

Flexibilização da Oferta de Gás Natural para a Bahia

Gisele Ferreira Tiryaki

- Mestrado em Economia pela Northeastern University (EUA);
- Doutorado em Economia pela George Mason University (EUA);
- Pesquisadora do CNPq

Francisco Fidalgo Sanchez

- Graduado em Administração de Empresas;
- Aluno do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, na Universidade Salvador (Unifacs).

Giovani Ferreira da Silva

- Graduado em Engenharia Química pela Universidade Federal da Bahia (UFBA) e em Economia pela Universidade Católica de Salvador (BA).

Jair Lima Gomes

- Graduado em Engenharia Química pela UFBA;
- Aluno do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, na Unifacs.

Elivaldo dos Santos

- Graduação em Engenharia Química pela UFBA;
- Aluno do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, na Unifacs.

Resumo

Constata que a situação da região Nordeste é particularmente delicada, em face da deficiência de infra-estrutura de transporte e escassez do gás natural, havendo perspectivas de que o crescimento econômico da região seja prejudicado pela ausência de energéticos com custos competitivos. Este artigo identifica as possibilidades de flexibilização da oferta de gás natural para a Bahia e os benefícios que um maior uso do gás natural na matriz energética traria para a economia baiana. Aponta para a necessidade de adoção de alternativas complementares de suprimento de gás, aproveitando as vantagens competitivas do Porto de Aratu para importação de GNL e, em paralelo, viabilizando o investimento em infra-estrutura de transporte.

Palavras-chave:

Gás natural; energia; desenvolvimento regional.

1 – INTRODUÇÃO

Os preços do petróleo e derivados vêm demonstrando uma tendência de crescimento sustentado desde o final da década de 1990, além de grande volatilidade. O mercado do insumo é caracterizado por grande instabilidade, fruto de manipulação na oferta por parte dos países produtores e das crises políticas no Oriente Médio, região que controla dois terços das reservas mundiais. A busca por segurança energética e uma maior conscientização da sociedade sobre a necessidade de se promoverem ações que minimizem a degradação ambiental vêm estimulando um crescente interesse em se alterar o perfil da matriz energética em direção à diversificação de fontes de energia. Nesta perspectiva, o gás natural aparece como um dos mais importantes caminhos alternativos para o atendimento à demanda energética.

No Brasil, o incentivo à utilização do gás natural, não somente na geração de energia elétrica, mas como alternativa de suprimento aos diversos mercados, deu-se a partir da implementação e consolidação do gasoduto Bolívia-Brasil. A necessidade de se criar demanda doméstica para o insumo levou à implementação de uma política de preços baixos, que incentivou a utilização do gás natural nas indústrias e como combustível no segmento automotivo. Mais ainda, com a crise de abastecimento de eletricidade enfrentada pelo país em 2001, o governo federal criou um programa de estímulo à geração de energia termoeleétrica. Atualmente, a demanda pelo insumo é superior à oferta em diversos Estados, tornando-se imperioso direcionar recursos para o setor e identificar alternativas de suprimento para o insumo. As dificuldades enfrentadas com a Bolívia evidenciam a necessidade de busca por fontes alternativas de suprimento que garantam não somente a segurança energética, mas um maior poder de negociação com possíveis parceiros comerciais.

O Estado da Bahia vem enfrentando dificuldades no abastecimento do gás natural, que têm coibido a expansão mais acelerada do insumo nos diversos setores da cadeia produtiva, impactando, inclusive, o atendimento satisfatório de demanda das usinas termelétricas já instaladas. Tem-se cogitado, inclusive, a expansão da utilização de carvão e diesel

para a geração termoeleétrica, uma escolha que contrariaria a tendência global de busca por fontes de energia limpa.

O aumento na disponibilidade de gás natural tem o potencial de viabilizar o crescimento econômico sustentado do estado, sendo necessário, portanto, o delineamento de políticas que viabilizem o investimento no setor. Dentre as alternativas para flexibilização da oferta do insumo, destacam-se: (i) a importação do Gás Natural Liquefeito (GNL); (ii) a expansão da infra-estrutura de transporte, que permita trazer gás natural de outros países, como a Venezuela, e de outros estados, como o Espírito Santo; e (iii) o investimento continuado em prospecção no estado.

Este trabalho apresenta uma análise destas possibilidades de flexibilização na oferta do gás natural para o Estado da Bahia, considerando ainda o impacto do uso mais difundido do gás natural sobre a economia local. A primeira seção deste artigo dedica-se a uma análise sobre o mercado brasileiro de gás natural. Em seguida, discute-se quais os principais determinantes da viabilidade de se implantarem terminais de GNL, expondo as vantagens comparativas do Porto de Aratu e os benefícios da implementação de tal projeto para o Estado da Bahia. A terceira seção avalia as possibilidades de expansão da infra-estrutura de transporte e canalização do gás natural de outras regiões para a Bahia, enquanto a quarta seção discute os impactos para a economia baiana da flexibilização da oferta de gás natural. Por fim, a última seção apresenta as considerações finais do trabalho.

2 – O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

O consumo de gás natural no Brasil cresceu de forma significativa nos últimos anos, especialmente a partir de 2000, com a operação mais efetiva do gasoduto Bolívia-Brasil (ver Gráfico 1). Apesar de o Brasil ter quase 5% das reservas provadas de gás natural na América do Sul (BRITISH PETROLEUM, 2006), grande parte dessas reservas é localizada *off-shore*, demandando um grande volume de investimento em prospecção e exploração. No que diz

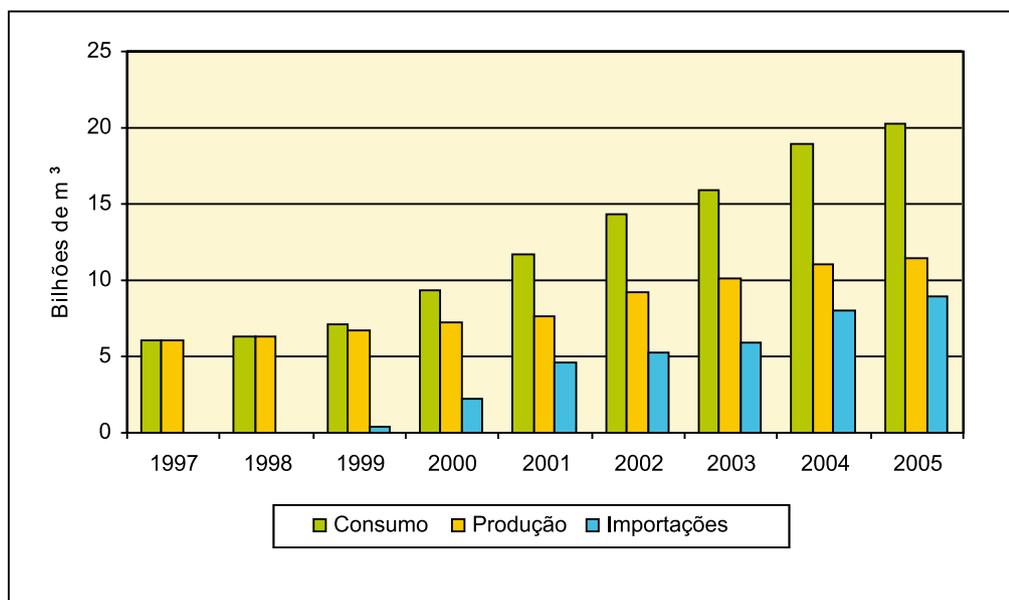


Gráfico 1 – Consumo de Gás Natural - Brasil

Fonte: British Petroleum (2006).

respeito às reservas localizadas na Bacia de Santos, que aparentemente possuem grande potencial de produção, estima-se que, somente em médio ou longo prazo, o gás dessas reservas possa ser efetivamente explorado.

A decisão de investir no Gasoduto Bolívia–Brasil (Gasbol) teve um caráter político, pois, do ponto de vista econômico, até então, não havia demanda no Brasil para absorver o volume de gás especificado no contrato de *take-or-pay* assinado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)¹, empresa responsável por transportar o gás boliviano no Brasil e cujo controle acionário pertence à Petrobras. O Gasbol foi construído com o objetivo de trazer gás natural para a região Sudeste do país, responsável por uma expressiva participação no produto interno bruto do Brasil.

Com o projeto em execução, passou-se a estimular o uso do gás natural no país. No Gráfico 2, podemos observar que o crescimento do consumo de gás natural no setor industrial, na geração de eletricidade e como combustível para veículos vem sendo expressivo, particularmente a partir 1999, quando o Gasbol entrou em operação. Entre 1995 e 2005, a indústria representou, em média, 55% do consumo de

gás natural, enquanto a representatividade da geração de eletricidade e do uso como combustível veicular ficou em 23% e 13%, respectivamente. (BRASIL, 2006a). Os segmentos químico, ferro-gusa e aço e, mais recentemente, cerâmica absorvem quase 60% do gás natural destinado ao setor industrial.

Os contratos de *take-or-pay* assinados entre o governo da Bolívia e a TBG facilitaram a alavancagem financeira do projeto, mas deixaram a Petrobras como garantidora da retirada do gás natural, exposta a significativo risco de mercado. As dificuldades enfrentadas para promoção do uso do gás natural têm feito com que a Petrobras enfrente perdas no contrato estabelecido com a Bolívia. O volume médio diário de gás natural importado somente conseguiu aproximar-se do volume mínimo estipulado nas cláusulas de *take-or-pay* em 2005, ou seja, a Petrobras pagou, de fato, por mais gás natural do que foi efetivamente importado. (BNDES, 2006)².

Os agentes do setor de gás natural vislumbraram, então, a promoção da termoeletricidade como forma de estabelecer uma demanda representativa para o insumo. O racionamento de eletricidade que atingiu o país em 2000-2001, fruto de um período prolongado de seca e de falta de investimento em

¹ O contrato estipula o volume mínimo cobrado, independente das quantidades efetivamente comercializadas.

² Entre 2002 e 2005, o volume importado ficou em torno de 30% abaixo do mínimo estipulado no contrato com a Bolívia.

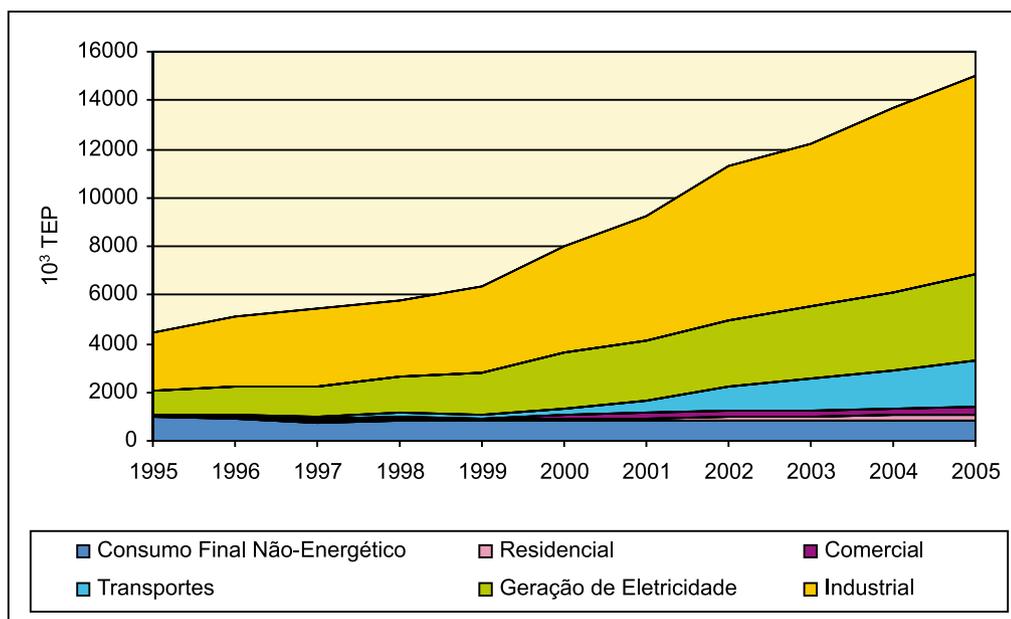


Gráfico 2 – Consumo Setorial de Gás Natural no Brasil

Fonte: Brasil (2006a).

geração elétrica, criou um estímulo adicional para o desenvolvimento de projetos de geração de eletricidade a partir do gás natural. Em 2001, o governo federal delineou um plano de construção de 54 novas unidades geradoras de eletricidade a partir de gás natural em um período de oito anos, com capacidade combinada de 19 GW. (ARAÚJO, 2001).

A Petrobras participou nos investimentos das termelétricas, visualizando que a integração vertical com o segmento de geração de eletricidade permitiria à empresa monetizar suas reservas de gás. A empresa aumentaria a lucratividade dos seus negócios *upstream*, consolidando-se como um conglomerado de energia. O crescimento expressivo dos preços *spot* do mercado atacadista de eletricidade em decorrência da escassez de eletricidade no país também incentivou grandes empresas de energia, como AES, El Paso, EDF e Iberdrola a investirem em termelétricas.

Entretanto, tão logo os reservatórios das usinas hidroelétricas voltaram ao nível normal, o custo da eletricidade produzida a partir do gás natural mostrou-se não-competitivo em relação ao custo da hidroeletricidade no Brasil. A maioria das usinas hidroelétricas de porte no país já havia amortizado os investimentos com infra-estrutura, sendo possível repassar apenas os seus custos de operação. Mais

ainda, em resposta ao programa de racionamento do governo federal, o consumo de eletricidade no país declinou, somente retornando aos níveis do período pré-acionamento em 2004, levando, assim, a uma queda considerável no preço *spot*.

A atual crise de suprimento do gás oriundo da Bolívia reduziu ainda mais os incentivos de investimento em projetos de geração de eletricidade a partir do gás natural no curto prazo. Desde 2005, o governo boliviano vem implementando uma série de alterações no seu marco regulatório. Inicialmente, um imposto adicional no preço do gás na boca do poço implicou no incremento de 18% para 50% na participação do governo boliviano nos ganhos do setor. Em 2006, com a aprovação do Decreto-Lei 28.701, o percentual que o governo boliviano passou a reter do valor bruto da produção de gás foi elevado para 82%, para os campos que produzem mais de 2,8 milhões de m³ por dia (os dois campos da Petrobras se enquadram nesta categoria). O governo boliviano passou a influenciar diretamente todas as atividades do setor de gás natural, assumindo o controle acionário de empresas atuantes no país, e elevando o preço do gás natural exportado para a Argentina e para o Brasil.

A dependência da Bolívia e do Brasil no comércio bilateral do insumo indica que algum acordo

entre as partes será estabelecido no curto prazo: de acordo com British Petroleum (2006), quase 90% das exportações bolivianas de gás natural foram direcionadas ao Brasil em 2005; as importações do gás boliviano constituem, por sua vez, quase metade do gás consumido no Brasil, não existindo alternativas de oferta de gás natural desta magnitude em um horizonte mínimo de três anos.

Além da Bolívia, o Brasil vinha importando gás natural da Argentina desde 2000, através do gasoduto que liga Aldea Brasileira e Uruguayana. O gás importado da Argentina vinha sendo utilizado unicamente para abastecer a Central Térmica Uruguiana, pertencente à empresa americana AES, muito embora existisse a possibilidade de extensão do gasoduto até Porto Alegre. Os efeitos da crise de abastecimento do gás na Argentina em 2004 não tiveram impacto inicial sobre a usina, já que esta ainda não operava em capacidade plena³. Desde maio de 2007, no entanto, a empresa não tem recebido o gás argentino, tendo paralisado suas operações.

Neste contexto, salienta-se a necessidade de considerar alternativas de abastecimento de gás natural para o médio e longo prazo, viabilizando, além de uma maior segurança energética para o país, a possibilidade de estabelecer negociações mais vantajosas com diversos produtores do insumo.

O Nordeste, por sua vez, possui uma situação especialmente delicada quanto ao abastecimento de gás natural, com a maioria dos poços exploratórios terrestres em declínio e elevada necessidade de investimento em dutos para transporte de gás natural e terminais de GNL. A região possui também déficit de energia elétrica, com baixa possibilidade de aproveitamento hidrológico e limitação para o abastecimento na geração térmica, bem como a necessidade de

3 Com a crise de Conversibilidade em 2002, os preços do gás natural na Argentina foram “pesificados” e temporariamente congelados (Lei 25.561). Com os preços fixados em nível relativamente baixo, estimulou-se a demanda doméstica por gás natural no país, sem haver, paralelamente, incentivos ao investimento em produção e exploração do insumo. A crise de desabastecimento que se seguiu fez com que o governo autorizasse reajustes graduais no preço do gás na boca do poço, até que os preços fossem realinhados com o nível vigente antes da “pesificação.” (KOZULJ, 2005).

investimento na área de transmissão⁴. Além disso, a região concentra os maiores bolsões de pobreza do país, necessitando de energia para promover o desenvolvimento. Portanto, o direcionamento de recursos para o setor de gás natural, ampliando as opções de abastecimento e a rede de transporte emerge como uma possível solução para o déficit energético da região, sendo, ainda, uma alternativa ao uso do diesel e carvão mineral para geração termelétrica, uma possibilidade indicada no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (BRASIL, 2006b) e que envolve custos ambientais significativos.

A Bahia tem uma situação singular no consumo de gás natural, principalmente como insumo industrial. Atualmente, é o terceiro estado em produção de gás natural no Brasil, ficando logo atrás do Rio de Janeiro e Amazonas. Enquanto a participação do gás natural na matriz energética brasileira subiu de 6,4% em 2004 para 9,4% em 2006, a participação do insumo na matriz energética do Estado da Bahia já se situava em 16%, mesmo considerando que o consumo no estado ainda é incipiente, pois a rede de distribuição urbana de gás natural não é representativa. Com a demanda pelo insumo no estado quase duas vezes maior que a oferta e a indefinição sobre a disponibilidade de gás natural para atender esta demanda reprimida, alguns projetos de investimento têm sido adiados, como o projeto de uma unidade de co-geração de energia a ser desenvolvido pela Dow Brasil e a construção de uma unidade de resíduo aromático de pirólise pela Braskem. (MAGNABOSCO, 2007).

3 – VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE TERMINAIS DE GNL: VANTAGENS COMPETITIVAS DO PORTO DE ARATU

Projeta-se que a utilização do gás natural como insumo energético, particularmente para a geração termoelétrica, crescerá de forma substancial nas próximas décadas, ultrapassando o carvão como a segunda mais importante fonte de energia no mundo.

4 O teste de carga das termelétricas efetuado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que lastreou a Resolução 40/2004, caracterizou o déficit de gás para atender simultaneamente todas as térmicas e modificou a alocação de capacidade de oferta de energia termoelétrica no Nordeste.

(HARTLEY; MEDLOCK, 2006). As crescentes preocupações em relação aos efeitos das emissões sob o clima e as restrições ambientais e logísticas ao retorno do uso generalizado do carvão como energético têm estimulado o consumo de gás natural⁵.

As projeções da Agência Internacional de Energia indicam um aumento na demanda global de energia de 53% até 2030, sendo que cerca de 70% desse aumento projetado ocorrerá nos países em desenvolvimento. A demanda por petróleo tem sido crescente e o conseqüente aumento de preços tem incentivado a diversificação da matriz energética com aumento de demanda e preços do gás natural conforme indicado na Figura 3. A partir de 1998, a diferença do preço do petróleo em relação ao do gás reduziu-se consideravelmente, apesar de as reservas de gás continuarem substancialmente maiores. Nos últimos dois anos, os preços definitivamente se ajustaram, indicando a tendência do gás como um dos possíveis substitutos do petróleo.

Para monetizar as reservas de gás natural, é necessário interligá-las até os centros de consumo. Estas interligações são realizadas mediante gasodu-

tos ou transporte em navios, sendo a logística um fator importante na composição do custo do produto. O transporte em navios é realizado com o GNL, que somente é viável economicamente em grandes distâncias (para distâncias menores, o transporte por meio de gasodutos é menos dispendioso). A logística de produção do GNL envolve a unidade de liquefação nos centros de produção, os navios de transporte e o terminal de regaseificação no centro consumidor.

Atualmente, cerca de 70% do mercado de GNL atende ao Japão, Coréia do Sul, Taiwan e Índia, supridos basicamente pela Bacia do Pacífico. Nestes países, a parcela majoritária do abastecimento de gás é realizada por GNL, por via de contratos de longo prazo (entre 20 e 25 anos), voltados, principalmente, para a geração de energia elétrica. No entanto, a projeção de aumento na demanda americana por gás natural deve alterar o presente quadro.

A participação dos Estados Unidos é de cerca de 10% da demanda no mercado de GNL e 23% do consumo mundial de gás natural (EIA, 2003). Espera-se, no entanto, um aumento do consumo de

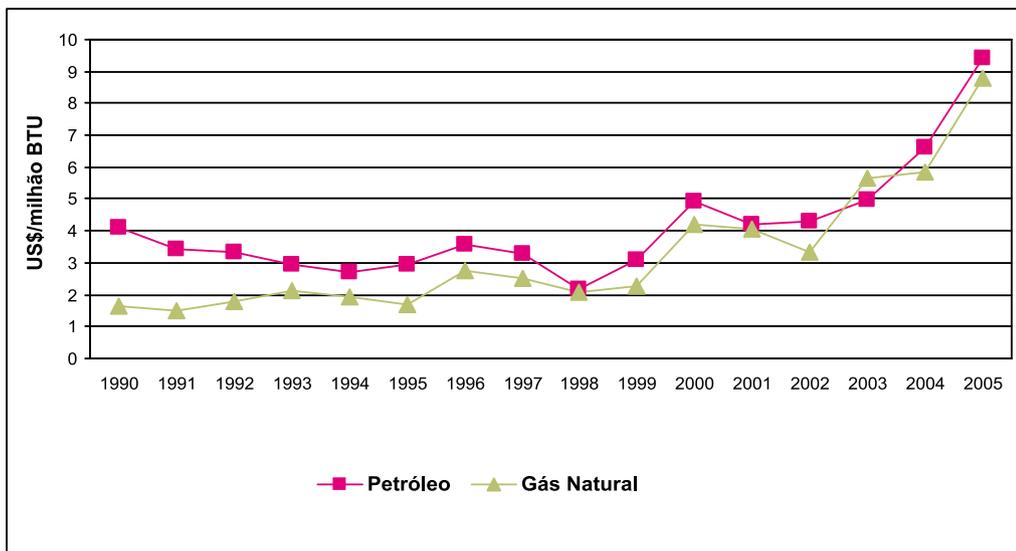


Gráfico 3 – Evolução de Preços de Petróleo e Gás

Fonte: British Petroleum (2006).

⁵ Cerca de 80% das reservas de carvão estão concentradas em países com grande demanda energética como Estados Unidos, Rússia, Austrália, China e Índia. Elevados custos de transporte em grandes distâncias e degradação ambiental limitam a re-introdução do carvão como insumo energético utilizado em larga escala.

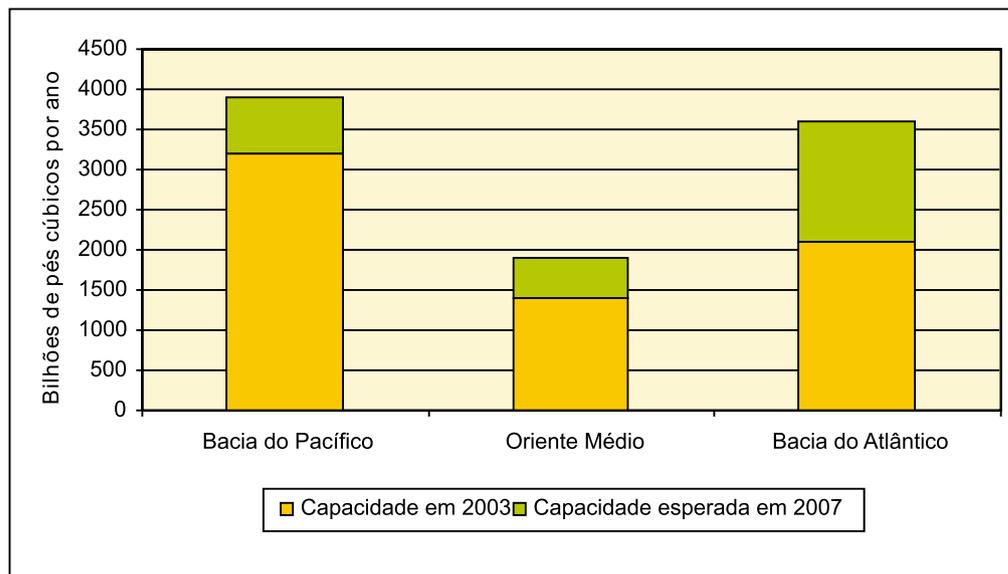


Gráfico 4 – Projeção de Ampliação na Capacidade dos Terminais de Liquefação

Fonte: Energy... (2003).

GNL, em virtude da redução da produção interna de petróleo neste país, da busca por menor dependência de suprimento do Oriente Médio e da redução das importações de gás natural oriundo do Canadá. Estes fatores deverão causar um acréscimo de 60% nas importações de GNL, pressionando os preços no mercado. A ampliação no suprimento aos Estados Unidos tende a ser atendida com a ampliação dos quatro terminais de regaseificação existentes no país e a construção de pelo menos quatro novos terminais, com o GNL procedente, principalmente, da bacia do Atlântico. O aumento no número de contratos e quantidades movimentadas de GNL na bacia do Atlântico consolida uma tendência de crescimento dos contratos de menor prazo refletindo as maiores oscilações do mercado de energia.

A bacia do Atlântico comercializa cerca de 30% do comércio mundial de GNL, sendo composta, atualmente, por cinco produtores: Argélia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Líbia e, mais recentemente, o Egito. Atende, juntamente com as plantas do Oriente Médio, à demanda dos Estados Unidos e da Europa. Conforme indicado no Gráfico 4, existe, porém, a expectativa de ampliação na oferta do gás natural oriundo da bacia do Atlântico, que deve ser a principal supridora de GNL para o Brasil.

Os preços do GNL nos Estados Unidos e Europa têm sido influenciados pelas oscilações dos

seus principais substitutos, que são o preço do barril de petróleo e a disponibilidade do gás natural transportado por via de gasodutos. A implantação de unidades de liquefação no Oriente Médio, com possibilidade de atendimento a ambos os mercados, tende a criar maior correlação nas flutuações dos preços dos mercados da bacia do Atlântico e da bacia do Pacífico.

A frota mundial de transporte é composta por cerca de 200 navios especiais, com capacidade de transporte de 25 milhões de metros cúbicos. Este segmento tem crescido a uma taxa de 10% ao ano, com a incorporação de unidades com capacidades crescentes e tancagem segregada. De forma geral, estão envolvidos em rotas e projetos dedicados, sendo o frete relacionado basicamente com o tipo de contrato de afretamento, a distância transportada e os volumes envolvidos. Os custos com transporte representam até 30% do preço do GNL, enquanto, no caso do petróleo, o frete oscila em torno de 10% do preço do barril. De acordo com Energy... (2003), o transporte para o mercado americano em contratos de curto prazo varia de US\$ 0,35 e US\$ 0,85 por milhão de *British Thermal Unit* (BTU), para o GNL oriundo de Trinidad e Tobago ou Nigéria, respectivamente.

A recepção do gás natural liquefeito nos países consumidores é realizada em locais próximos às

áreas de consumo, com a recepção dos navios em terminais de águas profundas e abrigadas. (DANTAS, 2007). É composta basicamente das unidades de estocagem e de regaseificação. Este arranjo, dadas as peculiaridades do local, pode ser feito no porto ou em unidades ancoradas na costa, chamadas de *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU). Por conta destas características, os investimentos podem variar bastante, sendo os itens determinantes a estocagem e as instalações portuárias preexistentes. Em relação à estocagem, pode ser realizada em reservatórios subterrâneos, onde existe estrutura geológica favorável. Esta alternativa permite que maiores volumes sejam armazenados a um menor custo, tendo, portanto, maior flexibilidade no fornecimento aos consumidores. De acordo com a Energy... (2003), para plantas com capacidade de 14 milhões de metros cúbicos por dia, o investimento varia em torno de US\$ 200 milhões e o fator de custo de capacidade é da ordem de 0,6. O impacto da etapa de regaseificação no custo do produto varia entre US\$ 0,30 e 0,40 por milhão de BTU.

A implantação e a consolidação de um terminal de GNL envolvem aspectos fundamentais a serem considerados na avaliação da viabilidade de um projeto, tais como:

- É necessário firmar contratos com um supridor confiável, estabelecendo preços, quantidades transacionadas, duração do contrato e regras de reajustes transparentes, visto que o investimento em terminais de GNL envolve longo prazo para maturação. O fornecedor deve possuir reservas provadas, estrutura física apropriada e instituições legais estáveis, e sua economia deve-se beneficiar dos resultados da exportação do gás natural.
- É necessário reunir um conjunto de consumidores que represente uma demanda estável e continuada de gás natural, garantindo, assim, o fluxo de caixa projetado ao longo da vida útil do empreendimento. Além disso, a estabilidade no marco regulatório e a proteção a contratos estabelecidos são essenciais para se evitar comportamentos oportunistas dos agentes.

- A existência de mecanismos de reajustes de preços que tenham correspondência com as flutuações do mercado de gás natural também se faz necessária, sem, no entanto, comprometer a equação de rentabilidade do suprimento e consumo final.

A importação de GNL surge, então, como forma de mitigar o risco de interrupções no suprimento de gás em virtude de anormalidades na produção, atrasos em novos desenvolvimentos e dificuldades nas relações comerciais internacionais. Como apontado por Silva (2006), o GNL possui vantagens específicas, tais como a flexibilização da oferta, o menor prazo para implementação, maior eficiência e menor custo operacional para termelétricas em relação ao diesel e, principalmente, a possibilidade de uma maior diversificação das fontes de gás importado. A importação de GNL poderá viabilizar, portanto, uma maior segurança de abastecimento no mercado de gás natural do país.

A possibilidade de a geração termelétrica atuar de forma complementar à hidroeletricidade aumenta a confiabilidade do sistema elétrico e permite adequação rápida da oferta às flutuações de demanda por eletricidade. Com um cenário de aceleração do crescimento econômico e uma elasticidade-renda da demanda de energia elétrica de 1,02, estimativa para 2005 (BRASIL, 2006b), a disponibilidade de gás que permita acionar as térmicas reduz o risco operacional do sistema elétrico e permite um melhor uso dos recursos energéticos.

Com a perspectiva de aumento no preço pago pelo gás boliviano, o custo de GNL passou a ser competitivo. Atualmente, o gás vindo da Bolívia custa US\$ 5,50 por milhão de BTU, sendo que o gás custa US\$ 3,80 e o transporte custa US\$ 1,70. Como o preço do GNL no mercado americano situa-se em torno de US\$ 7 por milhão de BTU e se estima um custo de regaseificação em torno de R\$ 0,80 por milhão de BTU (SILVA, 2006), uma elevação no preço do gás boliviano em pelo menos US\$ 2,30 por milhão de BTU permitiria a importação de GNL, reduzindo o incentivo a comportamentos oportunistas por parte dos fornecedores.

A Petrobras vem estudando várias possibilidades de implantação de terminais, conforme indicado na Tabela 1. As discussões das vantagens e desvantagens de cada terminal têm sido motivo de intensas pressões políticas, no sentido de canalizar investimentos para defender interesses locais. Os critérios, que deveriam nortear-se em fundamentos técnico-econômicos, podem ser redirecionados com prejuízos para os consumidores, na forma de insumo energético mais caro, com menor retorno social do investimento.

O Porto de Aratu começou a operar em 1975 com a finalidade de atender o Centro Industrial de Aratu e a Usina Siderúrgica da Bahia (atualmente Gerdau). Sua barra localiza-se na Baía de Todos os Santos, com profundidade mínima de 30m. Em acordo com Alban (2002), a Baía de Todos os Santos é a maior reentrância de águas profundas da América do Sul, com características geográficas para transformar o Porto de Aratu em um grande complexo portuário. O canal de acesso possui extensão aproximada de 3,7km, largura de 180m e profundidade de 18m, atendendo cerca de 60% da movimentação de cargas do Estado e 5,3% da movimentação nacional, sendo o 6º maior do país. Trata-se de instalação com capacidade suficiente para atender os requisitos do projeto que já possui um terminal químico para produtos líquidos e gasosos.

Tabela 1 – Possíveis Terminais de GNL

Terminal	Estado	Conceito	Investimento aproximado (US\$ milhões)	Projeto
Pecém	CE	FSRU	40	Contratação
Ilha d'Água	RJ	RSV	140	Contratação
São Francisco do Sul	SC	FSRU	223	Básico
Suape	PE	-	-	Básico
São Luís	MA	-	-	Conceitual
Aratu	BA	-	-	Conceitual

Fonte: Elaboração Própria dos Autores a partir de Entrevistas e Depoimentos de Representantes da Petrobras.

Nota: RSV é uma sigla em inglês para navios que fazem o transporte e a regaseificação do gás liquefeito.

A Região Metropolitana de Salvador (RMS), onde esta localizado o Porto de Aratu, é a mais desenvolvida do Estado, concentrando cerca de 80% dos investimentos da indústria baiana, em especial nos setores petroquímico e metal-mecânico. Além disso, a proximidade com instalações industriais poderá melhorar a eficiência do terminal de GNL com aproveitamento energético na etapa de regaseificação do gás.

O fato de a Bahia possuir uma extensa rede de poços maduros de produção de petróleo, interligada por redes de tubulações, também se constitui em uma vantagem comparativa importante. (RAMOS et al., 2007). Uma das etapas mais dispendiosas do terminal de regaseificação de gás natural é a sua estocagem, que pode ser realizada em terminais criogênicos ou em reservatórios subterrâneos. A estocagem criogênica é extremamente dispendiosa, tanto do ponto de vista de custos irreversíveis como pelo custo de operação. A estocagem subterrânea, por sua vez, é possível quando existe a formação geológica adequada e próximo ao centro consumidor. De acordo com Federal... (2007), a estocagem subterrânea pode ser feita em cavernas salinas, aquíferos ou em campos de produção de petróleo esgotados. Estes últimos representam a estocagem mais comum, sendo utilizada desde 1915, e chega a representar cerca de 90% da capacidade de estocagem nos Estados Unidos. (FEDERAL..., 2007). Os parâmetros básicos que determinam a capacidade de estocar e despachar o gás são a permeabilidade e a porosidade do reservatório.

A bacia do Recôncavo Baiano encontra-se com muitos campos maduros cujas características geológicas são bem conhecidas. É necessário, portanto, fazer uma análise dessas características para avaliar a possibilidade de utilizá-los para a estocagem de gás natural importado. Não obstante, em princípio, os aspectos geográficos desses reservatórios são favoráveis: localizam-se próximos a um mercado consumidor de gás natural relevante e com grande potencial de expansão e dispõem de infra-estrutura de transporte e distribuição desenvolvida.

requerem investimentos na malha de transporte de gás da própria região, que não se encontra interconectada e possui trechos com limitações de capacidade.

O gasoduto partindo do Peru, por sua vez, têm menores possibilidades de implementação, até mesmo no médio prazo e, a princípio, não beneficiaria a região Nordeste, tendo em vista que o gás da Bacia de Camisea seria primeiramente enviado ao Chile e Argentina, chegando às regiões Sul e Sudeste do país.

A melhoria da infra-estrutura de transporte de gás natural do país também é fundamental para viabilizar o escoamento do gás das novas reservas descobertas no litoral brasileiro e do gás que venha a ser adquirido da Venezuela, Bolívia, Peru, ou introduzido no país como GNL. O Mapa 1 ilustra a situação da malha de gasodutos do país. Percebe-se que existe a necessidade de se promover, particularmente, a interligação entre as regiões Sudeste e Nordeste, viabilizando, assim, a canalização do gás das reservas do Espírito Santo, Santos e Campos para a Bahia e demais Estados da região Nordeste.

O projeto de interligação das Malhas Sudeste e Nordeste, o Gasene, foi concebido em três segmentos: o Gasoduto Cacimbas–Vitória, o Gasoduto Cabiúnas–Vitória (GASCAV) e Gasoduto Cacimbas–Catu (GASCAC). Com investimentos estimados em US\$ 1,3 bilhão, extensão de 1.335km e capacidade de escoamento de 20 milhões de m³, somente os primeiros dois segmentos encontram-se em construção pela Petrobras. Com o início da operação em 2007 do gasoduto Cabiúnas–Vitória, a Malha Sudeste de gasodutos estará interligada até o Estado do Espírito Santo, permitindo escoar gás a ser produzido nos campos de produção de óleo e gás do norte do Espírito Santo. Nesta fase do Projeto Gasene, o gás fluirá no sentido Norte–Sul, reforçando o abastecimento da região Sudeste. A malha interligando o Espírito Santo a Catu, na Bahia, ainda não obteve licença ambiental, não existindo, portanto, possibilidade de canalização do gás das reservas do Espírito Santo para o Estado no curto prazo.

5 – FLEXIBILIZAÇÃO NA OFERTA DE GÁS NATURAL E IMPACTOS SOBRE A ECONOMIA BAIANA

O Estado da Bahia ocupa a terceira colocação no país em termos de vendas de gás natural, que foram menores somente em relação às vendas do insumo no Rio de Janeiro e São Paulo. Tem-se observado, contudo, que as dificuldades de abastecimento do insumo não têm afetado as diversas regiões do país de forma homogênea. O Gráfico 5 mostra que a tendência de crescimento acentuado nas vendas de gás natural no país arrefeceu-se a partir de 2004 e que, diferentemente do Rio de Janeiro e São Paulo, que mantiveram vendas crescentes no período, a Bahia vem experimentando declínio nas vendas do insumo desde 2003.

A busca por fontes alternativas de suprimento de gás natural reveste-se, portanto, de importância para a economia baiana, considerando a necessidade de se garantirem o abastecimento e expansão do parque industrial instalado no Estado, promover a geração termelétrica com insumo mais limpo e permitir o uso do gás em outros mercados (e.g., segmento automotivo). Estima-se, por exemplo, que o uso do gás natural por indústrias que atualmente utilizam óleo diesel implique uma economia de 50% nos custos com matérias-primas.

A utilização do porto de Aratu para importação de GNL, a construção do Gasene e a expansão da malha de gasodutos da região Nordeste têm o potencial de garantir maior estabilidade no abastecimento de gás natural no Estado, criando, assim, estímulo ao desenvolvimento de projetos que utilizem o gás como insumo. A entrada em operação do campo de Manati também deve contribuir de forma significativa para garantir a oferta de gás no Estado. Localizado na Bacia de Camamu, a exploração do campo de Manati deve gerar R\$ 50 milhões por ano em *royalties*, que ficarão, em sua maior parte, nos municípios da região.

O Campo de Manati é peça fundamental para a consolidação do mercado de gás do Nordeste, abrindo um novo horizonte para a diversificação da produção e consumo na Bahia e colocando o Estado como o segundo maior produtor do Brasil. O

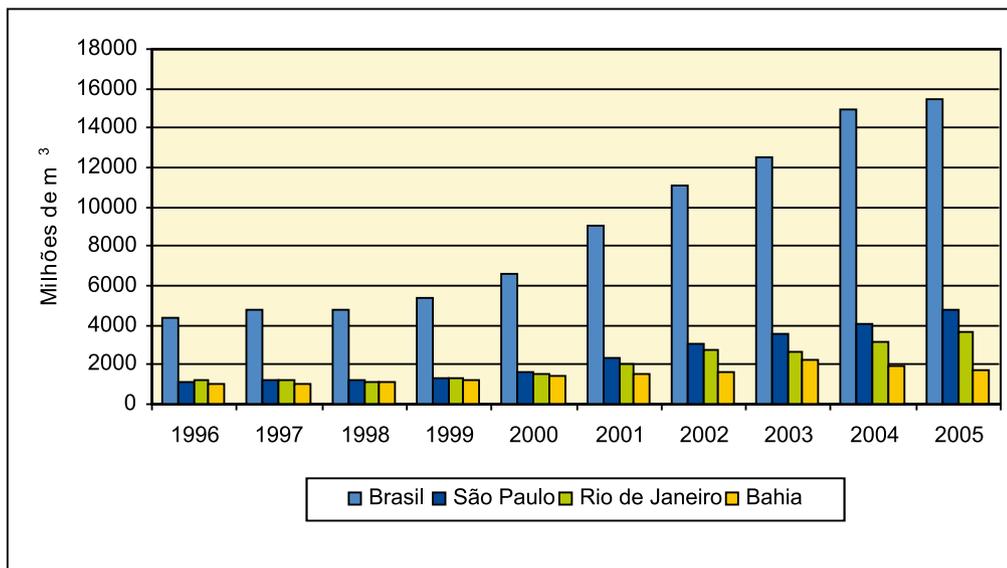


Gráfico 5 – Vendas de Gás Natural pelos Produtores

Fonte: ANP (2006).

campo possui uma reserva estimada de 52,3 bilhões de metros cúbicos e demandará investimentos da ordem de US\$ 580 milhões. É fundamental não apenas para indústria baiana, mas para a geração e co-geração termoeletrica, combustível veicular e para fins residenciais e comerciais. A Bahiagas, empresa estadual de distribuição, investiu em 2006, aproximadamente, 70 milhões de reais na continuidade da expansão da rede de gasodutos comerciais e na interligação para recebimento do gás de Manati, visando garantir, assim, o atendimento ao setor industrial e a ampliação aos segmentos comercial, automotivo e residencial.

A importância da garantia de suprimento de gás natural fica evidente na análise do Produto Interno Bruto (PIB) e do balanço energético do Estado da Bahia. (BAHIA, 2005). Em 2004, o PIB do Estado foi de R\$ 88 bilhões, com o setor industrial respondendo por quase a metade deste total. Dentre os segmentos da indústria, destacam-se metalurgia e química, com uma participação de 56,7% do PIB industrial do estado.

No Balanço Energético do Estado (BAHIA, 2005), o setor industrial é responsável por 34,5% de participação, equivalente a $3.335 \cdot 10^3$ TEP, seguido pelo setor de transportes (25,8%) e pelo consumo residencial, com 25,8% e 22% do total, respectivamente. O gás natural tem, ao longo dos

anos, substituído o óleo combustível na matriz energética baiana, em especial no setor industrial, com a utilização na petroquímica, cerâmica e metalurgia, passando de uma participação de 6,4% em 1990, para 12,8% do consumo energético do estado em 2004. (Gráfico 6)⁷.

A ampliação da infra-estrutura de abastecimento e de novas fontes e possibilidades para garantia do suprimento deste energético são, portanto, fundamentais para o crescimento econômico do estado. Outros canais de venda estão sendo incentivados pela concessionária do serviço local, que já fornece gás natural para 26 estabelecimentos comerciais e gás canalizado a 900 consumidores residenciais, com cerca de três mil na lista de espera para assinatura do contrato.

Na área industrial, o governo do Estado direciona para a garantia de abastecimento. Recentemente, o grupo Unigel Química, instalado no Pólo Petroquímico de Camaçari, assinou acordo com a Bahiagas para ampliação da sua unidade de negócios no Estado, num investimento de R\$ 500 milhões e na criação de 1.500 empregos diretos. A distribuidora de gás compromete-se a viabilizar que o volume de

⁷ O consumo energético dentro do setor industrial está basicamente concentrado em metalurgia e química/petroquímica, responsáveis por 81,2% da energia consumida e por uma fração significativa do valor da produção industrial do Estado, conforme indicado acima.

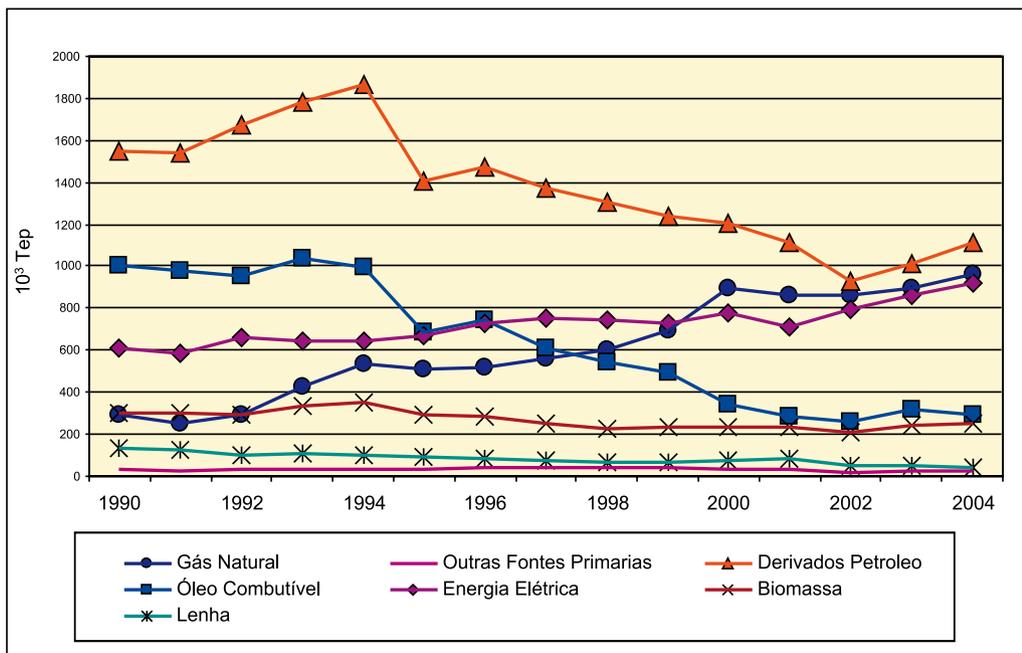


Gráfico 6 – Setor Industrial: Principais Fontes de Energia

Fonte: Bahia (2005).

gás fornecido para a Proquigel, uma das empresas do grupo, passe dos 41 mil metros cúbicos atuais para 130 mil metros cúbicos diariamente. A garantia do gás natural está lastreada no Campo de Manati, que se tornou indispensável para o atendimento da demanda.

De acordo com Cavalcante (2004), a instalação de fornecedores da indústria automobilística no estado, assim como a consolidação da produção da indústria de plásticos, constitui os segmentos mais dinâmicos da indústria local. São segmentos que se beneficiaram de incentivos fiscais para se instalarem na Bahia, justificados pela sua capacidade de multiplicar investimentos. Como demandam energia de baixo custo, tais investimentos podem ser inviabilizados pela falta do gás. Assim, teríamos grandes desperdícios de investimentos públicos, que não retornariam à população sob a forma de geração de empregos e renda.

6 – CONCLUSÃO

Não existe dúvida entre os diversos agentes do setor quanto à importância do gás natural como suprimento energético. Sua viabilização, seja por descoberta de novos campos, por importação por via de dutos dos países vizinhos ou por terminais

de GNL, será um dos pilares para o crescimento e desenvolvimento do país, consoante com a necessidade de redução de CO₂ e de tecnologias limpas.

O desenvolvimento das regiões brasileiras, tão desiguais entre si, também depende do gás. Em especial o Nordeste, que necessita de energia para crescer e prosperar e, assim, melhorar a condição social e econômica de sua população. As decisões estratégicas para o abastecimento de gás natural são de relevante importância para toda a região e devem estar pautadas em uma política energética que objetive o equilíbrio econômico, a segurança na oferta e o interesse público.

A Bahia tem a perspectiva de ter esse crescimento econômico prejudicado pela ausência de energéticos com custos competitivos. A análise acima indica a necessidade de adoção de alternativas complementares de suprimento de gás, aproveitando as vantagens competitivas do Porto de Aratu para importação de GNL e, em paralelo, viabilizando o investimento em infra-estrutura de transporte. Pelo lado da demanda, a dimensão da economia interna baiana e a capacidade de suprir adicionalmente os demais Estados do Nordeste justificam as inversões.

A necessidade de viabilizar fontes de energia em larga escala para a região é o objetivo de curto prazo a ser perseguido. A escassez de grandes potenciais hídricos e as limitações de outras fontes renováveis, como energia eólica e biomassa, revelam a necessidade de encontrar opções. As alternativas levantadas da queima de óleo diesel e carvão possuem impactos deletérios para a atratividade dos investimentos e para o meio ambiente. Assim a disseminação do uso do gás natural surge como um potencial a ser explorado.

Abstract

The situation in the Northeastern region of Brazil is especially difficult due to the lack of an efficient transport infrastructure and the scarcity of natural gas, and the this lack of energy resources at competitive costs could hamper the economic growth of the region. This paper considers the alternatives to expand the sources of natural gas supply for the state of Bahia and the benefits a greater use of natural gas would bring to the state economy. The undergone analysis suggests the need to adopt complementary strategies for natural gas supply to the state, by capitalizing on the comparative advantages of the Aratu Port in importing LNG and raising resources to invest in natural gas infrastructure.

Key words:

Natural Gas; Energy; Regional Development

AGRADECIMENTOS

Este trabalho contou com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia/Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação.

REFERÊNCIAS

ALBAN, M. **Transportes e logística**: os modais e os desafios da multimodalidade na Bahia. [S.l.: s.n.], 2002. (Cadernos FLEM, n. 4).

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2006**. Brasília, DF, 2006.

ARAÚJO, J. L. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. **Nova Economia**, v. 11, n. 1, p. 77-96, 2001.

BAHIA. Secretaria de Infra-Estrutura da. **Balanco energético da Bahia**. Salvador, 2005.

BNDES. **Impacto das recentes medidas da Bolívia no setor de gás brasileiro**. [S.l.], 2006. (Informe Setorial – Área de Infra-estrutura, n. 1).

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional**. Brasília, DF, 2006a.

_____. **Plano decenal de expansão de energia elétrica**: 2006 - 2015. Brasília, DF, 2006b.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy 2006**. Disponível em: <<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6842&contentId=7021390>>. Acesso em: 22 dez. 2006.

CAVALCANTE, L. R. M. T. Economia baiana: configuração estrutural e desempenho recente. **Revista Econômica do Nordeste**, v. 35, n. 1, p. 77-93, 2004.

DANTAS, L. O. **Descrição do sistema de GNL**. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/gnl/gnl1.asp>. Acesso em: 17 jun. 2007.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **The global liquefied natural gas market**: status & outlook. Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2003.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. **Natural gas market analysis**: from wellhead to burner tip, storage of natural gas. Washington, DC, 2007.

HARTLEY, P.; MEDLOCK, K. B. The Baker Institute World gas trade model. In: VICTOR, D. G.; JAFFE, A.

M.; HAYES, M. H. (Ed.). **Natural gas and geopolitics: from 1970 to 2040**. New York: Cambridge University Press, 2006.

KOZULJ, R. **Crisis de la industria del gas natural en Argentina**. Santiago, 2005. (CEPAL - Serie Recursos Naturales e Infraestructura, n. 88).

MACULAN, B.; SILVA JUNIOR, A. Mercado nordestino de gás natural: suprimento pela importação de gás natural. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2006, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2006.

MAGNABOSCO, J. Escassez de gás limita projetos petroquímicos. **Diário do Comércio, Indústria e Serviços**, 18 maio 2007.

RAMOS, M. O. et al. Gás natural liquefeito como alternativo de suprimento energético para o Nordeste do Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, v. 13, n. 1, p. 30-45, 2007.

SILVA, M. J. Política de gás natural no Brasil: a Petrobras e o desenvolvimento do mercado. In: MESA REDONDA SOBRE O GÁS NATURAL E ENERGIA ELÉTRICA, 2006, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2006.

Recebido para publicação em 02.10.2007