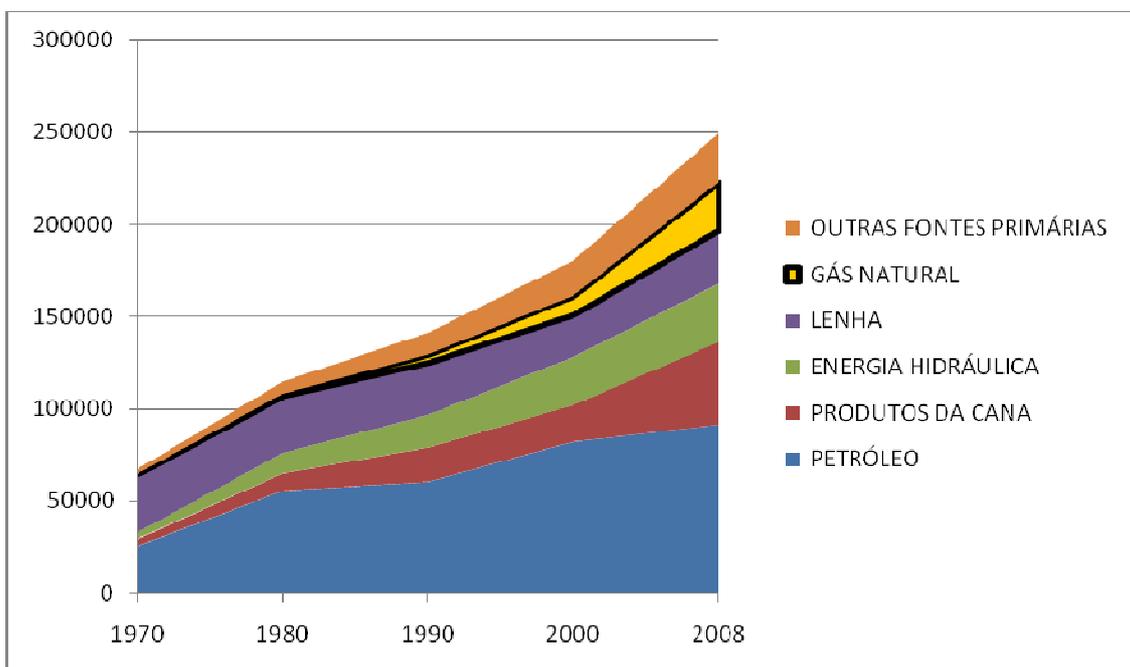


Gráfico 6 – Evolução da Matriz Energética Nacional (milhares de tep)

Fonte: BP, 2009

Nota: tep (tonelada equivalente de petróleo) é uma unidade de medida definida como o calor liberado na combustão de uma tonelada de óleo cru.

Em 1991, com as descobertas de novas reservas de gás e o avanço nas negociações relativas à importação do gás boliviano, o governo decidiu aumentar a participação do gás natural na matriz energética, com a meta de chegar a 12% até 2010 (NETO,

2005). O objetivo era ampliar e diversificar a oferta energética, atenuando a dependência do país em relação aos derivados de petróleo e à energia elétrica de origem hídrica.

Segundo DUARTE et al. (2008), o projeto do gasoduto interligando Brasil e Bolívia esteve presente em vários momentos, mas não se tornava economicamente viável devido aos altos investimentos requeridos. Em 1992, a Argentina atinge a auto-suficiência em gás, interrompendo a importação do gás boliviano. O Brasil se apresenta como o principal mercado consumidor deste gás, que é a principal fonte de riquezas boliviana, e as negociações tomam novo rumo. Em 1993, a Petrobras fechou um contrato com a YPFB (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*), para construir o Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) onde tinha exclusividade na operação do trecho brasileiro. Este contrato foi um marco para a indústria de gás natural brasileira, uma vez que esta ganhou uma maior confiabilidade de suprimento.

Neste momento, o mercado de gás natural brasileiro era marcado por um monopólio verticalizado em toda a cadeia, exercido pela Petrobras. Somente a estatal atuava nas etapas de exploração, produção, transporte e comercialização. Nos anos seguintes, ocorreu uma série de iniciativas visando uma reforma no setor, com o objetivo de introduzir a concorrência, flexibilizar o monopólio e atrair capitais privados:

- Em julho de 1995, ocorreu a implementação de uma nova lei de concessão de serviços públicos, permitindo participação da iniciativa privada em projetos energéticos;
- Em novembro de 1995, através da Emenda Constitucional nº 9, a União é autorizada a contratar empresas estatais e privadas para atividades de: pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural; refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores; e transporte do gás natural, do petróleo bruto ou de derivados básicos de petróleo;
- Em agosto de 1997, a lei 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, marcou o fim do monopólio da Petrobras, possibilitando às demais empresas, nacionais e estrangeiras, a atuação nas atividades relacionadas à exploração, produção, refino e transporte do petróleo e gás no Brasil;

- Com a abertura do mercado, houve a necessidade de fiscalização e regulação das atividades de petróleo e derivados. Em 1998, foi criada a ANP que é o órgão regulador dos setores de petróleo e gás natural.

Estas medidas, além da quebra do monopólio e abertura do setor, proporcionaram também, o livre acesso de terceiros à rede de gasodutos, tendo como condição de acesso a livre negociação entre os agentes. Entretanto, poucos foram os novos agentes atuantes depois da medida. A Petrobras continuou sendo a empresa dominante desta indústria, uma vez que não houve nenhuma restrição à integração vertical ou horizontal em toda a cadeia.

Vale lembrar, que no caso particular do GNL, a permissão de acesso, garantida em 1997 pela Lei do Petróleo, não será aplicável às instalações de GNL, após a publicação da Lei 11.909/09 (Lei do Gás), que alterou as condições proposta pela legislação anterior da seguinte maneira, como destaca em grifos, a Nota Técnica 12/2009 da ANP:

*“Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, **com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL**, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.”*

*“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os **terminais de liquefação e regaseificação**, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.”*

Em 1999, o Brasil começa a importar o gás da Bolívia. No mesmo ano, o governo federal propõe o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT), com o objetivo de incentivar o investimento privado na geração de energia nas usinas, diminuindo o risco a condições hidrológicas presente no sistema elétrico brasileiro, expandindo o fornecimento de energia elétrica e utilizando a capacidade ociosa do gás boliviano. Deste modo, esperava-se que quando o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas apresentasse capacidade insuficiente de geração, seria acionado o despacho térmico. Todavia, o PPT não atendeu às expectativas incorporando apenas 6 GW dos 22 GW previstos (LAPIP, 2007). Em 2001, o país enfrentou uma crise de

abastecimento, com racionamento de 20% a 25% a todos os consumidores finais do país (NETO, 2005).

A Petrobras lançou em 2004 o seu Programa de Massificação do Uso do Gás Natural, desta vez focando no segmento industrial. O programa congelou o preço do gás natural por dois anos, e, utilizando o gás boliviano como principal fonte de oferta, incentivou o aumento do consumo. Em uma análise mais rigorosa, podemos observar o crescimento por segmento do mercado. Observa-se, que há um crescimento constante em todos os setores, entretanto, o maior destaque deve ser dado ao setor industrial e automotivo (gráfico 7).

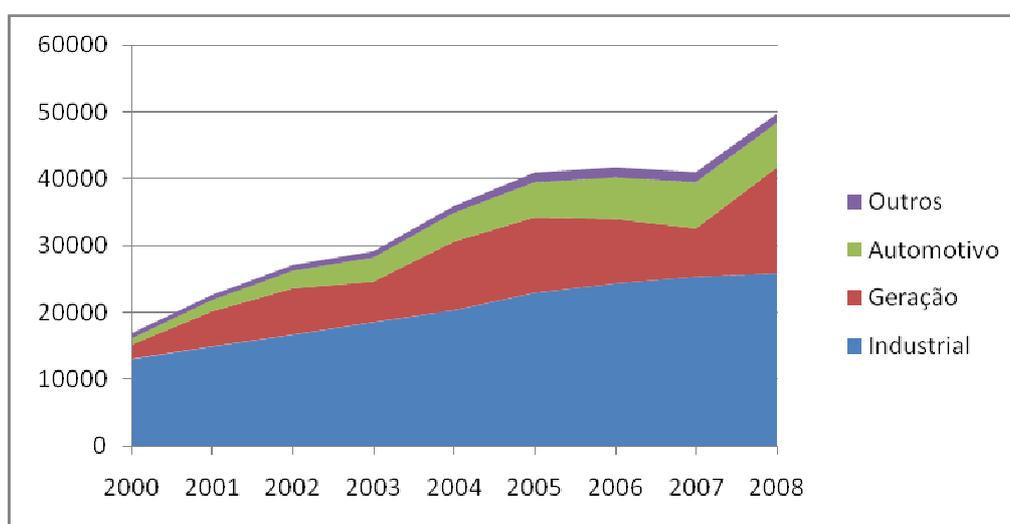


Gráfico 7 – volume comercializado por segmento (mil m³/dia)
Fonte: ANP, 2009

Dois fatores foram fundamentais para este crescimento nos últimos anos: os preços competitivos do gás natural na indústria; e o aspecto ambiental, uma vez que as tendências são de buscas por combustíveis mais limpos nas termelétricas. Entretanto, segundo Lapip (2007), apesar do acelerado crescimento, a indústria de gás natural brasileira ainda possui indicadores de baixa maturidade:

- Pequena participação na matriz energética do gás natural;
- Baixo consumo do energético por habitante; e
- Pequena extensão da rede de transporte e distribuição.

A participação do gás natural na matriz energética brasileira é a cada ano maior. Atualmente representa cerca de 10% do total, com projeções de alcançar até 15% em 2030 (MME, 2008). Este potencial de expansão é consequência de uma demanda flexível, na geração de energia elétrica nas termelétricas, e uma demanda firme, de uso industrial, comercial, veicular e residencial.

Mesmo que os números apontem para uma participação cada vez maior do gás natural na matriz energética nacional, vários são os indícios de que a oferta apresentase insuficiente para atender à totalidade da demanda nacional. Segundo a Nota Técnica 12/2009 da ANP, no final de 2006, foi realizado um teste de disponibilidade das UTEs (Usinas Termelétricas) à gás natural, para os sub-mercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. O teste resultou em geração 42,8% abaixo da programada, em sua maior parte justificada pela falta de gás. Outro teste foi realizado em 2007, e ficou evidente que não existe a possibilidade de entrega de gás às térmicas sem restringir o consumo de outras classes. A nota descreve assim os fatos:

“Além disso, a PETROBRAS realizou cortes pontuais no fornecimento de gás à concessionária de distribuição de gás natural do Estado do Rio Janeiro – CEG-Rio, provocando, por exemplo, interrupções no consumo da Usina Termelétrica Norte-Fluminense em 27 de setembro e 13 de outubro de 2007, e redução acentuada em 24 de novembro do mesmo ano (ANP, 2008). Foram observados também, pontualmente, situações de desabastecimento em postos credenciados para atendimento ao consumidor de GNV. Tais cortes, todavia, não ultrapassaram os volumes fixados nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural.” (Nota 12/2009 – ANP)

A insuficiência da oferta de gás colocou em pauta a busca por opções para o atendimento adequado à totalidade da demanda nacional, tanto para as térmicas, como para os segmentos industrial, residencial, automotivos e outros.

Neste contexto, o Brasil fez a opção por aumentar a oferta interna através da importação via GNL. A seguir, veremos os fatores que influenciaram nesta decisão.

3.2. Motivações para importação via GNL

Desde o final dos anos 90, a Petrobras estuda a possibilidade de importação de GNL (ANP, 2009). Em 2004, a estatal realizou os primeiros estudos a respeito da implantação de dois terminais flutuantes de regaseificação de GNL. No ano de 2006 ocorreu a nacionalização do gás na Bolívia, aumentando as incertezas quanto ao fornecimento do gás. Juntamente com as projeções de um aumento da demanda nos anos seguintes, um quadro de maior incerteza estava configurado.

Com a finalidade de aumentar a produção nacional, desde o final de 2006, está sendo implantado pela Petrobras, o Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural

(PLANGÁS), que contempla projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural da região. A intenção é elevar a produção interna de gás natural para 55 milhões de metros cúbicos até o final de 2010. O plano visa assegurar a disponibilidade para suprir a demanda e garantir o funcionamento do parque de geração termoelétrica a gás.

O Brasil precisou buscar novas alternativas de suprimento, mais confiáveis, para o atendimento da crescente demanda nacional em função da dependência do gás boliviano e a instabilidade política do País, juntamente com o crescimento do mercado brasileiro de gás natural. Em 2006, mesmo ano de início do PLANGÁS, o governo estabeleceu a opção do GNL como meio de atender às necessidades emergentes.

Segundo Lapip (2007), os principais motivos que levaram a Petrobras a optar pelo GNL como mecanismos para complementar a oferta de gás natural foram:

- o menor prazo de implementação e custo fixo frente às outras opções (desenvolvimento de novos campos e construção de novos gasodutos);
- a diversificação da oferta de gás natural; e
- a possibilidade de compra do GNL em contratos firmes ou flexíveis, de curto ou longo prazo;

O objetivo principal da estatal é atender a demanda das termelétricas, repassando o GNL, comprado no mercado spot, para as usinas de acordo com a necessidade, priorizando a geração elétrica. Esta priorização contempla: (a) o nível de água nos reservatórios do sistema hidrelétrico; (b) as afluências aos reservatórios; (c) a demanda por energia elétrica. Desta maneira, as termelétricas somente entram em funcionamento quando se observa uma dificuldade de atender à demanda com a geração hidrelétrica.

Como podemos observar no gráfico 8, o período de menor ocorrência de chuvas no Brasil, é o mesmo período em que os países do hemisfério norte passam por estações mais quentes, com menos necessidade de uso do gás para aquecimento, reduzindo o seu consumo. Assim a demanda pelo gás natural diminui, assim como o seu preço. Conseqüentemente, no Brasil, os custos da geração elétrica proveniente do GNL são reduzidos.

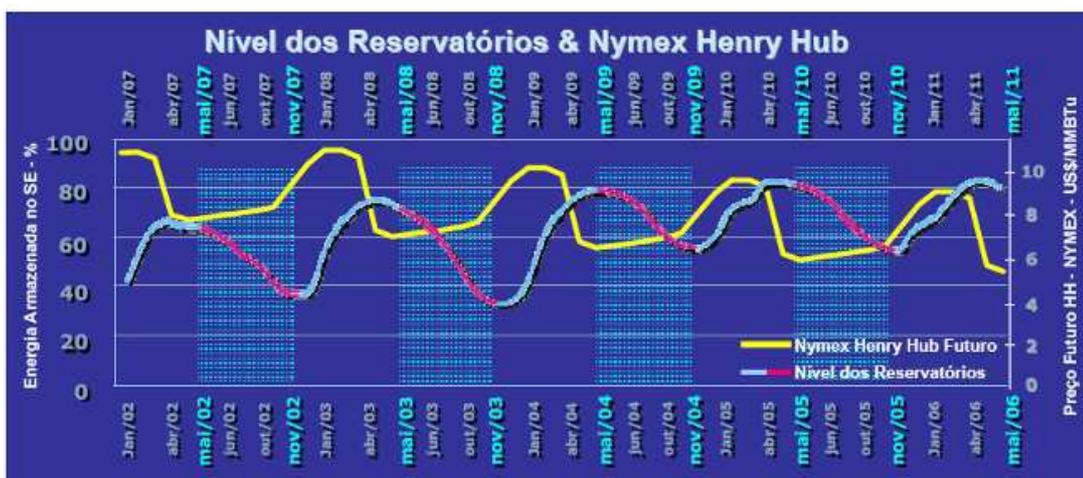


Gráfico 8 – Complementaridade: nível reservatórios x preço Henry Hub
 Fonte: DEMORI, 2008 apud DEMORI, 2007

A seguir, serão apresentados os projetos das plantas de regaseificação que já se encontram em operação.

3.3. Os Projetos Brasileiros de GNL

Em uma escala bem menor, os primeiros movimentos de comercialização de GNL no Brasil ocorreram em 2005, através do Projeto Gemini, desenvolvido pelas empresas White Martins Gases Industriais Ltda., Petrobras e GNL Gemini Comercialização e Logística de Gás. Segundo a Nota Técnica 12/2009 da ANP, neste projeto, a Petrobras é responsável pelo fornecimento do gás, a White Martins opera a Unidade de Regaseificação, com capacidade de 380 mil metros cúbicos/dia, e a GNL Gemini é responsável pela distribuição e comercialização do GNL. O projeto atende clientes no Distrito Federal e nos Estados de São Paulo, Minas Gerais, Goiás e Paraná, em regiões cujas redes de distribuição de gás canalizado são pouco desenvolvidas ou inexistentes.

Recentemente, em condições e objetivos bem distintos, em seu Plano de Negócios 2007-2011, a Petrobras apresentou os dois projetos dos terminais de regaseificação de GNL, um em Pecém/CE e outro na Baía de Guanabara/RJ (ver figura 4). Os projetos contam com instalações de transferência de GNL e de gás natural, além de gasodutos para interligar as instalações à malha de transporte. O projeto de Pecém foi executado sobre um píer do Porto de Pecém, que antes era utilizado para a movimentação de derivados líquidos de petróleo. Por sua vez, o projeto da Baía de Guanabara demandou a construção de um novo píer.



Figura 4 – Visão panorâmica dos projetos de GNL da Baía de Guanabara (esquerda) e Pecém (direita)
Fonte: ANP, 2009

A Nota 12/2009 da ANP, apresenta desta maneira os agentes e as responsabilidades nestes projetos:

“A proprietária de todos os ativos que compreendem estes projetos é a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), subsidiária integral da Petrobras Gás S.A. (GASPETRO), e a empresa carregadora é a PETROBRAS, sendo responsável pela aquisição de GNL no mercado internacional e pelo afretamento dos navios cisterna junto à empresa Golar LNG Ltd. A Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO), por sua vez, prestará serviços de operação e manutenção à TAG, mediante a assinatura de um Contrato de O&M com esta transportadora.” (Nota 12/2009 – ANP)

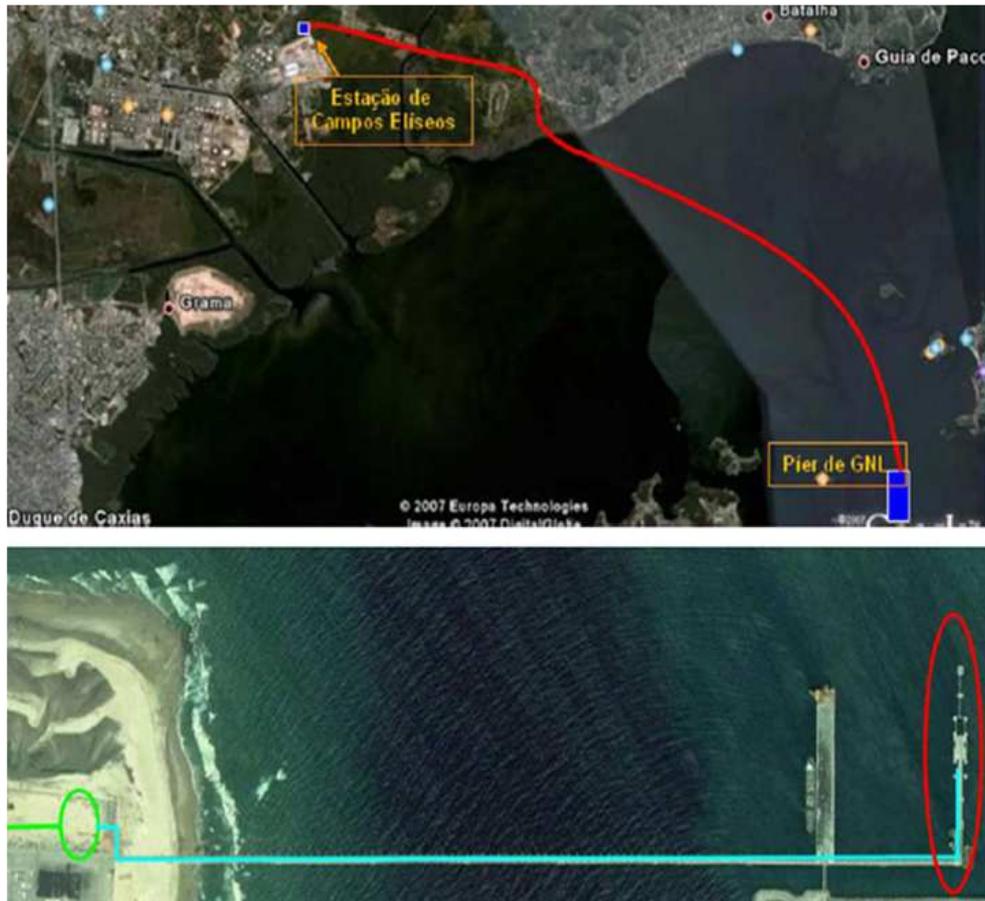
Em ambos os projetos, cada píer possui dois berços, um para atracação de navios supridores de GNL, e outro para navios regaseificadores (figura 5). No berço de atracação dos navios supridores estão instalados três braços: dois para descarregamento de GNL e um para retorno do vapor. O berço dos navios regaseificadores conta com cinco braços de descarregamento, sendo três para transferência de GNL entre navios e dois para a descarga do gás regaseificado.



Figura 5 – Disposição das instalações nos píeres de GNL
Fonte: AGÊNCIA PETROBRAS, 2008

Os navios regaseificadores afretados pela Petrobras eram utilizados para o transporte de GNL e foram adaptados para incorporar as plantas de regaseificação. O navio Golar Spirit tem capacidade de regaseificar 7 milhões de metros cúbicos/dia, e capacidade para armazenar 11 vezes este volume. O Golar Winter foi afretado para permanecer na Baía de Guanabara, possuindo armazenamento de 82,8 milhões de metros cúbicos(m^3), com capacidade de regaseificar 14 milhões de m^3 /dia. A planta do terminal, por sua vez, tem capacidade de regaseificar 20 milhões de m^3 /dia.

O gasoduto do projeto da Baía de Guanabara, com aproximadamente 16km de extensão, possui dois segmentos, um submarino (aproximadamente 10 km) e o outro terrestre. O segmento submarino liga o píer à Praia de Mauá. O segmento terrestre se inicia na chegada do duto marítimo, levando o gás até a Estação de Campos Elísios, passando por uma faixa existente dos dutos que interligam a Estação Cabiúnas à REDUC. O gasoduto do projeto do Porto de Pecém tem cerca de 19 km. O trecho terrestre do gasoduto atravessa os municípios de São Gonçalo do Amarante e Caucaia. A figura 6 apresenta o traçado dos gasodutos.



**Figura 6 – Traçado dos gasodutos entre o píer e a estação dos projetos da Baía de Guanabara (acima) e de Pecém (abaixo)
Fonte: ANP, 2009**

Em julho de 2008, segundo a Nota 12/2009 da ANP, a Petrobras foi autorizada a exercer a atividade de importação de GNL, adquirido no mercado *spot*, tendo como finalidade o atendimento da demanda para geração termelétrica e, eventualmente, do suprimento das distribuidoras de gás canalizado. Em novembro de 2008, a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) iniciou a importação de GNL com a chegada do navio metaneiro no Terminal de Pecém/CE.

A localização geográfica brasileira, frente à forte influência na formação dos preços do mercado americano, que é o maior importador da Bacia do Atlântico, faz o preço do GNL importado pelo Brasil estar relacionado diretamente ao preço do gás natural no *Henry Hub*. Segundo DUARTE et al. (2006), os preço do gás natural importado da Bolívia foi de US\$ 6,31, mais barato que o preço do *Henry Hub* (US\$ 6,95), na cotação do mesmo ano (BP, 2009). Atualmente, os preços praticados no *Henry Hub* são mais baixos do que os mercados da Europa e do Japão, como vimos na seção anterior (gráfico 5). Até o final de maio de 2009, todas as cargas importadas de GNL foram procedentes de Trinidad & Tobago, como se pode ver na tabela 2.

Tabela 2 – Quantidade de gás natural importado via GNL pela Petrobras
Fonte: ANP, 2009

	Pais de Origem	Destino	Volume medido (m³ GNL)	Volume equivalente (m³ Gás)	Energia Disponível (MMBTU)	Boil-Off Consumido (MMBTU)
nov/08	Trinidad e Tobago	Pecém/CE	57.872,10	34.723.262,40	1.278.717,00	395.558,00
dez/08	-	-	-	-	-	-
jan/09	-	-	-	-	-	-
fev/09	-	-	-	-	-	-
mar/09	Trinidad e Tobago	Baía de Guanabara/RJ	52.000,00	31.200.000,00	1.172.315,00	-
abr/09	Trinidad e Tobago	Pecém/CE	50.538,46	30.323.078,40	1.140.155,00	279.611,00*
mai/09	-	-	-	-	-	-

Nota: * De acordo com a PETROBRAS, o "Boil-off" consumido em março/09, desde a saída do navio de Trinidad e Tobago, foi lançado na última descarga deste navio em Pecém/CE, no mês de abril/09.

Como sabemos, o objetivo principal dos projetos de GNL é suprir as usinas termoelétricas em ocasiões de baixa no nível dos reservatórios das hidrelétricas. As capacidades de suprimento e as térmicas que podem ser atendidas por cada projeto podem ser verificadas na tabela 3. Vale observar que as capacidades de regaseificação não são proporcionais às capacidades máximas de geração atendidas pelos respectivos projetos. Dentre outros motivos, isso acontece porque as térmicas não operam em sua máxima capacidade.

Tabela 3 – Térmicas que podem ser atendidas pelos projetos

	Pecém	Baía de Guanabara
Capacidade de Regaseificação	7 milhões m³/dia	14 milhões m³/dia
Térmicas que podem ser atendidas (as capacidades de cada usina se referem à geração máxima)	<i>Termofortaleza (311MW)</i> <i>Termo Ceará (218MW)</i> <i>Termoaçu (340MW)</i> Total: 869MW	<i>Termorio (1060MW)</i> <i>Eletrobolt (386MW)</i> <i>Santa Cruz (766MW)</i> <i>Norte Fluminense (869MW)</i> <i>Macaé Merchant (923MW)</i> Total: 4004MW

Nesta seção, vimos que a indústria de gás natural no Brasil tem uma história de diversas iniciativas governamentais para aumentar a participação do energético na matriz, mas sem sucesso. Nos últimos anos a política foi um pouco mais agressiva e conseguiu aumentar significativamente a parcela de participação do gás natural,

principalmente nos setores industrial e automotivo. Recentes testes revelaram uma deficiência muito grande na entrega deste gás às termelétricas, ocasionando cortes no fornecimento às distribuidoras. O GNL está sendo importado com a finalidade de suprir às térmicas nos momentos de maior demanda por eletricidade. Vamos entender agora quais são as expectativas para este mercado no Brasil, qual o planejamento do governo para o setor e como são trabalhadas essas necessidades evidentes de melhora da infra-estrutura.

Capítulo 4 - O Futuro do GNL no Brasil

O objetivo desta seção é fazer algumas projeções para o mercado de GNL no Brasil. Num primeiro momento faremos uma projeção da participação do gás natural nos próximos anos, passando pelas atuais reservas, estrutura e expectativa do consumo, e da necessidade de importação. Posteriormente, trabalharemos com dimensões temporais: de longo, médio e curto prazo. Vamos estudar como é feito este planejamento pelo governo. Os dados recentes de produção, consumo e importação serão a base para verificar o que está sendo confirmado e o que está sendo modificado, a partir das projeções iniciais.

A tabela 4 apresenta os estudos que foram utilizados como referência nesta seção, suas respectivas fontes, e horizontes de planejamento:

Tabela 4 – Estudos selecionados, fontes, abordagens e horizontes de planejamento

ESTUDO	FONTE	ABORDAGEM	HORIZONTE DE PLANEJAMENTO
Matriz Energética Nacional (MEN 2030)	MME	<i>Projetar a demanda das fontes que formam a matriz energética e a disponibilidade destes recursos no planejamento de longo prazo</i>	2005-2030
Plano Nacional de Energia (PNE 2030)	MME	<i>Em conjunto com a MEN 2030, indica tendências e aponta alternativas de suprimento da demanda energética no planejamento de longo prazo</i>	2005-2030
Plano Decenal de Expansão Energética (PDE 2008-2017)	MME	<i>Em função de dados mais atualizados e do menor intervalo de tempo do estudo, faz projeções com menor incerteza. Através de balanços de oferta e demanda, apresenta medidas para garantir o suprimento no planejamento de médio prazo.</i>	2008-2017
Plano de Negócios (PN Petrobras 2009-2013)	Petrobras	<i>Apresenta os valores mais atualizados e alternativas concretas para atender às projeções de demanda no curto prazo</i>	2009-2013

A seguir, o estudo da Matriz Energética Nacional (MEN 2030) irá apresentar as características principais do gás natural como parte integrante da matriz, e as expectativas do uso deste gás para os próximos anos.

4.1. Matriz Energética Nacional (MEN 2030): disponibilidade interna no longo prazo

O Brasil encontra-se numa posição privilegiada por possuir uma alta participação de energia renovável em sua matriz energética, principalmente porque sua energia elétrica é majoritariamente gerada em hidrelétricas. Além disso, fontes energéticas como o etanol e Biodiesel estão sendo cada vez mais usadas. Atualmente, cerca de 45% da energia gerada no país é proveniente de fontes renováveis. Essa proporção é das mais altas do mundo, contrastando significativamente com a média mundial, de 12,9%, e mais ainda com a média dos países que compõem a Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômicos – OECD, em sua grande maioria países desenvolvidos, de apenas 6,7% (ver gráfico 9).

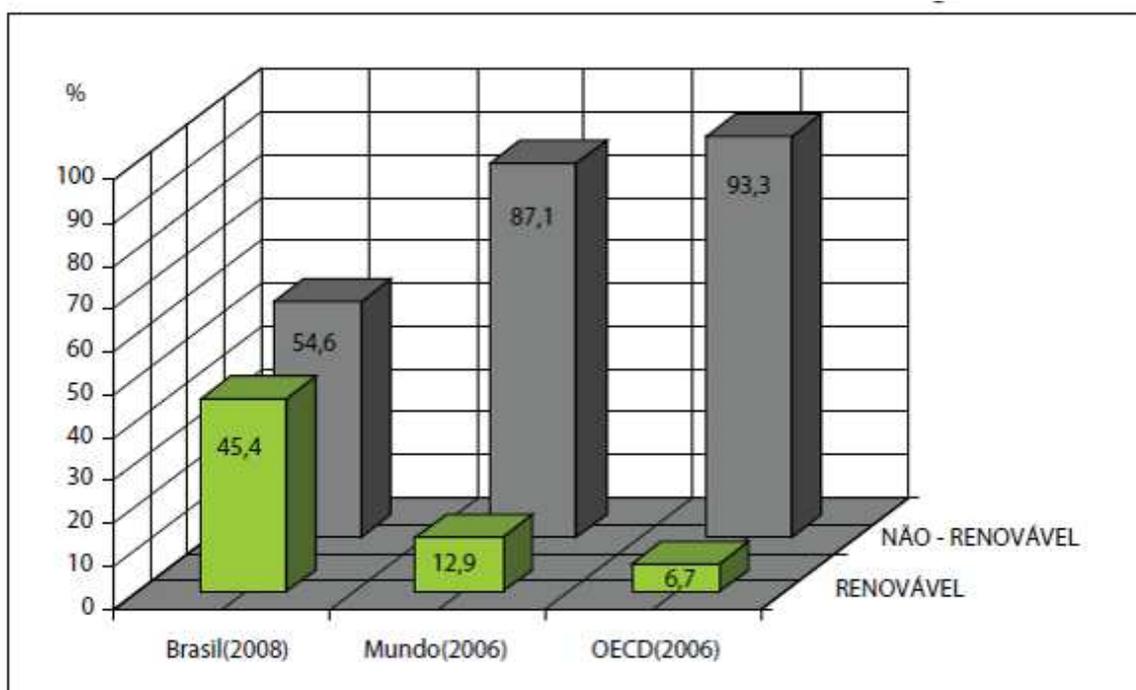


Gráfico 9 – Estrutura da Oferta Interna de Energia: Brasil, Mundo e OECD
Fonte: MME, 2009

Essa matriz é muito valiosa em um mundo onde as energias renováveis têm ganhado muita força por questões ambientais, e fica evidente que a prioridade do governo é expandir a geração de energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidrelétrico do país, principalmente na região norte. A proposta seria reavaliar, com estudos de engenharia e socioambientais, o potencial de geração, e realizar estudos de inventário das bacias hidrográficas, seguidos de avaliação da viabilidade destes projetos.

O potencial hidrelétrico brasileiro deverá ser todo explorado até os anos de 2015-2020 segundo os estudos publicados pelo MME (Matriz Energética Nacional 2030 – MEN 2030). Por questões ambientais e técnicas, nem todo o potencial inventariado nos estudos poderá ser explorado, principalmente no curto prazo. Por esse motivo, em uma segunda escala, porém longe de ser desprezível, percebe-se um interesse em incorporar nos próximos Planos Decenais um programa termelétrico de caráter complementar a hidroeletricidade. A preocupação maior é o atendimento da demanda nos intervalos de nível baixo dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

A complementação da geração elétrica deverá ser feita com uma combinação de geração a carvão, geração nuclear e geração a gás (MEN 2030). Em comparação as outras fontes, o gás natural possui vantagens socioambientais, de cronogramas de construção, de flexibilidade e de confiabilidade. Estes fatores não foram deixados de lado no planejamento do MME. Podemos observar no gráfico 10 as projeções para os diferentes tipos de geração térmica, em função dos combustíveis utilizados. Observa-se que o gás natural tem uma contribuição muito grande nas projeções para a geração termelétrica.

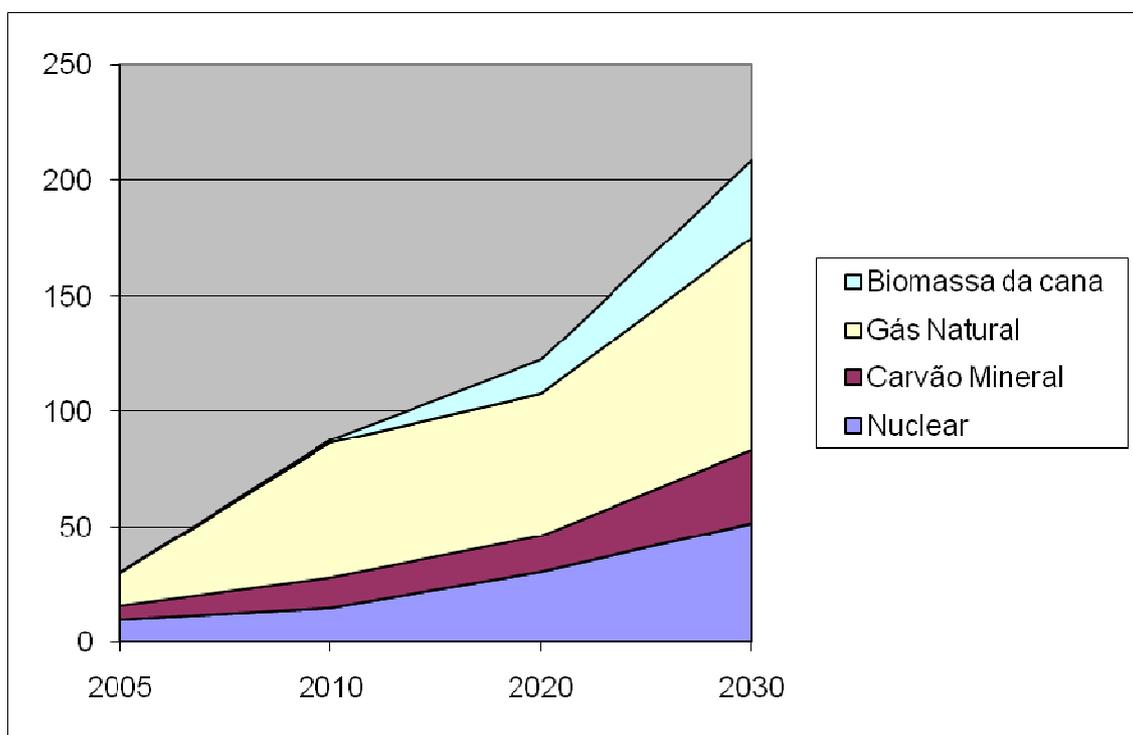


Gráfico 10 – Geração térmica: diferentes combustíveis, 2005-2030 (em TWh)
Fonte: MME, 2007

Como podemos observar no gráfico 11, cerca de 75% das reservas brasileiras de gás natural se localiza em campos *off shore*, o restante encontra-se em campos *on shore*. As maiores reservas de gás natural em campos terrestres encontram-se em regiões

de difícil acesso, no interior da floresta Amazônica. Este é um dos fatores limitantes para a expansão da produção de gás natural no Brasil. Na maioria dos casos, a produção de gás natural terrestre é reinjetada em poços de produção de petróleo para aumentar a recuperação do óleo (MME, 2007).

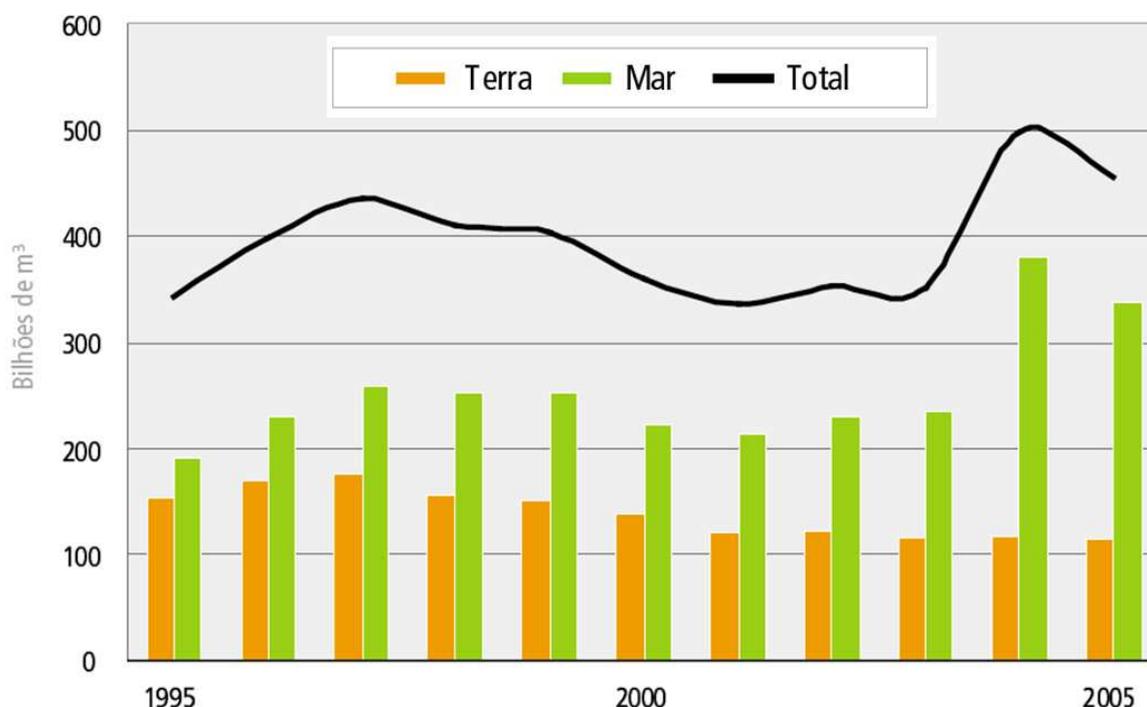


Gráfico 11 – Evolução das Reservas Totais de Gás Natural
Fonte: MME, 2007

Outro fator que limita o crescimento do mercado de gás brasileiro é o fato da produção interna de gás natural ser muito dependente de investimentos em extração do petróleo. Isto significa que o gás é produzido juntamente com o petróleo, mas o objetivo principal do desenvolvimento do campo é a produção do óleo.

As maiores perspectivas de oferta futura de gás natural estão nos campos da Bacia de Santos. Segundo (MEN 2030), os estudos apontam para um cenário de custo elevado de produção dadas as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos, o que exige medidas conservadoras nas estimativas de reservas para as projeções de longo prazo.

Para as projeções de produção interna nacional (tabela 5), o estudo da Matriz Energética Nacional 2030 considerou os valores de referência da *U. S. Geological Survey – USGS*. Os valores referem-se a recursos ainda não descobertos, ou seja, se convertidos em reservas, devem ser somados aos 306 bilhões de metros cúbicos das reservas provadas, em 2005. Os recursos com probabilidade F95 representam 95% de

chances de sucesso na produção desta reserva. Analogamente para os recursos de probabilidade F50 e F5, que representam a probabilidade de 50% e 5%, respectivamente. Destaque especial deve ser dado para a Bacia de Santos, detentoras do maior potencial de produção para incremento da produção interna nos estudo de longo prazo.

Tabela 5 – Estimativa de Recursos Totais Não Descobertos (em bilhões de m³)
Fonte: MME, 2007

Bacia	F95	F50	F5
Foz do Amazonas	216,0	786,8	1.644,6
Sergipe-Alagoas	38,7	198,3	563,8
Espírito Santo	105,1	775,3	2.508,3
Campos	106,0	467,3	1.321,5
Santos	498,4	2.107,2	4.634,2
Pelotas	0,0	556,2	1.579,9
TOTAL	964,2	4.891,3	12.252,3

A curva de produção deve manter a coerência com as reservas. As reservas necessárias para certa produção pode ser estimada pelo cálculo da área sob a curva de produção. Portanto, novas descobertas garantem o crescimento da curva de produção. Para avaliação da expectativa de produção do gás natural no longo prazo (gráfico 12) foram utilizados três períodos: (1) até 2011, onde foram utilizados dados do Plano de Negócios da Petrobras 2007-2011; (2) 2012-2016, em que foram consideradas as características geológicas das áreas arrematadas dos leilões da ANP (Agência Nacional do Petróleo) até o momento do estudo, e o tempo requerido para que os campos entrem em fase de produção; e (3) após 2016, onde considerou-se também a possibilidade de recursos não descobertos em áreas ainda não licitadas.

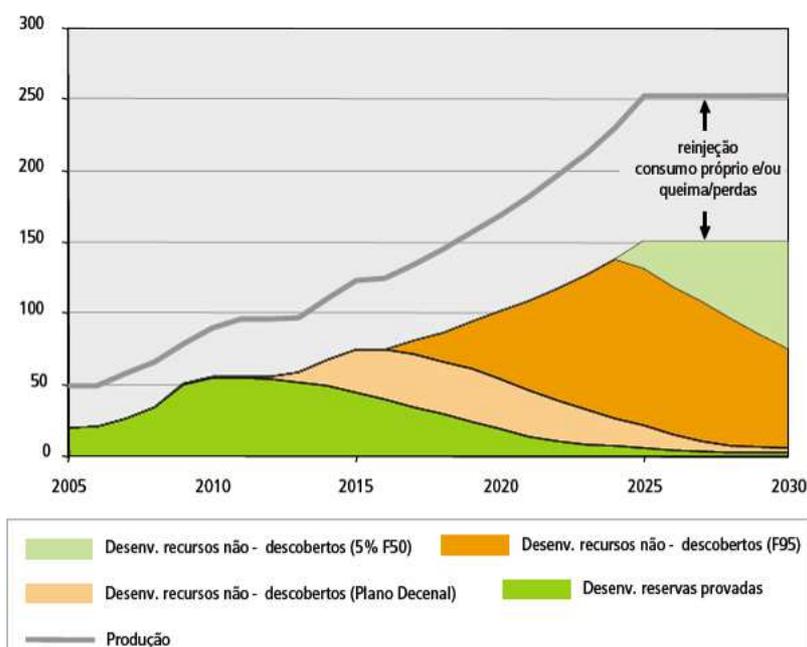


Gráfico 12 – Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural (em milhões m³/dia)
Fonte: MME, 2007

Nestas condições, de acordo com a tabela 6 retirada do MEN 2030, a produção acumulada entre 2005 e 2030 seria de 1.430 bilhões de metros cúbicos. Somados ao acréscimo nas reservas, que é de 1344 bilhões de m³, totalizaria 2.774 bilhões de metros cúbicos. Este volume corresponderia às reservas provadas, aos recursos ainda não descobertos com 95% de probabilidade e pouco mais de 40% dos recursos ainda não descobertos de probabilidade (F50) (ver tabela 5).

Tabela 6 - Projeção das Reservas e Produção Nacionais de Gás Natural
Fonte: MME, 2007

Ano	Produção ¹ milhões m ³ /dia	Reservas bilhões de m ³	R/P anos
2005	48,5 ²	306	17,3
2010	89,6 ³	631	19,3
2020	169,0	1.110	18,0
2030	251,7	1.650	18,0
Acumulado⁴	1.430,0		

Nota: 1) inclui parcela para consumo próprio, queima e reinjeção; 2) valor verificado; 3) estimado a partir da previsão de entrega de gás (71 milhões de m³/dia) do Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobras; 4) em bilhões de m³, no período 2005-2030.

Vale a observação de que a relação Reserva/Produção (R/P) manteve-se aproximadamente constante, próximo de 18 anos. Estas estimativas podem ser consideradas conservadoras, uma vez que o crescimento da produção doméstica de gás foi mantido constante após atingir um valor máximo definido pelas reservas provadas atuais e das expectativas com relação aos campos licitados pela ANP, sem considerar nenhuma descoberta de grande porte neste intervalo de tempo.

A seguir, para as perspectivas de um planejamento de longo prazo, estudaremos o Plano Nacional de Energia – 2030, um estudo do Ministério de Minas e Energia que, juntamente com a Matriz Energética Nacional – 2030, se apresentam com instrumentos fundamentais para o planejamento do governo, indicando tendências e apontando alternativas de suprimento da demanda energética nas próximas décadas.

4.2. Plano Nacional de Energia (PNE 2030): projeções para a demanda de gás natural e alternativas para a garantia de suprimento no longo prazo

De acordo com o planejamento energético brasileiro a demanda por gás natural irá crescer acompanhando o crescimento da economia num processo natural. Como podemos observar no gráfico 13, o setor industrial continuará sendo o principal consumidor do gás natural, dando continuidade ao processo de substituição do óleo

combustível. A geração elétrica manterá a segunda colocação entre os consumidores (PNE 2030).

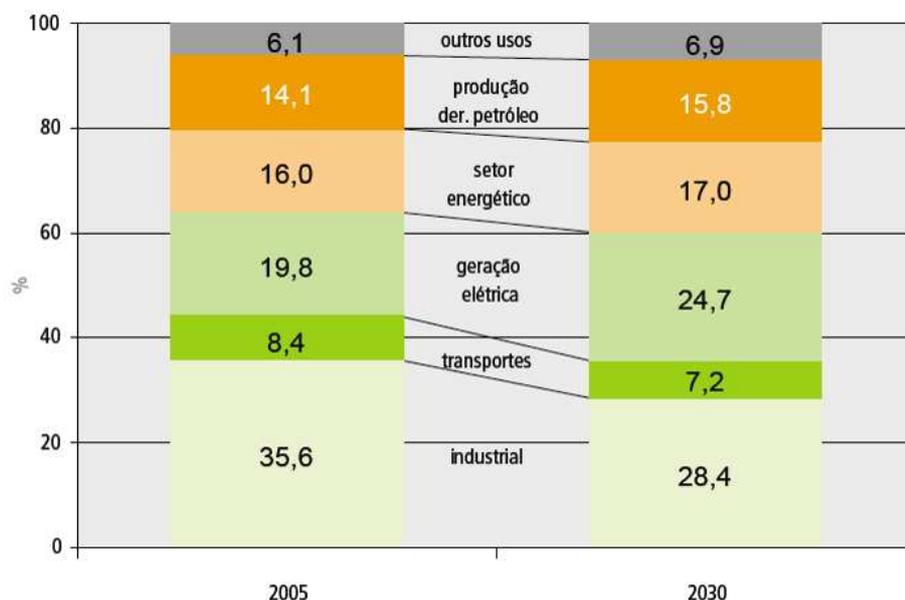


Gráfico 13 – Estrutura do Consumo de Gás Natural (%)
 Fonte: MME, 2007

A metodologia para projeção de consumo apresentada no estudo da Matriz Energética Nacional 2030 considera aspectos como: crescimento econômico, estabilidade política, variações de preço, dentre outros. São propostos então diversos cenários, dos quais um é tomado como referência. Em função disto, o consumo de cada energético é projetado em função da política de planejamento energético do governo.

O crescimento da demanda, apresentado no Plano Nacional de Energia 2030, aponta para valores de consumo sempre maiores que a produção interna. Portanto, nos próximos anos, uma atenção especial deverá ser dada aos diferentes meios de importação de gás natural. Ao final de 2030, o MEN 2030 aponta que o consumo final do gás natural exigirá uma disponibilidade interna da ordem de 269 milhões de metros cúbicos/dia.

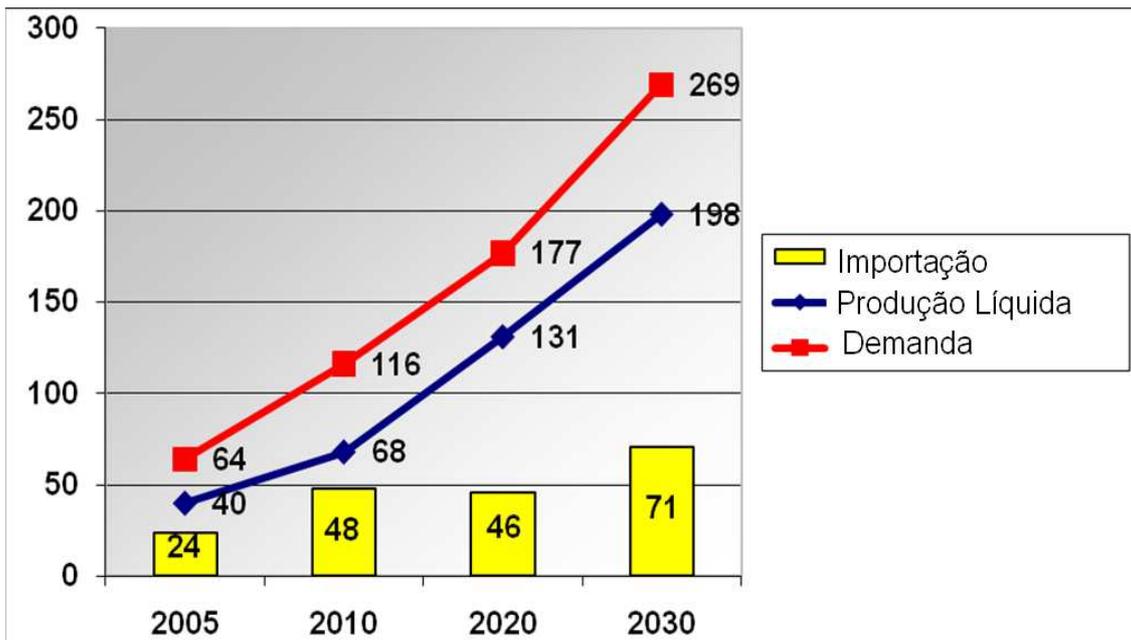


Gráfico 14 – Estimativa de volumes de importação brasileiros, 2005-2030 (milhões m³/dia)
 Fonte: MME, 2007

O gráfico 14 faz uma estimativa dos volumes de importação necessários no planejamento de longo prazo. Essa estimativa é feita através da diferença entre a disponibilidade interna (que assume os valores da demanda total projetada) e a produção líquida (produção descontada das perdas e reinjeção). Ainda que se confirmando os investimentos projetados em exploração e produção, a produção de gás natural deverá assumir o valor de 252 milhões de metros cúbicos/dia, o que significa uma produção líquida de 198 milhões de metros cúbicos/dia, de acordo com o gráfico 14. Desta forma, com o crescimento da demanda no longo prazo, de acordo com as projeções do PNE 2030, a produção nacional necessitaria de uma complementação de cerca de 70 milhões de metros cúbicos/dia através de importação, ao final de 2030.

Atualmente, a capacidade instalada de importação via GNL é de 20 milhões de m³/dia, e por gasoduto é de 30 milhões de metros cúbicos/dia, através do Gasbol, que operaria em sua máxima capacidade. Seriam necessários investimentos para complementar as importações em, pelo menos, 20 milhões de m³, para atingir os 70 milhões de m³/dia de previsão de importações. Essa complementação pode ser feita através da importação via GNL ou por gasodutos de países vizinhos.

As projeções para a demanda de gás natural estão intimamente relacionadas às políticas de uso de termelétricas para complementação da demanda por energia elétrica. No caso brasileiro, esses valores podem oscilar muito, dependendo dos níveis

dos reservatórios das hidrelétricas. Segundo o PNE 2030, na hipótese de despacho continuado das termelétricas em carga máxima, o valor destinado para a geração elétrica poderá ser acrescido de 35 a 40 milhões de m³/dia. Assim, os valores de importações estimados acima poderão ser ainda maiores, dependendo da importância que será dada às políticas de geração pelas térmicas a gás.

O quadro que se configura no Plano Nacional de Energia 2030 e na Matriz Energética Nacional aponta para que a complementação da oferta interna nacional de gás natural seja feita, prioritariamente, através de gasodutos. A entrada do Brasil no mercado de GNL, segundo (PNE 2030), teria a função de suprir a oferta flexível de gás natural, além de possibilitar a importação no caso de uma demanda maior que a oferta interna somada às importações por gasodutos.

Apresentados os valores para o planejamento de longo prazo, a seguir estudaremos os planos do governo em um horizonte de menor proporção: 10 anos. O Plano Decenal de Expansão da Energia também é um estudo do Ministério de Minas e Energia, mas, por se tratar de um planejamento com incertezas menores que o estudo anterior, apresenta valores e justificativas melhor fundamentados.

4.3. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2008-2017): balanço oferta/demanda nacional e alternativas para garantia de suprimento no médio prazo

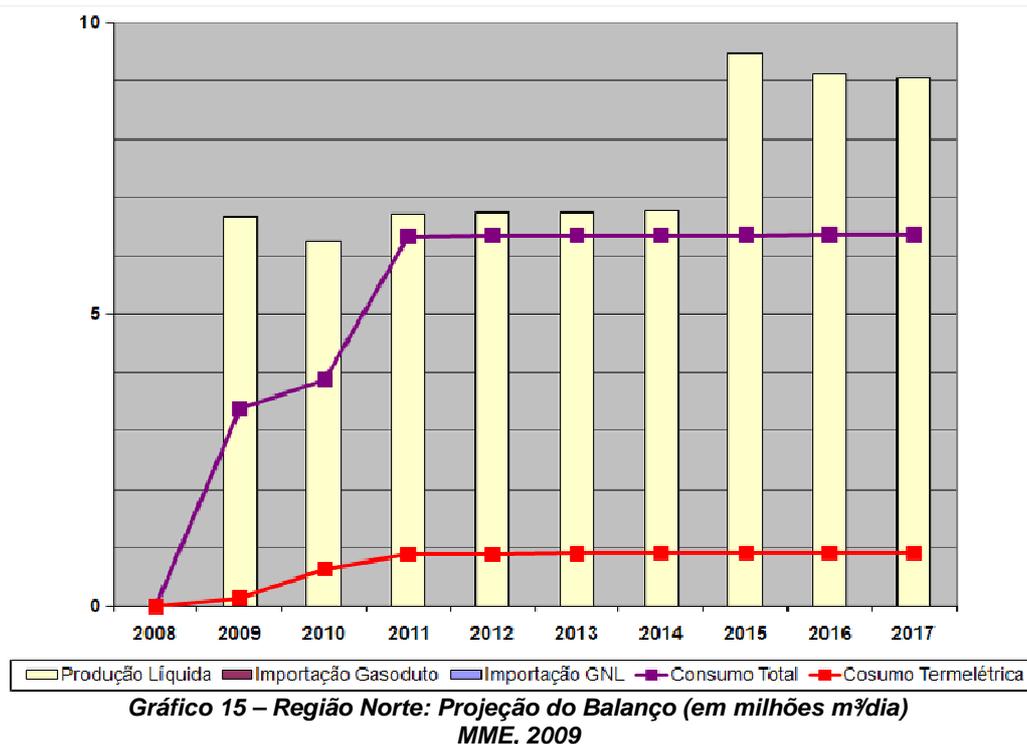
O PDE 2008-2017 apresenta o balanço de gás natural de três grandes regiões do Brasil, com suas respectivas previsões de ofertas e demandas: Região Norte, Nordeste e uma análise em conjunto das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Como podemos observar na figura 7, a Região Norte é estudada separadamente das demais por representar um sistema isolado e não possuir interligação com o restante da rede de transporte até o momento, apesar de existirem estudos para a construção de um gasoduto que integre esta região. A Região Nordeste possui características semelhantes até o momento do estudo, entretanto a interligação com a Região Sudeste, através do Gasene (Gasoduto Sudeste-Nordeste), no estudo do MME, está prevista para entrar em operação no ano de 2010 (esta ligação ainda não estava concluída em fevereiro de 2010, data de conclusão deste trabalho). As regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, por sua vez, são estudadas em conjunto já que a malha de gasoduto de transporte destas regiões apresentam certo grau de integração.

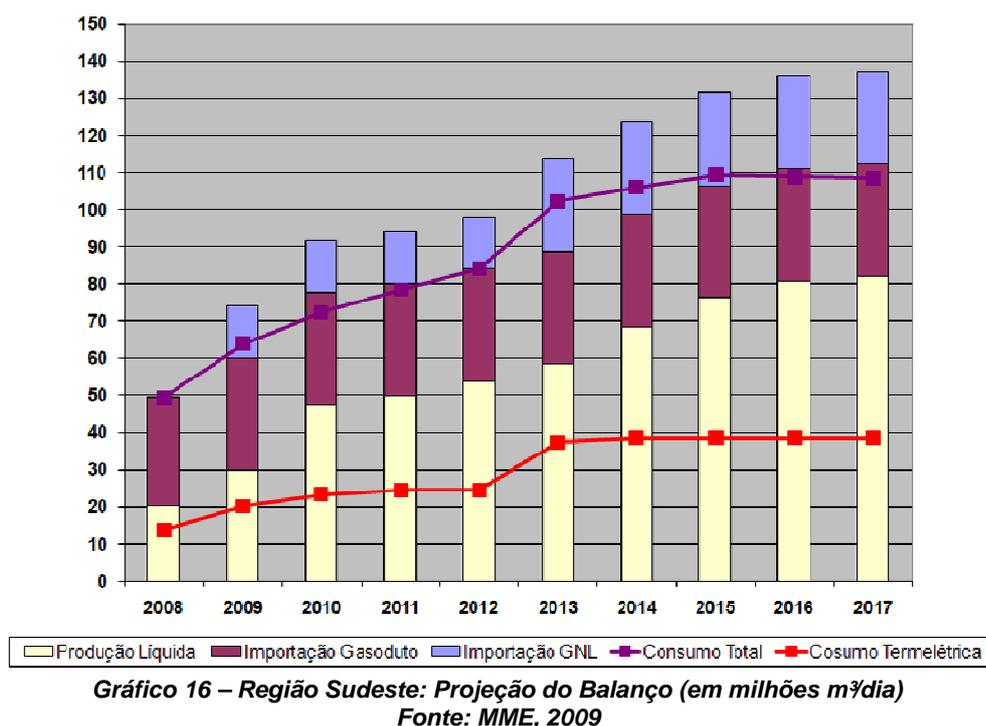


Figura 7: Mapa dos gasodutos
Fonte: ABEGÁS, 2009

A oferta de gás natural da Região Norte estava condicionada à construção do sistema de transporte, hoje concluído, desde as áreas produtoras, até Manaus. O maior volume ofertado é proveniente da Bacia do Solimões. O gráfico 15 apresenta a projeção do balanço de gás natural da Região Norte. Podemos observar que a região possui oferta capaz de atender plenamente a demanda projetada.



No grupo que contempla as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, vale ressaltar o aumento da produção de gás das Bacias de Campos, do Espírito Santo e de Santos, que abastecerão não apenas a Região Sudeste, mas também a região Nordeste, após a conclusão do Gasene. A complementação da oferta interna da região será realizada através da importação de GNL (gráfico 16). O destaque especial nesta região está na ampliação tanto da demanda termelétrica, quanto da não termelétrica.



Na Região Nordeste (gráfico 17), observa-se a necessidade adicional de gás natural em função da tendência de crescimento da demanda. O balanço negativo em 2009 significa que as térmicas bicomcombustíveis operariam a óleo e não a gás. O balanço negativo a partir de 2010 indica que a necessidade adicional da região seria atendida via Gasene e pela importação de GNL, e aqui se destaca a importância da conclusão das obras de interligação entre as regiões.

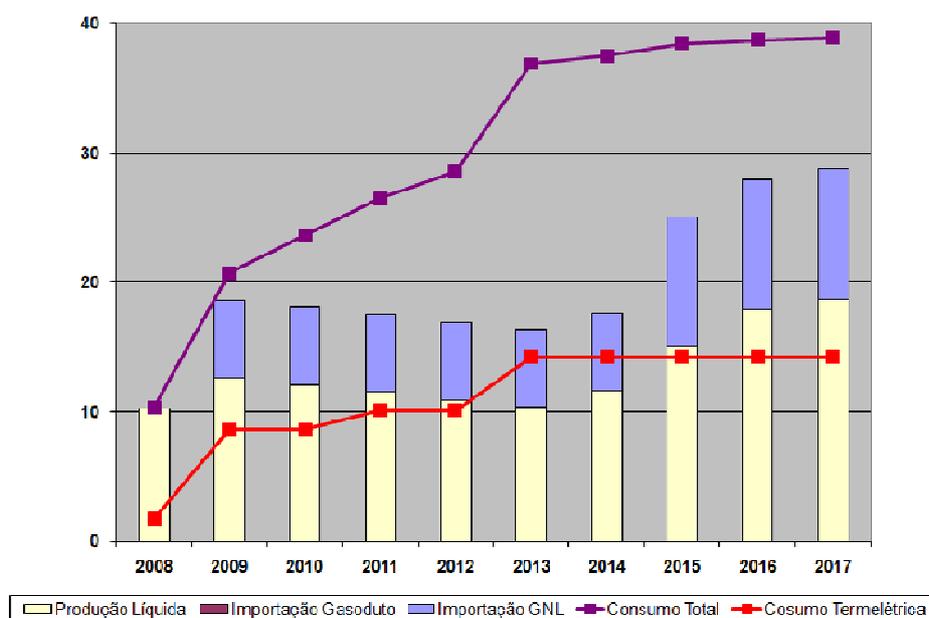


Gráfico 17 – Região Nordeste: Projeção do Balanço (em milhões m³/dia)
Fonte: MME, 2009

O PDE 2008-2017 apresenta um balanço de oferta e demanda da malha integrada do Brasil, excluída a região Norte, por não estar interligada às demais (ver gráfico 18). Observa-se que a partir de 2012, parte das demandas das termelétricas bicomcombustíveis deverá operar com combustíveis alternativos, podendo este quadro mudar, em função de uma possível antecipação da entrada em operação das áreas em avaliação, ou mesmo por acréscimo no volume de GNL importado.

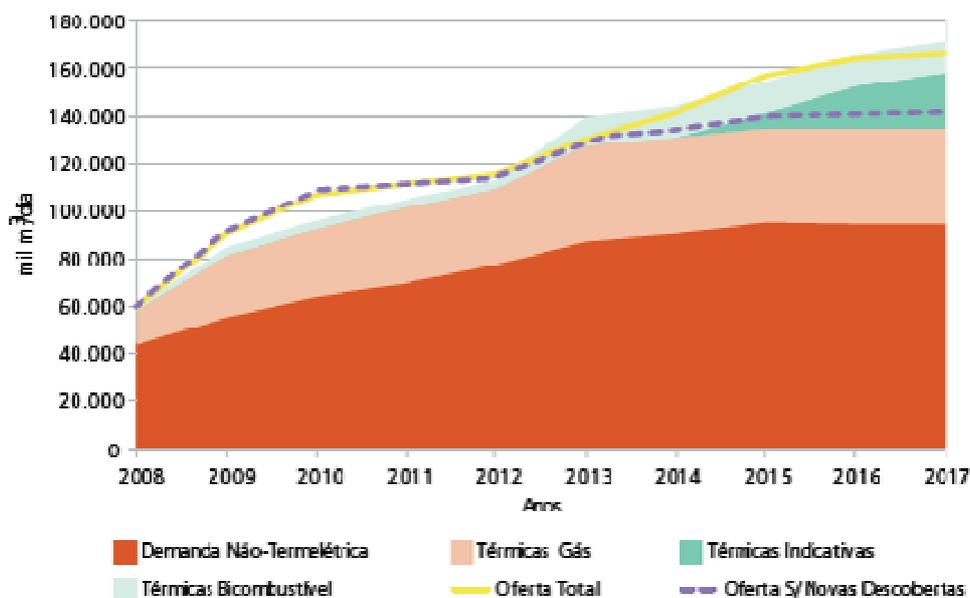


Gráfico 18 – Malha integrada Brasil: Projeção do Balanço
Fonte: MME, 2009

O plano trata também de alternativas de crescimento da demanda termelétrica, necessárias para o atendimento da demanda por eletricidade, em função dos prazos, cada vez maiores, de obtenção de licenças ambientais para os novos empreendimentos de geração hídrica. O gráfico 18 apresenta os resultados da alternativa considerada, pelo estudo, como mais factível, havendo um acréscimo na demanda de gás natural para atender 5.500 MW adicionais em térmicas, correspondendo a uma demanda adicional de 23,7 milhões de m³/dia em 2017. Observa-se que, ainda com este acréscimo, a oferta de gás natural atenderia a demanda por todo o período de tempo, considerando, em alguns momentos, o uso de combustíveis alternativos pelas térmicas bicombustíveis.

Vale lembrar também que, assim como os estudos do MEN 2030 e PNE 2030, o PDE 2008-2017, apresenta uma necessidade de importação adicional para os próximos anos. Entretanto, o GNL é colocado como a única alternativa de importação adicional, vide a tabela 7.

Tabela 7 – Capacidade de oferta de GN – Importado (milhões de m³/dia)
Fonte: MME, 2009

Origem	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasodutos – S-SE-CO	29,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
GNL - Nordeste	-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
GNL – S-SE-CO	-	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
GNL - Novos	-	-	-	-	-	11,0	11,0	15,0	15,0	15,0
Total Brasil	29,1	50,1	50,1	50,1	50,1	61,1	61,1	65,1	65,1	65,1

O Plano Decenal de Expansão de Energia aborda a importação via GNL com maior atenção que os estudos anteriores, MEN e PNE 2030. Esta melhor abordagem deve-se ao fato de o estudo ter sido realizado depois de estarem consolidados os projetos de importação de GNL pela Petrobras.

4.4. Plano de Negócios da Petrobras 2009-2013: opções realizadas e alternativas futuras no planejamento de curto prazo

Apesar de ter conquistado a auto-suficiência em petróleo recentemente, o Brasil está longe de ter feito o mesmo com o gás natural, apesar de todos os investimentos da Petrobras em aumento da produção. Como podemos observar no gráfico 19, as projeções apontam para uma demanda de 135 milhões de metros cúbicos/dia, em 2013. Esta demanda projetada para 2013 está distribuída da seguinte maneira: 49 milhões de metros cúbicos/dia para o mercado termelétrico; 41 milhões de m³/dia para o industrial; e 45 milhões de metros cúbicos/dia para outros usos (veicular, residencial, comercial e consumo interno de área de Abastecimento).

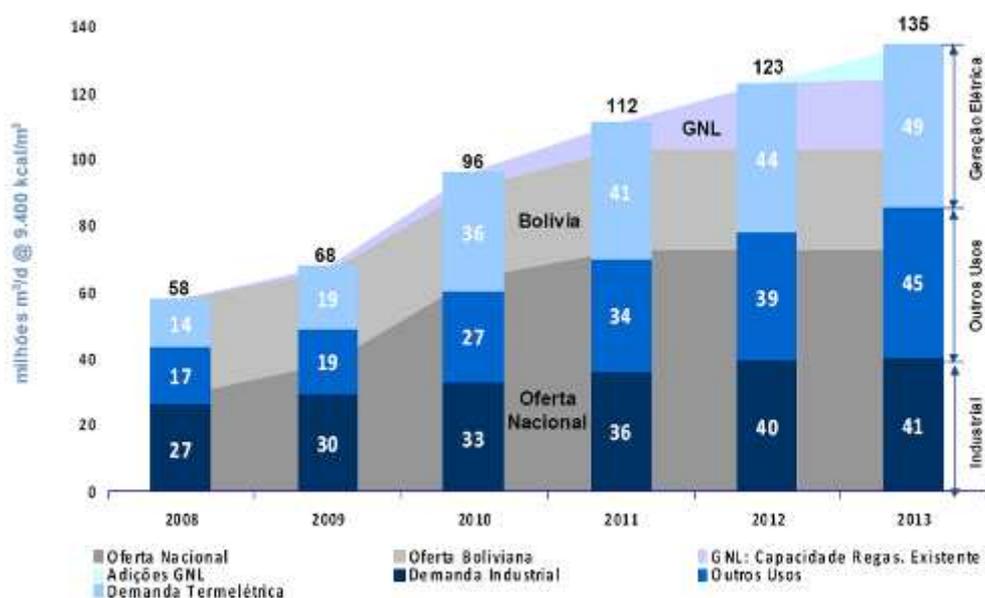


Gráfico 19 – Projeção da oferta e Demanda de gás natural (até 2013)
Fonte: PETROBRAS, 2009

Segundo o PN 2009-2013, para atender a esta demanda projetada para 2013, a produção nacional de gás natural passará de 32 milhões de metros cúbicos/dia para 73 milhões de metros cúbicos/dia. Além disso, a meta da Petrobras é complementar a oferta com a importação de 32 milhões de metros cúbicos/dia via GNL, mantendo a importação de 30 milhões de metros cúbicos/dia da Bolívia, através do Gasbol.

O PN 2009-2013 apresenta algumas medidas que representam a conclusão do primeiro ciclo da área de Gás e Energia. Este primeiro ciclo, que se encerra em 2010, visava a consolidação do gás natural na matriz energética brasileira através de algumas etapas como: entrada em operação do Gasbol; crescimento do mercado não-termelétrico; diversificação das fontes de suprimento, através dos terminais de GNL; e aumento do parque de geração de energia elétrica.

O segundo ciclo de investimentos, que se iniciaria em seguida, contemplaria a expansão do fornecimento de gás natural para novas usinas termelétricas com a opção de colocação do gás nos mercados interno e externo, através da liquefação. O PN 2009-2013 apresenta investimentos para escoamento da produção do pré-sal, construção de novos terminais de GNL e de usinas de geração de energia elétrica.

Neste segundo ciclo, o PN 2009-2013 apresenta alguns projetos na área de gás natural liquefeito:

- Dois novos terminais de GNL, sendo o terceiro, com capacidade de 14 milhões metros cúbicos/dia, com previsão de entrar em operação em 2013;
- Construção de uma unidade flutuante, denominado “GNL embarcado”, para o escoamento do gás do pré-sal até as usinas de regaseificação da costa brasileira, ou ainda, para exportação nos períodos de demanda termelétrica reduzida; e
- Construção da planta de GNL *on shore*: uma unidade de importação, estocagem e exportação de GNL para os mercados interno e externo, para balancear e otimizar a volatilidade das operações para geração termelétrica.

O PN 2009-2013 também manifesta o interesse da Petrobras em consolidar sua participação como agente do mercado de energia elétrica, participando de futuros leilões.

A seguir, o nível de integração entre as três projeções estudadas.

4.5. Comparação entre os Planejamentos de Longo, Médio e Curto Prazo

Os gráficos a seguir representam os valores da disponibilidade interna total, produção interna líquida e importação via GNL, para as diferentes projeções de curto, médio e longo prazo, representadas pelo Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobras, pelo PDE 2008-2017 e PNE 2030, respectivamente. É possível verificar que o PNE 2030,

estudo do MME concluído em novembro de 2007, apresenta valores muito próximos dos que hoje são projetados, se consideradas as incertezas inerentes a esse tipo de planejamento

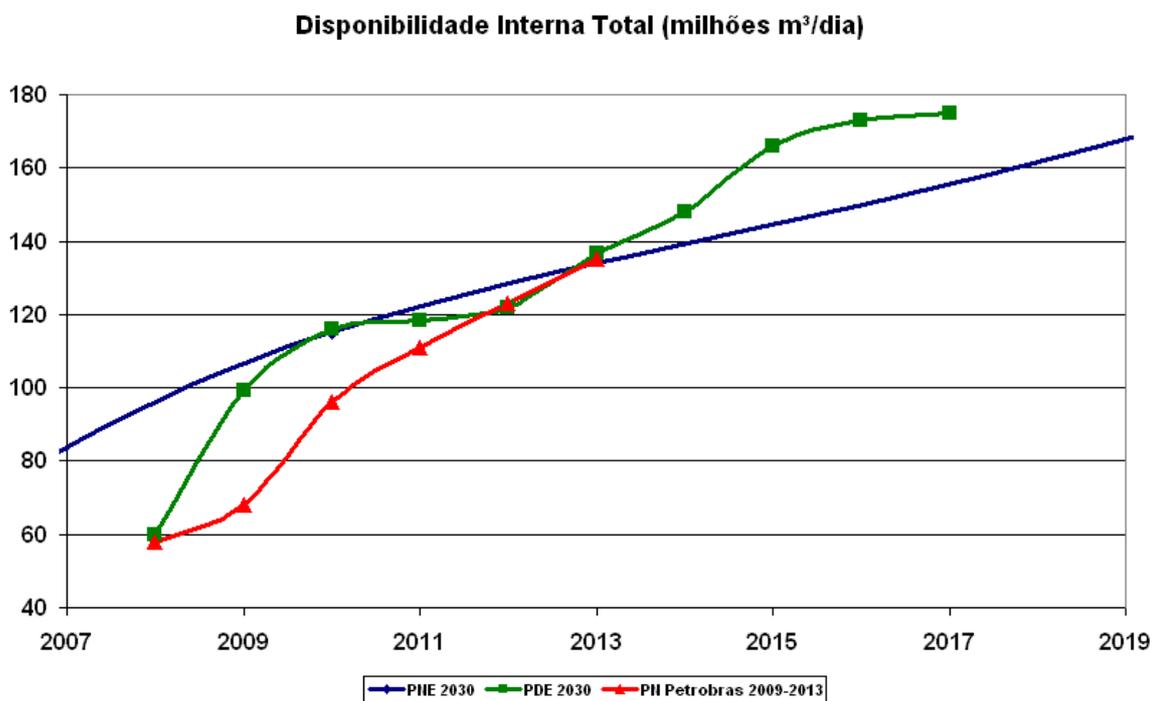


Gráfico 20 – Disponibilidade Interna Total (milhões m³/dia)
 Fontes: MME, 2007; MME, 2009 e PETROBRAS, 2009

Entretanto, um cuidado especial deve ser tomado para os primeiros valores de cada projeção. No início de 2008, observam-se valores significativamente inferiores de disponibilidade interna total aos previstos pelo PNE 2030, tanto para o PDE 2008-2017, como para o PN 2009-2013 da Petrobras (ver gráfico 20). Na realidade, o mercado de gás brasileiro sofreu uma retração em consequência dos efeitos da recente crise internacional no mercado de créditos, iniciada em meados de 2008. Segundo a Nota Técnica 12/2009 ANP, a venda de gás das distribuidoras para geração de energia elétrica e co-geração sofreu uma queda de 63,7% de dezembro de 2008 para março de 2009. Esta diminuição da demanda interna ajuda a entender os valores de produção líquida inferiores ao projetado pelo PNE 2030 (gráfico 21), uma vez que forçou a redução da produção de campos não associados, assim como as importações do gás boliviano.

Produção Interna (milhões m³/dia)

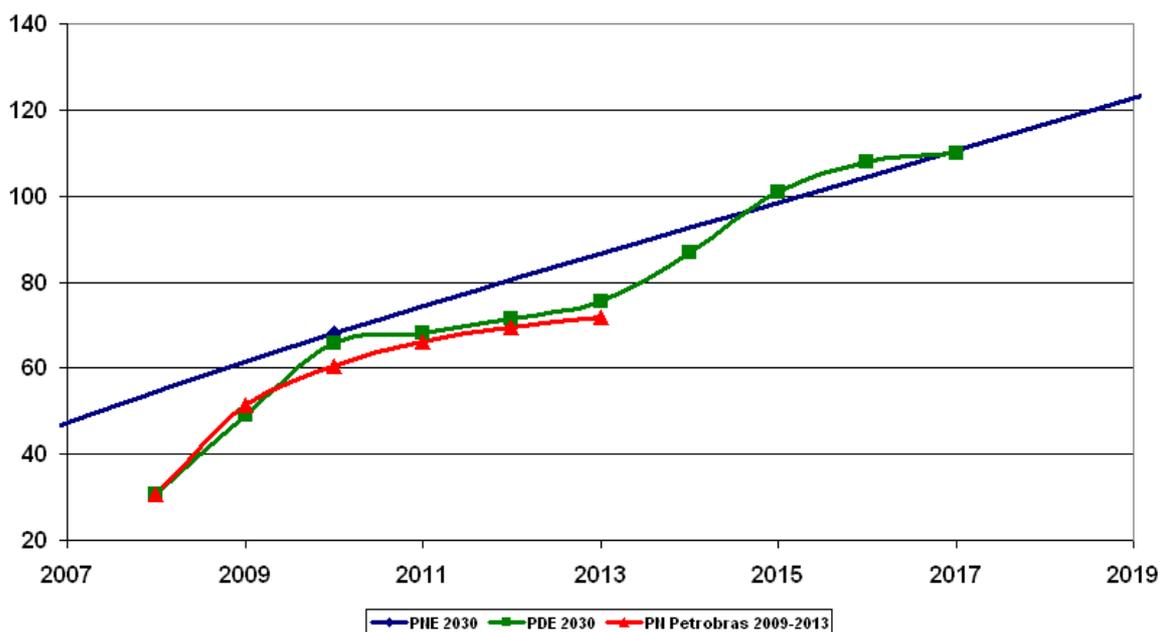
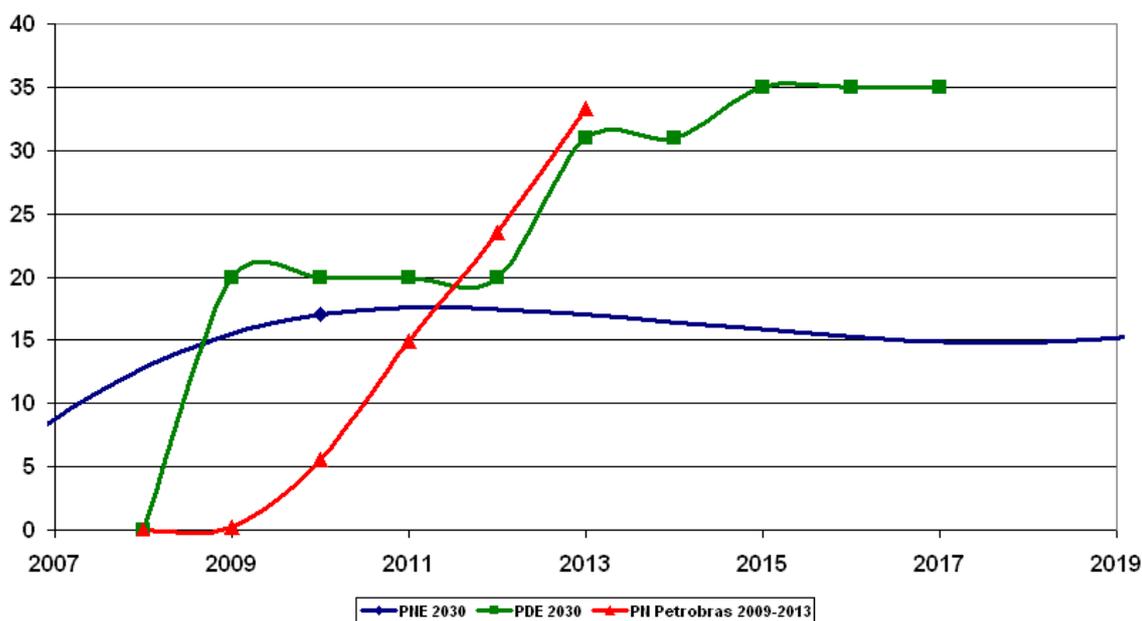


Gráfico 21 – Produção Interna Líquida (milhões m³/dia)
 Fontes: MME, 2007; MME, 2009 e PETROBRAS, 2009

Contudo, observa-se uma projeção de crescimento elevado da oferta, tanto do PN 2009-2013 da Petrobras, como no PDE 2008-2017, para atingir os valores previstos pelo PNE 2030, antes mesmo de 2013. A menor produção líquida apresentada pelo Plano de Negócios da Petrobras é compensada por maiores volumes de importação de Gás Natural, via GNL, atingindo os valores de disponibilidade interna projetados pelo PNE 2030 (ver gráfico 22).

Importação de GNL (milhões m³/dia)



Nesta seção vimos que o Brasil possui uma participação muito grande de energia renovável, se comparada com os demais países do mundo. Além disso, verifica-se uma intenção de manter este percentual alto. Na geração elétrica e no setor industrial, o gás natural vem ganhando espaço, por ser uma opção menos poluente que os demais combustíveis não-renováveis. Observa-se que a produção interna que existe hoje é bem inferior a planejada há cerca de cinco anos atrás, entretanto o consumo continua crescendo conforme o esperado. Aparentemente com a intenção de preencher esta lacuna, os volumes de importação são bem superiores aos previstos nos primeiros planejamentos, e uma preferência visível é dada aos projetos de GNL para o atendimento desta demanda no curto prazo.

Capítulo 5 – Conclusão

O Brasil segue uma tendência mundial de inserção do gás natural na matriz energética em função de suas vantagens econômicas e ambientais. Entretanto, o crescimento aparenta certo descompasso nas políticas e planejamentos, característicos de um mercado em processo de formação, de amadurecimento. Com a finalidade de verificar os motivos que levaram a opção pela importação através do GNL, procuramos entender como se deu o processo de formação deste mercado em escala mundial e vimos que o mercado brasileiro tem suas particularidades que favoreceram esta opção de suprimento. O objetivo do trabalho foi constatar se essas particularidades foram inseridas em um planejamento integrado, de longo prazo, ou se a importação via GNL, em detrimento da importação por gasodutos, foi uma necessidade de caráter emergencial que se configurou em função de um planejamento inadequado.

No segundo capítulo, verificamos que o mercado mundial de gás natural liquefeito está em franca expansão, e a cada década o crescimento é mais expressivo. Através de um resgate histórico, observamos que as principais motivações para um país se tornar importador foram a diversificação e segurança do suprimento, e a flexibilização da oferta para o atendimento de picos de demanda. Vimos também que os países exportadores investem no mercado de GNL como opção de monetização das reservas e diversificação dos mercados, principalmente para os que já exportam por gasodutos. Verificamos que ao longo do tempo, as principais mudanças no mercado de GNL estiveram intimamente relacionadas com o mercado de gás natural por gasodutos, e o de energia elétrica. Observamos que apesar de existirem diferentes regimes de precificação, ainda existe pouca possibilidade de arbitragem entre os mercados, principalmente em função da distância entre eles.

Apesar das diversas iniciativas do governo brasileiro de incentivos para aumentar a participação do gás natural na matriz, vimos, no Capítulo 3, que o crescimento até a década de 90 foi moderado. Nos últimos anos, com políticas um pouco mais agressivas, constatou-se um aumento significativo da parcela de gás, principalmente nos setores industrial e automotivo. Recentes testes demonstraram uma fragilidade muito grande no mecanismo de fornecimento do gás às termelétricas, ocasionando cortes no fornecimento às distribuidoras. Com a finalidade de suprir as térmicas nos momentos de maior demanda por eletricidade, o Brasil construiu duas plantas de regaseificação e passou a fazer parte do quadro de importadores de GNL. Vimos que a opção do fornecimento flexível através do gás natural liquefeito tem suas vantagens para atender às demandas de geração elétrica. Os períodos de baixa nos níveis de

reservatório das hidrelétricas coincidem com os períodos de menor demanda no hemisfério norte, ocasionando uma baixa nos preços, sendo assim conveniente utilizar o gás natural nas térmicas para complementar a oferta de energia elétrica.

Entretanto, ainda nos faltava verificar se a importação de GNL tinha o objetivo de atender também à crescente demanda dos demais setores não-térmicos, e essa foi a proposta do Capítulo 4. O estudo do MME (Ministério de Minas e Energia), Plano Nacional de Energia 2030, faz projeções de que a produção interna, em 2030, seria cinco vezes maior que a de 2005, e, ainda assim, mesmo que os investimentos necessários sejam confirmados, não seria suficiente para suprir a demanda.

Observamos, portanto, que a necessidade de importação superaria o máximo contratado no Gasbol (Gasoduto Brasil-Bolívia) em cerca de 20 milhões m³/dia já no ano de 2010, e em cerca de 40 milhões m³/dia, nas projeções para 2030. Em 2007, ano em que o estudo foi divulgado, já havia o planejamento da Petrobras construir as duas plantas de regaseificação, com capacidade de 20 milhões m³/dia, aproximadamente. O estudo considerou esta capacidade de importação via GNL, mas demonstrou a necessidade de complementação para atender a demanda projetada para 2030. Duas seriam as alternativas para aumentar a oferta interna de gás natural: incremento da produção interna, ou da importação.

Na primeira opção, o investimento na exploração e produção das reservas nacionais teria a finalidade de descobrir novas reservas e antecipar a produção interna. Entretanto, sabe-se que este investimento é dependente do investimento em E&P (Exploração e Produção) para o petróleo, uma vez que a maioria da produção de gás é associada, e os interesses que incentivam a produção do gás não são os mesmos que os do óleo. Além disso, vimos que as projeções mais otimistas de produção interna, como as do PNE 2030 e PDE 2008-2017, apontam para a necessidade de importação para complementação da oferta. Indiscutivelmente, seja no planejamento de curto, médio ou longo prazo, o Brasil seria importador de gás natural nas próximas décadas.

A outra opção para o aumento da oferta interna é a importação, e esta pode ser feita por gasoduto de países vizinhos, ou via GNL. Vale lembrar que essa alternativa não exclui o investimento na produção interna, apenas estabelece as prioridades. Como vimos, entre 2010 e 2030, o Brasil precisará complementar em cerca de 20 milhões m³/dia os volumes de importação. No planejamento de longo prazo do MME, a

recomendação era de que a importação complementar fosse realizada, prioritariamente, por gasodutos.

Entretanto, esta recomendação não foi seguida nos planos posteriores, que apontam para a expansão da capacidade de regaseificação de GNL. O que foi observado no Plano Decenal de Expansão Energética 2008-2017, outro estudo do MME, divulgado em 2009, foi uma produção interna bem inferior às expectativas anteriores, que seriam compensadas, por uma importação ainda maior do que a prevista inicialmente (no PNE 2030), e esta importação seria via GNL. O Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobras evidencia ainda mais que esta compensação precisava ser feita de imediato, uma vez que, a partir de 2010, a importação da Bolívia estará, realmente, na sua máxima capacidade contratada, confirmando as projeções do PNE 2030. A partir de 2012, já seria necessário aumentar a capacidade de regaseificação, enquanto a produção interna não apresenta maiores crescimentos.

A utilização dos terminais de GNL deverá ser intensa nos próximos anos, uma vez que o crescimento projetado da produção interna é um pouco incompatível com os anos anteriores. Assim sendo, fica evidente que o GNL não tem a finalidade de atender única e exclusivamente às térmicas, mas se configura como uma opção de importação de grandes volumes, com a finalidade de suprir a deficiência da produção interna. Prova disso, é que os projetos de expansão prometem capacidade de regaseificação que seriam capazes de tornar o volume importado via GNL superior ao importado via gasodutos.

A importação via GNL parece ter ocorrido realmente em caráter emergencial, uma vez que a prioridade deveria ter sido o aumento da produção interna, ou a importação por gasodutos de países vizinhos, segundo recomendação do próprio Ministério de Minas e Energia. Entretanto, dado o quadro aparentemente irreversível no curto prazo, a opção parece ser satisfatória, e deverá atender às projeções de demanda para os próximos anos.

Por fim, para que o Brasil não se torne um país importador de gás natural em proporções muito grandes, além do evidente investimento na operação das plantas de regaseificação, o Brasil precisa aumentar a produção interna, investindo no desenvolvimento e produção das novas descobertas de gás natural, principalmente na Bacia de Santos, e na exploração de bacias com potencial, com finalidade de aumentar as reservas. Além disso, uma atenção muito especial deve ser dada a integração entre as macro-regiões Sudeste e Nordeste. O balanço oferta/demanda do

Nordeste é negativo nas projeções, e a região será suprida pelo excedente da região Sudeste, que possui projeções expressivas de produção na Bacia de Campos e Santos, além de ser a principal importadora GNL até o momento, através do terminal da Baía de Guanabara. Esta transferência será viável, em 2010, com a provável conclusão do Gasene (Gasoduto Sudeste-Nordeste).

Capítulo 6 – Referências Bibliográficas

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. ABEGÁS, 2009. *Mapa dos Gasodutos*. Disponível em: www.abegas.org.br acessado em 22/01/2010

ALVES, C. A., VITAL M. S., MOTTA R. R., 2007, “O Papel Do Gás Natural Na Industria Brasileira Necessidades E Possibilidades Para o Período 2007-2015”., *XXVII Encontro Nacional De Energia De Produção*, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 09 a 11 de outubro.

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 1998. *Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: Experiência Internacional*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 18/06/2009

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 2006a. *Principais Aspectos Legais e Regulatórios da Atividade de Transporte Dutoviário de Gás Natural nos Países do Cone Sul*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 19/10/2009

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 2006b. *Segurança do Suprimento de Gás Natural: a Experiência Internacional em Diversificação de Fornecedores, Gás Natural Liquefeito e Estocagem Subterrânea*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 18/06/2009 – 2006

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 2008. *Panorama Atual do Mercado de GNL*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 18/10/2009

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 2009a. *Boletim Mensal do Gás Natural Referência Novembro/2009*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 18/01/2010

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 2009b. *Dados Históricos do Boletim do Gás Natural*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 21/01/2010

Agência Nacional do Petróleo. ANP, 2009c. *Experiência do Agente Regulador na Implantação dos Projetos de GNL no Brasil*. Disponível em www.anp.gov.br acessado em 18/01/2010

BAIOCO, J.S., SANTARÉM, C.A., BONE, R.B., FERREIRA FILHO, V.J.M., 2008, “Análise de tecnologias de transporte de gás natural no Brasil: comparação dos

resultados da aplicação dos métodos payback e VPL”. *Petro & Química*. São Paulo, p. 58-63, set. 2008.

British Petroleum. BP, 2009. *BP Statistical Review Of World Energy June 2009*. Disponível em www.bp.com acessado em 12/01/2010

California Energy Commission. CEC, 2007. *The Outlook for Global Trade in Liquefied Natural Gas Projections to the Year 2020 – Consultant Report (Jensen Associates)*. California Energy Commission. Disponível em www.energy.ca.gov acessado em 27/10/2009

Cambridge Energy Research Associates. CERA, 2007. *LNG in Latin America: The New Panacea?* – Latin America Energy Watch, September 2007

CORDEIRO, G. B., 2005, *Mapeamento Tecnológico Da Cadeia Do Gás Natural Liquefeito (GNL): Uma análise baseada em Estatísticas de patentes (1978-2002)*. Projeto de Graduação, Instituto de economia/UFRJ, RJ, Brasil.

DEMORI, M. B., 2008, *GNL Como Mecanismo de Flexibilização do Suprimento De Gás Natural Para Geração Termelétrica No Brasil*. Tese de M. Sc., Programa de Interinidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF - USP, SP, Brasil.

Department of Energy. DOE, 2005. *Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts*. Disponível em fossil.energy.gov acessado em 15/06/2009

DONADEL, F. U., 2008, *O Resgate da Integração no Cone Sul Baseada em Gás Natural: Novos Fatores Logísticos e Novas Visões*. Tese de M. Sc., Programa de Interinidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF - USP, SP, Brasil.

DUARTE, B.P.M.C., SARAIVA, T.C., BONE, R.B., 2008, “Impacto na relação Brasil-Bolívia com a nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos em 2006”. *Indicadores Econômicos FEE*, v.36, p.87-98.

Energy Information Administration. EIA, 2009. *International Energy Outlook 2009*. Disponível em www.eia.doe.gov acessado em 11/06/2009

JENSEN, J.T., 2003. *The Revolution Lng*. Energy Journal of the International Association for Energy Economics, Volume 24, nº 2. Disponível em: <http://www.energyseer.com/iaeeepapr.pdf> acessado em 11/12/2009

JENSEN, J. T., 2004. *The Development Of A Global Lng Market. Is It Likely? If So When?* Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em www.oxfordenergy.org acessado em 11/06/2009

JENSEN, J.T., 2007. *Understanding the LNG Industry. 2006.* Apresentação. Disponível em: www.jai-energy.com/pubs/Aga.ppt acessado em: 15/01/2010.

KERLMAN, R., 2009, *Planejamento Coordenado dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural.* Tese de D.Sc., COOPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

KÜNG, S. C., BASTOS, F. S., 2008, “A Inserção do Brasil na Rota Internacional de GNL”, *Rio OIL & Gás EXPO And Conference 2008*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 15 a 18 de setembro.

LAPIP, M. V., *GNL Como Opção De oferta De Gás Natural Para o Brasil.* Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, BRASIL, 2007.

MATHIAS, C. P. P., 2006 “Consolidação da Indústria Mundial de Gás Natural”, *Rio Oil&Gás EXPO And Conference.*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 15 a 18 de setembro.

MATHIAS, C. P. P., COSTA, H. H. L. M., CECCHI, J. C., 2006 “Desafios Para a Integração Gasífera na América Do Sul”, *Rio OIL & Gás EXPO And Conference 2006*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 11 a 14 de setembro.

MELO, M. S. M., MEDINA, P. L. N., 2005, *Gás Natural uma Análise Econômica Da Demanda Focada no setor Industrial.* Projeto de Graduação, Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Ministério de Minas e Energia. MME, 2008. *Panorama Energético Brasileiro.* Disponível em www.mme.gov.br acessado em 21/10/2009

Ministério de Minas e Energia. MME, 2009. *Resenha Energética Brasileira: exercício de 2008.* Disponível em www.mme.gov.br acessado em 27/01/2010

Ministério de Minas e Energia. MME; Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2007a. *Matriz Energética Nacional 2030.* Disponível em www.mme.gov.br acessado em 21/10/2009

Ministério de Minas e Energia. MME; Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2007b. *Plano Nacional de Energia 2030.* Disponível em www.mme.gov.br acessado em 21/10/2009

Ministério de Minas e Energia. MME; Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2009. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. Disponível em www.mme.gov.br acessado em 21/10/2009

Ministério de Minas e Energia. MME; Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2009b. *Balço Energético Nacional: ano base 2008*. Disponível em www.mme.gov.br acessado em 21/01/2010

NERY, R. M., 2008, *Indústria Do Gás Natural No Brasil: Análise Do Fornecimento De Gás Natural Liquefeito e A Qualidade Do Gás*. Tese de M. Sc. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NETO, C. A. R., 2005, *GNL Para Suprimentos Interno E Externo Versus Gasodutos: Oportunidades, Ameaças e Mitos*. Tese de M. Sc., Programa de Interinidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF - USP, SP, Brasil.

PERTUSIER, R. R., “Da Expansão do GNL e da Evolução da Indústria do Gás Natural”, *II Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo&Gás*, Urca, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PETROBRAS, 2006. *Plano De Negócios 2007-2011*. Disponível em www.petrobras.com.br acessado em 27/10/2009

PETROBRAS, 2007. *Plano Estratégico 2020*. Disponível em www.petrobras.com.br acessado em 27/10/2009

PETROBRAS, 2009a. *Plano De Negócios 2009-2013*. Disponível em www.petrobras.com.br acessado em 27/10/2009

PETROBRAS, 2009b. *Transcrição de Teleconferência do Plano Estratégico 2009-2013*. Disponível em www.petrobras.com.br acessado em 27/10/2009

PricewaterhouseCoopers. PWC, 2006. *Value and Growth in the Liquefied Natral Gas Market*. Disponível em www.pwc.com acessado em 27/10/2009

REAL, V. R., 2005, *Fatores Condicionantes Ao Desenvolvimento De Projeto De GNL Para O cone Sul: Uma Alternativa para A Monetização Das Reservas De Gás Da Região*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. , RJ, Brasil, 2005.

RIGOLIN, P. H. C., 2007, *Avaliação Global Dos Modos Energéticos De Transporte Do Gás Natural Inclusive Como Energia Secundaria*. Tese M Sc., Programa de Interinidades de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF - USP, SP, Brasil.