

MARCUS VINÍCIUS VAZ BONINI

FABRÍCIO MARTI

**Usina de Liquefação e Gasoduto: oportunidade de investimento em
infra-estrutura e aproveitamento das reservas nacionais de gás natural**

Monografia apresentada ao Programa de
Educação Continuada em Engenharia - Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
como parte dos requisitos para obtenção do
título de MBA em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Sílvio de Oliveira Junior

São Paulo

2005

1640932

Resumo

O presente trabalho visa avaliar técnica e economicamente o aproveitamento das novas reservas nacionais de gás natural, através do atendimento da demanda futura das regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste via gasoduto, e a construção de uma usina de liquefação de gás natural (GNL), com a finalidade de atender a demanda nordestina de gás, associada à exportação dos excedentes ao mercado norte-americano, como forma de monetizar as reservas da bacia de Santos e atrair investimentos em infra-estrutura.

Abstract

The present work aims to evaluate technical and economically the exploitation of new national natural gas reserves, in order to supply the future energy demand of South, Southeastern and Center West regions, by means of a gas network, and the construction of a natural gas liquefaction plant (LNG), with the purpose of attending the gas demand of the Northeastern region, associated to the exportation of the surplus to the North American market. These two technologies are proposed to monetize the reserves of the Santos' basin as well as to attract new infrastructure investment.

Agradecimentos

Às nossas famílias que nos apoiaram durante todo o período do curso,

Ao nosso orientador, Professor Doutor Sílvio de Oliveira Junior, pela qualidade de seus pareceres, pela paciência conosco e pelo auxílio prático prestado sempre de forma cordial e objetiva,

Ao Professor Doutor Ildo Sauer, a Oscar Prieto e a Marcelo Menicucci que nos concederam entrevistas, fornecendo informações, sugestões e pontos de vista preciosos, de maneira muito atenciosa, mesmo quando, na ocasião das entrevistas, não pudemos alcançar o mesmo patamar de raciocínio,

A COMGÁS por nos conceder a oportunidade de aperfeiçoamento profissional

A Luis Awazu, por nos haver indicado para compor a primeira turma do MBA em energia,

Ao professor Marco Saidel, verdadeiro companheiro do grupo, buscando sempre o melhor e mais profícuo balanço entre o acadêmico e empresarial.

Aos colegas de sala, agora amigos, que nos acompanharam durante toda a trajetória do curso, enriquecendo a oportunidade de aprimoramento em função das experiências e pontos de vista diversos,

A Carlos Alberto Rechelo Neto, cuja tese, de excelente qualidade, serviu de inspiração e contra-ponto para nosso trabalho.

Sumário

Capítulo 1 Introdução	14
1.1 História do GN no Brasil.....	14
1.2 Especificidades da Indústria de Gás Natural.....	15
1.3 A evolução no segmento de transporte de gás natural.....	15
1.4 Objetivo e formulação do problema.....	18
1.5 Delimitação da fronteira de análise.....	21
Capítulo 2 O Gás Natural no Mundo e no Brasil.....	22
2.1 Evolução e projeção da participação do Gás Natural no Mundo.....	22
2.2 O comportamento do preço do petróleo e seus reflexos no gás natural.....	23
2.3 Crescimento do consumo de gás natural no Brasil e a sua evolução na matriz energética.....	24
2.4 A relação entre a Energia Elétrica e Gás Natural.....	27
2.5 Déficit de Gás Natural e Risco de racionamento de energia elétrica.....	28
2.6 Crise da Bolívia.....	31
Capítulo 3 Infra-estrutura, Reservas, Oferta, Demanda e Balanço do Gás Natural no Brasil.....	33
3.1 A infra-estrutura de transporte existente no país.....	33
3.1.1 Projetos do Governo.....	34
3.1.2 O aumento da capacidade do Gasoduto Brasil-Bolívia.....	36
3.2. Reservas.....	37
3.2.1 Conceituação.....	37
3.2.2 Evolução das Reservas.....	38
3.3 Oferta.....	40
3.3.1 Evolução da oferta interna.....	40

3.3.2 Importação da Bolívia.....	41
3.3.3 Oferta atual total.....	42
3.3.4 Perspectiva de acréscimo da oferta considerando as novas descobertas nacionais.....	43
3.4 Demanda.....	43
3.4.1 Consumo das distribuidoras de gás natural por região.....	43
3.5 Balanço entre oferta e demanda.....	47
3.6 A escassez de gás natural na região Nordeste.....	48
Capítulo 4 - O GNL como opção para o déficit Nordestino associado à exportação e gasoduto para suprimento do S/SE/CO.....	51
4.1 Atendimento ao déficit Nordestino	51
4.1.1 Abastecimento do mercado doméstico via GNL combinado com a exportação de excedentes sazonais	52
4.1.2 O mercado Norte Americano para o GNL.....	53
4.1.2.1 O Mercado Atlântico para o GNL	53
4.1.2.2 América do Norte.....	54
4.1.2.2.1 Produção e reservas de GN na América do Norte.....	55
4.1.2.2.2 Capacidade instalada e perspectivas de importação de GNL nos EUA.....	58
4.2 Gasoduto para suprimento do S/SE/CO.....	62
Capítulo 5 Tecnologias para o GNL.....	64
5.1. Conceituação GNL – Gás Natural Liquefeito.....	64
5.2 Volume necessário da reserva de gás.....	67
5.3 Unidade de Liquefação.....	68
5.4 Navios Metaneiros.....	70

5.5 Terminais de Regaseificação.....	72
5.6 Inovações tecnológicas.....	75
Capítulo 6 A concepção dos Projetos.....	77
6.1 O Projeto para as regiões S/SE/CO.....	77
6.2 O Projeto para a região NE.....	81
6.2.1 Definição e estimativas de custos do projeto de GNL.....	82
Capítulo 7 Análise de Competitividade e Viabilidade dos Projetos Gasoduto e Planta de GNL.....	86
7.1 Competitividade.....	86
7.2 Estrutura da Análise de Investimentos.....	87
7.3 Perfil de Produção e Venda.....	88
7.3.1 Levantamento de Dados e Análise Financeira do Projeto Gasodutos.....	89
7.3.1.1 Definição do Projeto.....	89
7.3.1.2 Definição de Premissas.....	89
7.3.1.3 Análise do Projeto Gasoduto.....	90
7.3.2 Levantamento de Dados e Análise Financeira do Projeto GNL.....	92
7.3.2.1 Definição do Projeto.....	92
7.3.2.2 Definição de Premissas.....	92
7.3.2.3 Análise do Projeto GNL.....	94
Capítulo 8 Conclusão.....	97
Capítulo 9 Bibliografia.....	103

Lista de Figuras

Figura 1 – Consumo histórico e projeção de energia primária mundial.....	22
Figura 2 – Consumo histórico e projeção de consumo de gás natural por região.....	23
Figura 3 – Histórico e projeção do preço do barril de petróleo.....	24
Figura 4 – Evolução do Gás Natural na matriz energética nacional.....	25
Figura 5 – Evolução do Gás Natural na matriz energética nacional.....	33
Figura 6 – Reforço da Malha Sudeste para Gás Natural.....	34
Figura 7 – Expansão da Malha Nordeste.....	35
Figura 8 – Evolução das reservas provadas nacionais.....	39
Figura 9 – Reservas nacionais potenciais.....	40
Figura 10 – Evolução da Produção Nacional Líquida de Gás Natural.....	41
Figura 11 – Evolução da Oferta total Gás Natural no Brasil	43
Figura 12 – Consumo Médio de Gás Natural por Região – ano de 2004.....	44
Figura 13 – Projeção de Consumo – Distribuidoras e Petrobrás.....	45
Figura 14 – Projeção de Consumo – Distribuidoras, Petrobrás e Térmico.....	46
Figura 15 – Cenário de Oferta de Gás Natural.....	47
Figura 16 – Projeção do Balanço Oferta X Demanda Total de Gás Natural.....	48
Figura 17 – Oferta e Demanda Nordeste.....	50
Figura 18 – Reservas mundiais de Gás Natural.....	55
Figura 19 – Terminais de Regaseificação nos Estados Unidos.....	59
Figura 20 – Evolução das importações de LNG por terminal	61
Figura 21 – Projeção do Potencial de Importação por via de transporte	62
Figura 22 – Instalações de GNL em Produção.....	65
Figura 23 – Cadeia Produtiva GNL.....	66
Figura 24 – Unidade Produtora de GNL.....	66

Figura 25 – Unidade de Liquefação de Gás Natural.....	68
Figura 26 – Custos de Unidades de Liquefação em função da capacidade.....	70
Figura 27 – Navios Metaneiros com armazenamento Tipo Esfera e Membrana.....	71
Figura 28 – Terminal de Regaseificação – Principais Elementos.....	72
Figura 29 – Terminal de Regaseificação.....	74
Figura 30 – Mapa de Localização das Reservas da Bacia de Santos.....	77
Figura 31 - Tecnologia para Produção das Reservas da Bacia de Santos.....	79
Figura 32 – Desenho esquemático do Campo de Mexilhão.....	79
Figura 33 – Projeção de Preços para o Gás Natural.....	86
Figura 34 - Projeção de Preços para o Gás Natural no mercado Spot	87
Figura 35 – Previsão de Produção diária.....	88
Figura 36 – Demonstrativo do VPL Projeto Gasoduto.....	91
Figura 37 – Fluxo de Caixa Acumulado Projeto Gasoduto.....	92
Figura 38 – Custos históricos do GNL importado pelos EUA	94
Figura 39 - Demonstrativo do VPL Projeto GNL.....	95
Figura 40 – Fluxo de Caixa Acumulado Projeto GNL	96

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Reservas provadas e balanço do Gás Natural na América do Norte.....	55
Tabela 2 – Histórico das Importações de GNL dos Estados Unidos.....	62
Tabela 3 – Fatores de conversão de GNL.....	68
Tabela 4 – Fluxo de análise financeira dos projetos.....	89
Tabela 5 – Premissas projeto via Gasodutos.....	90
Tabela 6 – Análise financeira do projeto Gasodutos.....	91
Tabela 7 – Premissas projeto via GNL.....	92
Tabela 8 – Análise financeira do projeto GNL.....	96

Anexos

Anexo1 – Unidades de LNG instaladas e em construção.....	102
--	-----

Glossário e Abreviações

- AMCHAM: Câmara Americana de Comércio
- ANP: Agência Nacional do Petróleo
- Bacia Sedimentar: Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás.
- Barril: Unidade de medida de volume equivalente a 0,159 m³.
- BEN: Balanço Energético Nacional
- BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CBIEE: Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica
- City Gate: Conjunto de instalações contendo manifolds e sistemas de medição, destinado a entregar o gás natural.
- CNPE: Conselho Nacional de Políticas Energéticas
- DOE: Departamento de Energia dos Estados Unidos
- E&P: Exploração e Produção de petróleo e gás natural
- EIA: Energy Information Administration
- EPA: Agência Americana de Proteção Ambiental
- GASBOL: Gasoduto Bolívia Brasil
- GLP: Gás Liquefeito de Petróleo
- GN: Gás Natural
- GNC: Gás Natural Comprimido
- GNL: Gás Natural Liquefeito
- GTB: Gás Transboliviano
- GW: Gigawatt

- Jazida: Reservatório de gás já identificado e possível de ser posto em produção
- LGN: Líquidos de Gás Natural
- MMBtu: milhão de Btu (British Thermal Unit)
- MMS: Serviço de Gerenciamento de Minérios
- mta: milhão de tonelada por ano
- ONS: Operador Nacional do Sistema
- PNGN: Plano Nacional do Gás Natural
- PPT: Programa Prioritário Termelétrico
- Reservas: Recursos descobertos de Gás Natural comercialmente recuperáveis a partir de uma data de referência.
- Royalties: Retribuição financeira paga pelo franqueado ao franqueador pelo uso contínuo da marca
- SIRESE: Superintendência de Hidrocarbonetos da Bolívia
- SWAP: Contrato de troca de fluxos de pagamentos entre duas partes.
- t: tonelada
- tcf: Trilhão de Pés Cúbicos
- TBG: Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia Brasil
- UPGN: Unidade de Processamento de Gás Natural
- UTE: Usina Termelétrica
- VPL: Valor Presente Líquido

Capítulo 1 - Introdução

1.1 História do GN no Brasil

O início do uso do Gás Natural no Brasil ocorreu por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landulfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari.

O primeiro grande marco de desenvolvimento da indústria de Gás Natural no país, ocorreu a partir da exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, na década de 80. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% a participação do GN na matriz energética nacional.

O Governo Federal tinha como meta em 1987, quando da instituição do Plano Nacional do Gás Natural (PNGN), elevar a participação do GN de 3% para 12% até 2010. Para isso, diversos esforços foram feitos, dentre eles a promulgação da lei 9.478, que, entre outras determinações, redefiniu a política energética nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

O Gasoduto Bolívia-Brasil, maior gasoduto da América Latina, com 3.150 km de extensão, sendo 2.590 km em solo brasileiro, representa o segundo grande marco na indústria de Gás Natural no Brasil. Para a região Sul do país, o gasoduto possui a mesma representatividade que o gás provindo da bacia de Campos para o Sudeste, por desbravar o mercado, enquanto que para o estado de São Paulo, significa a consolidação da indústria do Gás Natural.

O projeto, com capacidade de transporte de 30 milhões m³/dia, teve seu início de operação julho de 1999, foi financiado, construído e lastreado pela Petrobrás. Atendendo inicialmente os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, pode atualmente, com a possibilidade de inversão do fluxo do Gaspal, transportar o gás boliviano, também, para os estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

1.2 Especificidades da Indústria de Gás Natural

As indústrias de infraestrutura possuem características técnicas e econômicas que as tornam diferentes dos demais setores da economia. Em função disso, estas são, em boa parte, compostas por atividades distintas que se constituem sob a forma de uma rede física necessária à sua operação e prestação do serviço, denominando-as, desta maneira como indústrias de rede. Possuem atividades potencialmente concorrenciais e atividades caracterizadas pela teoria econômica como monopólios naturais. Suas características principais são:

- Indivisibilidade dos ativos;
- Investimentos específicos e intensivos em capital;
- Necessidade de antecipação da demanda;
- Existência de economias de escala;
- Presença de atividades naturalmente monopólicas;
- Baixa elasticidade-preço da demanda.

1.3 A evolução no segmento de transporte de gás natural

Tendo em vista que o transporte via gasodutos apresenta baixa flexibilidade contratual e operacional decorrentes dos próprios limites econômicos em relação à

distância entre o local de produção e consumo, outras tecnologias vêm sendo revisitadas nas últimas décadas pela indústria mundial de gás natural como alternativa para o transporte de gás a longa distância, tais como o gás natural liquefeito (GNL) e gás natural comprimido (GNC). Estas tecnologias são baseadas na redução do volume, de forma a viabilizar o transporte a longas distâncias com custos reduzidos e melhores níveis de eficiência ao longo de toda a cadeia produtiva. Com os esforços empreendidos nas últimas décadas, alcançou-se a melhora dos processos e materiais empregados ao longo da cadeia do GNL, as quais propiciaram a reduções superiores a 50% nos custos de liquefação, transporte e regaseificação de gás natural (Rechelo Neto, 2005). Com isso, o custo médio para produção de uma tonelada de GNL/ano reduziu-se de valores de cerca de US\$ 450/t nas décadas de 70 e 80 para valores próximos a US\$ 200/t, conforme é atualmente verificado, para as plantas com produção recém iniciada, assim como por se iniciar entre 2005 e 2007, conforme pode ser verificado no Anexo 1 (statistics Norway-Research Department, 2004).

A significativa redução obtida dos custos de liquefação, transporte e regaseificação do gás natural, associada aos altos preços deste combustível nos principais mercados têm viabilizado a instalação de novas plantas de liquefação e regaseificação em países e continentes, acelerando, o processo de desenvolvimento de GNL no mundo. De acordo com Energy Information Administration (2003), se consideradas apenas as plantas já em fase de construção, a capacidade instalada global de GNL no mundo aumentará dos atuais 185 bilhões de m³/ano (139 mta) para 271,6 bilhões de m³/ano (197 mta) em 2007. Ainda, segundo o EIA (2003) a construção dessas plantas consolidará a participação de três novos países (Rússia, Noruega e Egito), como exportadores no mercado mundial de GNL nos próximos

anos. Além disso, outros sete (Angola, Bolívia, Guiné-Equatorial, Irã, Peru, Venezuela e Iêmen) planejam a construção de instalações de liquefação voltadas à exportação de GNL. Pelo lado da demanda, além da ampliação da capacidade dos terminais de recebimento em diversos países importadores como, por exemplo, os Estados Unidos, outros sete países (China, Índia, Bahamas, Jamaica, Holanda, Nova Zelândia e Filipinas) já iniciaram seus projetos para construção de suas primeiras usinas de regaseificação em seus países (Rechelo Neto, 2005).

Com o forte crescimento nas atividades voltadas ao GNL no mundo, reduzem-se as incertezas, tanto por parte dos investidores, que vislumbram as oportunidades da demanda crescente, quanto dos consumidores, onde a diversidade da oferta e a disponibilidade são fundamentais, permitindo, desta forma, a flexibilização dos contratos. Com isso, torna-se possível à busca da otimização dos projetos, por parte do produtor, assim como a compatibilização das obrigações contratuais, por parte do consumidor.

Nestas condições de contorno é que se pretende, neste trabalho, discutir a alternativa para utilização do GNL como forma de suprir o atual déficit de gás natural da região Nordeste do país, fortemente calcada na demanda de geração térmica complementar, bem como do reforço do suprimento da região Sudeste, mais constante e robusta, via gasoduto.

A opção sugerida para o Sudeste/Sul/Centro Oeste baseia-se no fato de que investimentos em gasodutos requerem vultuosos aportes em estruturas de distribuição rígida para atendimento de um mercado que não pode ser específico incerto e sazonal. Considerando que tais investimentos devem contemplar a demanda máxima prevista dentro do horizonte de operação, a opção gasoduto demanda períodos relativamente curtos para o atingimento pleno da capacidade de

transporte com perfil de consumo o mais próximo do constante possível, condições viáveis na região SE/S/CO.

Já para o Nordeste, em função do perfil da demanda, apresenta-se adequada à estratégia de atendimento da demanda existente e a ser desenvolvida no mercado interno via GNL, com o aproveitamento da oportunidade de exportação dos excedentes de GNL, propiciando melhor aproveitamento das economias de escala a partir da flexibilidade de operação dos ativos de infra-estrutura, aumentando o fator de utilização da infra-estrutura instalada e, conseqüentemente, as próprias expectativas de retorno financeiro do projeto.

1.4 Objetivo e formulação do problema

O quadro atual mostra de forma inequívoca, a necessidade de incremento na oferta de gás natural é premente, principalmente na região nordeste, onde se verifica um déficit importante com a operação das usinas térmicas. Nas regiões sudeste/sul/Centro oeste, o crescimento anual vem se intensificando, especialmente nos últimos 5 anos e deverá manter-se acima de 14%a.a. até 2010, ao mesmo tempo em que se vivencia a instabilidade no suprimento de gás importado, com a crise na Bolívia, onde o gás natural figura como centro do conflito.

Assim, faz-se oportuno identificar opções de abastecimento desses mercados, que reduzam a dependência do gás importado, respeitando-se a competitividade dos projetos. Ao mesmo tempo, é mandatória a continuidade e mesmo a ampliação da relação comercial com a Bolívia é importante, não somente em função dos significativos investimentos já realizados pelo Brasil através da Petrobrás e pela crescente demanda interna decorrente da geração termoeleétrica, mas também com

vistas à estabilidade político-institucional do país vizinho, fundamentalmente baseada na receita provinda da exportação do Gás Natural.

As recentes descobertas de gás natural na bacia de Santos surgem como importante opção para mitigar o déficit de gás natural no país derivado da demanda potencial térmica, propiciando assim, condições que mantenham a vitalidade de crescimento das regiões Nordeste e Sul/Sudeste/Centro Oeste. Com isso, protege-se também o meio ambiente, mitigando a necessidade do uso dos energéticos poluentes substitutos, decorrentes do processo em curso de conversão das atuais usinas térmicas para o uso do diesel ou óleo combustível. Além disso, reduz-se a exposição proporcional do país em relação à dependência externa de gás natural e monetiza-se de forma adequada às reservas nacionais, consolidada pela exportação dos excedentes.

A hipótese a ser testada neste trabalho é se a proposta de aproveitamento das novas reservas para o atendimento das diferentes regiões, através de dois projetos distintos, um contemplando o suprimento via gasoduto para a região S/SE/CO e outro voltado a um projeto de GNL, para o atendimento da demanda nordestina, com aproveitamento dos excedentes para exportação, é adequada às condições atuais do mercado brasileiro para gás natural e, ao mesmo tempo, economicamente viáveis.

Assim, neste ambiente, sugere-se que parte das reservas, aquelas mais proximamente localizadas ao litoral paulista, sejam utilizadas no atendimento da crescente demanda das regiões S/SE/CO via gasoduto ligando a bacia produtora ao continente, em Caraguatatuba, e por sua vez aos gasodutos de transporte na região sudeste.

Já para as reservas localizadas mais proximamente ao litoral fluminense, sugere-se a construção de uma usina de liquefação no porto de Sepetiba que, por sua vez, abastecerá o mercado nordestino através de terminal portuário de recebimento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), distribuindo-o, após regaseificado, através da rede básica de transporte e distribuição instalada na região, a qual possui projeto de ampliação e adequação.

Estruturalmente o trabalho está subdividido em 8 capítulos. Após esta introdução, o Capítulo 2, "O Gás Natural no Mundo e no Brasil", discorre sobre o status atual, passando pela evolução do Gás Natural na matriz energética mundial e nacional, os fatores que influenciam de forma determinante o presente e o futuro desta indústria a nível global, bem como especificidades que impactam a indústria de gás natural do Brasil, tais como as atuais crises do petróleo e da Bolívia, o ressurgimento do "risco apagão" para os próximos anos e o déficit existente para o atendimento das usinas térmicas.

Uma vez colocadas às condições atuais, o Capítulo 3 "Infra-estrutura, Reservas, Oferta, Demanda e Balanço do Gás Natural no Brasil" que, como o próprio título do capítulo sugere, embasa o leitor das variáveis fundamentais para a montagem da estratégia a ser adotada, quantificando inclusive, o déficit nordestino, o qual é também analisado no Capítulo 4 "O GNL como opção para o déficit Nordeste associado à exportação e Gasoduto para suprimento do S/SE/CO". Uma vez colocada à opção adotada, busca-se neste capítulo identificar e analisar os parâmetros que demonstrem a oportunidade e factibilidade dos projetos concebidos, focando notadamente no mercado existente e futuro para o GNL a ser exportado.

Na seqüência, visando balizar a escolha e configuração da planta de GNL são apresentadas as opções existentes para o processo de liquefação e regaseificação,

de acordo com o potencial da reserva, no Capítulo 5, "Tecnologia do GNL". Posteriormente, no Capítulo 6, é apresentada a solução adotada de forma detalhada, construindo o racional da opção estudada, intitulado "A concepção do projeto".

De posse de todas as informações necessárias, são analisadas a competitividade e viabilidade no Capítulo 7, "Análise de Competitividade e Viabilidade dos Projetos Gasoduto e Planta de GNL", onde são apresentados os resultados desta modelagem, posteriormente complementados pelo capítulo 8 em que são delineados os comentários, conclusões e recomendações finais sobre o trabalho.

1.5 Delimitação da fronteira de análise

O presente trabalho visa avaliar técnica e economicamente a opção de atendimento da demanda futura das regiões S/SE/CO via gasoduto e do déficit nordestino via planta de liquefação e regaseificação de Gás Natural com exportação de excedentes, não incorporando, desta forma, questões de ordem política-institucional, legal ou relativas ao impacto ambiental dos projetos.

Ao mesmo tempo, cabe destacar que, apesar do fato das referidas análises não terem sido aqui consideradas, por não integrarem escopo original do trabalho, seus reflexos, devido à relevância dos assuntos, podem eventualmente afetar os resultados de viabilidade dos projetos, tornando assim tais questões interessantes para estudos futuros ligados ao mesmo tema.

Capítulo 2 O Gás Natural no Mundo e no Brasil

2.1 Evolução e projeção da participação do Gás Natural no Mundo

O crescimento do gás natural têm sido consistente nas últimas décadas, sendo acelerado em episódios específicos onde a elevação do preço do barril ou o risco de suprimento se acentuaram. Este movimento pode ser verificado tomando-se por base as duas últimas crises do petróleo. Quando do primeiro choque, ocorrido em 1973, 45% do total da energia fornecida no mundo foi originada do petróleo e 16,2% eram provenientes de gás natural, segundo dados da Agência Internacional de Energia (AIE). Trinta anos depois, o petróleo e seus derivados reduziram sua participação para 34,4%, enquanto o gás passou a responder por 21,2% do total.

A mais recente previsão de longo prazo para oferta e consumo de energia no mundo, realizada pela Agência Internacional de Energia, indica que o petróleo continuará sendo o energético mais utilizado em 2025, mas sua participação na matriz cairá, enquanto a demanda por gás natural praticamente dobrará, puxada pelo forte crescimento dos países emergentes, conforme pode ser visualizado na figuras 1 e 2 apresentadas a seguir.

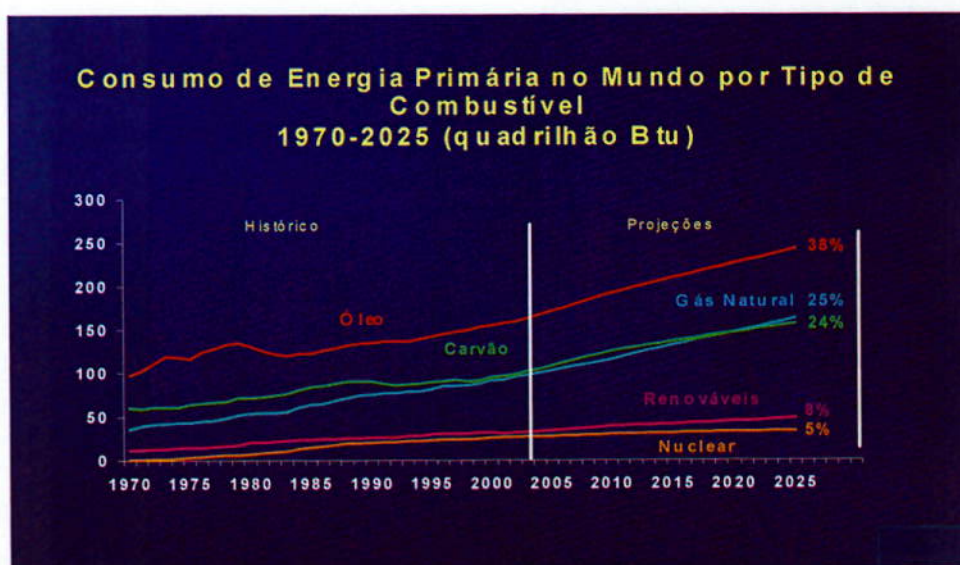


Figura 1 – Consumo histórico e projeção de energia primária mundial
[Fonte:EIA,DOE, 2005]

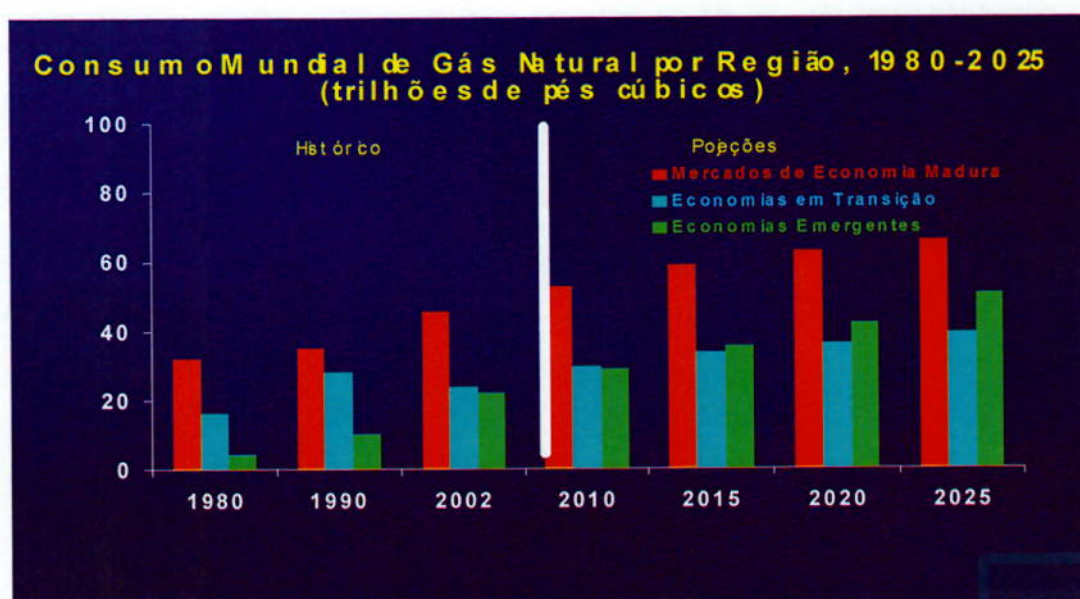


Figura 2 – Consumo histórico e projeção de consumo de gás natural por região
[Fonte:EIA,DOE, 2005]

2.2 O comportamento do preço do petróleo e seus reflexos no gás natural.

Um dos principais fatores que impulsiona especialmente a penetração do gás natural é a crise internacional do petróleo vigente, onde a manutenção da cotação do barril acima dos US\$ 50 propicia a aceleração da mudança da matriz energética.

Neste cenário de alta do barril, o gás natural, energético cujo preço é formado, fundamentalmente, da soma entre produto e transporte, é beneficiado em termos de competitividade, em função da representatividade do fator transporte, que não sofre impacto direto da cotação do preço do barril.

Assim, a despeito dos preços do gás natural estarem atrelados aos preços do petróleo, normalmente, em fórmulas paramétricas referenciadas a cestas de óleos combustíveis, apenas uma parte do custo total recebe o impacto direto das variações dos preços do petróleo internacional. Obviamente, em cenário de queda do preço do barril a competitividade do gás natural é impactada negativamente.

Embora analistas considerem que o preço do barril venha a se reduzir no médio prazo, há unanimidade em dizer que não voltará para a casa dos US\$ 20 de três anos atrás. Na figura 3, a seguir, é possível visualizar as projeções do “Annual Energy Outlook” – (EIA2005), onde o preço do barril, até ano de 2025, não se situará abaixo de US\$25/barril.

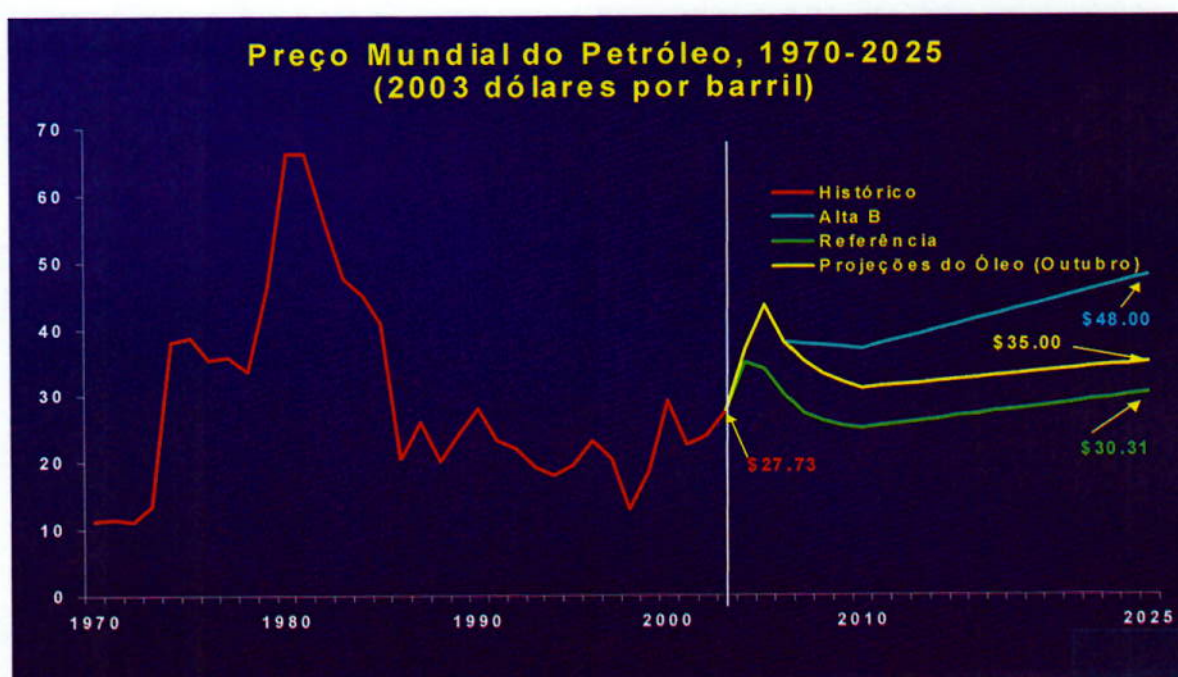


Figura 3 – Histórico e projeção do preço do barril de petróleo
[Fonte:EIA,DOE, 2005]

2.3 Crescimento do consumo de gás natural no Brasil e a sua evolução na matriz energética

A mudança na matriz energética brasileira tem sido relativamente lenta, mas vem ganhando velocidade nos últimos anos, com perspectivas de aceleração em futuro próximo. A principal alteração ocorrida foi à redução da participação da lenha e do carvão vegetal e a ampliação do gás natural e dos produtos da cana. Enquanto a lenha caiu de 47,6%, em 1970, para 13,2%, no ano passado, o álcool passou de 5,4%, em 1970, para os atuais 13,5%. Já o gás natural, que trinta anos atrás

respondia por apenas 2% da oferta interna de energia, atingiu 8,9% no ano passado, conforme, pode ser visualizada na figura 4 a seguir.

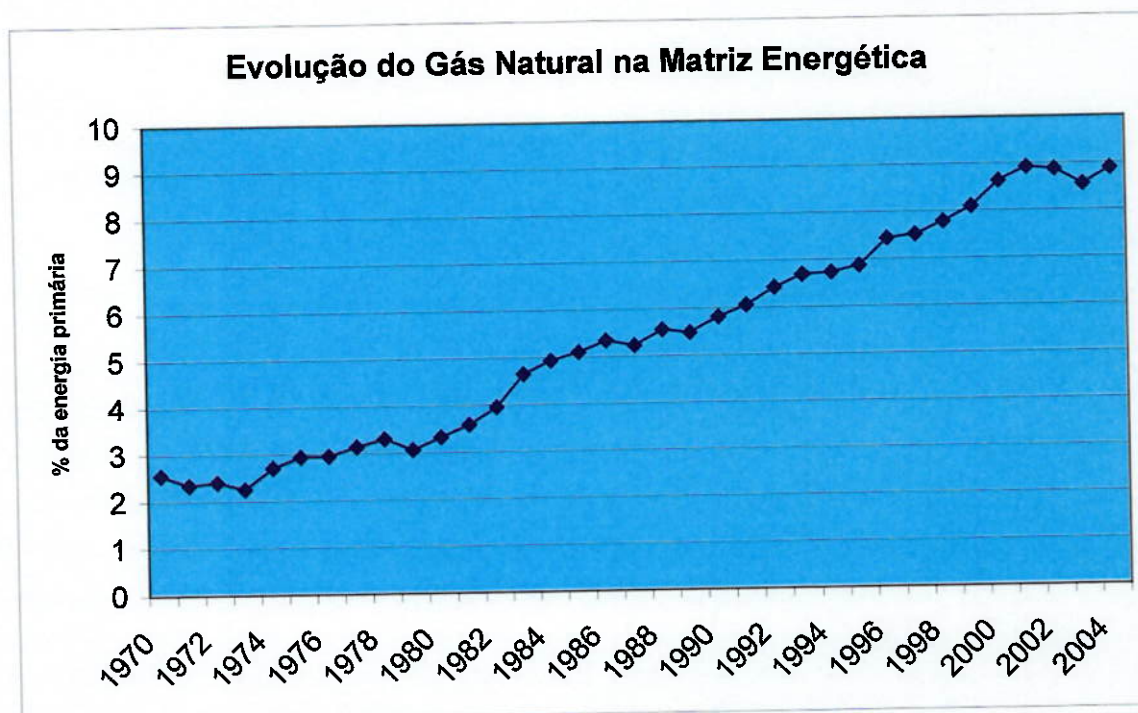


Figura 4 – Evolução do Gás Natural na matriz energética nacional
[Fonte: BEN, 2005]

O advento das privatizações de distribuidoras estaduais a partir da década de 90, especialmente no sudeste do país, com a Ceg e Ceg-Rio no Rio de Janeiro e a Comgás, maior distribuidora de gás natural do país, em São Paulo, intensificaram os investimentos nas redes de distribuição, provocando a multiplicação do volume distribuído em curto espaço de tempo.

A penetração do gás natural vem se verificando, tanto no crescimento da demanda energética, quanto na substituição da base energética existente, especialmente nos derivados do petróleo. Com o início da distribuição do gás da Bolívia a substituição dos derivados de petróleo localizados ao longo das redes de distribuição existentes e recém-construídas se acentuou. Entre 2000 e 2004, considerando-se a participação na matriz energética, o petróleo caiu de 45,5% para 39,1%, ao mesmo

tempo, o gás natural aumentou 3,5 pontos percentuais, o que representa um crescimento de 64% em seu consumo no período.

Segundo os últimos estudos realizados a pedido do governo federal, em 2002, a tendência de queda da participação dos derivados de petróleo deve atenuar-se, com redução de um ponto percentual, até 2022, enquanto a participação do gás natural deverá manter seu acelerado ritmo de penetração, atingindo 20,2%, no mesmo período.

O último "Plano de Longo Prazo - Projeção da Matriz 2022" não considerava aspectos como a descoberta de campos de gás natural na Bacia de Santos e as recentes elevações no preço internacional do petróleo. Atualmente, a responsabilidade de elaborar estudos e restabelecer o planejamento de longo prazo é da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), órgão governamental criado para tal fim.

Outro fator não considerado no último estudo, mas que influenciará de forma determinante o novo plano é a necessidade de disponibilização do gás natural para geração elétrica em larga escala. (Rechelo Neto, 2005)

Fator determinante para a continuidade disseminação do gás natural é o planejamento de investimentos por parte da Petrobrás em infra-estrutura de transporte, que contribui para a aceleração ainda maior da participação do Gás Natural na matriz energética nacional.

De forma a suprir a demanda de gás natural e afastar o risco de nova falta de energia elétrica, a Petrobrás anunciou, em agosto deste ano, a ampliação dos investimentos previstos para a área de gás e energia, totalizando US\$ 56,4 bilhões entre 2006 e 2010. Além disso, ampliou o volume de gás direcionado para as usinas térmicas, de 9 milhões de m³ para 46,4 milhões de m³, fato que vêm gerando

discussões sobre possíveis impactos no crescimento dos demais segmentos de mercado caso sejam relegados à condição de mercado secundário.

Hoje, a participação do gás natural responde por 8,9% da matriz energética brasileira e um dos grandes desafios da Petrobrás é consolidar um crescimento progressivo que possibilite chegar a 15% da matriz em 2015. Estima-se que até 2010 haverá um crescimento de 14,2% ao ano do mercado de gás natural. Também no ano de 2015, a oferta de gás natural ao mercado brasileiro deverá atingir patamares superiores a 100 milhões de metros cúbicos por dia, o triplo da oferta atual, desconsiderando-se neste caso a importação do gás da Bolívia.

2.4 A relação entre a Energia Elétrica e Gás Natural

A energia elétrica passou em poucos anos, da condição de viabilizadora, por única alternativa de escala, do uso do Gás Natural e conseqüentemente de opção exclusiva para o cumprimento do contrato com a Bolívia, para refém da disponibilidade do Gás Natural.

O governo federal prevendo que em 2001 haveria um colapso de energia criou no País o Programa Prioritário de Termelétricas. O objetivo deste programa era estimular investidores privados a construir termelétricas para assegurar o fornecimento de energia nos anos seguintes.

O programa oferecia vantagens e garantias, dentre as quais, o fornecimento de gás natural por vinte anos pela Petrobrás com preço abaixo do mercado, com variação cambial anual e financiamento pelo Bndes. Das 49 termelétricas previstas, apenas 17 evoluíram, quase todas construídas pelas mesmas empresas que haviam adquirido as distribuidoras, recriando a verticalização e gerando distorções.

Tais distorções surgiram quando da regulamentação do setor, principalmente pelas regras impostas pela Lei 9.648 de 1998. A referida legislação permitiu a prática chamada “self dealing” (compra de energia de uma empresa do mesmo grupo controlador). Desde 2002 as distribuidoras podem comprar livremente no mercado 25% do total de sua energia, e a partir de 2004 passaram a poder comprar outros 25%. Ou seja, as distribuidoras desde 2004 podem comprar 50% da energia distribuída de empresas termelétricas do seu próprio grupo controlador, sem limites de preços.

Tal falta de racionalidade ocorre, simplesmente porque a regulamentação não trouxe a obrigatoriedade da empresa concessionária adquirir a energia mais barata. Além dos sérios prejuízos causados às geradoras estatais, que estão perdendo com a desconstrução de energia pela sobra da energia produzida e não vendida, o consumidor tem que pagar pela energia adquirida a preços superiores aos comparados a geradoras hidrelétricas.

2.5 Déficit de Gás Natural e Risco de racionamento de energia elétrica

Considerando-se toda a capacidade instalada de consumo do país, incluindo-se as termoeletricas, o déficit de gás natural será da ordem de 18,2 milhões em 2005 e 2006 e de 31,3 milhões m³/dia em 2007. O início da redução do déficit, ainda relativamente à capacidade total de consumo instalada, poderá iniciar-se somente em 2008, quando entre 16 e 26 mm m³/d, e em 2009, quando entre 19 e 42 mm m³/d poderão ser injetados no sistema nacional de distribuição. A oferta total, neste período incluindo-se as importações, poderá variar entre 87 e 110 mm m³/dia. A diferença de limites prováveis de volumes decorre da possibilidade de não estarem

concluídos o reforço do Gasbol, o TSB e a disponibilização na malha Nordeste do gás do campo de Manati até o ano de 2009.

As novas ofertas previstas terão de vir da expansão do gasoduto Bolívia-Brasil, da Transportadora Sulbrasileira, empresa que trará gás de Uruguaiana-RS, porta de entrada do gás importado da Argentina, e do Campo de Mexilhão na Bacia de Santos. Até lá, o Brasil dependerá da pluviosidade favorável para manter os reservatórios das hidrelétricas bem abastecidos.

Atualmente, nenhum impacto é sentido pelo mercado consumidor, em função das térmicas estarem desligadas, sem consumo de gás. É por isso que o abastecimento de boa parte do País, exceto a Bahia, que vive racionamento neste momento, não foi atingido. Nesta situação, o déficit é contábil, em razão da obrigatoriedade de assegurar um "lastro" para as térmicas, a garantia de fornecimento caso necessário. Tal obrigatoriedade é decorrente do novo modelo institucional da indústria elétrica introduzido pela Lei nº 10.847 que condiciona a comercialização da energia elétrica à existência de lastro físico equivalente, garantia de suprimento que grande parte das usinas termelétricas do país não possuem e, com isso, passam a não mais se adequar às regras, colocando os investimentos em risco, ou obrigando os investidores a optar pela utilização de derivados de petróleo como alternativa energética, onerando os consumidores finais e prejudicando o meio ambiente.

Com relação ao risco de novo racionamento de energia elétrica, governo e iniciativa privada parecem não compartilhar da mesma visão.

Apesar da impressionante marca alcançada pelos projetos apresentados na fase de pré-habilitação do leilão de energia nova, a ser realizado em dezembro de 2005, a realidade não sugere tranquilidade. Foram apresentados mais de 250 projetos, perfazendo um total que permitiria elevar a capacidade total de geração do país em

mais de 60%, com 63 GW de potência. O governo admite que tal potencial não é razoável e acredita que será reduzido até o final da fase de habilitação.

Já no setor privado, a apreensão com a repetição a história recente, com restrição ao crescimento da economia é mais intensa.

Relatório apresentado em outubro de 2005 revela preocupação dos principais agentes do setor elétrico em relação ao fornecimento de energia para o final da década. Documento assinado pela Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica (CBIEE) e pela Câmara Americana de Comércio (Amcham) aponta para reais possibilidades de falta de energia em 2008 ou 2009, tanto pela indisponibilidade do gás natural quanto pelo atraso dos investimentos em projetos hidroelétricos.

As projeções levaram em conta cenário usado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que prevê crescimento da demanda a uma taxa média de 5% ao ano. Ainda de acordo com o relatório, sobre a possibilidade de falta de gás natural, observa-se que o Brasil não tem, atualmente, disponibilidade para o atendimento para as atuais usinas termelétricas. Outro foco de preocupação são os investimentos em novos empreendimentos que deveriam estar ocorrendo, sendo que, muitos destes empreendimentos estão atrasados ou simplesmente não evoluíram.

O presidente da Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), Cláudio Sales, afirmou que o quadro é preocupante. "As usinas que são necessárias para 2009 não estão sendo construídas. Só para lembrar, estamos no final de 2005 e a construção de uma hidrelétrica que já tenha todas as licenças, que não é o nosso caso porque não existem essas licenças, demoraria cerca de 3 anos e meio para ficar pronta. Uma usina de grande porte, então, nem se fala, que não é mais o nosso caso" (CBIEE,2005).

Sales ressaltou ainda que a Petrobrás pode ter de desembolsar até US\$ 3 bilhões para pagar esse prejuízo causado pela troca de combustível nas termelétricas, tendo em vista que, 15 milhões de metros cúbicos de gás - montante que deve faltar em 2008 - geram cerca de 3 mil megawatts. Para que as usinas forneçam essa energia com unidades funcionando a diesel ou óleo combustível, os custos de geração saltariam entre US\$ 2 bilhões e US\$ 3 bilhões. O montante estaria diretamente relacionado ao aumento dos custos de produção, logística e uso dos equipamentos.

2.6 Crise da Bolívia

Recentemente, novo sobressalto adicionou-se ao já conturbado cenário energético nacional, com a crise boliviana.

A Bolívia enfrenta uma crise política devido à tributação sobre as companhias de petróleo que operam no país. O caso chegou a gerar a renúncia do presidente Carlos Mesa, negada pelo Congresso. No início de maio de 2005, o Congresso aprovou uma nova lei que cria um imposto de 32% para as companhias de petróleo, além dos 18% que já são cobrados em forma de "royalties" (retribuição financeira paga mensalmente pelo franqueado ao franqueador pelo uso contínuo da marca). Mas a nova lei não correspondeu ao desejo dos opositores, formados por movimentos camponeses, indígenas e sindicalistas do país, que pediram a nacionalização do setor de gás e o cancelamento dos contratos com as multinacionais, entre elas a Petrobrás, que tem interesse direto na exploração das riquezas minerais bolivianas, ao lado das empresas Repsol (espanhola), Total (francesa) e British Gas e British Petroleum (britânicas). O governo da Bolívia, temendo os efeitos que a nova lei terá sobre os investimentos estrangeiros, queria

que a taxa cobrada fosse de apenas de 12%, com possibilidade de aumento de acordo com a quantidade de petróleo e gás produzidos. A oposição rejeitou um artigo que incorporava à lei 76 contratos que foram firmados pela Bolívia com empresas estrangeiras a partir de 1996. O Movimento ao Socialismo afirmou que os contratos são ilegais porque não foram aprovados pelo Congresso e, ao inseri-los na nova lei, eles serão automaticamente validados. Isso permitirá que as companhias estrangeiras possam processar o Estado boliviano caso considerem que seus direitos foram violados.

O novo presidente e os líderes sociais concordaram em formar comissões para analisar a demanda dos manifestantes, à nacionalização da exploração e produção de gás e petróleo e a criação de uma Assembléia Constituinte. No início de julho de 2005 o presidente boliviano convocou oficialmente eleições gerais para o final do mesmo ano, em um ato no palácio Quemado, em La Paz (capital). Com isso, foi debelado o risco iminente, contudo, a instabilidade da Bolívia e a busca da redução da dependência do gás boliviano devem fazer parte dos principais fóruns de planejamento do país.

Capítulo 3 Infra-estrutura, Reservas, Oferta, Demanda e Balanço do Gás Natural no Brasil.

3.1 A infra-estrutura de transporte existente no país

O Brasil possui, atualmente, cerca de 7.600 km de gasodutos voltados ao transporte e transferência de gás natural, cuja finalidade é deslocar o produto entre as fontes de produção e os centros de consumo. A malha existente encontra-se localizada, como pode ser visto na figura 5, em grande parte, ao longo e nas proximidades do litoral e concentrada no Nordeste, região pioneira no consumo de gás natural no país e nas regiões Sul e Sudeste, onde se encontram os maiores centros consumidores de energia do país, a menos do trecho norte do gasoduto Brasil-Bolívia, principal gasoduto de transporte do gás natural no Brasil.



Figura 5 – Infra-estrutura de Transporte de Gás Natural
[Fonte: SCG/ANP,2005]

3.1.1 Projetos do Governo

A Petrobrás desenvolveu estudos e criou projetos, no intuito de integrar as redes de transportes regionais, atender a demanda térmica, elevar a participação do Gás Natural na matriz energética e suprir as deficiências crônicas da região nordeste.

Tais projetos, denominados, Malhas NE, Gasene e Malhas SE, têm por finalidade promover ações no sentido de estimular o uso do gás natural no país baseado não exclusivamente a partir do consumo termelétrico, mas principalmente em setores como o industrial e o de serviços.

O Projeto Malhas consiste na adequação da capacidade de escoamento dos gasodutos existentes, tanto na região Sudeste, quanto na Nordeste. No Sudeste, os investimentos concentram-se basicamente na construção do gasoduto Campinas (SP) – Japeri (RJ), na ampliação da capacidade de transporte do Gasbol e na implantação de diversos ramais para abastecimento de cidades como Poços de Caldas e Caraguatatuba, demandando, ao todo, investimentos de cerca de US\$ 690 milhões, conforme pode ser visualizado na figura 6 a seguir.

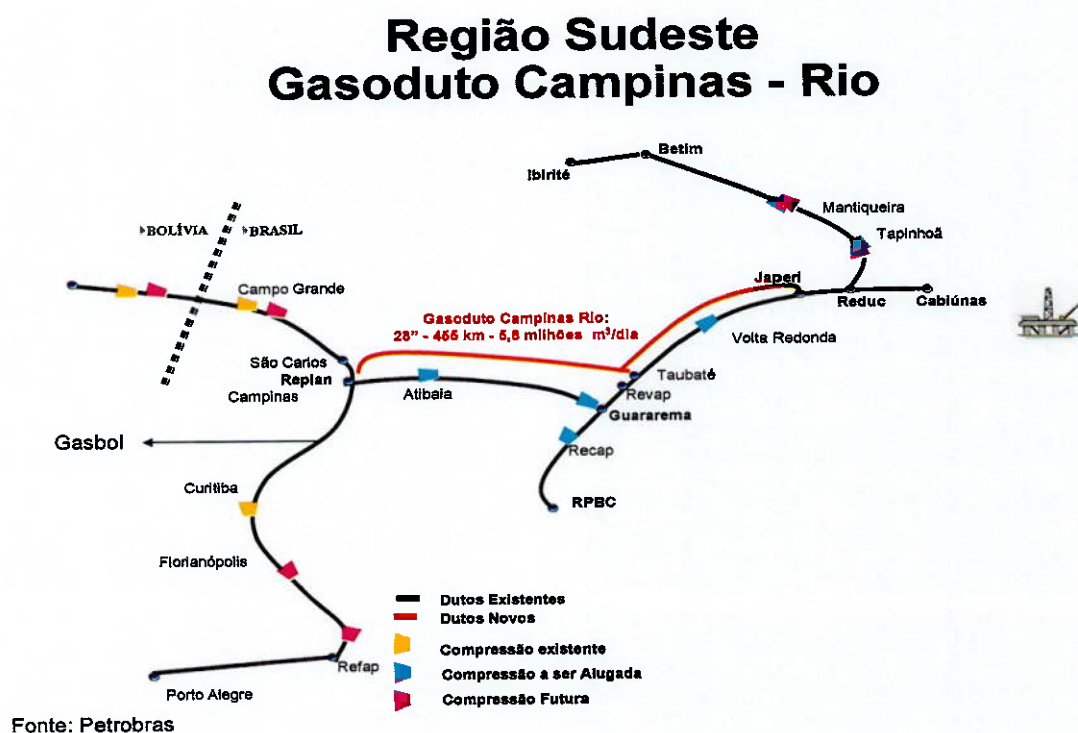


Figura 6 – Reforço da Malha Sudeste para Gás Natural
[Fonte:Petrobrás]

Já no Nordeste, estão previstas ampliações nos trechos entre Rio Grande do Norte e Ceará (Mossoró-Pecém), entre Alagoas e Rio Grande do Norte (Pilar-Mossoró) e entre Bahia e Alagoas (Catu-Pilar), além de investimentos menores em Alagoas (Atalaia-Itaporanga) e na Bahia (Candeias-Camaçari). O projeto engloba ainda a construção de 14 “city-gates” e 7 estações de compressão que, quando instalados, reduzirão as restrições existentes para o escoamento da produção dos Estados da Bahia, Rio Grande do Norte, Alagoas e do gás advindo da região Sudeste para os principais centros de consumo nordestinos (Rechelo Neto, 2005). Ao todo, o Projeto Malhas NE demandará recursos de cerca de US\$ 1,1 bilhão e sua amplitude pode ser visualizada na figura 7 a seguir.

Região Nordeste Expansão Malha Nordeste

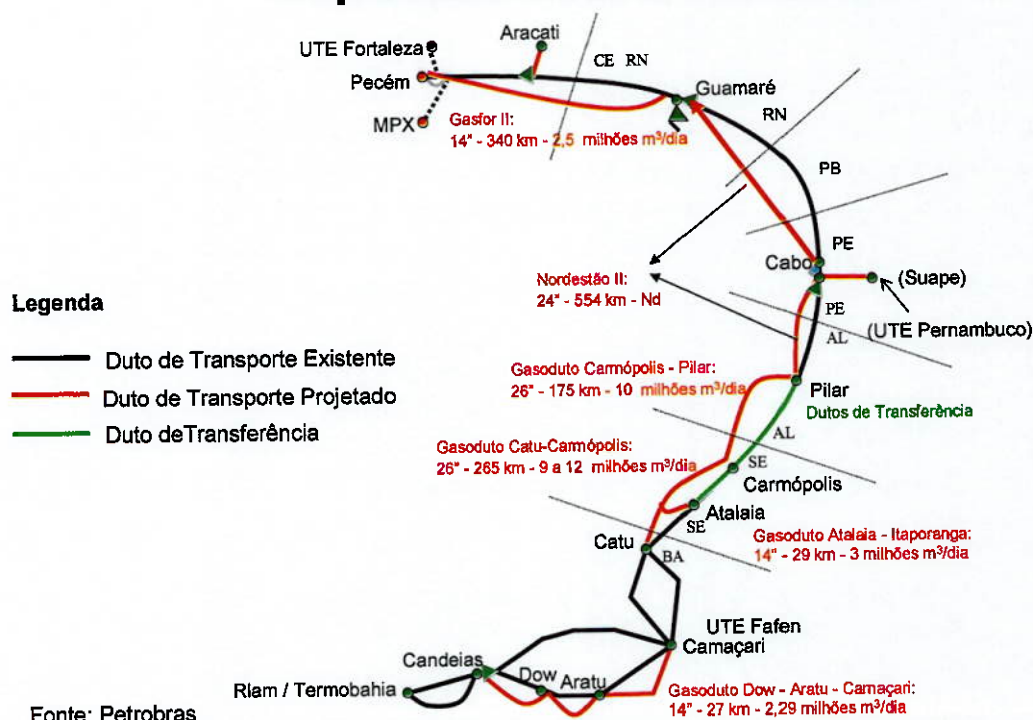


Figura 7 – Expansão da Malha Nordeste
[Fonte:Petrobrás]

3.1.2 O aumento da capacidade do Gasoduto Brasil-Bolívia

Durante o momento mais intenso da crise boliviana e, como forma de pressionar a Bolívia a rever sua posição, a Petrobrás anunciou a suspensão de novos investimentos na Bolívia e a aceleração das ações visando a antecipação do início da produção dos novos campos da Bacia de Santos, de 2010, conforme inicialmente previsto, para o segundo semestre de 2008, como forma de reduzir a dependência da importação do produto. Contudo, o volume de produção possível nos novos campos, vis a vis a demanda projetada, não permite dispensar ou mesmo postergar investimentos na ampliação da capacidade de transporte do gasoduto.

Assim, a expansão do gasoduto Bolívia Brasil, que em setembro de 2005 atingiu o volume médio de importação de 27,5 milhões m³/dia, próximo de sua capacidade máxima, o que deverá ocorrer já no próximo ano com a conclusão do gasoduto Campinas-Rio, poderá ser maior que o pretendido pela Petrobrás no plano estratégico da empresa.

Apesar de já ter divulgado a proposta de aumentar as importações de gás natural da Bolívia dos atuais 30 milhões de metros cúbicos por dia para 34 milhões, com investimentos calculados em US\$ 250 milhões para aquisição dos compressores, a decisão final sobre o porte da ampliação do Gasoduto Bolívia Brasil (Gasbol) será da Agência Nacional do Petróleo (ANP), através de consulta pública que deverá ocorrer até o final deste ano.

Essa posição foi comunicada, em setembro deste ano, pela agência reguladora à Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia Brasil (TBG), que opera o trecho brasileiro do Gasbol, à superintendência de Hidrocarburos da Bolívia (Sirese, órgão regulador daquele país) e Gás Transboliviano (GTB), empresa "gêmea" da TBG e que controla o trecho boliviano do gasoduto.

A agência informou que a ampliação terá de obedecer à portaria ANP nº 98 de 2001, que estabelece a necessidade de oferta pública de capacidade para ampliação dos sistemas de transporte de gás do país, assim como informou que a Transpetro, subsidiária da Petrobrás que opera a rede de gasodutos da estatal, será envolvida no processo.

3.2 Reservas

3.2.1 Conceituação

As informações relativas às reservas de gás natural são mensuradas de acordo com o código geral para avaliação de reservas publicado pela "Society of Petroleum Engineers (SPE)" e com o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000 sobre Reservas de Petróleo e Gás Natural.

Entende-se como Reservas os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma data de referência. A estimativa desses valores incorpora um certo grau de incerteza quanto às informações de geociências, engenharia e de natureza econômica. Em função disso, elas são classificadas como:

- Reservas Provadas - são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza;
- Reservas Prováveis - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.
- Reservas Possíveis - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

- Reservas Totais - representa o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis.

3.2.2 Evolução das Reservas

Analisando o período compreendido entre os anos de 1964 e 2004, as reservas provadas de gás natural cresceram a uma taxa média de 7,7% a.a.. Este crescimento está relacionado principalmente às descobertas decorrentes do esforço contínuo do país para diminuir o grau de dependência do petróleo. As principais descobertas ocorreram na Bacia de Campos, bacia sedimentar onde se encontra a maior concentração de campos gigantes do país, tais como Albacora, Marlim e Roncador, bem como na Bacia do Solimões, onde se encontram o Pólo de Urucu, onde todo o gás é reinjetado, e a jazida de Juruá, ainda sem aplicação comercial.

A evolução das reservas de gás natural no país apresenta um comportamento muito próximo ao das reservas de petróleo, devido principalmente à ocorrência de gás natural sob a forma associada. Há, no entanto, a expectativa de que novas reservas de gás natural sejam descobertas, eminentemente sob a forma não-associada, principalmente na Bacia de Santos e na Foz do Amazonas. As reservas nacionais, apesar de estarem em sua maior parte na forma associada, encontram-se pulverizadas por várias regiões do território brasileiro. De todo o gás natural descoberto no país, 22,6% estão em terra – principalmente no campo de Urucu (AM) e em campos produtores no estado da Bahia, enquanto que os 77,4% restantes estão localizados em mar, principalmente na Bacia de Campos, a qual detém 39,1% de todas as reservas deste energético no Brasil. A seguir, na figura 8, pode-se visualizar a evolução das reservas provadas.

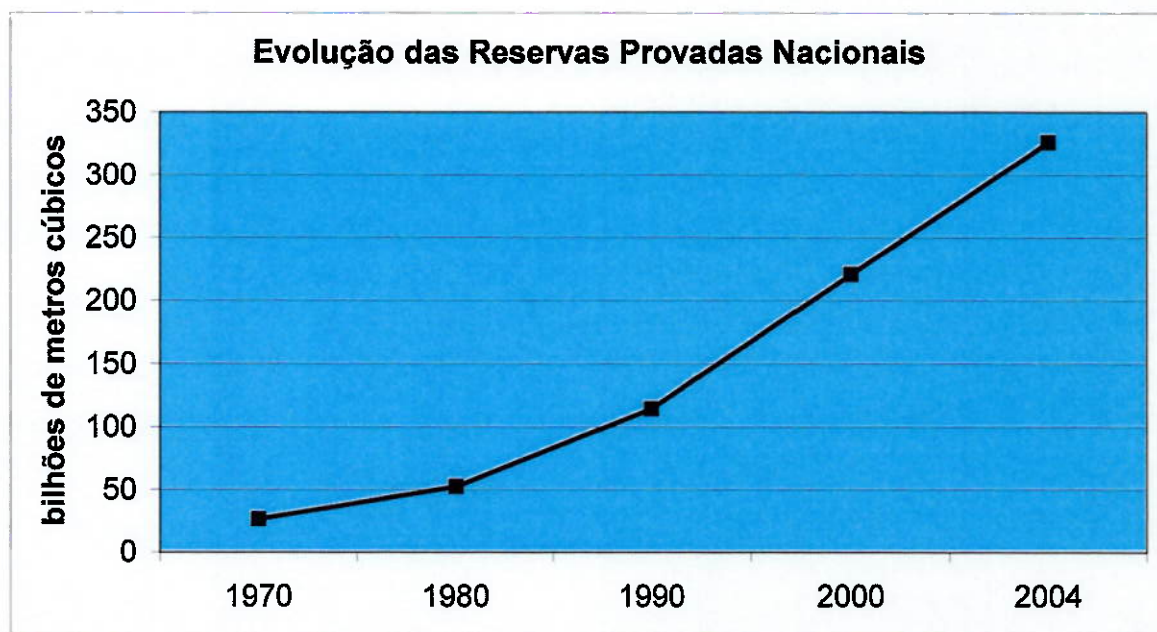


Figura 8 – Evolução das reservas provadas nacionais
[Fonte: BEN, 2005]

Em 2004, as reservas provadas de gás natural ficaram em torno de 326,1 bilhões de m³, um aumento de 32,9% em relação a 2003. Com as recentes descobertas na bacia de Santos, foram incorporados às reservas provadas 78 bilhões de metros cúbicos de gás natural e mais 341 bilhões de metros cúbicos estão em fase de avaliação. Com isso, as reservas situadas em 326 bilhões de m³, chegarão a 667 bilhões de m³ depois de comprovadas oficialmente, o que permitiria duplicar a oferta do combustível nos próximos dez anos e subsidiando o abastecimento do mercado brasileiro por um período de 20 a 30 anos, sendo que o aproveitamento desse potencial demandará significativos investimentos. Além da Bacia de Santos existem diversas outras bacias, especialmente ao longo da costa brasileira, que representam importante potencial de reservas para exploração de médio e longo prazos, como pode ser visto na figura 9 a seguir.

Brasil: Reservas Potenciais de Gás no longo prazo

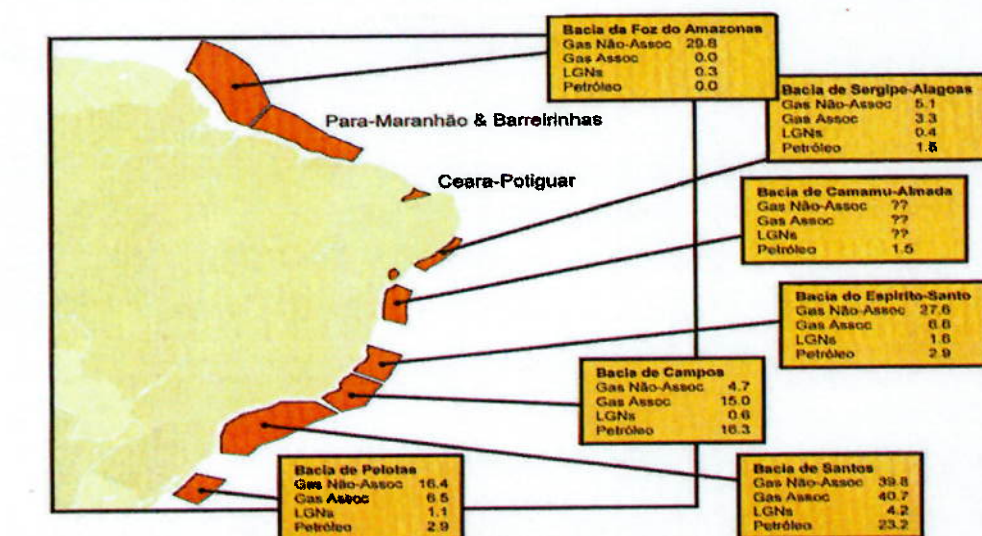


Figura 9 – Reservas nacionais potenciais
[Fonte: US Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000]

3.3 Oferta

3.3.1 Evolução da oferta interna

No período 1954-2004, a produção de gás natural cresceu 11,8% a.a., em média, tendo ocorrido um grande salto na década de 1980, principalmente em decorrência do início de operação das jazidas da Bacia de Campos. Em 2004, 54,2% da produção se concentraram nos campos marítimos, situação bastante distinta daquela ocorrida até 1972, quando a produção concentrava-se nos campos terrestres, especialmente no Estado da Bahia.

É importante observar que o volume de gás natural produzido não é disponibilizado para venda em sua totalidade, uma vez que parte do volume extraído é destinada a:

- Consumo próprio - parcela da produção que é utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;
- Queima e perda - parcela do volume extraído do reservatório que é queimada ou perdida ainda na área de produção;

- Reinjeção - parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios;

- LGN - parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento;

Além disso, uma parcela razoável do gás disponível é consumida nas refinarias da Petrobrás, reduzindo, assim, o volume disponível para o mercado.

A produção nacional de gás natural, no mês de maio de 2005, atingiu a marca de 50,3 milhões de m^3/d , com o seguinte perfil: o consumo próprio nas áreas de produção foi de 6,7 milhões de m^3/d , a queima e perda de gás natural atingiu 10,1 milhões de m^3/d , o gás reinjetado representou o volume de 7,5 milhões de m^3/d , restando para comercialização pelas distribuidoras estaduais 26 milhões de m^3/dia .

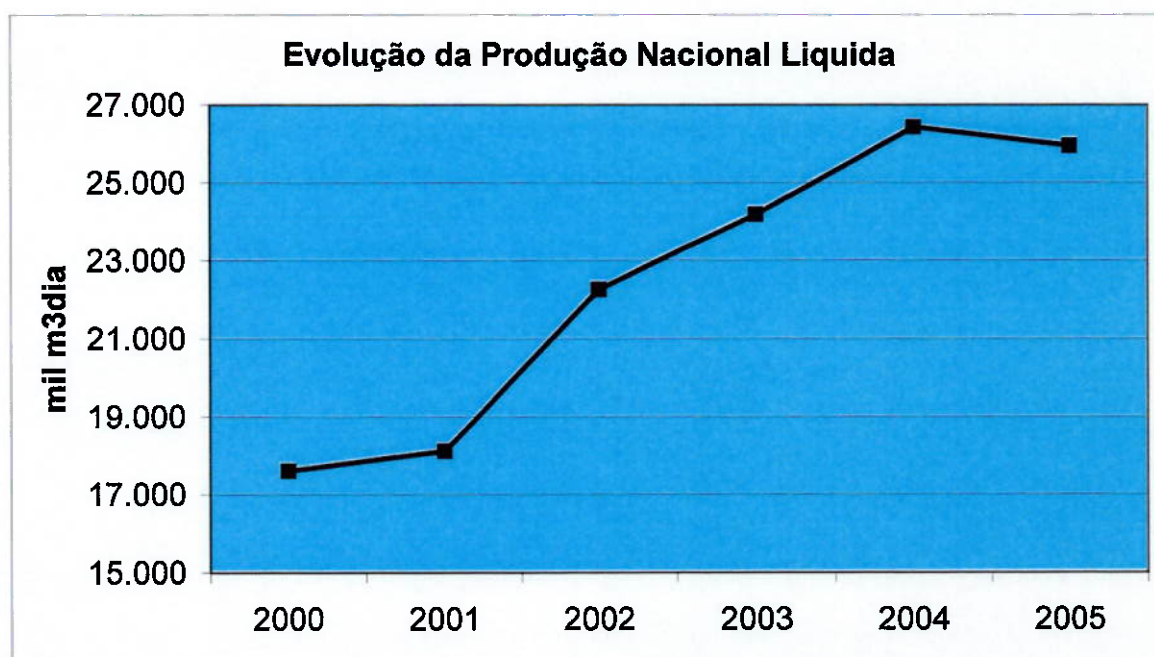


Figura 10 – Evolução da Produção Nacional Líquida de Gás Natural
[Fonte: Petrobrás, 2005]

3.3.2 Importação da Bolívia

A Petrobrás iniciou a importação de gás natural em julho de 1999, adquirindo gás boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). O volume

importado pela empresa atingiu picos de 27,5 milhões m³/d em setembro de 2005, volume muito próximo da capacidade máxima atual do gasoduto, de 30 mm m³/dia. A Sulgás iniciou a importação de gás natural em junho de 2000, adquirindo produto proveniente da Argentina.

Em 2001, duas novas empresas importadoras de gás passaram a operar: EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda. e BG Comércio e Importação Ltda.

Em agosto daquele ano a EPE iniciou a importação de gás boliviano destinado à Usina Termelétrica (UTE) de Cuiabá I (empreendimento do Grupo Enron), sendo este gás escoado pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Em termos contratuais, este gás é fornecido a EPE pela empresa comercializadora Transborder, através de contrato de fornecimento já firmado e de conhecimento da ANP.

Já em setembro de 2001, a BG Comércio e Importação Ltda. iniciou a importação de gás natural boliviano, escoado pelo GASBOL e destinado à entrega à COMGÁS, empresa que também faz parte do Grupo BG, no Estado de São Paulo.

A importação de gás natural no Brasil apresentou o seguinte perfil no mês de maio de 2005:

- Por origem: gás boliviano – 100,0%;
- Por empresa: Petrobrás – 92,9%, BG – 2,5% e EPE – 4,6%.

3.3.3 Oferta atual total

Adicionando-se a oferta nacional às importações, pode-se identificar a disponibilidade total de gás natural, desde o ano 2000, na figura 11 a seguir.

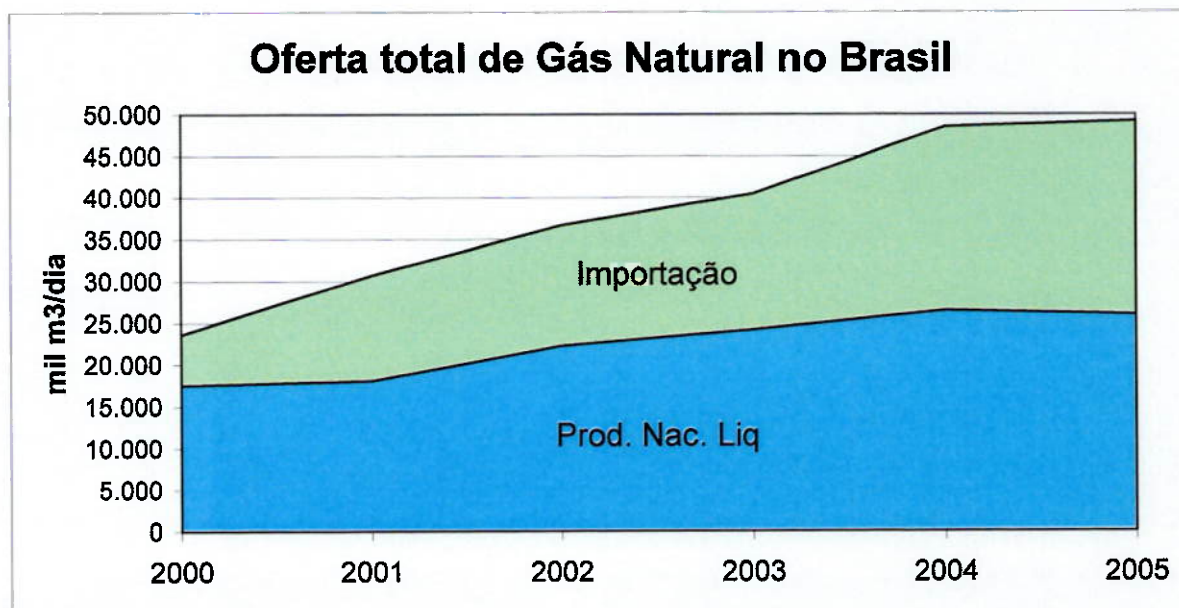


Figura 11 – Evolução da Oferta total Gás Natural no Brasil
[Fonte: Petrobrás, 2005]

3.3.4 Perspectiva de acréscimo da oferta considerando as novas descobertas nacionais.

Destaca-se nessas reservas os Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Amazonas e mais recentemente, a Bacia de Santos e o litoral do Espírito Santo, na Região Sudeste, devido ao grande volume de gás natural encontrado. Os primeiros testes em apenas dois poços da Bacia de Santos indicaram uma capacidade de produção de cerca de 12,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. A maior parte do gás existente no país (80%) está associado a jazidas de petróleo, limitando a extração do produto. Além disso, as reservas da Amazônia só poderão ser utilizadas após a construção dos gasodutos Urucu-Porto Velho e Coari-Manaus, ambos em estudo pela Petrobrás.

3.4 Demanda

3.4.1 Consumo das distribuidoras de gás natural por região

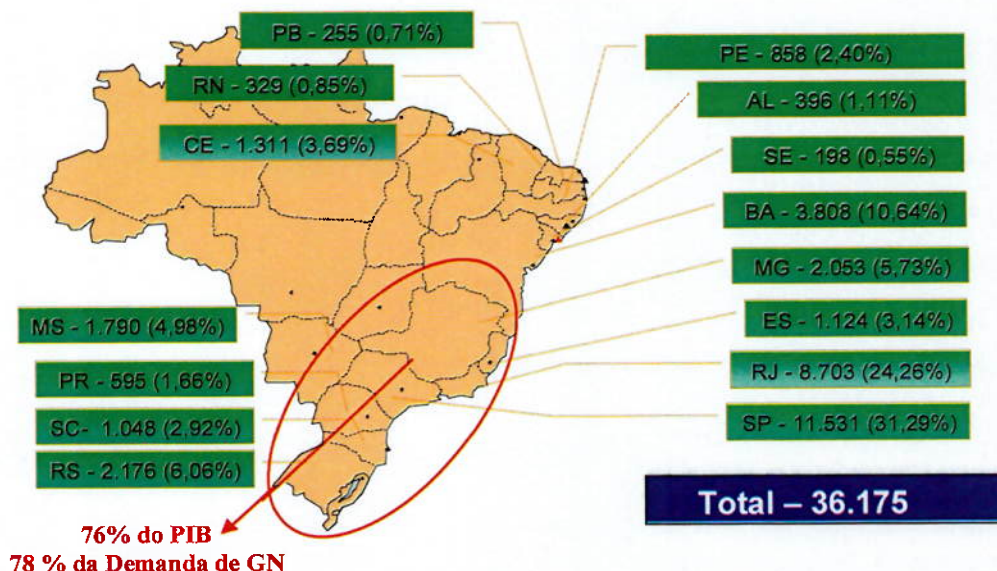


Figura 12 – Consumo Médio de Gás Natural por Região – ano de 2004
[Fonte: Revista Brasil Energia, 2004]

Diante das dificuldades de ampliação das importações da Bolívia e da Argentina no curto prazo, os cenários apontam como um fator crítico o aproveitamento em tempo hábil das reservas em Santos. Sem um volume considerável de novos suprimentos (9 a 10 milhões de m³/d) produzidos em Santos entre 2008 e 2009, há risco de escassez de gás natural com uma demanda crescendo entre 9% e 12% ao ano.

Esse quadro de escassez poderia ser minorado com a redução da queima, da reinjeção de gás e mesmo com reduções no uso do energético nas refinarias e outras instalações da Petrobrás. Caso seja necessário acionar hoje simultaneamente o parque instalado de térmicas a gás no país, já não há oferta suficiente. Isto ficou demonstrado quando da crise temporária no fornecimento de energia no Nordeste no começo de 2004, onde não havia gás para acionar todas as unidades termelétricas na região. Existe uma situação de déficit latente, claramente em

decorrência do potencial de demanda térmica. Este fato pode ser comprovado, comparando-se a disponibilidade atual com o consumo exclusivamente convencional das distribuidoras, de aproximados 50 milhões de metros cúbicos por dia e 32,6 milhões de metros cúbicos por dia, respectivamente. Com isso, depreende-se que, fosse a malha nacional abrangente o suficiente, não haveria o racionamento de gás natural na Bahia.

A seguir, destaca-se a demanda convencional da demanda térmica, de forma a se analisar com maior exatidão, a situação atual da disponibilidade de gás natural frente à demanda existente e projetada. Na figura 13 a seguir, pode-se visualizar a demanda convencional das distribuidoras associada ao consumo próprio da Petrobrás em suas refinarias.

Projeção de consumo distribuidoras e refinarias BR

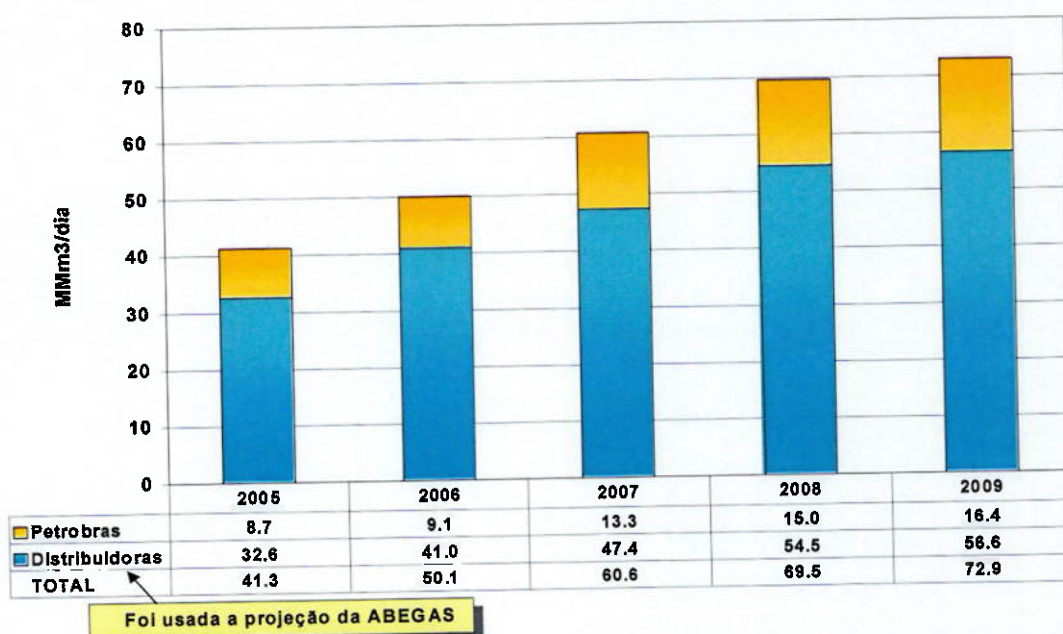
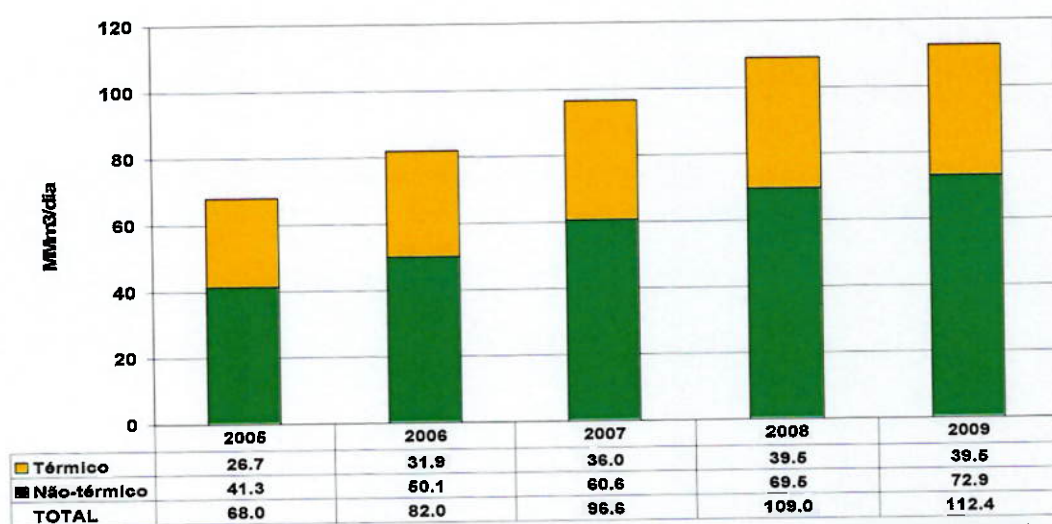


Figura 13 – Projeção de Consumo Distribuidoras e Refinarias BR
[Fonte: PSR/Mercados, 2005]

Mantendo-se a demanda dos outros segmentos constante, as estimativas do CBIEE apontam que haveria atualmente, oferta de gás suficiente para atender menos de

60% do consumo das unidades térmicas, incluindo as de cogeração, em caso de acionamento simultâneo das plantas na Região Sudeste, que responde por cerca de 70% do consumo de gás natural do país. Na Região Nordeste, a oferta de gás somente seria suficiente para atender menos de 15% do consumo das unidades térmicas incluindo as de cogeração em caso de acionamento simultâneo dessas plantas.

Projeção de demanda total (térmico + distrib. + BR)



Fonte: PSR/Mercados

Figura 14 – Projeção de Consumo – Distribuidoras, Petrobrás e Térmico
[Fonte: PSR/Mercados]

A seguir, na figura 15 são apresentadas as fontes de suprimento e a projeção da disponibilidade de gás natural, desconsiderando quaisquer volumes adicionais provindos da Bolívia, o que constitui um cenário pessimista, tendo em vista que a opção da ampliação de 30 para 34 milhões de metros cúbicos por dia depende exclusivamente do investimento de US\$ 250 milhões para ocorrer. Dentro do horizonte em questão, ainda seria possível a hipótese, considerada por técnicos da Petrobrás, da ampliação do fornecimento entre 10 e 14 milhões de metros cúbicos por dia, através da construção de um reforço no gasoduto do lado boliviano.

Cenário de oferta de GN

	2005	2006	2007	2008	2009
SUL / SUDESTE					
Campos	13.1	14.4	14.9	15.5	15.0
Merluza + Lagosta	1.1	1.2	1.9	1.9	1.9
Gasbol	24.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Expansão Gasbol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TSB	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Santos	0.0	0.0	0.0	15.0	20.0
TOTAL	38.2	45.6	46.8	62.4	66.9
ESPIRITO SANTO					
TOTAL	1.4	4.4	6.6	8.2	8.2
NORDESTE					
TOTAL	10.4	14.2	15.4	14.4	13.4
BRASIL					
TOTAL	50.0	64.2	68.8	85.0	88.5

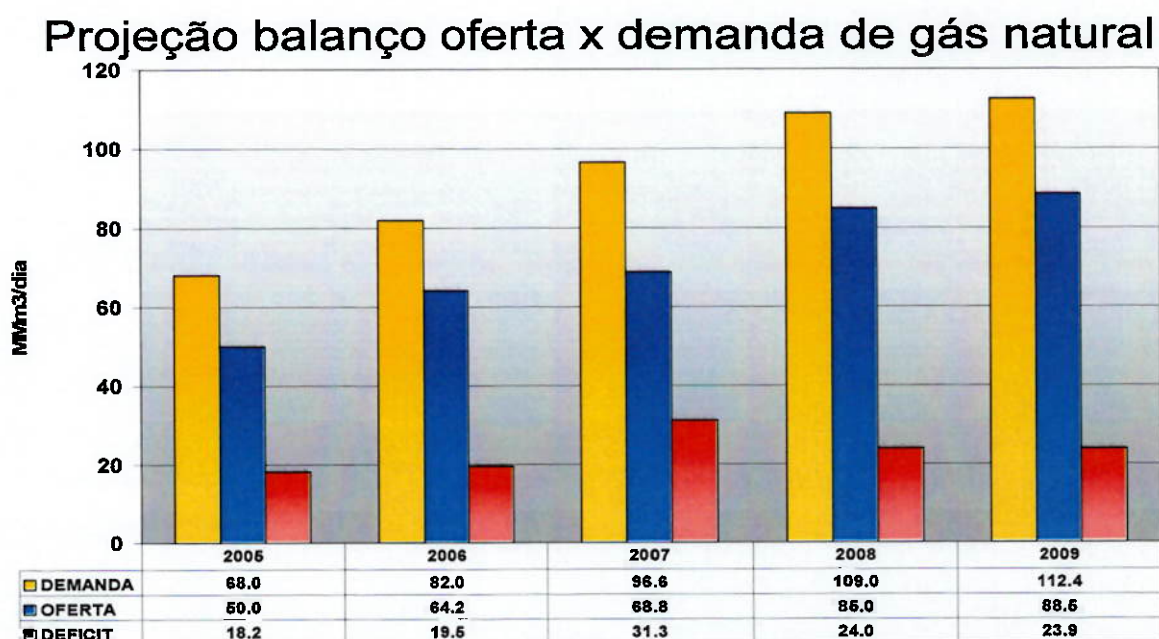
Devido à crise institucional da Bolívia, considera-se que tanto o reforço do Gasbol como o TSB não mais entrarão até 2009

Figura 15 – Cenário de Oferta de Gás Natural
[Fonte: PSR/Mercados,2005]

3.5 Balanço entre oferta e demanda

Analisando-se os dados apresentados, observa-se uma defasagem entre oferta e demanda (lastro térmico e consumo “não térmico”) no período entre 2005 e 2008, sendo que o ano mais crítico será 2007, quando o déficit será próximo de 30 milhões de metros cúbicos por dia.

O consumo do setor de gás natural “não termelétrico” em 2007 é cerca de 60 milhões de metros cúbicos por dia. Portanto, se fosse dada prioridade ao despacho das térmicas, o déficit de 31.3 mm m³/d em 2007 equivaleria a cortar 50% do consumo convencional de gás natural. Da mesma forma, se fosse dada prioridade ao suprimento do consumo “não termelétrico”, o déficit de 31.3 mm m³/d em 2007 equivaleria a não garantir o lastro de cerca de 80% de todo o parque térmico.



Obs - até 2007, o déficit pode ser maior do que a diferença oferta – demanda devido a restrições de transporte entre SE e NE

Fonte: PSR/Mercados

Figura 16 – Projeção do Balanço Oferta X Demanda Total de Gás Natural
[Fonte: PSR/Mercados,2005]

3.6 A escassez de gás natural na região Nordeste

Tomando-se por base o anteriormente exposto, pode-se perceber que oferta de gás natural local, nas condições atuais, é suficiente para assegurar o abastecimento total da demanda não-termelétrica, porém, claramente insuficiente para atender o volume decorrente do despacho das usinas já disponibilizadas da região, tal qual já verificado no verão de 2003/2004.

Basicamente, o déficit nordestino de gás natural decorre, fundamentalmente do Programa Prioritário de Termelétricas. Tal afirmação pode ser comprovada quando se analisa que apesar da produção da região, embora declinante, poderia sustentar o consumo regional até 2009, com a entrada do volume proveniente do campo de Manati, não fosse a obrigatoriedade de suprir o consumo termoelétrico local, boa parte dele originário dos incentivos governamentais para ampliação do parque de

geração a partir da implantação de usinas termelétricas movidas a gás natural, colocando fortemente em risco a demanda convencional em caso de despacho das referidas plantas.

O déficit de oferta na região provém, à razão de 65% do total, do potencial de consumo das usinas termelétricas do Ceará e de Pernambuco, visto que o volume adicional proveniente da produção de Manati não deverá ser suficiente para atender outros dois Estados além da própria Bahia. Aliás, sem tal garantia de suprimento, as usinas termelétricas da região Nordeste não mais se adequam às regras do novo modelo institucional da indústria elétrica introduzido pela Lei nº 10.847 que passam a condicionar a comercialização da energia elétrica à existência de lastro físico equivalente, expondo a Petrobrás a potenciais problemas contratuais junto aos acionistas das usinas nordestinas. Já o restante do déficit, de cerca de 35% somente, refere-se à demanda não-termelétrica proveniente basicamente das projeções de expansão dos mercados dos Estados do Piauí e Maranhão advindos da construção do gasoduto Pecém-São Luís (1,9 mm m³/d até 2012), da implantação da Usina Siderúrgica do Ceará (1,8 mm m³/d a partir de Outubro de 2006) e dos estudos de potencial de mercado conduzidos pela Bahiagás (1,5 mm m³/d).

De acordo com as projeções de consumo o déficit de gás natural na região Nordeste, de até 11 mm m³/d até 2007, deverá ser reduzido para cerca de 5 mm m³/d, conforme pode ser visualizado na figura 17 a seguir, com o início da produção dos campos de Manati, na Bacia de Camamu-Almada, localizada na Bahia. Enquanto o incremento da produção não se der, a restrição do suprimento à demanda reprimida do mercado baiano decorrerá não somente na oferta local, mas também em função da restrição na capacidade de transporte para escoamento da produção de gás de Sergipe e Alagoas, hoje limitada a 1,4 mm m³/d do gasoduto

Atalaia-Catu. A alternativa utilizada pela Petrobrás para suprimento desta demanda (basicamente composta pelo consumo termelétrico), até que as novas fontes produtoras entrem em operação, tem sido disponibilizar o gás natural destinado às plantas de fertilizantes instaladas nos Estados da Bahia e Sergipe, da própria Petrobrás, quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) requisitou o despacho das usinas termelétricas de forma minimizar o risco de déficit de energia elétrica na região, conforme ocorrido nos últimos dois anos (Rechelo Neto, 2005)

Outra opção é a conversão das referidas usinas para a operação com óleo diesel como combustível, até que outra solução venha a ser adotada.

Na figura 17 a seguir, pode-se visualizar o comportamento do balanço demanda-oferta do Nordeste, onde se verifica o impacto do consumo térmico, em caso de despacho integralmente, na demanda total e conseqüentemente no déficit nordestino.

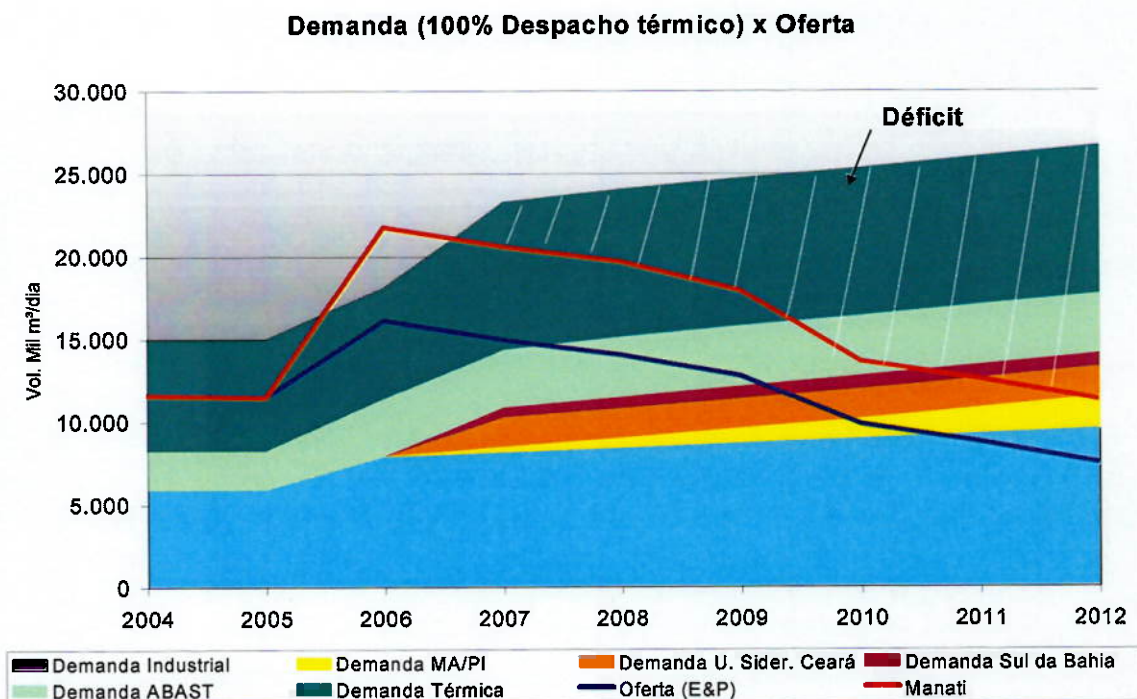


Figura 17 – Oferta e Demanda Nordeste (mil m³/d)
[Fonte: Petrobrás, 2004]

Capítulo 4 - O GNL como opção para o déficit Nordestino associado à exportação e Gasoduto para suprimento do S/SE/CO

4.1 Atendimento ao déficit Nordestino

De forma a se buscar uma solução para o atendimento do déficit de gás natural na região Nordeste, desde a implantação do PPT, bem como dos seus impactos associados, diversas alternativas tem sido avaliadas pela Petrobrás. Os primeiros estudos da estatal, ainda em 2000, optaram pela importação direta de gás natural liquefeito (GNL), através do Projeto Suape, a empresa GNL do Nordeste (50% do capital da Petrobrás e 50% da Shell), cujo propósito era implantar e operar um terminal de regaseificação no Porto de Suape, em Pernambuco, com capacidade para processar inicialmente 6 milhões de m³/dia de gás natural (expansíveis para até 12 milhões m³/dia), em um investimento total estimado de US\$ 250 milhões. De forma complementar ao projeto, a Petrobrás previa ainda a necessidade de ampliar a malha nordestina de gasodutos considerando o escoamento do gás natural regaseificado em Suape tanto para Pecém (CE) ao norte, quanto Catu (BA) ao sul da malha existente. Já os estudos conduzidos pela reavaliação da infra-estrutura de transporte da região Sudeste indicavam a necessidade de ampliação da capacidade de escoamento do gás boliviano para os Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, além de aumentar a capacidade de escoamento da malha do entorno de Vitória como forma de atender o projeto UTE TermoVitória. Cabe ressaltar que, na ocasião, as propostas de ampliação da infra-estrutura de transporte de gás natural não contemplavam ainda a interconexão de malhas existentes.

Entretanto, as recentes descobertas de expressivas reservas de gás natural na Bacia de Santos ampliaram as alternativas de suprimento de gás natural para a

região Nordeste. De fato, a opção de importação direta de GNL foi praticamente descartada em detrimento às alternativas que priorizassem a utilização do gás procedente da região Sudeste através da interligação e reforço da capacidade de transporte das malhas existentes, visto que tal interligação possibilitaria o escoamento de modo mais acelerado do gás natural previamente contratado junto aos bolivianos, viabilizando, inclusive, a antecipação da produção das novas reservas da região Sudeste. Contudo, considerando-se o perfil de consumo e incerteza de despacho das usinas térmicas, que podem relegar um grande investimento à utilização esporádica, surge novamente a opção GNL como relevante, considerando-se os aspectos econômicos para solução de suprimento do Nordeste.

4.1.1 Abastecimento do mercado doméstico via GNL combinado com a exportação de excedentes sazonais.

Conforme já mencionado anteriormente, parte significativa do déficit nordestino de gás natural recai no consumo termelétrico das usinas já instaladas na região. Dadas às vantagens comparativas de um sistema hidrelétrico total ou parcialmente amortizado e a ênfase do novo modelo institucional no tocante à modicidade tarifária, é razoável supor que, em prevalecendo às condições atuais, a otimização do despacho dê-se com tais usinas operando em regime de complementaridade, ou seja, apenas durante os períodos de baixa pluviosidade.

Obviamente, entretanto, tal flexibilidade operacional não é condizente com o suprimento via gasoduto, dado o atual estágio da indústria de gás natural, quer seja pela ausência de mercado secundário desenvolvido, que possa absorver o gás não

consumido pelas termoeletricas, bem como pelas características dos contratos de compra de gás, com rígidas cláusulas de transporte e de consumo mínimo.

Ao mesmo tempo, explorando-se a possibilidade de suprimento esporádico às térmicas, a opção GNL permite flexibilidade única, ao atender simultaneamente o déficit projetado da demanda convencional do nordeste, suprir as térmicas quando demandadas, monetizar e remunerar os investimentos necessários para a exploração das reservas do sudeste, com a exportação dos excedentes ao mercado americano. Ainda dentro desta hipótese, considerando-se a possibilidade da redução de obrigações de consumo e transporte por parte das usinas termoeletricas, pode-se considerar um custo de combustível maior, compatível com o óleo diesel, pois, neste caso, o suprimento esporádico de energia para as usinas térmicas praticamente assume características emergenciais, permitindo, nesta condição, se visualizar a opção energética óleo diesel como concorrente do GNL.

4.1.2 O mercado Atlântico e Norte Americano para o GNL

4.1.2.1 O Mercado Atlântico para o GNL

Com o objetivo de analisar o potencial de desenvolvimento de projetos de liquefação de gás no Cone Sul, a definição dos mercados potenciais é essencial para estudar a viabilidade de implantação de um projeto.

Nesse sentido, o principal mercado potencial para o GNL do Cone Sul é o mercado do Atlântico, composto basicamente pela costa leste dos Estados Unidos e pelos países da Europa Ocidental. Atualmente diversos projetos de plantas de regaseificação de GNL existem na região (Estados Unidos, Portugal, Espanha, França e Bélgica).

A fim de suprir esse mercado, plantas de liquefação foram desenvolvidas em países com volumes expressivos de reservas de gás natural, visando à exportação do energético a esses países.

Estes países possuem necessidades crescentes por energia e, entre as diversas fontes, pelo gás natural. Neste estudo será feito o detalhamento das condições atuais de consumo e produção de GN na América do Norte e, em especial, dos Estados Unidos, avaliando-se as suas características e projeções de demanda para o GNL.

4.1.2.2 América do Norte

A América do Norte representa o principal mercado mundial de gás natural, concentrando quase 30% do consumo mundial em 2003. Este consumo está concentrado nos Estados Unidos, que consome 1.725 mm m³/d de gás. O Canadá e o México, que apesar de terem uma demanda bem inferior à americana são também mercados de grande relevância em escala mundial, consumindo 240 e 125 milhões de m³/dia, respectivamente.

Apesar dessa grande participação no consumo mundial, as reservas provadas de gás natural da América do Norte não são muito representativas quando comparadas a outras regiões do planeta, como o Oriente Médio e a Ásia. Suas reservas são de 258 tpc (trilhões de pés cúbicos), representando apenas 4.2% do volume mundial de reservas, conforme pode ser verificado na figura 18 a seguir.

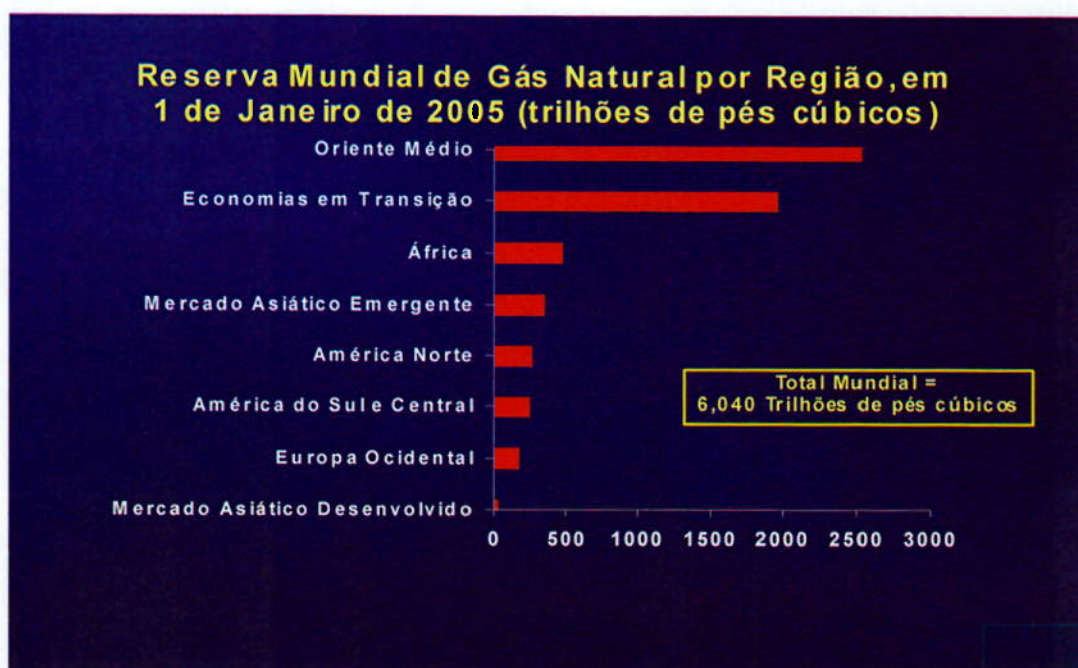


Figura 18 – Reservas mundiais de Gás Natural
[Fonte: Oil&Gás Journal- nº147, 2004]

Atualmente, com o elevado nível de consumo da região (2.100 milhões de m³/dia) e com uma capacidade de importação de gás natural limitada, a produção de gás da região supre praticamente a totalidade do mercado. Assim, calcula-se que as reservas atuais sejam capazes de garantir o suprimento do nível de produção atual por não mais de 9,5 anos, caso não se encontrem novos reservatórios.

4.1.2.2.1 Produção e reservas de GN na América do Norte

	Unidade	EUA	Canadá	México
Reservas Provadas	tpc (trilhões de pés cúbicos)	185	58	15
Produção	mm m ³ /d	1.505	495	100
Importação	mm m ³ /d	220	(255)	24
Consumo	mm m ³ /d	1.725	240	124
Reservas/Produção	Anos	10	9	11

Tabela 1 – Reservas provadas e balanço do Gás Natural na América do Norte
[Fonte:BP, 2004]

Em 2003, a comercialização de gás entre os países da região foi de 316 mm m³/d de gás, e o principal fluxo foi o de exportações de 270 mm m³/d do Canadá para os Estados Unidos, além de exportação de 25 mm m³/d dos Estados Unidos ao México. A tabela 1 acima resume a situação da indústria de gás na América do Norte. Hoje, a América do Norte produz aproximadamente todo o gás natural que consome. De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), espera-se que a produção de GN na região não consiga seguir a expansão da demanda. Com produção concentrada no Golfo do México (Texas e Louisiana), os Estados Unidos são o segundo maior produtor mundial de gás natural, atrás apenas da Rússia. Apesar disso, como citado acima, as reservas provadas não são suficientes para manter o atual nível de produção por mais de uma década. O Governo norte-americano, através do Serviço de Gerenciamento de Minérios (MMS), faz a promoção de rodadas de licitação de áreas exploratórias. O objetivo é expandir a produção de gás no país, inclusive com a concessão de benefícios fiscais e redução de royalties para a produção de gás natural. Mas apesar dos esforços, o governo americano espera que a produção interna cresça a uma taxa de apenas 0,8% ao ano, insuficiente para suprir as necessidades do mercado consumidor.

Com relação às previsões de demanda no mercado americano, o consumo de gás para a geração elétrica deve aumentar 34%, enquanto que para o setor industrial deve crescer 16% até 2010.

O Canadá produz mais gás do que efetivamente consome e prevê-se que isso se mantenha para as próximas décadas, entretanto, a quantidade de produção disponível para a exportação deve diminuir, principalmente em função do baixo crescimento esperado de sua produção (0,5% ao ano) em relação ao crescimento do consumo para os próximos anos (2,2% ao ano). Além disso, a província canadense

de Alberta (principal produtora do país) deve passar a utilizar o gás para incrementar a produção de petróleo, reduzindo assim, o volume disponível de gás para comercialização.

No México, a situação não é diferente, a demanda de gás natural está projetada para crescer numa taxa anual de 3,9% até 2025, enquanto que a produção deve crescer 2% ao ano. Para incentivar o aumento da produção nacional e reduzir as necessidades de importação de gás natural, o governo mexicano vem estimulando atividades de exploração e produção de gás. O Governo lançou um plano estratégico para o gás natural que pretendia iniciar a licitação de áreas a empresas privadas estrangeiras. Essas licitações se dão sob a forma de Contratos de Serviços Múltiplos, no qual as empresas recebem pela operação do campo, destinando toda a produção de gás à estatal PEMEX sob um preço estabelecido. Em 2004, ocorreu a primeira rodada de licitações, tendo como empresas vencedoras a Repsol e a Petrobrás, que deverão iniciar as atividades de exploração até o final de 2005.

Outros pontos incluídos no Plano Estratégico para o Gás são: a redução da queima de gás, licitação de áreas para instalação de terminais de regaseificação de GNL e o apoio a investimentos de infra-estrutura relacionada a gás.

O crescimento da demanda por gás natural, tanto nos Estados Unidos como no México, se deve principalmente ao aumento da utilização do gás na geração de energia elétrica e ao crescimento do consumo industrial. O consumo de GN para geração elétrica no México deve triplicar até 2010, atingindo 127 mm³/d (Comisión de Regulación de Energía, 2005).

Um dos fatores principais para o aumento do consumo do gás no segmento industrial e elétrico é o crescimento contínuo das preocupações com o meio ambiente. Pressões ambientalistas pela utilização de combustíveis menos poluentes

têm levado os países desenvolvidos a substituir o consumo de óleo combustível e carvão por fontes energéticas mais limpas, como o gás natural e combustíveis renováveis.

Com esses cenários de pequena expansão da produção regional de GN, projeta-se que para 2010 a diferença entre a produção e o consumo da região esperado seja de aproximadamente 155 milhões de metros cúbicos por dia de gás e, em 2020, esse desajuste chegue a quase 400 milhões de metros cúbicos por dia de gás. Assim, realmente será necessário se desenvolver crescentes importações de GNL de outras regiões para conseguir suprir essa demanda. (Rodrigo Valle Real, 2005)

4.1.2.2.2 - Capacidade instalada e perspectiva de importação de GNL nos EUA

Até 2001, os Estados Unidos possuíam somente dois terminais de regaseificação de GNL: Everett em Massachusetts e Lake Charles na Louisiana. Quando os preços do gás natural no mercado interno atingiram o patamar de US\$ 10 por mil pés cúbicos no inverno de 2001, começaram estudos para avaliar a reabertura dos terminais de Cove Point em Maryland e Elba Island na Geórgia, além da avaliação de novos projetos de terminais.

Atualmente os Estados Unidos contam com quatro terminais de regaseificação de GNL, todos localizados na Costa Leste do país, como exposto na Figura 19 abaixo. A capacidade total de importação dos terminais é de quase 70 milhões de metros cúbicos por dia de gás.



Figura 19 – Terminais de Regaseificação nos Estados Unidos
[Fonte:EIA, 2004]

O terminal Cove Point em Maryland foi reaberto em julho de 2003, depois de ficar inativo por duas décadas. Sua capacidade de regaseificação de 21,3 milhões de metros cúbicos por dia. Inicialmente, a capacidade de regaseificação está totalmente contratada com as empresas Shell, BP e Statoil. Recentemente foi divulgado o interesse na expansão do terminal, com o objetivo de dobrar a capacidade de regaseificação e ampliar a capacidade de armazenamento em 200 milhões de m³. Em 2003, o terminal de Cove Point recebeu uma média de 4,4 milhões de metros cúbicos por dia de gás, porém, analisando apenas os dias em operação, esse volume é superior a 9,0 milhões de metros cúbicos por dia.

O terminal, Elba Island na Geórgia foi reativado em 2001, é o menor terminal atualmente em operação da Elpaso, entretanto após negociação a BG adquiriu a capacidade, iniciando o suprimento de GNL vindo das suas plantas do projeto

Atlantic LNG em Trinidad & Tobago. Além da capacidade atual, está prevista a ampliação do terminal, com o aumento da capacidade de regaseificação em 10,0 milhões de metros cúbicos por dia, em 2005. Em 2003, o terminal de Elba Island recebeu uma média de 3,6 milhões de metros cúbicos por dia de gás.

O terminal Everett em Massachussets tem capacidade de regaseificação de 16,4 milhões de metros cúbicos por dia de gás, o terminal tem sua capacidade contratada a Tractebel, com suprimento advindo, em sua maioria provinda do projeto Atlantic LNG. Em função de sua localização próxima à cidade de Boston, os elevados níveis de segurança requeridos limitam a capacidade de operação do terminal a níveis inferiores da capacidade nominal. Em 2003, o terminal de Elba Island recebeu uma média de 12,6 milhões de metros cúbicos por dia de gás.

O terminal Lake Charles na Louisiana tem toda sua capacidade de regaseificação de 17,8 milhões de metros cúbicos por dia contratada à BG e recebeu em 2003 uma média acima da sua capacidade nominal. Várias das cargas de GNL importadas são advindas de contratos de curto prazo, sendo que os principais projetos supridores são o Atlantic LNG de Trinidad & Tobago e os projetos da Argélia, Malásia, Nigéria, Oman e Catar. Atualmente, o terminal encontra-se em expansão para atingir a capacidade de liquefação de 34 milhões de metros cúbicos por dia em 2006. Como mostrado na figura 20 a seguir, o volume de importações de GNL no mercado americano evoluiu muito nos últimos anos e o volume de importações de GNL nos EUA em 2003, cresceu 122% sobre o volume do ano anterior, chegando a quase 40 milhões de metros cúbicos por dia de gás, em função das crescentes necessidades de suprimento de gás do país. (Rodrigo Valle Real, 2005)

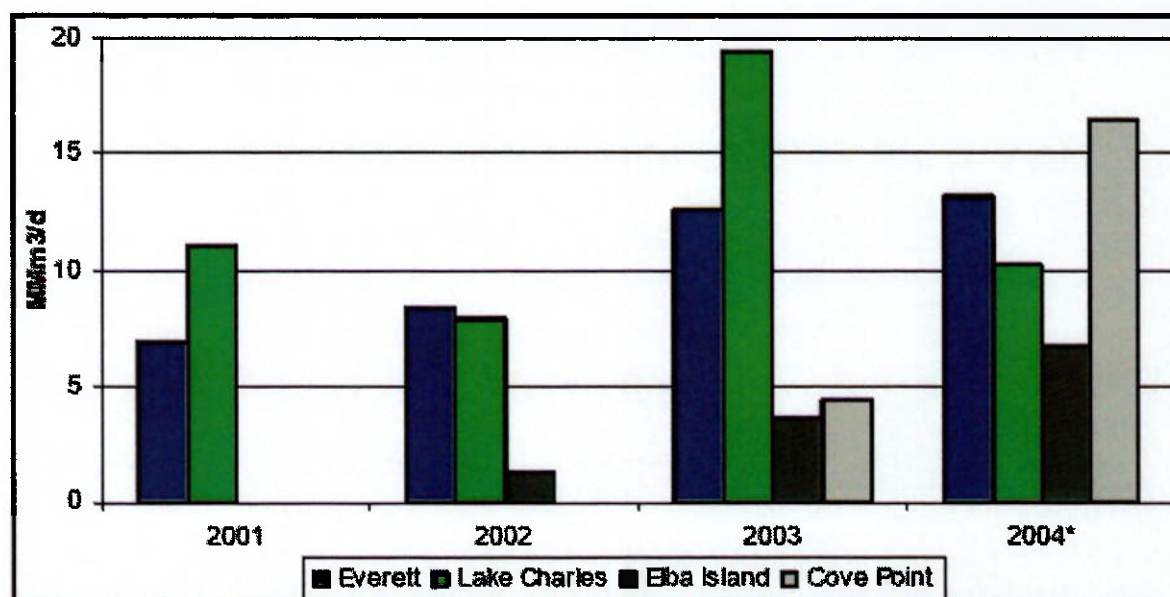


Figura 20 – Evolução das importações de LNG por terminal
[Fonte: World Gas Intelligence, 2004]

Na tabela 2 a seguir pode-se visualizar a forte evolução das importações de Gás Natural via GNL por parte dos Estados Unidos, as quais, em função de suas reservas e projeções de consumo, deverão intensificar-se significativamente, abrindo desta forma, espaço para novas ofertas que se apresentem competitivas frente às ofertas existentes e futuras.

Importações	2000	2001	2002	2003	2004
LNG Total	226	238	229	507	652
Algeria	47	65	27	53	120
Austrália	6	2	0	0	15
Brunei	0	0	2	0	0
Indonésia	3	0	0	0	0
Malaysia	0	0	2	3	20
Nigéria	13	38	8	50	12
Oman	10	12	3	9	9
Qatar	46	23	35	14	12
Trinidad	99	98	151	378	462
United Arab Emirates	3	0	0	0	0
Other			0	0	2
Total	452	476	457	1.013	1.304

(Volumes em milhões de pés cúbicos)

Tabela 2 – Histórico das Importações de GNL dos Estados Unidos
[Fonte: EIA, 2005]

A figura 21 a seguir mostra que, conforme o EIA, agência de energia norte-americana, no período compreendido entre os anos de 2003 e 2025 volume de importação dos Estados Unidos via gasoduto será reduzido em 18%, enquanto que o volume importado via GNL aumentará em 16 vezes, passando de 0,4 trilhão de pés cúbicos no ano de 2003, para estimados 6,4 trilhões de pés cúbicos para o ano de 2025 (Annual Energy Outlook 2005).

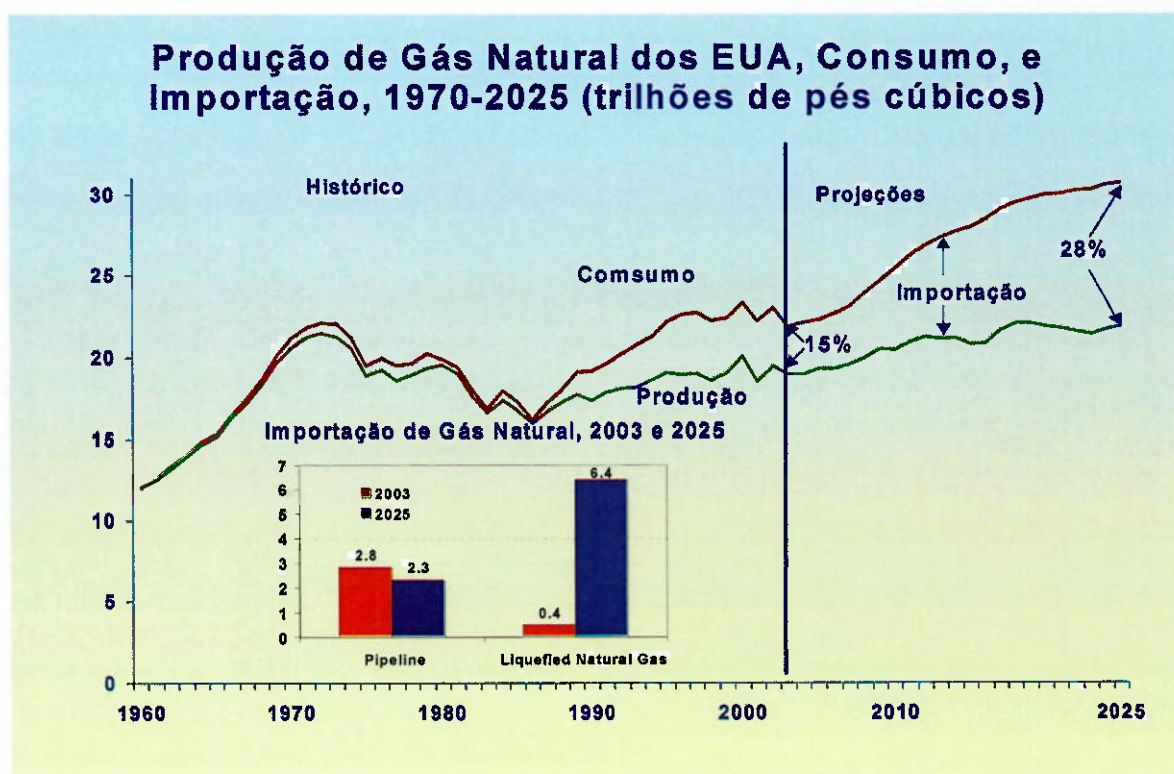


Figura 21 – Projeção do Potencial de Importação por via de transporte
[Fonte:Annual Energy Outlook, 2005]

Assim, a partir deste quadro é que se adotou por destino do volume excedente de exportação do GNL para Estados Unidos.

4.2 Gasoduto para suprimento do S/SE/CO

A solução adotada neste trabalho é aquela definida pela Petrobrás, ocorrida posteriormente à escolha do tema desta monografia, a qual visa atender à crescente demanda das regiões S/SE/CO, através do aproveitamento da reserva BS-400, na

Bacia de Santos, com cronograma de entrada de operação do campo projetada para o segundo semestre de 2008.

O desenvolvimento do projeto de Mexilhão (BS-400), cuja característica do campo indica a produção de 12,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás e 15.700 barris/dia de condensado, sendo que o campo possui reservas de 95 bilhões de m³, e que demandará investimentos da ordem de US\$ 1,5 bilhão para seu desenvolvimento.

O gás produzido no campo será desidratado e enviado para a costa através de um gasoduto de 145 km a ser construído entre o campo e Caraguatatuba no litoral paulista. Maior detalhamento do projeto encontra-se no capítulo 6 que apresenta a concepção dos projetos.

Capítulo 5 Tecnologias para o GNL

5.1. Conceituação GNL – Gás Natural Liquefeito

O gás natural é composto basicamente de metano, possui também alguma concentração de água, enxofre, nitrogênio e dióxido de carbono, entretanto, quando liquefeito à temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ possibilita a remoção dos demais componentes deixando o líquido resultante do processo com uma composição essencialmente de metano. O GNL torna-se então, um líquido claro, incolor e inodoro cujas características físico-químicas o deixam não inflamável e não explosivo. Essas condições tornam factíveis, em determinadas condições, o transporte do gás natural por meio de navios carregadores a outros mercados separados por grandes distâncias e por oceanos extensos.

O gás natural foi liquefeito pela primeira vez nos Estados Unidos em 1917, neste primeiro momento o propósito era separar o hélio do gás natural para ser utilizado nos dirigíveis e não simplesmente para liquefazê-lo.

A primeira planta comercial de GNL foi construída em Cleveland, Ohio em 1941, que operou até 1944 quando o tanque contendo GNL falhou, entretanto o incidente fez com que o desenvolvimento de novos materiais e modelos de construção e operação fossem perfeitamente introduzidas a essa tecnologia (Gasnet,2005).

A utilização da tecnologia de liquefação de gás natural para comercialização entre continentes se deu no início da década de 60 com o intuito de atender mercados inatingíveis por gasodutos, como por exemplo: Japão, Coréia do Sul, Taiwan e a um pequeno fluxo através do Mediterrâneo, mas na década de 80, com a viabilização de grandes gasodutos russos e canadenses essa tecnologia deixou de ser tão atrativa em função dos altos custos dos sistemas de liquefação, transporte e regaseificação necessários à indústria do GNL. Posteriormente já na década de 90, com a rápida

expansão do uso do gás natural em geração elétrica e o conseqüente aumento do preço do combustível, o GNL ressurgiu como atividade viável, e encarado como uma solução para a escassez do gás especialmente nos Estados Unidos.

Hoje em dia, as vendas de GNL superam 125 milhões de t/ano, as unidades de regaseificação, que eram 36 em 2000, deverão ser 126 nos próximos anos se os projetos anunciados forem realmente executados, e a tonelagem dos navios transportadores de gás natural líquido duplicará no mesmo período.

São 11 os principais países importadores de GNL, sendo o Japão o principal deles, e outros doze são produtores, neles estão operando cerca de 20 plantas, várias delas em ampliação, abastecendo a Europa e o Extremo Oriente e já agora iniciando o abastecimento da costa leste americana (Gasnet,2005).

A figura 22 mostra a localização das unidades produtoras.



Figura 22 – Instalações de GNL em Operação
[Fonte:Gasnet, 2005]

O sistema de produção de GNL é compreendido em uma seqüência de atividades que vão desde o reservatório de gás até o consumidor final.

As figuras 23 e 24 representam a cadeia de produção e uma unidade produtora de um sistema de GNL, respectivamente.

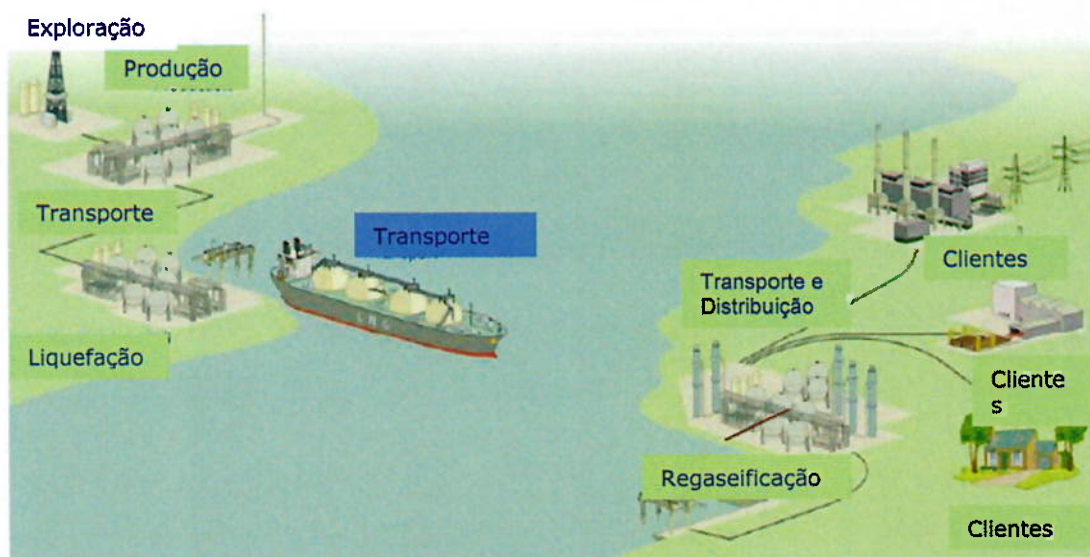


Figura 23 – Cadeia Produtiva do GNL
[Fonte: Paula Kovarsky - Shell, 2005]

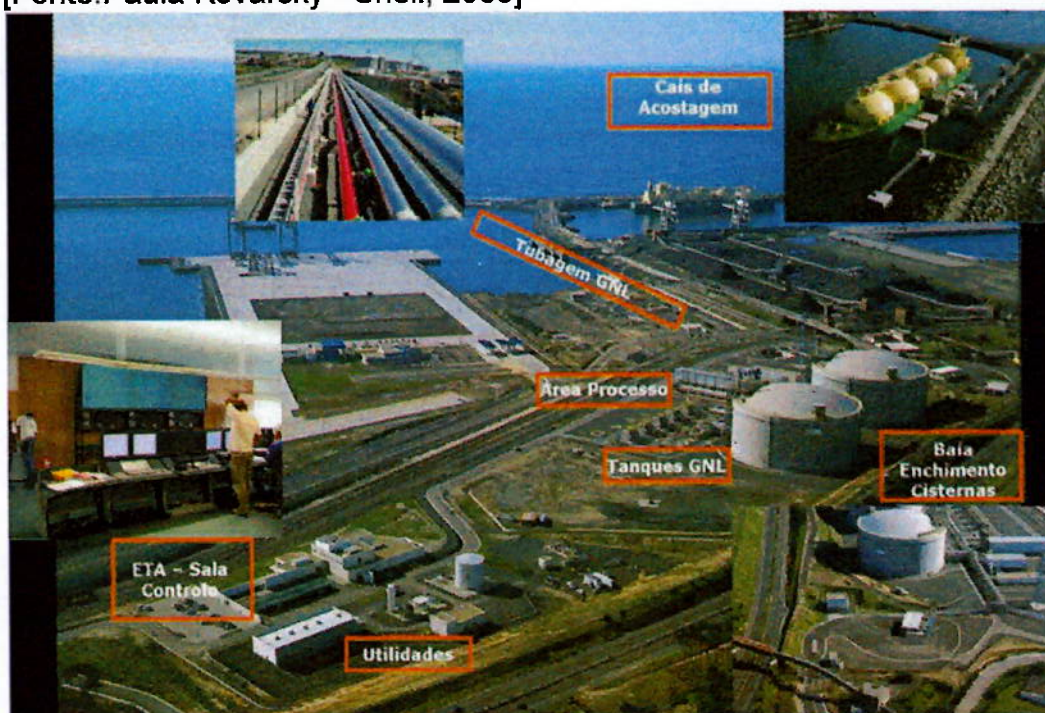


Figura 24 – Unidade produtora de GNL
[Fonte: Transgasatlântico, 2005]

O transporte entre o local de produção e o de recepção é feito em navios especialmente construídos para este propósito. Cerca de cento e vinte deles estão

em operação, e vários outros estão atualmente sendo construídos em todo o mundo. Na França e na Coréia do Sul há hoje navios em construção que podem transportar até 153 mil m³ de GNL (Gasnet,2005).

A produção, transporte e regaseificação do GNL são operações que exigem elevados investimentos, além de perdas de 10 a 15% do gás durante o processo, muito mais que um transporte equivalente por gasoduto (perdas entre 1 e 2%). Isto faz com que a escolha do GNL seja utilizada mais usualmente a transporte intercontinental ou em casos de gasodutos tecnicamente não praticáveis como, por exemplo, mares profundos.

5.2 Volume necessário da reserva de gás

Para viabilização de um projeto de GNL são necessários investimentos de grande porte, pois os mesmos são empreendimentos normalmente vinculados a contratos com vigência de 20 anos usualmente em função do elevado esquema financeiro requerido pelo projeto. Considerando que 1 mta de GNL requer cerca de 1,4 bilhões de metros cúbicos de gás, tem-se, para 7 mta em 20 anos, cerca de 200 bm³, a serem consumidos exclusivamente no projeto.

Para que possamos facilitar o entendimento com relação aos volumes e energia segue abaixo a tabela 3 onde são observados os fatores de conversão do GNL em gás natural BTU e Barris de Óleo equivalente:

1 Milhão de ton de GNL	48.700 mm scf de GN	Milhão de pés cúbicos de gás natural
	1.380 mm m ³ de GN	Milhão de m ³ de gás natural
	52.000.000 MMBtu	Milhão de BTU
	8,60 mm boe	Milhão de barris de óleo equivalente

Tabela 3 – Fatores de conversão de GNL

[Fonte:Petroeleum Economist, 2001b]

Um pré-requisito necessário é que as reservas de gás para implantação de um projeto de GNL devem ter um custo de exploração relativamente baixo. Este custo

dependerá não apenas de uma situação geográfica razoável, como da distância a um porto que corresponda às exigências de armazenagem e embarque. Mais ainda, a qualidade do gás deverá ser tal que suas impurezas não signifiquem custos adicionais de processamento.

Estudos mostram que um projeto de GNL não poderá consumir gás natural que custe mais de US\$ 1,00/MMBtu, dentre esses custos estão os gastos com a exploração de gás que para uma planta de 7mtpa de GNL provavelmente se situarão entre 1 e 2 bilhões de dólares.

5.3 Unidade de Liquefação

O elemento central de um projeto de GNL é a unidade de liquefação, onde a temperatura do gás natural é reduzida a -162°C , ponto em que ele se torna líquido, com uma redução de volume de cerca de 600 vezes. Esta instalação, construída em locais de bom calado (mínimo 14 m), em baía abrigada e o mais próximo possível dos campos produtores, compõe-se basicamente, como se vê na figura 25 abaixo, de uma unidade de tratamento, do conjunto de trocadores de calor e dos tanques de armazenagem. Sabe-se que existem projetos de unidades de liquefação off-shore, mas ainda não implementados.



Figura 25 – Unidade de Liquefação de Gás Natural
[Fonte: Galp Atlântico, 2005]

A unidade de tratamento destina-se a remover as impurezas existentes no gás vindo dos campos, como gás carbônico, enxofre, nitrogênio, mercúrio e água, além do condensado. O processo inclui a separação do gás liquefeito de petróleo (GLP), basicamente propano e butano, que poderá ser vendido como produto final ou reinjetado no GNL.

O conjunto de trocadores de calor, componente principal da unidade de liquefação, funciona segundo o mesmo princípio de um refrigerador doméstico. Um gás refrigerante (em geral, uma mistura de metano, etano e propano) é pressurizado e em seguida expande-se através de uma válvula (efeito Joule-Thomson), transferindo calor do gás natural que chega aos trocadores de calor. Há diferentes tipos de trocadores, mas quase todas as instalações dividem-se em conjuntos paralelos, capazes de liquefazer de 2 a 2,5 mta cada um e trabalham separadamente somente em períodos de manutenção e reparos. Os mais recentes conjuntos tendem a ter dimensões bem maiores, como a terceira unidade de Ras Laffan, no Qatar, inaugurada em março/2004 com capacidade de 4,7 mta. Os estudos mostram que as plantas deverão ter vida útil entre 40 e 50 anos (Gasnet,2005).

A principal tecnologia aplicada na liquefação do gás é a C3/MR, da empresa americana Air Products and Chemicals Inc.. Além dessa existem ainda outras como: a Phillips Petroleum que utiliza a refrigeração do gás em ciclos com diversos refrigerantes, a MFCP norueguesa da Statoil e da alemã Linde (Petroleum Economist, 2001).

O gás natural liquefeito é a seguir armazenado em tanques capazes de mantê-lo a -162° C até o embarque. Em razão do elevado custo desta armazenagem, sua

capacidade é calculada por sofisticados processos que levam em conta a produção da unidade, o número e tamanho dos navios, riscos de atraso e outras variáveis.

O custo de uma instalação de liquefação, inclusive facilidades portuárias, tem variado constantemente com as inovações tecnológicas e as pressões de mercado.

A figura 26 abaixo apresenta os custos de unidades de liquefação em dólares versus a capacidade de produção anual em milhões de toneladas por ano:

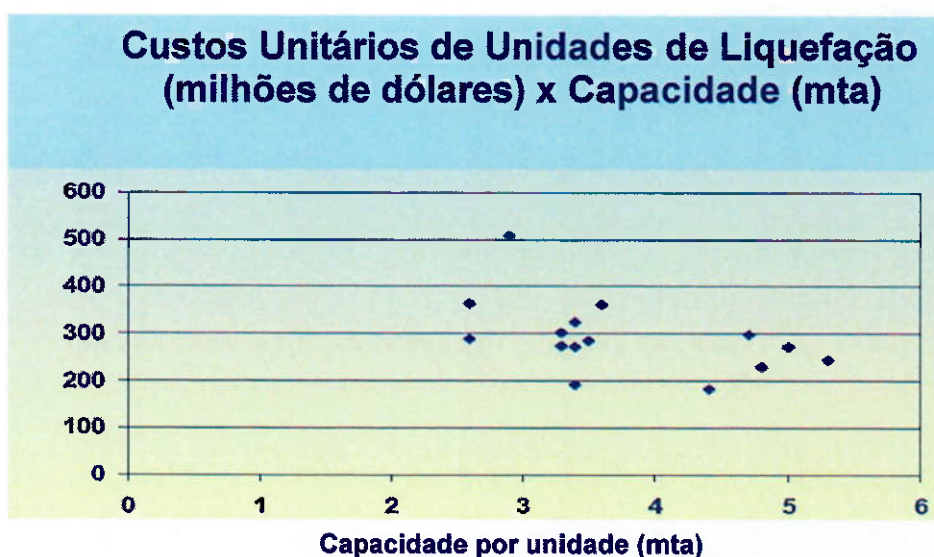


Figura 26 – Custos de unidades de liquefação em função da capacidade
[Fonte: Wood Mackenzie, 2005]

5.4 Navios Metaneiros

Os navios que levam o GNL das unidades de liquefação aos pontos de regaseificação dispõem de reservatórios isolados, capazes de manter a temperatura do gás durante o transporte, não havendo refrigeração na viagem. Há uma perda, mesmo nos mais modernos navios, de aproximadamente 0,1% ao dia. Além disto, o GNL é normalmente usado como combustível nos motores dos navios, e uma pequena parte volta com o navio para manter os tanques frios.

Há dois tipos básicos de transportadores de GNL, o que armazena o gás em esferas (o tipo Moss Rosenberg), e os que têm tanques nas posições convencionais de petroleiros (o tipo membrana, ou Technigaz), respectivamente, conforme figura 27. Ambos estão em operação e em construção, não havendo diferenças substanciais de custo inicial ou operação. A capacidade usual por navio é de 125 a 135 mil m³, que correspondem a 55 a 60 mil toneladas de GNL (Gasnet,2004).



Figura 27 – Navios Metaneiros com armazenamento tipo esfera e Membrana
[Fonte: Galp Atlântico, 2005]

Durante muitos anos os estaleiros japoneses dominaram a construção destes barcos, mas hoje eles estão sendo feitos também na Finlândia, Itália, França e, principalmente, na Coréia do Sul.

Como já mencionado, a frota mundial hoje excede cento e vinte navios em operação, e algumas dezenas em construção, a um custo por unidade de cerca de US\$ 165 milhões.

A segurança é um parâmetro importante nos estudos do design, construção, operação, manutenção e reparos dos navios de GNL. Os controles de qualidade de construção, seleção de materiais e análises de fadiga são rigorosamente seguidos visando o aumento contínuo da segurança. Além disso, os navios são providos de sistemas de proteção e prevenção contra incêndios.

5.5 Terminais de regaseificação

Os terminais para desembarque do gás situam-se junto aos centros de consumo, em locais de águas profundas e abrigadas. Seus principais elementos são os tanques de estocagem e os regaseificadores, além dos equipamentos complementares, conforme mostra a figura 28 abaixo:

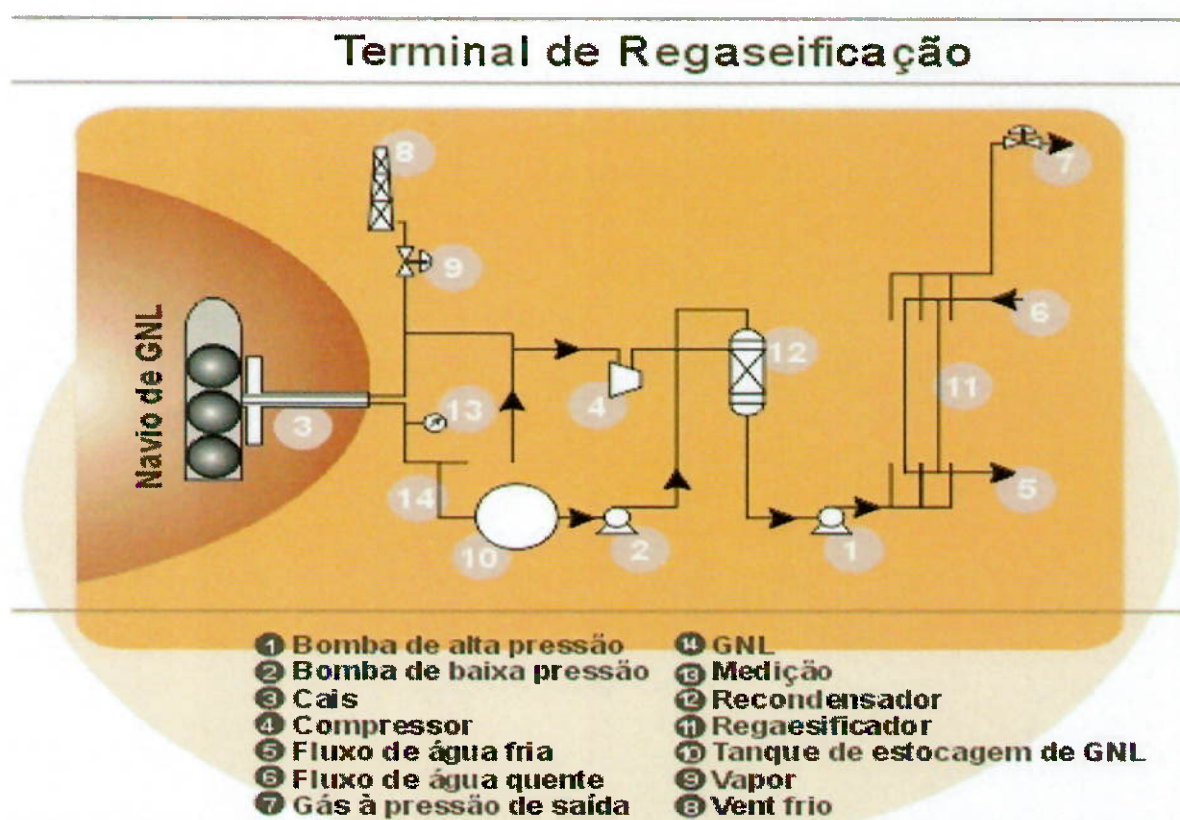


Figura 28 – Terminal de regaseificação – Principais Elementos
[Fonte: Gasnet, 2005]

A capacidade dos tanques de estocagem pode ir de pouco mais que a carga de um navio (caso de Huelva, na Espanha, com 160 mil m³ de armazenagem, para navios de 135 mil m³), até valores muito maiores, quando, além de absorver a carga dos navios, o terminal propõe-se a servir de balanceador de picos de consumo e estoque estratégico, facilitando assim o abastecimento em regiões com sazonalidade de consumo. Um exemplo é o terminal de Sodegaura, na baía de Tóquio, capaz de armazenar 2,7 milhões m³, vinte vezes a carga de um navio padrão.

Os regaseificadores podem usar água do mar para reaquecer o GNL, ou vapor quando há uma termelétrica nos arredores, como é muito freqüente. Neste caso, a expansão do gás ao se vaporizar poderá acionar turbinas, capazes de adicionar alguma potência à termelétrica. Há ainda uma possibilidade de usar o potencial de refrigeração da regaseificação para a indústria de alimentos.

Os custos para construção de um terminal de regaseificação variam muito, como se deduz das diferenças na capacidade de estocagem. Um terminal na Turquia, para 255 mil m³, custou US\$ 250 milhões, mas há planos para construir mais um terminal no Japão, com investimentos acima de US\$ 2 bilhões (Gasnet,2005). No caso de um projeto de com sistema de GNL de 7 mta, o terminal de regaseificação ficará provavelmente em torno de US\$ 1 bilhão (Gasnet,2005).



Figura 29 – Terminal de regaseificação
[Fonte: Galp Atlântico, 2005]

A figura 29 acima representa um terminal de regaseificação construído em 2004 no Porto de Sines em Portugal.

O porte dos investimentos acarreta complexos esquemas financeiros só viáveis se existirem contratos de longo prazo envolvendo entidades solidamente implantadas no mercado. O prazo de maturação de um projeto como este se situa na casa dos dez anos, do momento da identificação das reservas de gás à primeira carga entregue ao comprador.

5.6 Inovações Tecnológicas

A expansão do GNL está sendo ajudada por inovações tecnológicas que reduzem os investimentos necessários nas três fases do sistema (liquefação, transporte marítimo e regaseificação), mas talvez o maior elemento na transformação do GNL em “commodity” global seja a possibilidade de instalar suas unidades de processo em estruturas em alto mar. Hoje a maturidade das tecnologias das construções marítimas possibilitam que os engenheiros projetem unidades em alto mar em

estruturas fixas ou flutuantes, evitando os problemas de rejeição das comunidades vizinhas, segurança e meio-ambiente. Um fato marcante foi à decisão da EPA Agência Americana de Proteção Ambiental que autorizou em maio de 2004 o primeiro investimento deste tipo, uma unidade de regaseificação de GNL a 70 km do litoral da Louisiana, no Golfo do México, com capacidade de injetar na rede de tubulações existentes na região 45 milhões de m³/dia e com previsão para início de funcionamento em 2007. O terminal será construído sobre um tipo de estrutura em concreto conhecida como GBS (freestanding concrete gravity-based structure).

Apostar em tecnologias para o gás natural no Brasil ainda é um privilégio da Petrobrás, mas os projetos tecnológicos para o energético começam a sair do papel e vão ganhando espaço e visibilidade. A falta de cultura das empresas nacionais na área de pesquisa e o desinteresse das multinacionais em produzir conhecimento fora de casa também contribuem para isso.

As tecnologias para gás natural passam por outros obstáculos. Um exemplo é que quase todos os equipamentos a gás no mercado brasileiro são importados, sobretudo porque não há garantia de retorno do investimento. Isso se deve ao fato do mercado de gás no Brasil ainda ser relativamente pequeno e não oferece escala para projetos tecnológicos. O desenvolvimento tecnológico aplicado aos demais segmentos do mercado de gás ainda depende substancialmente do esforço da Petrobrás e, em segundo plano, do governo e agentes do setor, como distribuidoras e transportadoras.

O desenvolvimento tecnológico é um importante indutor de crescimento, na medida em que assegura a oferta de produtos de qualidade e desdobra o mercado em inovações. A implantação do GNL pode custar bilhões de dólares, mas o custo dessas tecnologias poderia ser sensivelmente reduzido se o país dominasse os

processos e pudesse, no caso do GNL, por exemplo, inovar na direção de empreendimentos de menor escala (Núcleo de Excelência em Engenharia do Petróleo, 2003)

Capítulo 6 A concepção dos Projetos

Conforme abordado na formulação do problema, este trabalho consiste na proposta de aproveitamento das novas reservas para o atendimento das diferentes regiões, através de dois projetos distintos, um contemplando o suprimento via gasoduto para a região S/SE, a partir do fornecimento pelo campo de Mexilhão BS-400 e outro voltado a um projeto de GNL, para o atendimento da demanda nordestina, com a exportação para o mercado dos Estados Unidos dos excedentes produzidos, a partir do campo BS-500, conforme figura 30.

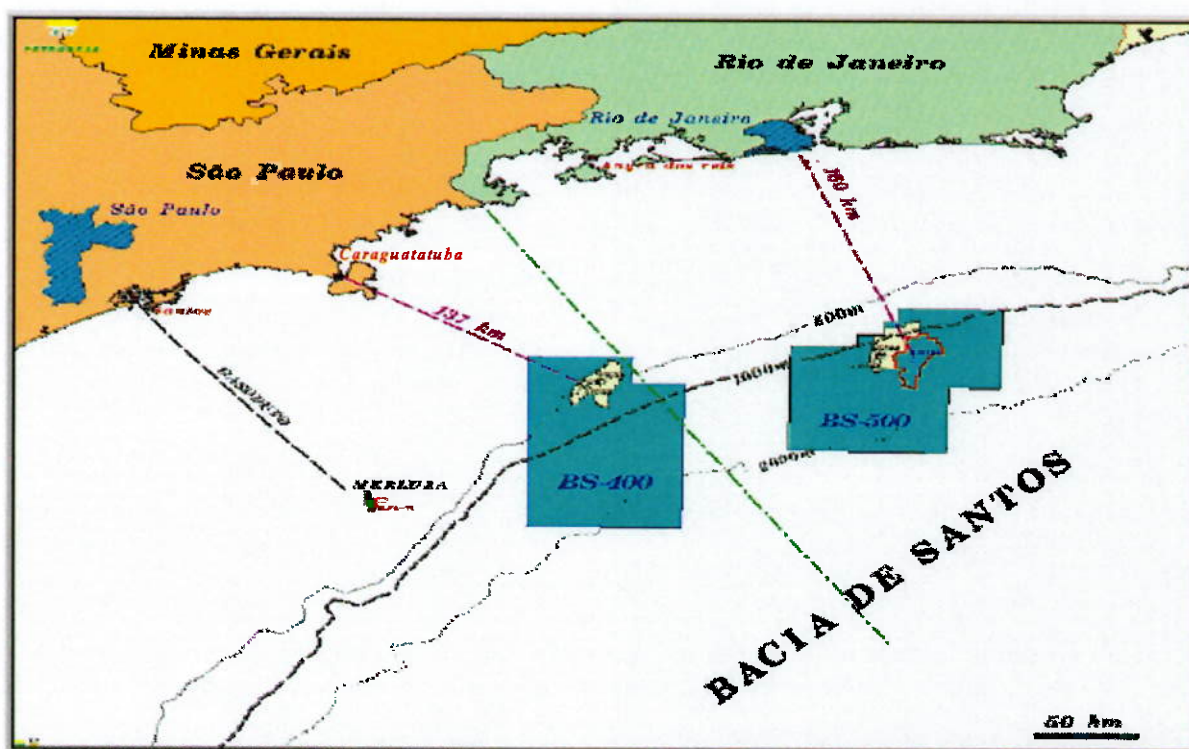


Figura 30 – Mapa de localização das reservas da Bacia de Santos
[Fonte:Expetro, 2004]

6.1 O Projeto para as regiões S/SE/CO

O principal desafio da Petrobrás com o projeto do campo de Mexilhão, nome conferido à reserva BS-400, na Bacia de Santos, não será a colocação do gás natural na área de maior consumo do mercado brasileiro ou mesmo a questão tecnológica. O maior percalço, certamente, será conseguir atender ao cronograma

de entrada de operação do campo. Qualquer atraso ou problema, na avaliação do projeto de Exploração e Produção da companhia, poderá comprometer a produção do primeiro gás, projetada para 2008.

Considerando uma das principais prioridades da carteira de negócios da Petrobrás, Mexilhão conta com duas datas de início de operação que são outubro de 2008, data mais provável e julho, data interna tida como meta desafiadora. Sendo atualmente o mais importante campo, possui reservas de 95 bilhões de m³, exigirá investimentos entre US\$1,5 bilhão e US\$ 2 bilhões para seu desenvolvimento e irá assegurar a produção de 12,5 milhões de m³/dia de gás e 15.700 barris/dia de condensado. O volume será extraído de 11 poços horizontais, sendo sete ligados a um "manifold" e quatro a outro, que serão interligados a uma jaqueta, a ser instalada em lâmina d'água de 170 metros, a cerca de 20 quilômetros do campo. A configuração da jaqueta pode ser visualizada na figura 31 a seguir.

Tecnologia de Produção

Equipamentos submersos para Mexilhão

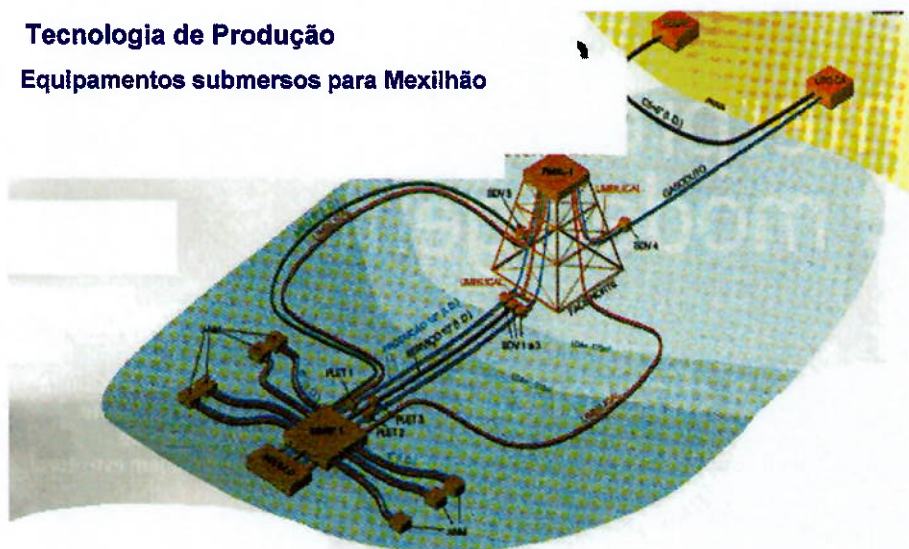


Figura 31 – Tecnologia para produção das reservas da Bacia de Santos
[Fonte: Revista Brasil Energia, 2005]

A opção pela jaqueta e pelo novo conceito de desenvolvimento, segundo o gerente do ativo de Mexilhão, Fernando Borges, foi aprovada em maio deste ano e tornou o

projeto mais versátil, permitindo que, no futuro, outros campos possam ser interligados ao sistema. “Mexilhão está localizado em uma área que tem potencial para a produção de gás e, além do mais, o próximo leilão da ANP contempla a oferta de várias áreas no entorno do campo. Era importante ter uma folga para produzir o energético, visto que qualquer jazida de menor porte só se viabiliza se tivermos uma infra-estrutura já construída na área”, argumenta Borges (Brasil Energia, 2005).

Para ganhar tempo, a Petrobrás decidiu utilizar os dutos de 34” de diâmetro comprados para o Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo da Bacia de Campos, projeto que acabou sendo alterado. O gás produzido no campo será desidratado e enviado para a costa através de um gasoduto de 145 km a ser construído até Caraguatatuba, em São Paulo, conforme figura 32 a seguir.

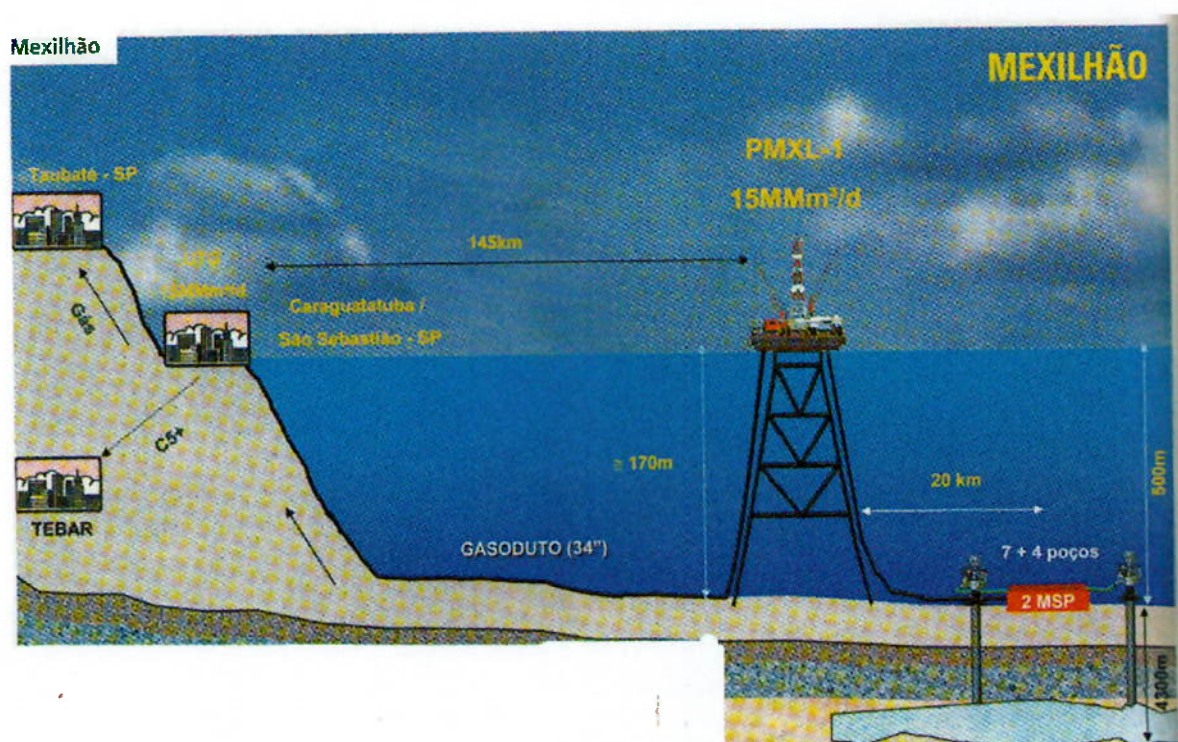


Figura 32 – Desenho esquemático do campo de Mexilhão
[Fonte: Revista Brasil Energia, 2005]

Como existem 118 km de dutos disponíveis, será necessário adquirir ainda 28 km de linhas, que deverão ser comprados em meados de 2006.

O gasoduto, o qual será a primeira rede de gás da região, terá capacidade para escoar, numa primeira fase, sem compressão, 20 milhões de m³/dia. Com compressão, a Petrobrás estima que a capacidade de transporte do duto possa ficar entre 45 e 50 milhões de metros cúbicos por dia, volume significativamente superior aos 30 milhões de metros cúbicos por dia do Gasbol.

Como a planta de desidratação da jaqueta esta sendo dimensionada para 15 milhões de m³/dia e o campo produzirá 12,5 milhões de metros cúbicos por dia, haverá uma capacidade ociosa imediata de 2,5 milhões de metros cúbicos por dia, que irá crescer em função do declínio do campo. Por isso Borges antecipa que, a principio, não há a intenção de aumentar a capacidade de compressão da jaqueta.

“Qualquer pequena descoberta pode ser interligada à jaqueta de Mexilhão. No primeiro ano, poderemos interligar um poço que complemente a capacidade total da jaqueta, já no quarto ou quinto ano teríamos folga para uma descoberta de 5 a 6 milhões de m³/dia. Agora, se tivermos uma grande descoberta na região, teremos de investir em uma unidade de produção com compressão, mas não precisaremos construir novas linhas de escoamento” (Revista Brasil Energia, 2005).

O pico de produção deverá ser atingido ao longo do primeiro semestre de 2009. Com base na curva de declínio, calcula-se que o campo esteja produzindo, em 2015, cerca de 8 milhões de m³/dia, o que aumentará, no futuro, a folga para novas descobertas. A produção virá não só de Mexilhão, mas também da reserva de Cedro, que, no futuro, deverá ser batizado de Mexilhão Oeste. Até o fim deste ano, a Petrobrás deverá perfurar dois novos poços na área do bloco BS-400 para delimitar o reservatório.

As previsões de produção, tanto para Mexilhão quanto para Cedro, são, segundo Borges, bastante conservadoras e poderão superar as expectativas, a depender dos

resultados dos novos poços. O tempo de vida útil do projeto é de 50 anos. (Brasil Energia – Agosto 2005).

6.2 O Projeto GNL para a região NE

Considerando-se que significativa parcela do déficit nordestino de gás natural recai no consumo termelétrico sazonal, associado à inexistência de mercado secundário que possa garantir a continuidade de consumo quando da não utilização das referidas usinas térmicas, depreende-se que a opção gasoduto não é adequada para o atendimento do déficit nordestino, ao menos, no curto prazo.

A partir desta constatação, a opção GNL se apresenta como adequada em função de sua flexibilidade, por permitir o atendimento do déficit projetado da demanda convencional do nordeste, suprir as térmicas quando demandadas, independentemente da carga despachada e duração da mesma, garantindo a otimização da produção do GNL a partir da exportação dos excedentes ao mercado americano. Tal solução se apresenta consistente, a despeito do perfil de despacho da capacidade térmica instalada. Nos meses de baixa pluviosidade, o consumo no mercado nordestino, preponderantemente termelétrico, tende a ser mais significativo, mesmo que em picos, no período de estiagem que se estende de julho a novembro, enquanto que a demanda de gás natural no hemisfério norte é consideravelmente maior entre os meses de novembro a março, otimizando, assim, a utilização da infra-estrutura de transporte ao longo do ano. Ainda beneficiando os elos da cadeia, na opção GNL, com a possibilidade de exportação dos excedentes, desde que razoavelmente remunerados, reduzem-se naturalmente as obrigações de “take or pay” e de “ship or pay” para as usinas térmicas, ao mesmo tempo que, com a redução do risco de incorrência em penalidades, pode-se considerar um custo de

combustível superior àquele decorrente de contratos onde as garantias do pagamento pelo consumo e da capacidade de transporte é pré-condição de investimento, o que ocorre nos gasodutos. Sem dúvida, a materialização da situação acima exposta depende fundamentalmente da parceria e interesse dos detentores da capacidade de regaseificação nos Estados Unidos, no sentido de se evitar a dilapidação do valor do GNL brasileiro, em função da inconstância da entrega do produto e conseqüente comprometimento da viabilidade do projeto.

6.2.1 Definição e estimativas de custos do projeto de GNL

O projeto consiste na consecução do projeto Suape, sendo que o dimensionamento da usina de liquefação, do terminal de regaseificação e da quantidade de navios metaneiros busca otimizar os investimentos, de forma a atender ao mercado do nordeste e agregar valor através da exportação sazonal de excedentes.

Desta forma, determinou-se uma usina de liquefação de gás natural inicialmente composta por uma unidade de liquefação com capacidade para processamento de 3,3mta (ou 12,5 mm m³/d para um consumo efetivo de 13,6 mm m³/d), a ser instalada em Sepetiba (RJ) devido às condições propícias de infra-estrutura portuária e de proximidade em relação ao bloco BS-500 da Petrobrás. Considerando o fato das projeções para o déficit potencial de gás natural da região Nordeste atingem cerca de 17 mm m³/d em 2015, tal projeto deve prever ainda a possibilidade de implantação de uma unidade de liquefação adicional de mesma capacidade condicionado a descoberta de novas reservas na região, tais como os blocos 237,239,330,324 e 417, todos adjacentes ao BS-500 e sob concessão da Petrobrás, além de blocos mais distantes com indícios promissores, tais como a BM-S-10, bloco equidistante entre os blocos BS-400 e BS-500, promissora reserva descoberta

pelo consórcio Petrobrás, a British Gás e uma empresa de origem portuguesa, onde auspiciosos indícios de óleo de alta qualidade e gás foram encontrados a cerca de 7.000 metros de profundidade.

O dimensionamento da quantidade de navios metaneiros, por sua vez, deve considerar, prioritariamente, à distância entre o local de processamento e o terminal de regaseificação, e a expectativa de demanda prevista para o mercado nordestino, sem, contudo, esquecer-se da interação com a exportação, a ser tratado a partir de fretamentos. Assim, seu resultado advém da otimização de três variáveis principais; 1) a quantidade de navios, 2) o tamanho dos metaneiros e 3) a capacidade de armazenamento para estocagem do GNL nos terminais de recepção (Rechelo Neto, 2005). Dentre as principais premissas adotadas nos cálculos, cabe ressaltar que a capacidade de transporte foi dimensionada para a capacidade máxima da usina de liquefação (12,5 mm m³/d), considerando aquisição de frota própria para o abastecimento da demanda nordestina de gás natural e fretamento de um navio adicional para atendimento ao mercado internacional. De posse destes elementos e tendo em vista que um metaneiro de 138.000 m³ de GNL a 19,5 nós percorreria os 2.250 km entre Sepetiba e Suape em aproximadamente 4 dias, tem-se que a aquisição de dois metaneiros deve ser suficiente para viabilizar o suprimento intermitente de uma demanda de 12,5 milhões m³/dia entre as regiões Sudeste e Nordeste, já incorporado o tempo necessário para carregamento/descarregamento dos navios nos terminais e a estratégia de exportação para os mercados norte-americano e europeu.

Uma vez definida a quantidade de navios metaneiros, cabe agora dimensionar a capacidade de armazenamento dos terminais de recebimento a serem implantados em Suape (PE), para o qual adotou-se a capacidade de processamento de 3,3 mta.

Considerando-se que o intervalo entre dois carregamentos sucessivos deverá ser de pouco mais de quatro dias, um tanque com capacidade de armazenamento de 120 mil m³ de GNL em Suape (PE) deverá ser suficiente para assegurar o suprimento contínuo da demanda local de gás natural na região Nordeste.

Enfim, uma vez definidas suas bases, cabe agora estimar o custo total de implantação do projeto de GNL. Contudo, é válido alertar que muito embora tais estimativas baseiem-se nas principais literaturas disponíveis internacionalmente, os custos utilizados neste estudo são típicos e, portanto, podem incorporar desvios em relação às particularidades do mercado local, tais como a carga tributária vigente ou ainda o diferencial do custo da mão-de-obra brasileira em relação aos observados nos países mais desenvolvidos. De acordo com o anexo 1 (statistics Norway-Research Department, 2004), considerando-se a média das usinas atualmente em construção, com previsão de início de produção entre os anos de 2006 e 2007, o custo de uma usina de liquefação de 3,3 mta é de US\$ 704 milhões, incluindo os custos associados ao desenvolvimento do projeto, implantação de infra-estrutura e aquisição de equipamentos diversos. Ainda de acordo com Roe, o custo médio operacional aproxima-se de US\$ 45 milhões/mta/ano, o que totaliza US\$ 148,5 milhões/ano para a planta em pauta. Nesses termos, somados os custos fixos e variáveis, tem-se uma contribuição de US\$ 1,70/MMBtu do processo de liquefação nos custos finais de transporte do gás natural produzido na região Sudeste, considerando, para tanto, taxa de desconto de 10% e valor residual nulo após 30 anos.

Já o consumo estimado do terminal de regaseificação de Suape (3,3 mta / 120 mil m³ de armazenamento) gira em torno de US\$ 210 milhões, com custos operacionais de cerca de US\$ 11,3 milhões/ano. Desta forma, considerando as mesmas

condições comerciais antes mencionadas, a contribuição do processo de regaseificação no custo final do gás natural será de US\$ 0,61/MMBtu para o terminal de Suape.

Em relação ao transporte, o custo de construção de um navio metaneiro tem oscilado em função das condições do mercado. Tomados pelas médias dos últimos anos e projeções futuras, tem-se que um navio de 138.000 m³ de GNL pode ser adquirido por US\$ 165 milhões, com custos operacionais de cerca de US\$ 16 milhões/ano, os quais, somados, resultam em uma parcela de transporte de US\$ 0,39/MMBtu no preço final do gás natural brasileiro ao mercado nordestino. Contudo, a viabilidade da estratégia de exportação de GNL condiciona-se ainda ao fretamento de um novo metaneiro de 138.000 m³ (perfazendo três embarcações no total) de modo a reduzir o intervalo entre carregamentos para pouco mais de seis dias para mercados como o europeu e o norte-americano, ou seja, o suficiente para garantir um suprimento intermitente de 3,3 mta nestes mercados. De acordo com Roe (2001), o custo de fretamento de um metaneiro, embora varie em função das condições de mercado, tem ultimamente oscilado entre US\$ 65.000 a US\$ 100.000/dia, o que resulta uma contribuição, na média, de US\$ 0,60/MMBtu.

Capítulo 7 Análise de Competitividade e Viabilidade dos Projetos Gasoduto e Planta de GNL

7.1 Competitividade

Neste quesito, dois fatores nortearam este estudo, que são o preço médio de importação do GNL realizado pelo mercado dos Estados Unidos no ano de 2004, bem como as perspectivas futuras de comportamento dos preços.

A partir dessas premissas, buscou-se identificar se a estratégia adotada se suporta em termos de competitividade.

Assim, relativamente ao comportamento futuro dos preços do gás natural nos Estados Unidos, não nos baseamos no comportamento do GNL especificamente, em função de sua pequena representatividade atual, mas na base integral do produto, que inclui produção própria, importação via gasoduto no continente norte-americano e o GNL. A partir das 33 e 34 pode-se identificar que, extraídos os efeitos pontuais dos furacões ocorridos em 2005, o comportamento do preço do gás natural não é de queda, fator adotado em nosso estudo.

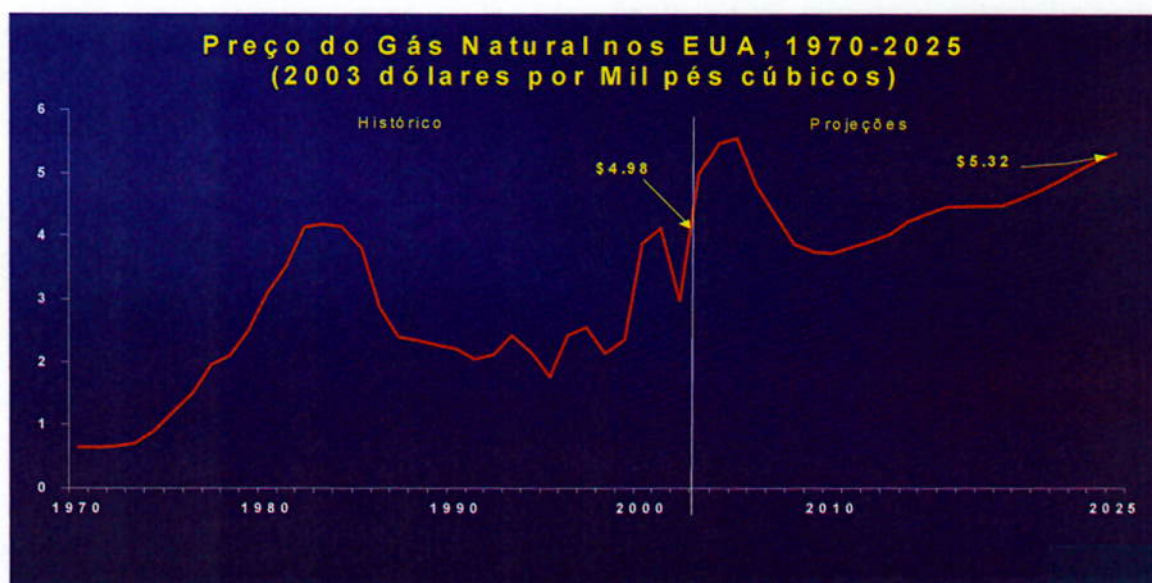


Figura 33 – Projeção de preços para o Gás Natural
[Fonte: EIA,DOE, 2005]

Preços do Gás Natural e os efeitos dos furacões Katrina e Rita

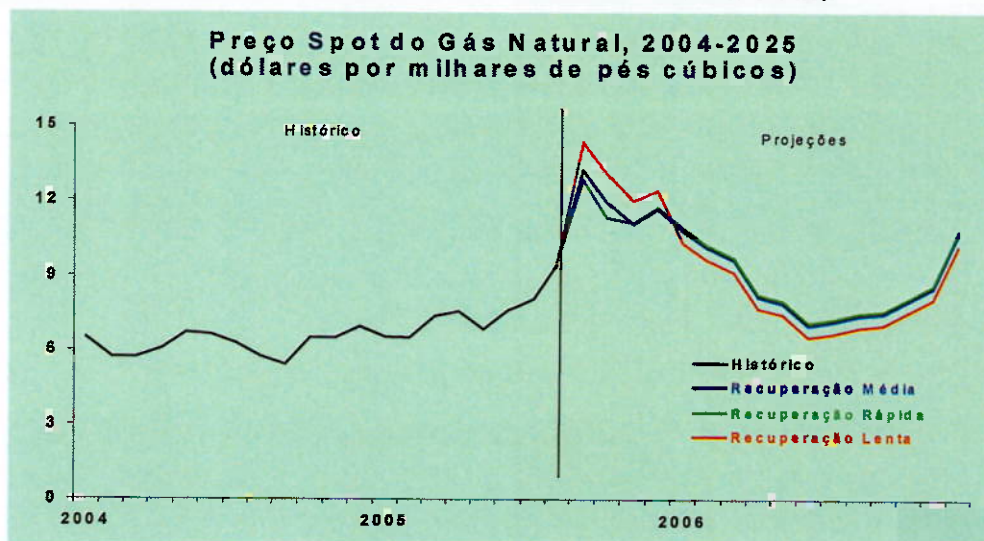


Figura 34 – Projeção de preços para o Gás Natural no mercado spot
[Fonte: EIA,DOE, 2005]

7.2 Perfil de Produção dos Projetos

Considerando o forte movimento exploratório em curso no Brasil, bem como as perspectivas de novas descobertas em campos adjacentes aos campos BS-400 e BS-500, adotou-se que a depleção natural dos campos a serem explorados será complementada, especialmente, por pequenas descobertas adjacentes, as quais, em condições normais não se viabilizariam isoladamente. A produção de condensado e outros produtos são consequências desta produção do gás e do processo utilizado.

A figura 35 demonstra a previsão de volumes diários de gás processado, condensados e seus derivados (gasolina natural e gás liquefeito de petróleo) para ambos projetos.

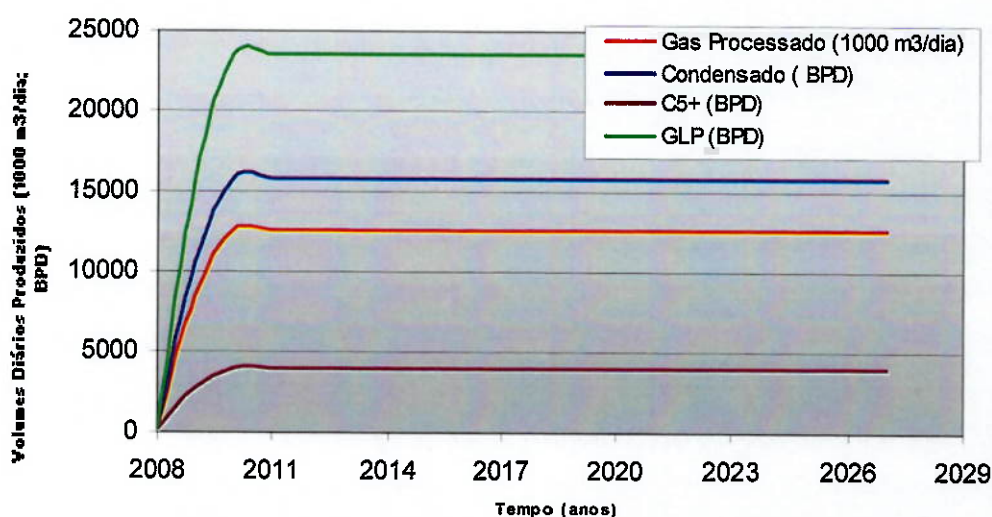


Figura 35 – Previsão de Produção diária dos Projetos
[Fonte: Expetro, 2004]

7.3 Estruturação da Análise de Investimentos

O presente estudo resume as avaliações financeiras de investimentos do projeto de gasoduto para produção e suprimento de gás natural para a região Sul/Sudeste/Centro-Oeste e outro projeto de GNL para região Nordeste complementado com a exportação dos excedentes ao mercado internacional. Para o projeto via GNL priorizou-se o consumo doméstico em detrimento à exportação ao mercado dos Estados Unidos, independentemente as condições externas vigentes no período. Em ambos projetos do presente trabalho, o processo de avaliação de investimentos priorizou a análise do valor presente líquido (VPL) e em segundo plano a taxa interna de retorno (TIR), o payback (PB).

Ao estudo foram inseridos os seguintes tributos e taxas: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviço (12%), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (7,60%), Contribuição para o Programa de Integração Social (1,65%), Imposto de Renda (25%) e Contribuição Social (9%).

A taxa de desconto adotada é de 10% ao ano em dólares em termos reais para ambos projetos.

A tabela 4 abaixo representa a seqüência lógica da análise financeira dos projetos baseados no fluxo de caixa descontados.

Volume de Produção	
Gás Bruto	
Gás Processado	
Condensado	
Vendas	Em milhões de US\$
Gás Processado	Produto do preço de venda do gás e o volume produzido
GLP	Produto do preço de venda do GLP e o volume produzido
C5+	Produto do preço de venda de gasolina natural e o volume produzido
Receita Bruta do Projeto	Somatória das vendas
PIS + COFINS	Tributos incidentes sobre a Receita Bruta do Projeto
ICMS	Incide sobre a Receita Bruta do Projeto
Receita Líquida	Resultado da Subtração de PIS, COFINS e ICMS da Receita Bruta
Despesas Operacionais com gás	Incide sobre a receita líquida
Despesas Operacionais com líquidos	Incide sobre a receita líquida
Resultado Operacional	Resultado da Subtração entre as despesas operacionais e Receita Líquida
Imposto de Renda	Incide sobre o Resultado Operacional
Contribuição Social	Incide sobre o Resultado Operacional
Fluxo de Caixa	Resultado da Subtração do IR e Contribuição Social do Resultado Operacional
CAPEX	Investimento no primeiro ano do estudo
Fluxo de Caixa Acumulado	Somatória dos fluxos de caixa (20 períodos)

Tabela 4 – Fluxo de Análise Financeira dos Projetos

7.3.1 Análise Financeira do projeto via gasoduto

7.3.1.1 Definição do Projeto

O projeto consiste em um gasoduto que interliga plataforma de exploração e produção a ser instalada na Bacia de Santos, no campo BS-400, nomeado Mexilhão, ao continente (UPGN) em Caraguatatuba - São Sebastião/São Paulo com 145 quilômetros de extensão e outro que interliga a UPGN ao gasoduto existente na cidade de Taubaté com 50 quilômetros de extensão.

7.3.1.2. Definição de Premissas

A seqüência do estudo é baseada na Produção diária de 12,5 milhões de m³/dia gás natural seco e pronto para distribuição e 15.700 barris/dia de condensado que depois de processado resulta em gasolina natural C5+ e GLP.

O projeto foi avaliado num prazo de 20 anos com investimento de US\$ 1,5 bilhão, fortemente concentrado no primeiro ano do projeto.

A tabela 5 abaixo demonstra os custos operacionais para produção de gás e óleo, o preço de venda do gás e seus derivados e ainda os fatores de produção da planta para cada subproduto.

CUSTOS OPERACIONAIS		
GAS	(US\$/mmBtu)	1,00
OLEO	(US\$/STB)	4,00
PREÇO DE VENDA		
Condensado	(US\$/STB)	30
C5+	(US\$/STB)	40
GLP	(US\$/STB)	35
Gas Bruto	(US\$/mmBtu)	2,5
Gas Processado	(US\$/mmBtu)	4,13
FATORES DE PRODUÇÃO DA PLANTA		
Condensado	(STB/m3)	0,0010
C5+	(STB/m3)	0,0003
GLP	(STB/m3)	0,0015
Gas Processado	(m3/m3)	0,8000

Tabela 5 – Premissas para projeto via Gasoduto

7.3.1.3 Análise de Viabilidade do Projeto Gasoduto

As vendas de gás natural processado, GLP e gasolina natural são resultantes do produto entre o volume e preço de venda no produtor de cada produto respectivamente.

A receita bruta do projeto foi baseada na somatória dos valores da venda do gás natural e seus subprodutos, em milhões de dólares americanos.

O resultado da receita líquida do projeto (em milhões de US\$) é composta pela subtração do PIS, COFINS e ICMS da receita bruta do projeto.

A subtração de despesas operacionais do gás processado e dos condensados da receita líquida compreendem o resultado operacional do projeto.

Posteriormente, foram calculados os fluxos de caixa acumulados a partir da subtração do imposto de renda e Contribuição social do resultado operacional.

A figura 36 representa o demonstrativo do valor presente líquido (VPL) para diferentes taxas de desconto:

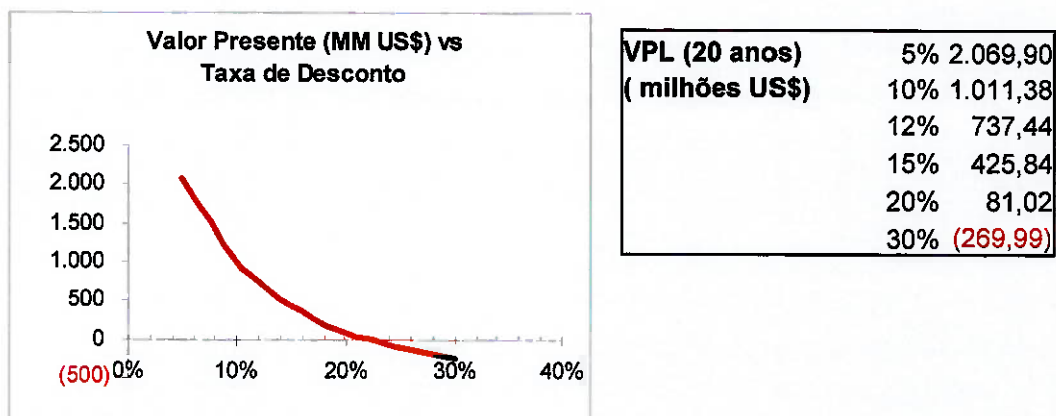


Figura 36 – Demonstrativo do Valor presente Líquido do projeto Gasoduto

O projeto de gasoduto previu um investimento inicial de US\$ 1,5 bilhão apresentou uma taxa interna de retorno de 22%, o tempo de retorno do investimento de 05 anos, a receita bruta do projeto em US\$ 14.629,99 milhões e os percentuais de retorno de cada sub produto do gás bruto depois de processado, conforme descrito na tabela 6.

TIR	22%
Tempo de Retorno (anos)	5
Investimento (MM US\$)	(1.500,00)
Receita Projeto (MM US\$)	14.692,99
Gas	66,6%
C5+	5,3%
GLP	28,1%

Tabela 6 – Análise financeira do projeto gasoduto

O fluxo de caixa acumulado resultante no período de 20 anos do projeto é de US\$ 4.130,75 milhões conforme demonstrado na figura 37.

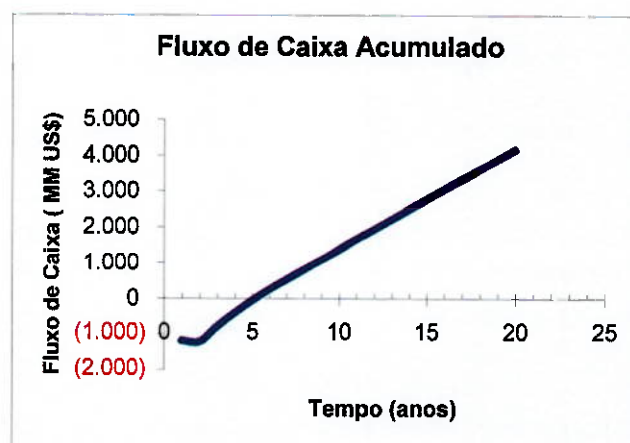


Figura 37 – Fluxo de Caixa Acumulado do projeto Gasoduto

7.3.2 Análise Financeira do Projeto via GNL

7.3.2.1 Definição do Projeto

O projeto consiste na instalação de uma plataforma na bacia de Santos, BS-500, com gasoduto interligando a plataforma ao continente em Sepetiba no Rio de Janeiro com 160 quilômetros de extensão, com a instalação de uma unidade de liquefação com capacidade de 3,3 milhões de toneladas por ano de GNL, além de um terminal de regaseificação em Suape – Pernambuco.

7.3.2.2 Definição de Premissas

A seqüência do estudo é baseada na produção diária e venda de 12,5 milhões de m³/dia e 15.700 barris/dia de condensado.

Os investimentos totalizam US\$ 1.244 milhões, sendo: US\$ 704 milhões em uma unidade de liquefação de gás natural, US\$ 210 milhões em um terminal de regaseificação e outros US\$ 330 milhões em 02 navios metaneiros.

O estudo da viabilidade do projeto de GNL foi realizado em duas hipóteses que compõem os extremos visualizados nesse trabalho, quais sejam: a primeira contempla o fornecimento de gás natural por 05 meses ininterruptos para atendimento da capacidade termelétrica total instalada e a segunda, considera

apenas 20% do consumo da primeira, ou seja, o equivalente a operação do parque gerador térmico de apenas um mês ao ano, o que consideramos fornecimento emergencial. Em ambas as hipóteses, considerou-se a exportação da totalidade do GNL produzido e não consumido no mercado nordestino.

A tabela 7 abaixo demonstra os custos operacionais para produção de gás e pesados, bem como os preços de venda adotados para cada uma das hipóteses descritas da intensidade de uso do gás natural, e ainda os fatores de produção da planta para cada subproduto.

	Despacho Térmico 100%	Despacho Térmico 20%
CUSTOS OPERACIONAIS		
GAS	3,59	3,59
OLEO	3,00	3,00
PREÇOS DE VENDA		
Condensado	30	30
C5+	40	40
GLP	35	35
Gas Bruto	2,5	2,5
Gas Processado	5,21 a 5,93	6,03 a 6,67
FATORES DA PLANTA		
Condensado	0,0010	0,0010
C5+	0,0003	0,0003
GLP	0,0015	0,0015
Gas Processado	0,8000	0,8000

Tabela 7 – Premissas do Projeto de GNL

Para venda do gás natural, foram adotados preços diferentes em função da aplicação e intensidade de uso. Para o consumo convencional, adotou-se o preço mix da Comgás, para o gás natural já vaporizado. O racional para adoção desta referência de preço baseou-se na consideração de que não existe gás disponível suficiente na região, o mesmo que ocorre na região Sudeste, especialmente no caso da distribuidora paulista, ao mesmo tempo em que, o produto precisa ser entregue a preços minimamente competitivos para propiciar sua penetração. No caso das

termoelétricas, adotou-se, para a condição de utilização integral durante 5 meses ao ano, o mesmo preço que o consumo convencional. É importante destacar que, não se buscou, neste estudo, garantir uma tarifa para as usinas térmicas competitiva com a geração hidráulica, mas sim a sustentabilidade do projeto de GNL e que garanta a disponibilidade da geração quando necessário, sem transferência de renda e subsídios entre os setores elétrico e de gás natural. Já para o caso de consumo de apenas 20% do potencial no período seco, adotou-se como preço de referência o preço de realização do óleo diesel nas refinarias da Petrobrás, sem impostos, garantindo assim, a competitividade do GNL frente ao principal concorrente emergencial. Finalmente, para exportação aos Estados Unidos, adotou-se o preço médio de importação do GNL realizado no ano de 2004.

	2000	2001	2002	2003	2004
LNG Preço Médio	3.5	4.35	3.41	4.79	5.82
Algeria	3.48	3.73	3.61	5.32	5.82
Austrália	3.25	3.86	--	--	6.47
Brunei	--	--	3.25	--	--
Indonésia	3.99	--	--	--	--
Malaysia	--	--	3.43	4.97	4.93
Nigeria	4.37	5.56	3.21	4.66	6.2
Oman	3.36	5.56	3.34	3.76	5.59
Qatar	3.44	4.37	3.39	4.99	5.68
United Arab Emirates	3.53	--	--	--	--
Trinidad	3.43	4.14	3.4	4.74	5.84
Other			--	--	5.52

(Valores em dólares por mil pés cúbicos)

Figura 38 -Custos históricos do GNL importado pelos Estados Unidos

[Fonte: EIA,2005]

7.3.2.3 Análise de Investimento Projeto GNL

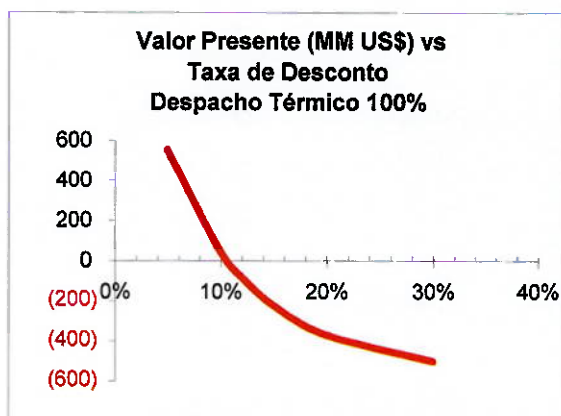
O projeto foi avaliado num prazo de 20 anos com investimento inicial necessário de US\$ 1.244 milhões no primeiro ano. A receita bruta do projeto foi baseada em função da somatória dos valores da venda do gás natural liquefeito e seus subprodutos, valores esses estudados em milhões de dólares.

O resultado da receita líquida do projeto (em milhões de US\$) é composta pela subtração do PIS, COFINS e ICMS da receita bruta do projeto.

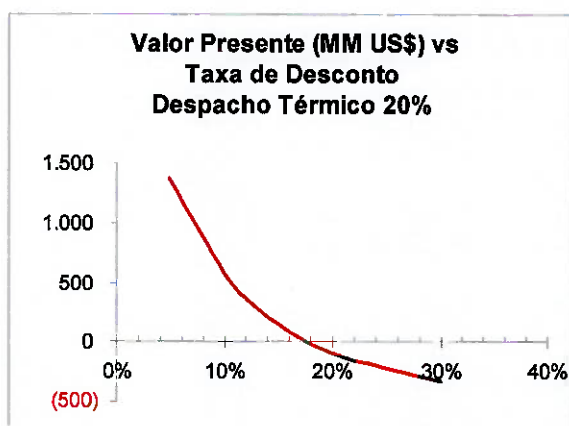
A subtração de despesas operacionais do gás processado e dos condensados da receita líquida compreendem o resultado operacional do projeto.

Posteriormente foram calculados os fluxos de caixa anuais e acumulados a partir da subtração do imposto de renda e Contribuição social do resultado operacional.

A figura 39 representa o demonstrativo do valor presente líquido (VPL) para as duas hipóteses: a primeira com demanda termelétrica de 100% e outra com demanda termelétrica de 20% e venda de excedentes ao mercado dos Estados Unidos.



Fluxo de Caixa		
VPL (20 anos)	5%	546,38
(milhões US\$)	10%	40,25
	12%	(86,57)
	15%	(227,00)
	20%	(374,52)
	30%	(505,55)



Fluxo de Caixa		
VPL (20 anos)	5%	1.364,91
(milhões US\$)	10%	572,99
	12%	371,24
	15%	144,54
	20%	(100,83)
	30%	(338,32)

Figura 39 – Demonstrativo do Valor presente Líquido projeto GNL

O presente estudo que previu um investimento inicial de US\$ 1.244 milhões apresentou uma taxa interna de retorno de 11% e 18% para despacho térmico de

100% e 20% respectivamente. O tempo de retorno do investimento é de 9 e 7 anos respectivamente e os percentuais de retorno de cada sub produto do gás bruto depois de processado, conforme descrito na tabela 8.

Despacho Térmico 100%

TIR	11%
Tempo de Retorno (anos)	9
Investimento (MM US\$)	(1.244,00)
Receita Projeto (MM US\$)	23.729,92
Gas	71,8%
C5+	4,5%
GLP	23,7%

Despacho térmico 20% (emergencial)

TIR	18%
Tempo de Retorno (anos)	7
Investimento (MM US\$)	(1.244,00)
Receita Projeto (MM US\$)	26.363,57
Gas	74,6%
C5+	4,1%
GLP	21,3%

Tabela 8 – Análise financeira do projeto GNL

Os fluxos de caixa acumulados resultantes no período de 20 anos do projeto é de US\$ 1.564,19 milhões e de US\$ 2.933,02 milhões para despacho térmico de 100% e 20% respectivamente, conforme demonstrado na figura 40.

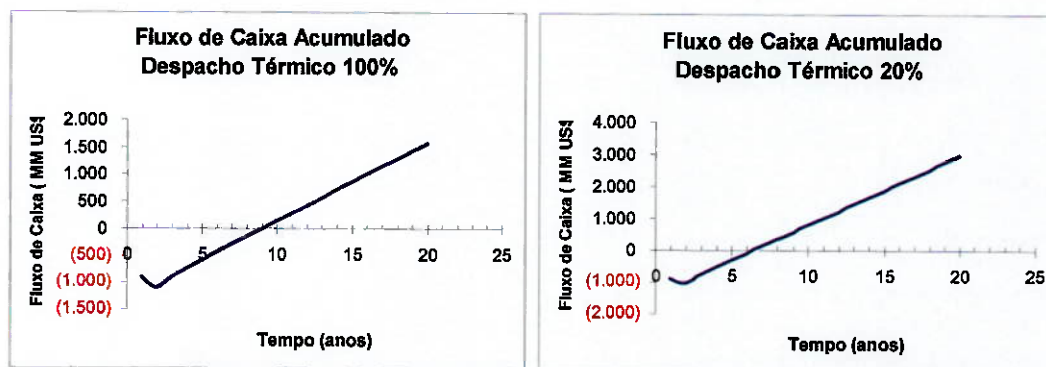


Figura 40 – Fluxo de Caixa Acumulado projeto GNL

Capítulo 8 - Conclusões

A partir do panorama atual e prospectivo do setor energético brasileiro, especialmente no que tange às questões ligadas ao gás natural, o presente estudo procurou avaliar a possibilidade de aproveitamento das novas reservas de gás recém descobertas para atendimento da demanda nacional, nas diferentes regiões, através de dois projetos distintos.

O primeiro deles considera o suprimento via gasoduto para demanda da região S/SE/CO a partir do segundo semestre de 2008, e o segundo é baseado na construção de uma usina de liquefação, para o atendimento da demanda nordestina, combinado com a exportação de excedentes para o mercado internacional.

O projeto do gasoduto consiste na exploração do campo de Mexilhão, nome dado à reserva BS-400, na Bacia de Santos, com reservas de 95 bilhões de m³.

O projeto consumirá recursos da ordem de US\$ 1,5 bilhão para seu desenvolvimento e irá assegurar a produção de 12,5 milhões de m³/dia de gás e 15.700 barris/dia de condensado, sendo que o pico de produção deverá ser atingido ao longo do primeiro semestre de 2009.

O gás produzido no campo será desidratado e enviado para a costa através de um gasoduto de 145 km a ser construído até Caraguatatuba, em São Paulo, o qual terá capacidade para escoar, sem compressão, 20 milhões de m³/dia.

O estudo econômico baseou-se na estimativa das condições de empréstimo já negociados pela Petrobrás junto ao BNDES e outras instituições financeiras internacionais, com taxa de desconto de 10% para o projeto.

De posse dos resultados das análises financeiras do projeto de gasoduto verifica-se que a mesma apresenta um valor presente líquido positivo em US\$ 1.011,38 milhões, considerando-se taxa de desconto de 10%, e taxa interna de retorno de

22%, ou seja, o projeto apresenta-se de alta rentabilidade, considerando-se a contratação e consumo de toda a produção do campo, condição factível em função da abrangência de mercados após a interconexão do gasoduto à malha sudeste e ao Gasbol, a preços de gás nacional de R\$ 0,34/m³ e taxa de cambio de 2,22 R\$/US\$.

O segundo projeto, calcado na premissa de atendimento integral à demanda nacional e a exportação de excedentes consiste, na construção de uma usina de liquefação de gás natural composta por uma unidade de liquefação com capacidade para processamento de 3,3 mta ou 12,5 milhões de m³/dia, ao custo de US\$ 704 milhões, com possibilidade de expansão futura em função da capacidade de produção do campo, da demanda futura das usinas térmicas do Nordeste ou mesmo da oportunidade de auferir receitas adicionais com a exportação do GNL ao mercado dos Estado Unidos. O projeto prevê a instalação da usina em Sepetiba (RJ) devido às condições propícias de infra-estrutura portuária e de proximidade em relação ao bloco BS-500 da Petrobrás, em região propícia para novas descobertas.

O terminal de regaseificação, localizado neste estudo em Suape, em função das condições já avaliadas pelo consórcio composto pela Petrobrás e Shell, destacando-se o seu posicionamento em relação à malha nordeste de gasodutos, foi dimensionado com capacidade de 3,3 mta e 120 mil m³ de armazenamento e custo da ordem de US\$ 210 milhões.

Da mesma forma que o projeto do gasoduto, o estudo econômico baseou-se na estimativa das condições de empréstimo já negociados pela Petrobrás junto ao BNDES e outras instituições financeiras internacionais, com taxa de desconto de 10% para o projeto.

Para a usina de GNL foram considerados diferentes condições e preços de gás por aplicação, além de duas hipóteses para a operação das usinas térmicas.

Para efeito de preços, na hipótese 1, considerou-se para o consumo convencional e térmico o custo mix de gás nacional e boliviano, para a Comgás, sem descontos, de US\$ 4,99/mmBtu, considerando-se taxa de 2,22R\$/US\$ enquanto que para exportação considerou-se o custo médio de importação realizado no ano de 2004 nos Estados Unidos, de US\$ 5,92/mmBtu. Vale destacar que o mercado dos Estados Unidos prevê o crescimento da importação de 0,4 trilhão de pés cúbicos realizado em 2003 para 6,4 trilhões de pés cúbicos no ano se 2025. É importante destacar, que para as térmicas, não foi considerado o custo competitivo do gás natural em relação às usinas hidroelétricas, da ordem de US\$ 2,50/mmBtu, pelo fato de não ser possível, nas condições atuais, se entregar o gás a este preço na região nordeste, remunerando investimentos. Ao mesmo tempo é importante ressaltar que, caso a utilização das térmicas fosse ininterrupta, outro seria o preço de venda considerado.

Esta opção não foi estudada, por considerarmos que, em condições normais, o despacho das usinas térmicas dar-se-á após o despacho de todas as usinas hidroelétricas já amortizadas.

Para efeito dos volumes, priorizou-se a demanda convencional, posteriormente a demanda térmica, de 100% da capacidade instalada durante 5 meses ao ano, sendo exportado o excedente. Assim, os resultados das análises financeiras do projeto GNL nesta hipótese resultam em um valor presente líquido positivo de US\$ 40,25 milhões, considerando taxa de desconto de 10%, e 9% de taxa interna de retorno.

No caso da hipótese 2, foi mantido o preço para o consumo convencional, de custo mix de gás nacional e boliviano da Comgás, de US\$ 4,99/mmBtu e para a

exportação o custo médio de importação realizado no ano de 2004 nos Estados Unidos, de US\$ 5,82/mscf. A grande alteração deu-se na consideração do volume consumido pelas usinas térmicas, de apenas 20% em relação à hipótese 1 o equivalente a apenas um mês de consumo ao ano, o que consideramos uso emergencial. Neste caso, considerou-se como parâmetro de competitividade, em função da impossibilidade de imposição de obrigações contratuais sequer próximas dos contratos firmes, o preço sem impostos de realização nas refinarias do óleo diesel, única opção viável para atendimentos de emergência, de US\$ 13,83/mmBtu. Para efeito dos volumes, a priorização seguiu exatamente o mesmo raciocínio da hipótese 1. Desta forma, os resultados das análises financeiras do projeto GNL na hipótese 2 resultam em um valor presente líquido positivo de US\$ 572,99 milhões, considerando-se taxa de desconto de 10%, e 18% de taxa interna de retorno. A taxa de câmbio utilizada para todos os cálculos foi de 2,22R\$/US\$.

Cabe ressaltar que os resultados de ambos os projetos são sensíveis ao CAPEX e que os custos de implantação de ambos baseiam-se nas principais literaturas disponíveis, mas podem incorporar desvios em relação a particularidades do mercado local, bem como a carga tributária vigente.

Alguns fatores fundamentais no estudo da planta de GNL, que diferem das premissas contidas em diversos estudos, precisam ser destacadas, tais como a premissa adotada que o projeto deve ser auto-suficiente e que a indústria do gás natural não transfere recursos para o setor elétrico, a partir de tarifas subsidiadas. Outro ponto fundamental é a consideração que o consumo sazonal térmico, com menores obrigações contratuais, aceita tarifas maiores daquelas consideradas para consumo base e contínuo, acentuando-se na opção de consumo de perfil emergencial, onde se considerou como parâmetro competitivo o energético

substituto. Nesta condição específica, baseou-se no ditado que diz que “a energia mais cara é aquela que não existe”.

Finalmente, a estratégia de comercialização considerada neste estudo, apenas pode ser considerada factível, se baseada na participação e parceria com os detentores da capacidade de regaseificação nos Estados Unidos, que detém a prerrogativa de manejar contratos de fornecimento existentes, abrindo espaço para os pequenos volumes disponíveis para exportação.

Não foram analisados os impactos nas tarifas médias de energia elétrica, com a prática dos preços de gás aqui adotados, ou mesmo a comparação entre as opções aqui propostas vis a vis a intensificação do “self dealing” por parte das distribuidoras ou mesmo do impacto para o consumidor final de energia elétrica com o uso do óleo diesel nas térmicas, para o que se recomenda, em caso de interesse, análise específica.

Anexo I. Unidades de Liquefação Instaladas e em construção

	LNG plant	Country	Start-up	Technology	# trains	Capacity/ train (mt/y)	Capital unit costs (2003\$ bn/mt/y)
1	Camel, Arzew GL 4Z	Algeria	1964	Prico	3	0.37	0.219
2	Kenai, Alaska	USA	1969	Phillips	2	0.70	0.203
3	Marsa El Brega	Libya	1970	APCI	4	0.65	0.163
4	Skikda, Phase 1	Algeria	1972	Teal	3	1.10	0.235
5	Lumut	Brunei	1972	APCI	5	1.06	0.253
6	Adgas, Das Island	Abu Dhabi	1977	APCI	2	1.50	0.414
7	Arzew, GL 1Z	Algeria	1978	APCI	6	1.21	0.415
8	Arun, Phase 1	Indonesia	1978	APCI	3	1.40	0.532
9	Arzew GL 2Z	Algeria	1981	APCI	6	1.27	0.439
10	Bontang, Phase 2	Indonesia	1983	APCI	2	2.00	0.416
11	MLNG I, Bintulu	Malaysia	1984	APCI	3	2.00	0.495
12	Arun, Phase 2	Indonesia	1984	APCI	2	1.65	0.505
13	Arun, Phase 3	Indonesia	1986	APCI	1	1.50	0.342
14	Burrup Northwest Shelf	Australia	1989	APCI	2	2.00	0.452
15	Adgas, Das Island 3	Abu Dhabi	1994	APCI	1	2.30	0.450
16	MLNG II (Dua)	Malaysia	1995	APCI	2	2.60	0.403
17	Qatargas, T1+2	Qatar	1997	APCI	2	2.00	0.545
18	Qatargas 3	Qatar	1998	APCI	1	2.00	0.303
19	Bontang, T7	Indonesia	1998	APCI	1	2.60	0.429
20	Bontang, T8	Indonesia	1999	APCI	1	2.95	0.261
21	Atlantic LNG, T1	Trinidad& Tobago	1999	Phillips	1	3.20	0.244
22	Bonny Island, T1+2	Nigeria	1999	APCI	2	2.95	0.421
23	Rasgas, T1+2	Qatar	1999	APCI	2	2.60	0.314
24	Qalhat, T1+2	Oman	1999	APCI	2	3.00	0.275
25	Bonny Island T3	Nigeria	2002	APCI	1	2.95	0.289
26	Atlantic LNG, T2+3	Trinidad& Tobago	2003	Phillips	2	3.20	0.175
27	MLNG III (TIGA)	Malaysia	2003	APCI	2	3.80	0.211
28	Burrup Northwest Shelf, T4	Australia	2004	Linde	1	4.20	0.205
29	Damietta	Egypt	2005	APCI	1	5.00	0.208
30	Bonny Island, T4+5	Nigeria	2005	APCI	2	4.00	0.217
31	Idku ELNG, T1	Egypt	2005	Phillips	1	3.60	0.255
32	Atlantic LNG, T4	Trinidad& Tobago	2005	Phillips	1	5.20	0.231
33	Rasgas, T3+4	Qatar	2005	Phillips	2	4.70	0.255
34	Qalhat, T3	Oman	2006	APCI	1	3.30	0.189
35	Darwin LNG	Australia	2006	Phillips	1	5.00	0.200
36	Idku ELNG, T2	Egypt	2006	Phillips	1	3.60	0.153
37	Snohvit	Norway	2006	Linde	1	4.11	0.279
38	Tangguh	Indonesia	2007	APCI	2	3.50	0.200
39	Bioko Island LNG	Equatorial Guinea	2007	Phillips	1	3.40	0.260
40	Sakhalin II	Russia	2007	SDMR	2	4.70	0.213

Fonte : (statistics Norway-Research Department, 2004).

Referências bibliográficas

Agência Nacional de Petróleo. Anuário Estatístico da Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro, ANP. 2005.

Balanço Energético Nacional 2005. Brasília: Ministério de Minas e Energia.

BG – British Gás. Disponível em: <http://www.bg-group.com>. Acesso em Agosto de 2005.

COMGAS Cia. de Gás de São Paulo. Disponível em: <http://www.comgas.com.br>. Acesso em Abril de 2005.

CTGAS - Centro de Tecnologia do Gás. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br>. Acesso em novembro de 2004.

Galp Energia – GNL Galp Atlântico. Disponível em: <http://www.galpenergia.com.pt>. Acesso em janeiro de 2005.

GASENERGIA Gás Natural. Disponível em: <http://www.gasenergia.com.br>. Acesso em julho de 2005.

GASNET O site do Gás Natural. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em maio de 2005.

GASPETRO Petrobrás Gás S.A. - Disponível em: <http://www.gaspetro.com.br>. Acesso em junho de 2004.

CTGAS - Centro de Tecnologia do Gás. Disponível em: <http://www.ctgas.com.br>. Acesso em novembro de 2004.

EIA Energy Information Administration. Washington. Disponível em: <http://www.eia.doe.com>. Acesso em agosto de 2005.

Grupo Expetro. Disponível em: <http://www.expetro.com.br>. Acesso em dezembro de 2004.

Intenational Gás Engineering & Manegement. Londres, Maio de 2005. Volume 45.

Kovarsky, P. – Aspectos financeiros e oportunidades de exportação de GNL. Shell Gás Summit Latin América. 2005. p. 12-21.

Leal. R.V. – Fatores condicionantes ao desenvolvimento de projeto de GNL para o Cone Sul: uma alternativa para monetização das reservas de gás da região. São Paulo, 2005.

MME - Ministério das Minas e Energia. Balanço Energético Nacional. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em Abril de 2004.

Monteforte. R. – Análise do Potencial de Investimentos e de Exportação de GNL no México. Gás Summit Latin América. 2005. p.22-25.
Natural Gás Fundamentals – Shell. 1992.

Neiva. J. – Conheça o Petróleo. Rio de Janeiro, 1960. p. 34-78.

Pereira, A.S. Finanças Corporativas. Rio de Janeiro, Ano. 2002. p.12-20.

Petrobrás. Petróleo Brasileiro S.A Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em setembro de 2005.

Petroquímica, Petróleo, Gas e Química. Argentina. Abril de 2005. No. 202.

Rechello. C.A.N. – GNL para suprimento interno e exportações versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos. São Paulo, 2005.

Revista Brasil Energia – Publicações de julho, agosto e setembro de 2005.

Sauer. I.L. – A reconstrução do setor elétrico brasileiro. São Paulo, 2003. p.15-65.

SILVA, A.L.R. Monografia Fácil: Ferramentas e Exercícios. São Paulo, 2005.

TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil. Disponível em: <http://www.tbg.com.br>. Acesso em fevereiro de 2005.

World Gás Intelligence – Evolução das importações de GNL. 2005.