

GNL versus gasodutos: um estudo de caso aplicado ao atual desequilíbrio do mercado nordestino de gás natural

Carlos A. Rechelo Neto¹
Ildo L. Sauer²

Resumo

Tendo como pano de fundo as tendências da indústria gasífera mundial e as particularidades do setor energético brasileiro, o presente estudo procura avaliar se a opção de desenvolvimento do mercado doméstico atrelada a um projeto de exportação de gás natural liquefeito produzido no Brasil é financeiramente mais adequada do que a alternativa via gasodutos, apregoada pela Petrobrás para atendimento ao atual déficit de gás natural na região Nordeste. Para tal, são avaliadas as condições de comercialização do GNL brasileiro no mercado internacional tanto nos mercados europeu, quanto norte-americano. De posse dessas análises e utilizando-se de uma abordagem probabilística baseada no método de Monte Carlo depreendeu-se que, embora a comercialização internacional de gás venha ultimamente experimentando um crescimento vigoroso nos últimos anos, a alternativa de associar o atendimento do mercado gasífero nordestino a uma estratégia de exportação de GNL mostra-se uma opção de investimento menos adequada às condições do mercado gasífero brasileiro do que a representada pela opção duto viária.

Abstract

Against the backdrop of global oil industry trends and the specificity of the Brazilian energy sector, this study evaluates whether the option to develop a national market linked with a plan to export liquefied natural gas produced in Brazil is financially advantageous relative to the traditional pipeline alternative for the aim of satisfying the current natural gas deficit in the Northeast region. To this end, this dissertation analyses the economic conditions for Brazilian LNG in the international gas market, mainly for European and North-American gas markets. Employing a probabilistic analysis based on the Monte Carlo method and given the premises adopted and the amount of information available at the time of writing, the study concludes that, while the international LNG market has enjoyed vigorous growth in recent years, the option of using it as a strategy to develop local market is a less attractive investment choice compared with the pipeline alternative.

1. INTRODUÇÃO

Decorridos quase seis anos da implementação do Programa Prioritário de Termelétricidade, alguns problemas ainda permeiam o mercado gasífero brasileiro. Além do passivo proveniente dos contratos de remuneração mínima dos investimentos assumidos pela Petrobras, outra consequência da política equivocada de induzir o desenvolvimento da indústria gasífera brasileira, a partir do consumo termelétrico, diz respeito à inadequada utilização da infra-estrutura de transporte de gás natural até então disponível no país.

Por um lado, observa-se certa ociosidade do gasoduto Bolívia-Brasil, a qual tem gerado à Petrobrás encargos referentes ao pagamento antecipado do volume de gás natural contratado e não plenamente comercializado no mercado brasileiro. Por outro lado, a inserção destas usinas gerou alguns gargalos em relação tanto à oferta de gás natural na região Nordeste, quanto à capacidade de escoamento das malhas de gasodutos Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

2. A ESCASSEZ DE GÁS NATURAL NA REGIÃO NORDESTE

De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo (ANP, 2004), do período de 1993 a 2004, a produção nordestina de gás natural apresentou um crescimento médio da ordem de 3,85%a.a., atingindo 14,2 milhões m³/dia no último ano. O incremento da produção, no entanto, não foi acompanhado por uma elevação correspondente no volume de reservas provadas, o que fez com que a relação reservas/produção (R/P) declinasse de 17,7 em 1994 para 10,8 anos em 2003. Ademais, as projeções de demanda e oferta de gás natural para a região Nordeste, tomadas essencialmente do

¹ Mestre em Energia pela Universidade de São Paulo

² Professor licenciado do Programa Inter-unidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, atualmente exercendo a função de diretor da Unidade de Gás & Energia - Petrobrás.

estudo preparado pela Petrobras no âmbito do Programa de Massificação do Uso de Gás Natural igualmente apontam para a continuidade desta trajetória declinante da oferta local para os próximos dez anos. A produção proveniente do campo de Manati, muito embora postergue os impactos do déficit gasífero na região, não será suficiente para eliminá-lo. Tal qual pode ser visualizado na Figura 1, a oferta local, embora declinante, poderia sustentar o consumo regional até 2009 não fosse à obrigatoriedade de suprir o consumo termelétrico 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, o que permite caracterizar o déficit nordestino de gás natural como um ônus do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT).

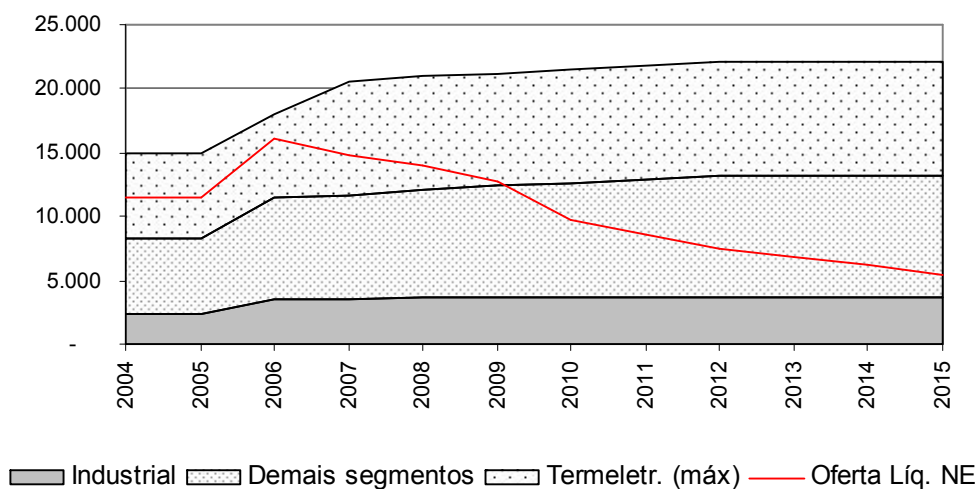


Figura 1. Projeções do déficit da oferta-demanda da região Nordeste (em mil m³/dia)
 (fonte: Petrobras)

Cabe ressaltar ainda que parte significativa do déficit nordestino de gás natural recai no consumo termelétrico das seis usinas já instaladas na região. Entretanto, dadas as 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 as condições atuais a otimização do despacho dê-se com tais usinas operando em regime de complementação hidrotérmica, ou seja, apenas durante os períodos de baixa pluviosidade. Entretanto, tornar tais usinas operacionais em um regime de complementação hidrotérmica exige a implementação de mecanismos de flexibilização da cadeia gasífera, seja pelo lado da oferta, a partir de produção e importação sazonal, line-pack ou investimentos em armazenamento; seja pelo lado da demanda, através do estabelecimento de um mercado secundário de gás natural.

3. EXPORTAÇÃO DE GNL ATRELADA AO ABASTECIMENTO DO MERCADO DOMÉSTICO

Tendo em vista tal necessidade de flexibilizar a oferta de gás natural de acordo com as particularidades do consumo gasífero brasileiro, MOUTINHO DOS SANTOS (2004) e VICTER (2004) propõem atrelar o desenvolvimento do mercado doméstico em condições comerciais condizentes com o atual estágio da indústria gasífera nacional com um projeto de exportação do gás natural excedente a mercados como o europeu e o norte-americano.

VICTER (2004) advoga que, a exportação do gás natural proveniente das reservas nacionais, conduzida conjuntamente com uma estratégia de desenvolvimento do mercado interno a partir do gás boliviano em uma espécie de swap contratual, poderia trazer maior liberdade aos agentes para utilizarem-se de políticas voltadas ao desenvolvimento do mercado a partir de preços indexados ao substituto direto do gás natural no consumo final, garantindo, assim, sua competitividade nos diversos setores da economia brasileira. Em outros termos, a partir da exportação de GNL, poderia estabelecer-se uma demanda firme suficiente para antecipar o desenvolvimento da produção de gás natural da Bacia de Santos, tornando possível desvincular o mercado brasileiro do risco cambial e dos atuais mecanismos de precificação do contrato de importação assinado junto aos bolivianos em 1993, aumentando, por

assim dizer, a margem de manobra para políticas setoriais voltadas a impulsionar o mercado gasífero brasileiro.

MOUTINHO DOS SANTOS (2004), no entanto, argumenta que a construção de uma planta de liquefação de gás natural para exportação deve ser visualizada não apenas como uma oportunidade de antecipar a monetização das reservas recém-descobertas e atualmente sem mercado consumidor, mas também como uma alternativa de abastecimento do mercado nordestino de gás, explorando, assim, a complementaridade existente entre os mercados nordestino e o norte-americano. De fato, a demanda de gás natural no hemisfério norte é consideravelmente maior entre os meses de Novembro a Março, enquanto que o consumo no mercado nordestino, preponderantemente termelétrico, tende a ser mais significativo no período de estiagem que se estende de julho a novembro, otimizando, assim, a utilização da infra-estrutura de transporte ao longo do ano. Segundo o autor, utilizar-se da flexibilidade operacional da cadeia de GNL para atender a demanda nordestina de gás natural, deslocando-a, quando ociosa, em arbitragens no ainda embrionário, mas potencial, mercado spot internacional representa uma importante vantagem comparativa em relação à opção via gasodutos que, face à indivisibilidade e à irreversibilidade de seus ativos, tende a permanecer ociosa no período de maior inatividade das usinas termelétricas situadas na região Nordeste.

Contudo, cabe ressaltar que a estrutura de livre mercado em que atua a indústria gasífera norte-americana e alguns dos principais mercados europeus não favorece o estabelecimento de bases estáveis para a celebração de contratos em longo prazo, o que dificulta a viabilidade de projetos greenfield dedicados ao abastecimento deste mercado. A principal razão para isso reside na modificação dos mecanismos de comercialização de gás natural provenientes do processo de reforma dos mercados de energia pelo mundo. Até algum tempo atrás, a clássica combinação de cláusulas de fornecimento mínimo com preços do gás vinculados ao óleo estabelecia, por assim dizer, uma clara divisão de riscos entre exportadores e importadores, na qual os primeiros assumiam os riscos relacionados à oscilação de preços e os últimos, os riscos em relação ao volume comercializado, os quais eram, por sua vez, normalmente repassados ao consumidor final pela estrutura de mercado monopolista até então vigente nos mercados de energia pelo mundo. Sem as mesmas condições de repasse das obrigações contratuais após a quebra dos monopólios, os importadores passaram, então, a demandar cláusulas de suprimento cada vez mais próximas do perfil de consumo local, o que tem transferido parte considerável dos riscos de mercado aos exportadores, visto que o risco de volume (normalmente suportado pelos importadores) pode, de certa forma, ser diluído através da renegociação destes nos próprios mercados locais. Por outro lado, os riscos associados à volatilidade dos preços, normalmente suportados pelos exportadores, permanecem inalterados, quando não, aumentam face às especulações normalmente comuns nos modelos mercantis em expansão no mundo. Neste contexto de incertezas, apenas os projetos com custos de produção e transporte inferiores aos potenciais concorrentes podem optar por uma estratégia de investimento baseada em capacidade excedente livre dos impactos advindos das flutuações dos mercados de energia.

3.1 O MERCADO NORTE-AMERICANO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

Em função do inverno ameno e da recessão da economia americana, as importações de GNL para os Estados Unidos recuaram 2% em 2002 em relação ao observado no ano anterior, totalizando 4,7 milhões de toneladas de GNL (ou 4,3% do volume total comercializado internacionalmente). Já em 2003, tais importações recuperaram-se, expandindo em mais de 127% o volume comercializado internacionalmente se comparado ao mesmo período de 2002, do qual 87% dele negociado a partir de contratos em curto prazo com preços que variaram de US\$3,38 a US\$7,70/MBTU (SEN 2004).

A despeito do crescimento significativo observado em 2003, os terminais norte-americanos ainda desfrutam de alguma capacidade excedente para absorver um novo crescimento das importações por GNL em 2004. De acordo com EIA (2003), a capacidade total instalada nos quatro terminais de regasificação norte-americanos é estimada em cerca de 26,1 Mta (EIA, 2003), a qual deverá ser ampliada em mais 19,5 Mta até 2008 com o desenvolvimento dos projetos de ampliação anunciados recentemente nos terminais Everett, Lake Charles, Elba Island e Cove Point. Outros trinta novos projetos, incluindo três no Canadá e quatro no México, foram recentemente propostos como alternativas ao suprimento do mercado norte-americano, muito embora apenas cinco deles (ou 40 Mta adicionais) já se encontram devidamente aprovados pelo governo local (SEN, 2004).

Ainda que a maior parte destes projetos venha encontrando crescentes dificuldades em obter aceitação junto às comunidades circunvizinhas, a construção de novas centrais de regasificação torna-se cada vez mais essencial no que se refere à garantia de continuidade de abastecimento ao mercado norte-americano de gás natural em condições economicamente suportáveis para as próximas duas ou três décadas. De acordo o estudo intitulado Balancing Natural Gas Policy: Fueling the Demands of a

Growing Economy realizado pela NATIONAL PETROLEUM COUNCIL (2003), a demanda gasífera americana deverá crescer 23% no período de 2002 a 2025, ano em que a produção local será suficiente para suprir apenas três quartos do consumo total previsto de aproximadamente 900 bilhões de m³. Ainda conforme tal estudo, as importações de GNL deverão aumentar consideravelmente nesse período, devendo atingir de 88,5 Mta (ou 8% da oferta total) a 115 Mta (17%) em 2025, a depender da eficácia das políticas voltadas à redução do crescimento da demanda e dos incentivos ao desenvolvimento de novas fontes de suprimento.

Embora promissor, cabe ressaltar que a estrutura de livre mercado em que atua a indústria gasífera norte-americana não favorece o estabelecimento de bases estáveis para a celebração de contratos em longo prazo, o que dificulta a viabilidade de projetos greenfield exclusivamente dedicados ao abastecimento deste mercado, com exceção daqueles detentores de amplas vantagens comparativas em relação aos demais concorrentes, tal como o Atlantic LNG em Trinidad & Tobago. Em suma, a viabilidade do projeto de exportação de GNL a partir de plantas de liquefação construídas no Brasil para atendimento à demanda do mercado norte-americano, em parte, subordina-se às condições de estabelecimento de um custo de produção menor do que os praticados pelos demais países exportadores, o que garantiria a participação do projeto brasileiro entre aqueles que compõem os fornecedores de base, minimizando os riscos e melhorando as expectativas em relação ao retorno do investimento.

Entretanto, em análise aos custos de liquefação e transporte dos principais projetos destinados ao suprimento da costa leste americana disponibilizados pelo ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2004), verifica-se que o custo de produção de uma usina localizada em território brasileiro estaria em um patamar superior a de projetos greenfield como o Mariscal Sucre (Venezuela), ou das ampliações de usinas em operação, tais como a Atlantic LNG 5/6 (Trinidad & Tobago), Bonny Island e Nigerian LNG (Nigéria) ou ainda a Arzew (Argélia), tal qual pode ser visto na Figura 2. Isto tende não somente a aumentar as incertezas advindas da comercialização do GNL brasileiro junto ao mercado norte-americano, como também dificultar sua penetração junto ao mercado consumidor.

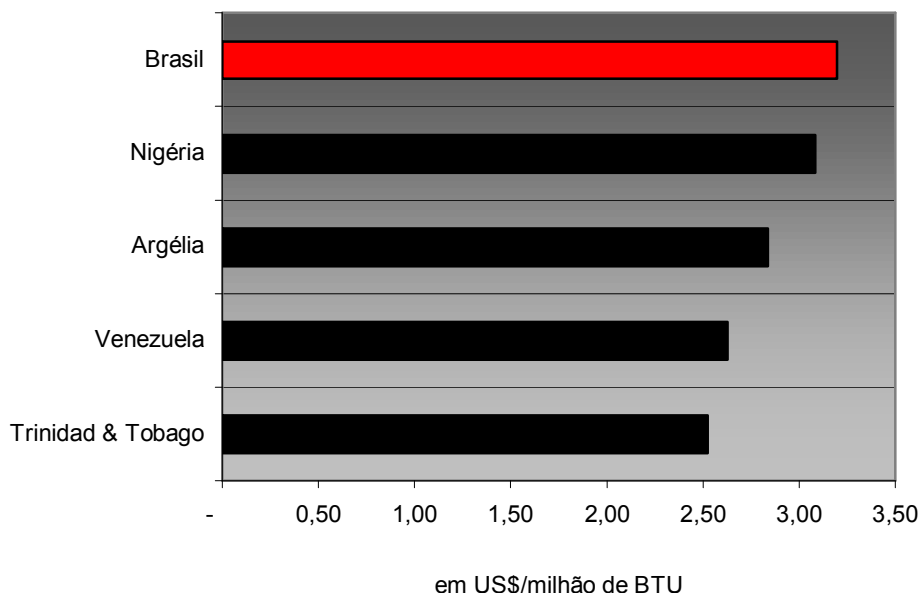


Figura 2. Potenciais projetos para exportação de gás natural o mercado norte-americano (fonte: elaboração própria com dados da EIA)

3.2 O MERCADO EUROPEU DE GÁS NATURAL LIQÜEFEITO

De acordo com o estudo International Energy Outlook publicado pela Energy Information Administration (EIA, 2004), o consumo de gás natural na Europa Ocidental deverá elevar-se em média 2%a.a. até 2025, quando a demanda na região deverá atingir algo em torno de 663,6 bilhões de m³/ano. Ainda segundo tais expectativas, a produção gasífera local deverá manter-se estável em um nível próximo a 275 bilhões de m³ em 2025, o que elevará a participação das importações para algo em torno de dos atuais 31% para algo 59% da demanda gasífera europeia daqui pouco mais de duas décadas.

Embora represente um comércio inter-regional significativo, Rússia e Argélia deverão continuar suprindo a maior parte das importações de gás natural da Europa, principalmente em função do tamanho de suas reservas e das suas vantagens comparativas em relação à localização geográfica favorável se comparado aos demais países exportadores. Além disso, segundo as estimativas do Cedigaz (CEDIGAZ apud IEA, 2000), a capacidade excedente em gasodutos e terminais de regasificação nesses países é superior a 142 bilhões de m³/ano (dos quais 67 bilhões de m³/ano na Argélia e 75 bilhões de m³/ano na Rússia), o que seria suficiente para atender a previsão de crescimento da demanda pelos próximos dez anos.

De fato, as estimativas do estudo World Energy Outlook 2002 publicado pela Agência Internacional de Energia corroboram tal conclusão. Alguns dos projetos analisados pela Agência Internacional de Energia podem fornecer gás natural na fronteira dos principais mercados da União Européia a um custo de produção inferior a US\$2,00/MBTU, tal qual observado nas propostas de expansão do gasoduto Maghreb-Europe via Marrocos (9 bilhões de m³/ano), na implantação de um gasoduto offshore conectando as reservas argelinas ao mercado espanhol (12 bilhões de m³/ano) e outro entre Líbia e Itália, bem como da implantação de gasoduto onshore proveniente das reservas russas até a fronteira da Itália ou da França (25 bilhões de m³/ano). Em relação às opções via GNL, o Egito detém as condições econômicas mais favoráveis, podendo abastecer o mercado espanhol a um custo total de aproximadamente US\$2,20/MBTU, enquanto que nas demais alternativas (Trinidad & Tobago, Catar, Venezuela e Nigéria) o valor é pouco superior a US\$2,50/MBTU. No caso do projeto brasileiro, tal valor não poderia ser inferior a US\$3,30/MBTU nesse mercado, como pode ser visualizado na Figura 3 abaixo.

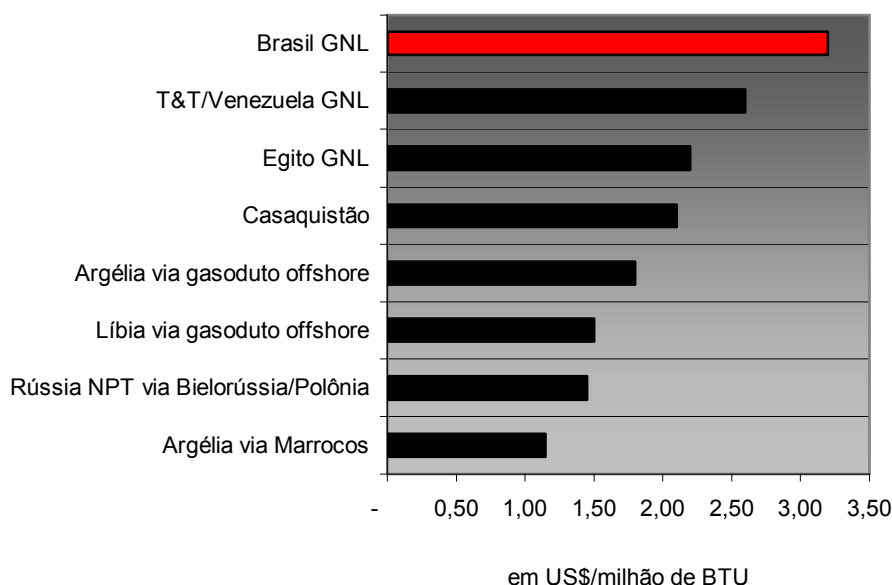


Figura 3. Potenciais projetos para exportação de gás natural para Europa Ocidental (fonte: elaboração própria com dados extraídos do WEO)

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

De posse da suposição que as exportações são viáveis desde que o preço nos principais mercados seja superior ao breakeven do projeto brasileiro, o presente modelo procura testar a hipótese de que uma estratégia de desenvolvimento do mercado doméstico atrelada a um projeto de exportação de GNL brasileiro é mais adequada às condições de contorno observadas na indústria gasífera brasileira do que a alternativa via gasodutos.

Entretanto, devido à falta de competitividade do gás natural brasileiro no mercado internacional perante seus potenciais concorrentes, a viabilidade financeira de um projeto de exportação de GNL no Brasil deve, antes de tudo, ser avaliada em função da sua robustez frente às oscilações de preços nos mercados externos. Visando a avaliar tais incertezas, optou-se em utilizar o método de avaliação probabilística baseado em simulações de Monte Carlo com preços do gás natural liquefeito no mercado internacional, modelados a partir do processo referenciado na literatura como mean-reverting process (também conhecido como processo Ornstein-Uhlenbeck), de acordo com a Equação 1 abaixo;

$$x_t = x_{t-1} + \eta(X - x_{t-1})dt + \sigma dz \quad (1)$$

onde η representa a velocidade de reversão do processo, X' reflete o preço marginal de longo do gás natural liquefeito no mercado internacional, dz representa o incremento do movimento browniano e σ o parâmetro refere-se à sua variância.

Além do impacto das variações de preços no mercado internacional, o estudo procurou avaliar a influência de outras variáveis em cada um dos projetos, tais como de eventuais acréscimos ou reduções na tarifa de transporte, das incertezas acerca do despacho da capacidade termelétrica não atrelada a contratos em longo prazo, mudanças nas políticas tributárias, entre outros. As Tabelas 1 e 2 trazem um breve resumo das variáveis aleatórias adotadas no estudo.

Tabela 1. Critérios utilizados na análise de sensibilidade da alternativa via gasodutos.
(fonte: elaboração própria)

variável	mínimo	base	máximo	observações
CAPEX	2061,5	2170	2278,5	função triangular
Tributo s/ receitas	32%	34%	36%	função triangular
Tributo s/ lucro	14,25%	16,25%	18,25%	função triangular
Fator de utiliz. termel.	0%	30%	100%	função lognormal ($\mu = 30\%$, $\sigma = 1$) lim. 0-100%
Demanda não-termel.	-10%	base	+10%	função triangular s/ as projeções da Petrobras

Tabela 2. Critérios utilizados na análise de sensibilidade da alternativa via GNL
(fonte: elaboração própria)

variável	mínimo	base	máximo	observações
CAPEX	1427	1502	1577	função triangular
OPEX	30%	50%	70%	função triangular s/ parc. fixa dos custos de
Tributo s/ receitas	32%	34%	36%	função triangular
Tributo s/ lucro	14,25%	16,25%	18,25%	função triangular
Fator de utiliz. termel.	0%	30%	100%	função lognormal ($\mu = 30\%$, $\sigma = 1$) lim. 0-100%
Demanda não-termel.	-10%	base	+10%	função triangular s/ as projeções da Petrobras
Custo de Produção	1,00	1,20	1,50	função triangular
Preço GNL merc. intern.	0	3,07	$+\infty$	<i>Mean-reverting process</i> com dados do EIA

Para a alternativa via GNL, adotou-se uma usina de liquefação de gás natural inicialmente composta por um trem com capacidade para processamento de 3,3 Mta a ser instalada em Sepetiba (RJ). De acordo com ROE (2001), o custo estimado da planta similar gira em torno de US\$ 792 milhões, com custo operacional de US\$148,5 milhões/ano. Para o transporte, previu-se a aquisição de dois metaneiros de 138.000m³ dedicados ao suprimento intermitente Sudeste-Nordeste e o fretamento e eventualmente ao mercado internacional (investimento de US\$180 milhões e custos operacionais da ordem de US\$16 milhões/ano por metaneiro). Contudo, a viabilidade da estratégia de exportação de GNL condiciona-se ainda ao fretamento de dois novos metaneiros de 138.000 m³ (perfazendo quatro 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 (com custo variando de US\$65.000 a US\$100.000/dia, em função das condições de mercado). Esta demanda internacional condiciona-se não somente à capacidade excedente no mercado doméstico, mas também ao nível de preços do gás natural praticado no mercado internacional suficiente para recuperar os custos incorridos ao longo de toda a cadeia, ou seja, não inferior a US\$3,30/MBTU. Finalmente, previu-se ainda a instalação de dois terminais de regasificação, um em Suape (1 Mta/60,000m³) e outro em Pecém (3,3 Mta/120,000m³), com investimento de US\$210 milhões e US\$120 milhões e custos operacionais de US\$11,3 milhões/ano e US\$8 milhões/ano, respectivamente.

Como contraponto à alternativa via GNL foram considerados os Projetos Malhas NE e Gasene da Petrobras. Com um investimento total estimado da ordem de US\$2,107 milhões, tais alternativas prevêem não somente a adequação da capacidade de escoamento dos gasodutos existentes na região Nordeste, como também sua interligação à malha Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Conforme pode ser verificado na Figura 4, as simulações indicaram que é praticamente nula a probabilidade de retorno do capital investido para a alternativa via GNL, uma vez que seu valor esperado indica um prejuízo de US\$991 milhões com desvio padrão de US\$68 milhões. Para a alternativa via gasodutos, o valor esperado da distribuição do VPL é positivo em US\$25,7 milhões e desvio padrão de US\$62,8 milhões, do qual resulta uma probabilidade de cerca de 65% de obter lucro.

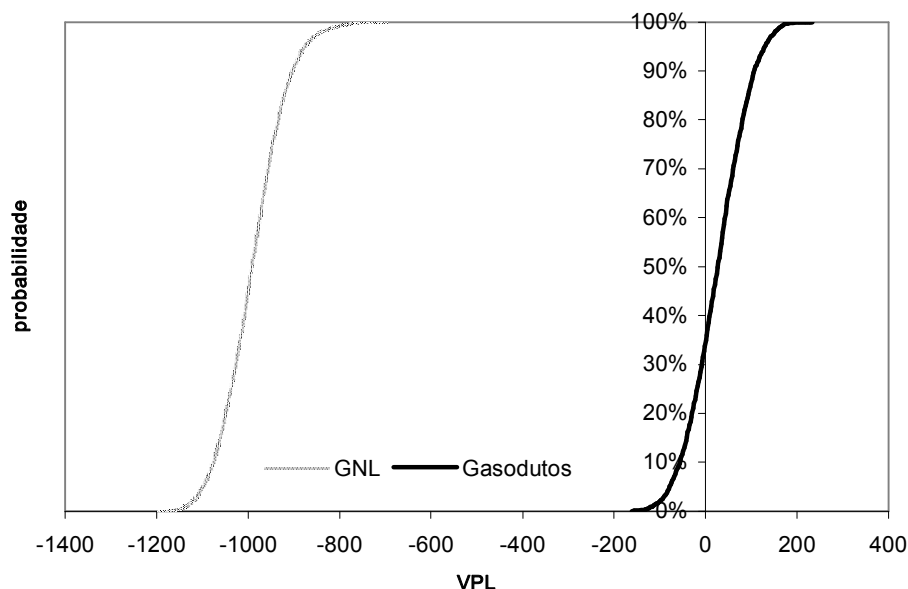


Figura 4. Resultado das simulações

 (fonte: elaboração própria)

Considerando ainda que $Media [gasod.] \ggg Media [GNL]$ e $var [gasod.] < var [GNL]$ (Regra Média-Variância de MARKOWITZ), pode-se afirmar que a opção de investimento em transporte de gás natural a partir de gasoduto (Gasene e Malhas NE) é estatisticamente dominante à alternativa baseada na utilização de um projeto conjunto de desenvolvimento do mercado interno atrelado à exportação de GNL no mercado internacional.

5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E O ESTUDO DAS VARIÁVEIS MAIS CRÍTICAS AOS PROJETOS

Muito embora os resultados supramencionados sejam suficientes, optou-se pelo aprofundamento das análises aqui conduzidas de modo a permitir uma interpretação um pouco mais detalhada de quais variáveis são mais críticas a cada um dos projetos em pauta. Desta forma, realizou-se uma análise de sensibilidade a partir de discretização dos dados utilizados ao longo do próprio processo de simulação, utilizando-se, para tanto, dos valores que delimitaram o intervalo de confiança de 90% das funções de probabilidades utilizadas no modelo.

Conforme pode ser visualizado na Figure 5, as variáveis mais críticas à alternativa via gasodutos são, basicamente, a tarifa de transporte, as incertezas acerca do despacho da capacidade termelétrica não atrelada a contratos em longo prazo, eventuais desvios no orçamento inicial do projeto e, por fim, os impactos de políticas tributárias outras que não as consideradas no presente estudo, tal como, por exemplo, incentivos fiscais decorrentes de redução da alíquota do ICMS. Embora menos críticos, os impactos na demanda não-termelétrica explicam-se basicamente pelas incertezas provenientes da frustração do desenvolvimento de mercados como Maranhão e Piauí ou da não efetivação do contrato de fornecimento junto à Usina Siderúrgica do Ceará.

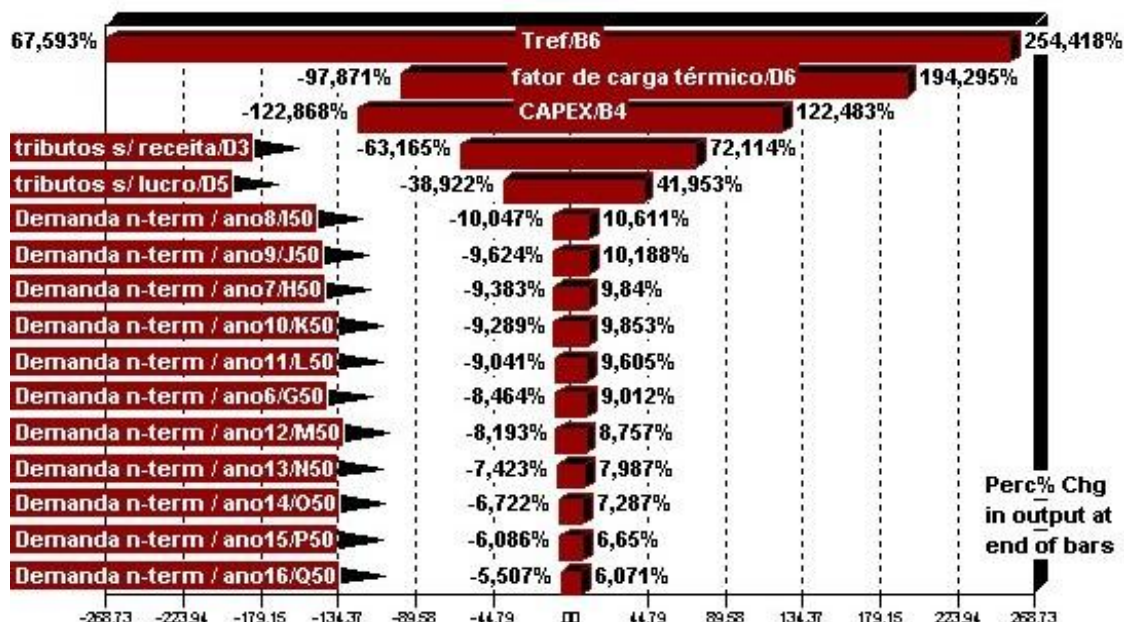


Figura 5. Análise de sensibilidade da alternativa via gasoduto (fonte: elaboração própria)

Para a alternativa via GNL, o valor praticado na tarifa de transporte é, de longe, o fator mais crítico para o resultado, explicado, sobretudo, pelo significativo desvio entre o valor calculado a partir dos preços vigentes no mercado brasileiro e o valor mínimo de remuneração do investimento, tal qual pode ser visualizado na Figure 6. Desta forma, muito embora o fator de utilização da infra-estrutura ao longo de toda a simulação tenha se mostrado mais alto do que a opção via gasoduto, as receitas geradas foram insuficientes para compensar os elevados custos operacionais inerentes ao projeto via GNL e, consequentemente, remunerar o investimento ao longo de toda a cadeia. De fato, as receitas operacionais (EBITDA) da alternativa via gasodutos (aproximadamente US\$2 bilhões ao longo do período à taxa de 10%a.a.) foram, na média, cerca de dez vezes maior do que a alternativa via GNL, o que denota os altos custos de operação e manutenção deste modal.

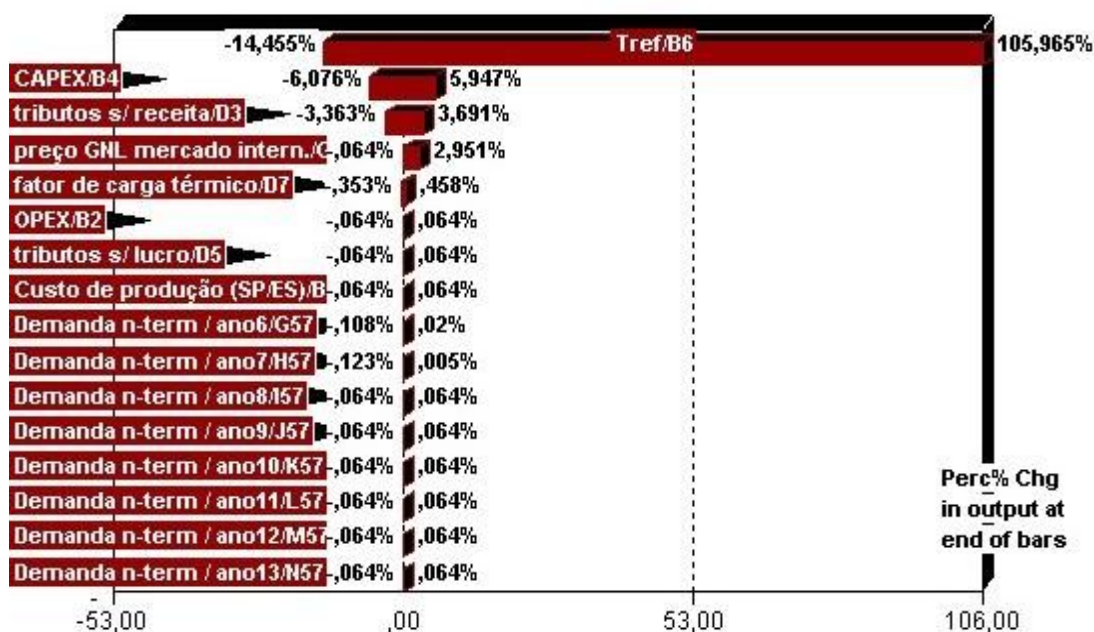


Figure 6. Análise de sensibilidade da alternativa via GNL (fonte: elaboração própria)

Exceto a tarifa de transporte, todas as demais variáveis tiveram impacto pouco significativo nos resultados do projeto. Embora apareça entre as variáveis mais críticas, verifica-se que o impacto da variável preço do GNL no mercado internacional nesta alternativa é atenuado em função da prioridade de abastecimento do mercado nacional em detrimento ao externo e da elevada parcela da capacidade em usinas termelétricas atrelada a contratos em longo prazo. Nestas condições, a disponibilidade de capacidade para exportação reduz-se consideravelmente, minimizando, assim, a contribuição do processo de exportação para o resultado do projeto.

6. CONCLUSÃO

Abstendo-se dos problemas relacionados às condições de comercialização do gás natural brasileiro no mercado internacional, o presente estudo procurou avaliar a real contribuição do gás natural liquefeito na estratégia de redução dos riscos de desenvolvimento do mercado nordestino de gás natural.

Os resultados deste estudo indicaram uma estreita relação entre os riscos do projeto e o volume exportado, o que denota os maiores riscos e benefícios da comercialização no mercado externo. Por outro lado, tais simulações revelaram ainda que, muito embora a alternativa via GNL tenha, de fato, obtido algum êxito em otimizar a utilização da infra-estrutura ao relocar parte da capacidade ociosa ao mercado internacional, suas receitas operacionais mostraram-se menores do que as observadas na alternativa duto viárias ao longo do período analisado. A explicação para tal fato reside, sobretudo, nos elevados custos de operação e manutenção associados aos processos de liquefação, regasificação e transporte de GNL, em particular, aos gastos com energia ao longo de toda a cadeia e fretamento de metaneiros para exportação ao mercado norte-americano. Nestes termos, a viabilidade financeira do projeto de GNL estaria, então, condicionada a um aumento significativo da tarifa de transporte em relação ao que poderia ser praticado na alternativa duto viária, o que certamente não favoreceria o desenvolvimento de uma indústria caracterizada pela inexistência de mercados cativos em que a penetração do gás natural depende, basicamente, de condições econômicas favoráveis frente aos seus substitutos diretos no uso final.

Por possuir custos operacionais e prazo de implantação menores, a opção duto viária mostrou-se mais adequada às condições do mercado gasífero brasileiro do que a representada pela alternativa via GNL. Além disso, cabe considerar ainda os potenciais benefícios que a implantação destes gasodutos pode trazer à atual carteira de negócios da Petrobrás. Com a interconexão da rede básica das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste à malha nordestina e capixaba, hoje isoladas e supridas localmente, a estatal não somente viabiliza o escoamento da produção nos campos já descobertos, tais como Peroá/Cangoá e Jubarte/Cachalote, como torna mais atrativa a exploração de reservas de gás natural em regiões antes distantes das malhas existentes, em especial, nas Bacias localizadas nos Estados da Bahia e Espírito Santo. Entretanto, não há como ignorar também a significativa dependência do retorno financeiro deste projeto aos contratos de fornecimento mínimo de gás celebrados entre a Petrobrás e os controladores das usinas térmicas da região, a qual caberá à estatal gerenciar.

7. REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. World Energy Outlook 2002. Paris: OCDE/AIE, 2001.
- BALL, J; SHEPHERD, R. Geopolitics of Natural Gas Study – Atlantic LNG. Texas: Rice University, 2004. Apresentação no Instituto James A. Baker.
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2003. Disponível em: <http://www.bp.com/>. Acesso em julho de 2004.
- CORNOT-GANDOLPHE, S. APPERT, O. DICKEL, R. CHABRELIE, M.F. ROJEY, A. The Challenges of Further Cost Reductions for New Supply Options (Pipeline, LNG, GTL). World Gas Conference, Tóquio 2003.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International Energy Outlook. Washington: U.S. Department of Energy, 2004.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook. Washington: U.S. Department of Energy, 2003.
- JÄCKEL, P. Monte Carlo methods in finance. New York; Chichester: Wiley, 2002.
- JENSEN, J.T. The development of a global LNG market. Is it Likely? If so When? Londres: Oxford Institute for Energy Studies, 2004.
- JENSEN, J.T. The LNG Revolution. The Energy Journal, v. 24, n.2, p.45, 2003.
- MOUTINHO DOS SANTOS, E. Energia, Gás Natural e Sustentabilidade. 2004. 169 f. Tese de Livre Docência. Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- PETROBRAS. Plano de Massificação do Uso do Gás Natural. Petrobras. Rio de Janeiro, junho 2004.
- RECHELO, C.A.N. GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos. 2005. 140 f. Dissertação de Mestrado - Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade of São Paulo, São Paulo, 2005.
- SEN, C.T. World's LNG industry surges, pushed by confluence of factors. Oil and Gas Journal, v. 102, n. 22.,p.7, jun. 2004.
- VICTER, W.G. O futuro da Bacia de Santos. Brasil Energia, n 287, p.94, out. 2004.