

Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil

Cláudia Pimentel T. Prates, Ernesto Costa Pierobon, Ricardo Cunha da Costa
e Vinicius Samu de Figueiredo

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

EVOLUÇÃO DA OFERTA E DA DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

**Cláudia Pimentel T. Prates
Ernesto Costa Pierobon
Ricardo Cunha da Costa
Vinicius Samu de Figueiredo***

** Respectivamente, chefe, economista, gerente e engenheiro do Departamento de Gás, Petróleo e Fontes Alternativas de Energia da Área de Infra-Estrutura do BNDES.*

GÁS NATURAL

Resumo

O mercado de gás natural tem apresentado crescimento substantivo nos últimos anos. Com um aumento de sua participação na matriz energética de 5,4% em 2000 para 9,3% em 2005, o gás natural deixou de ser um mero subproduto na produção de petróleo e tornou-se uma alternativa energética estratégica para o país. Porém, mesmo com o crescimento vigoroso registrado nos últimos anos, o mercado brasileiro de gás natural apresenta algumas fragilidades que precisam ser reduzidas, tais como a elevada dependência da importação e a falta de um sistema integrado nacional capaz de ajustar a oferta entre as regiões. Nesse contexto, o estudo busca identificar, ao longo dos próximos anos, a possibilidade de desequilíbrios regionais entre volume de gás ofertado e demanda de gás.

Introdução

O mercado de gás natural no Brasil é relativamente recente. Até os anos 1990, o mercado estava concentrado em poucos estados, principalmente Rio de Janeiro, São Paulo e Bahia. Além de não serem representativas, as reservas estimadas de gás eram pouco exploradas e se concentravam em alto-mar, geralmente com acúmulo de gás associado ao petróleo. O papel da atividade de exploração e produção de gás natural era muito mais de complementar e auxiliar a produção de petróleo do que de suprir o mercado de gás.

A partir de 2000, nota-se um crescimento significativo do mercado de gás natural graças à construção do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), que permitiu complementar a produção nacional rapidamente e em grandes volumes. A oferta tornou-se mais segura com o fornecimento do combustível extraído de campos de gás não-associado na Bolívia.

O crescimento das reservas de gás natural no Brasil observado nos últimos anos, principalmente com as descobertas de gás não-associado na Bacia de Santos, trouxe expectativas favoráveis sobre a disponibilidade de gás para o mercado brasileiro. Porém, atualmente, as reservas provadas brasileiras não são suficientes para abastecer o mercado por muito tempo. Nos próximos anos, as importações continuarão a exercer um papel importante na oferta de gás, pois, mesmo que se confirmem novas grandes descobertas, a entrada em operação dos campos não é imediata.

É importante observar que a vulnerabilidade do mercado de gás natural não se deve somente ao fato de grande parte da oferta de gás (próxima de 50%) ser importada praticamente de um único país, mas também pelo fato de ainda não haver no Brasil uma infra-estrutura de gasodutos que permita a estabilização da oferta regional de gás. O caso da Região Nordeste é o mais crítico, mesmo com a entrada em operação do campo de Manati na Bahia, prevista para o quarto trimestre de 2006.

A principal questão que se coloca neste estudo é se há risco de racionamento de gás nos próximos anos em decorrência de desequilíbrios entre oferta e demanda, admitindo-se que as importações de gás se mantenham estáveis. E, se ocorrer algum desequilíbrio entre oferta e demanda de gás, quais seriam as regiões mais atingidas, por quais segmentos provavelmente começaria o racionamento e, por fim, quais seriam os anos mais críticos.

O objetivo aqui é identificar alguns gargalos tanto do lado da oferta de gás, quanto na infra-estrutura de transporte e distribuição de gás, com base em um dado crescimento da demanda de gás. Adicionalmente, busca-se apresentar o papel estratégico dos diversos segmentos consumidores, para sinalizar prováveis conseqüências de um corte de suprimento direcionado a um segmento específico. Dessa forma, a preocupação está concentrada na disponibilidade de gás para o mercado interno, ou seja, restringe-se apenas à quantidade de gás. Foge ao escopo deste estudo uma análise sobre os preços, bem como questões regulatórias relativas ao mercado de gás, sabendo-se que o desenvolvimento do mercado depende do equacionamento dessas questões.

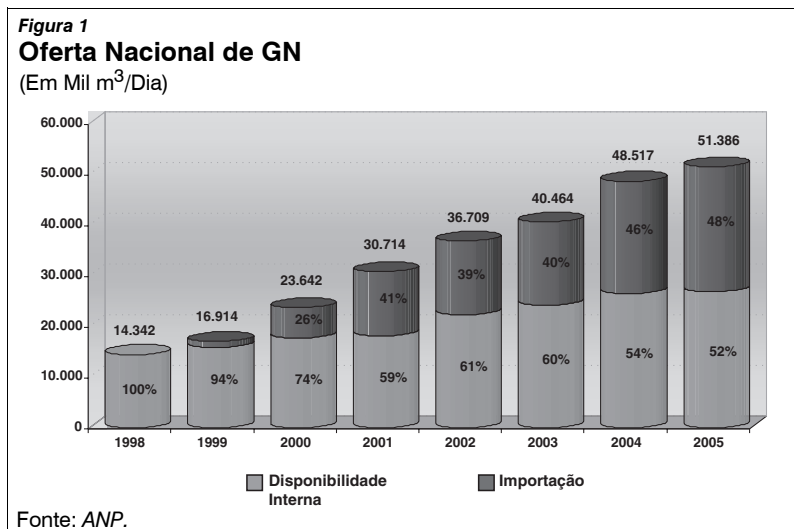
O estudo apresenta, na segunda seção, as características da oferta de gás e mostra em detalhes a composição da produção e a origem das importações. Em seguida, na terceira seção, faz-se um detalhamento das malhas de gasodutos de transporte e distribuição, com ênfase no papel estratégico dos segmentos no desenvolvimento das redes de transporte e distribuição do país. A quarta seção trata da demanda, que é decomposta em segmentos consumidores de gás. Além disso, a demanda é agregada em dois grandes blocos regionais. Com base na evolução passada do consumo setorial de gás natural, são definidas algumas premissas utilizadas na elaboração de cenários futuros. Na quinta seção, elaboram-se cenários de oferta e demanda de energia, confrontando-os no que se denomina balanço entre oferta e demanda de gás. O balanço é realizado para dois blocos regionais separadamente (Nordeste e Sudeste/Sul).

Oferta de Gás Natural

Desde 2000, a oferta interna de gás natural no país tem crescido a uma taxa média de 17% a.a., muito superior, portanto, ao crescimento médio da economia brasileira (2,2% a.a.) e do crescimento médio da oferta interna de energia (3% a.a.). Esse resultado contribuiu para o crescimento do gás natural na participação da matriz energética nacional de 5,4% em 2000 para 9,3% em 2005.

A oferta de gás natural no Brasil é composta por duas parcelas: a disponibilidade interna, que é a quantidade disponível para comercialização oriunda da produção nacional, e a importação.

Entre esses dois componentes da oferta nacional de gás, destaca-se a taxa média anual de crescimento de 32% das importações, impulsionadas principalmente pelo início da operação do Gasbol em julho de 1999, enquanto no mesmo período a disponibilidade interna do produto cresceu a uma taxa de 9% a.a., o que fez elevar a participação das importações na oferta brasileira de gás



natural. Em 2000, dos 23,6 milhões de m³/dia comercializados internamente, o gás importado representou 26%, enquanto em 2005, como pode ser visto na Figura 1, a parcela importada representou 48% da oferta interna disponível de 51,3 milhões de m³/dia.

A maior reserva provada de gás natural é da Rússia, com 27% do total mundial, seguida pelo Irã (15%) e Qatar (14%). Na América Latina, as maiores reservas estão localizadas na Venezuela (2,4%) e na Bolívia (0,7%). O Brasil possui apenas 0,2% do total das reservas provadas de gás natural no mundo.

As Reservas de Gás do Brasil

As reservas de gás natural brasileiras estão concentradas no mar (77%) e principalmente na Região Sudeste (67%), nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos, próximas dos grandes centros consumidores (São Paulo e Rio de Janeiro). A Região Norte possui uma grande reserva concentrada na Bacia do Rio Solimões, entre os Rios Urucu e Juruá, como pode ser observado na Tabela 1.

Como pode ser observado na Figura 2, as reservas provadas de gás natural vinham crescendo continuamente desde 2000, com exceção de 2005, mesmo sendo observado crescimento constante na produção de gás nesse período.

A produção nacional de gás natural tem alta correlação com a produção nacional de petróleo, uma vez que a maior parte do gás existente no país (76%) é do tipo associado ao petróleo, o

Produção Nacional

Tabela 1

Brasil – Reservas de Gás Natural – Dezembro/2005

(Em Milhões de m³)

REGIÃO/ESTADO	PROVADAS	
Norte	51.465	17%
Amazonas	51.465	17%
Nordeste	48.507	16%
Alagoas	4.609	2%
Bahia	21.767	7%
Ceará	995	0%
Rio Grande do Norte	17.617	6%
Sergipe	3.519	1%
Sudeste/Sul	206.424	67%
Espírito Santo	32.328	11%
São Paulo	28.696	9%
Rio de Janeiro (1)	145.378	47%
Paraná (2)	15	0%
Santa Catarina	7	0%
Total	306.396	100%
Total em TCF (3)	10,8	

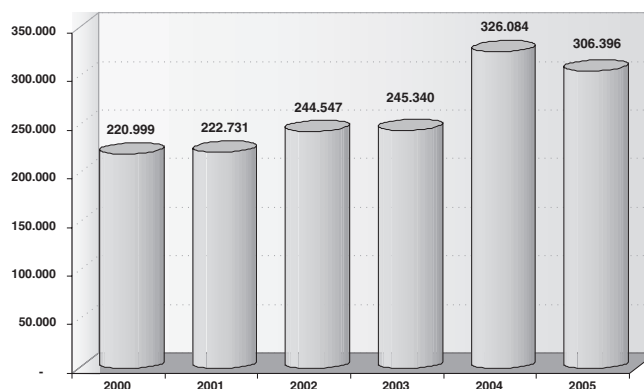
Fonte: ANP.

(1) As reservas do Campo de Roncador estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro.

(2) As reservas do Campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná.

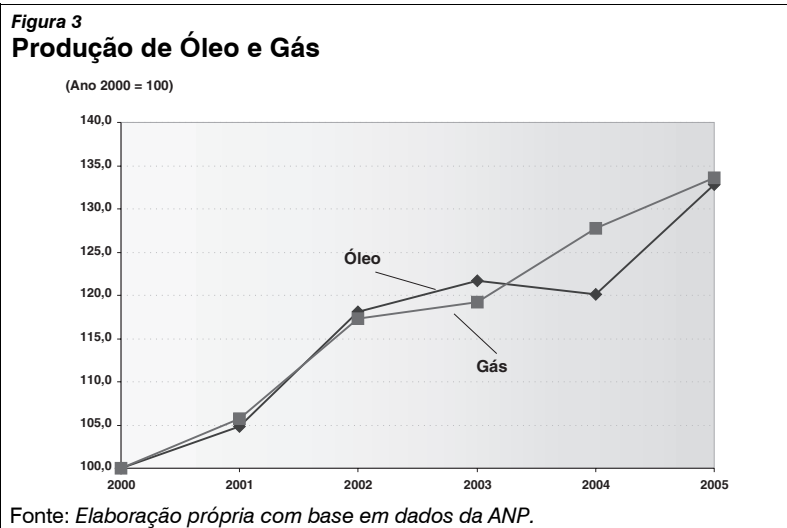
(3) TCF = trilhões de pés cúbicos/1 TCF = 28,32 bilhões de m³.

Figura 2
Evolução das Reservas
(Em Milhões de m³)



Fonte: ANP.

que faz com que sua extração seja influenciada pela produção do petróleo. Para ilustrar esse fato, basta dizer que, entre 2000 e 2005, a produção de petróleo cresceu 33% e a de gás 34%, como pode ser observado na Figura 3.



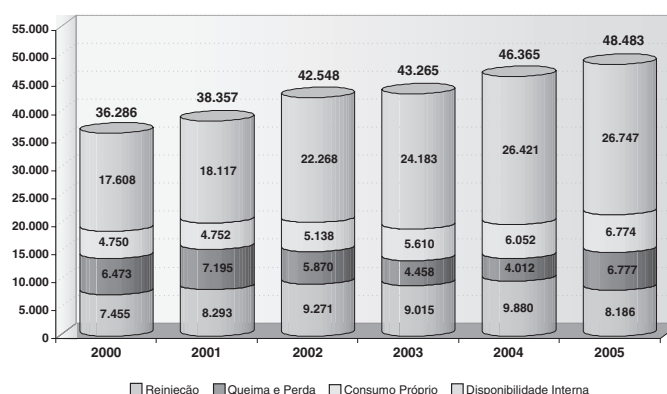
Essa característica da produção brasileira é diferente do que ocorre na maioria dos países produtores de gás, onde as maiores ocorrências de gás natural são do tipo não-associado, que tem alta confiabilidade na sua extração, já que pressupõe um índice de perdas mais baixo. Além disso, a extração oferece maior grau de flexibilidade operacional, o que possibilita ajustes do nível de produção de gás com a sua própria demanda.

Vale destacar que se observa uma queda constante da participação do gás associado no total produzido desde o ano 2000, quando saiu de 81% para chegar aos atuais 76%, marcando o início da tendência de modificação da estrutura da produção de gás. Essa trajetória certamente será consolidada com a entrada dos novos campos produtores de gás não-associado no Sudeste, com destaque para os campos de Peroá e Cangoá, na Bacia do Espírito Santo, e os campos de Mexilhão, Cedro e BS-500, na Bacia de Santos. Segundo informações da Petrobras, a produção de gás natural não-associado vai representar, em 2010, cerca de 50% da produção nacional.

Outra característica brasileira é que grande parte da produção (58%) é realizada no mar (*offshore*), o que implica elevados investimentos na exploração e na produção dos campos produtores. Como as maiores reservas recém-descobertas estão localizadas *offshore*, com destaque para a Bacia de Santos, cujos investimentos são da ordem de US\$ 18 bilhões pelos próximos dez anos, essa característica tende a se acentuar a médio prazo.

Na Figura 4, tem-se uma idéia da evolução da produção de gás natural no Brasil nos últimos anos. Pode-se observar que somente uma parcela do gás produzido é efetivamente disponibilizada às distribuidoras de gás para a comercialização. Isso ocorre

Figura 4
Produção Nacional de Gás
 (Em Mil m³/Dia)



Fonte: ANP.

porque uma parte do gás produzido é utilizada como combustível para a produção de energia na própria unidade de produção (plataformas), o que caracteriza o consumo próprio do produto. Outra parte do gás produzido é reinjetada de volta no reservatório. Além disso, uma parcela do gás é queimada ou se perde no processo de extração. O gás remanescente de todo esse processo recebe o nome de disponibilidade interna.

O montante de reinjeção de gás natural se manteve em torno de 21% da produção até 2004 e caiu para cerca de 17% em 2005, em razão da diminuição no patamar de gás reinjetado na Bacia de Urucu, que detém atualmente a maior participação do total do gás reinjetado no Brasil, com cerca de 73% em 2005. A tendência a médio prazo é de que o montante reinjetado nessa bacia diminua sensivelmente, uma vez que está sendo construído o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, com entrada em operação prevista para agosto de 2008. Com a entrada em operação do gasoduto, o gás natural será disponibilizado para o mercado em geral e para o consumo das termelétricas convertidas de óleo combustível e diesel para gás natural na Região Norte.

Durante os últimos cinco anos observou-se uma redução relevante de queima e perda nos campos produtores nacionais. A queima e a perda, que representavam cerca de 18% da produção em 2000, caíram consistentemente para 9% até 2004. Essa queda foi fruto de ações da ANP, que atuou com o propósito de baixar o percentual nacional para níveis compatíveis com os observados internacionalmente,¹ e da própria Petrobras, que passou a considerar o gás natural um produto estratégico frente a um mercado em franca expansão e com alto potencial de crescimento. Em 2005, verificou-se um retorno transitório ao mesmo patamar de queima e perda de 14% observado em 2002. Isso foi causado em parte pela entrada em operação, no fim de 2004 e início de 2005, das platafor-

¹Nos países industrializados, o nível observado de queima e perda é de 4%.

mas P-43 e P-48, as quais, nos primeiros meses de operação, não possuíam as instalações para enviar o gás associado produzido nos campos de Barracuda e Caratinga à malha de gasodutos.

Já o consumo próprio de gás natural corresponde à utilização do produto como fonte de energia nas unidades produtoras (plataformas) de petróleo e gás. Como exemplo, a plataforma P-50, capaz de produzir 180 mil barris de petróleo e até quatro milhões de m³/dia de gás, possui uma planta de geração de energia de 92 MW, o suficiente para abastecer uma cidade de trezentos mil habitantes. Dessa forma, pela contínua necessidade da utilização do gás como fonte de energia, não se deve esperar no futuro alguma alteração no percentual do consumo próprio frente à produção. Vale destacar que, desde 2000, o percentual do consumo próprio em relação à produção se mantém praticamente constante, em 13%, sem nenhuma alteração significativa, o que reforça a tendência de manutenção do patamar de consumo próprio pelos próximos anos.

Assim, após a contabilização dos volumes de gás para reinjeção, queima e perda e consumo próprio, em 2005, o país disponibilizou para comercialização 26,7 milhões de m³/dia, o que representa cerca de 52% da oferta interna total de gás natural de 51,3 milhões de m³/dia.

A produção de gás natural nacional é concentrada em poucos estados, função da localização das reservas brasileiras. Como pode ser observado na Tabela 2, três estados (Rio de Janeiro, Amazonas e Bahia) são responsáveis por 76% da produção nacional e a Região Sudeste detém a metade da produção.

Tabela 2

Brasil – Produção de Gás Natural – 2005

(Em Mil m³/Dia Médios)

ESTADO	2005	%
Região Norte	9.776	20%
Amazonas	9.776	20%
Região Nordeste	14.242	29%
Ceará	305	1%
Rio Grande do Norte	3.608	7%
Alagoas	3.203	7%
Sergipe	1.692	3%
Bahia	5.434	11%
Regiões Sul-Sudeste	24.466	50%
Espírito Santo	1.423	3%
Rio de Janeiro	21.817	45%
São Paulo	1.041	2%
Paraná	186	0%
Brasil	48.483	100%

Fonte: ANP.

Como as perspectivas futuras de incremento de produção de gás no Brasil estão localizadas principalmente nos estados da Região Sudeste, notadamente nas Bacias de Santos, Espírito Santo e Campos, a produção nacional ficará ainda mais concentrada nessa região.

Importação de Gás Natural

Com a construção do Gasbol,² a Bolívia se tornou o maior fornecedor externo de gás natural do Brasil. No primeiro ano de importação, a vazão média do Gasbol foi de 5,7 milhões de m³/dia. Em 2005, a vazão média já se encontrava no patamar de 23,6 milhões de m³/dia médios e no último trimestre chegou a 25,1 milhões de m³/dia.

Desde 2001, a participação da Bolívia na importação de gás natural é crescente. Passou de 84% do total importado naquele ano para os atuais 96%³ (equivalente a 46% da oferta interna de gás), o que elevou a dependência brasileira da produção boliviana. A maior dependência acaba por elevar tanto os riscos de falha de suprimento quanto o poder de barganha do fornecedor em renegociações das condições do contrato de comercialização do gás com a Bolívia, sempre visando elevar o preço da *commodity* importada.

No início da operação do Gasbol, como existia uma elevada capacidade ociosa de transporte de gás, a Petrobras adotou a estratégia de expandir a demanda interna do produto, como forma de minimizar os prejuízos com os compromissos da cláusula de *take or pay*⁴ estipulados no contrato de comercialização de gás firmado pela empresa com a YPFB.

Essa estratégia de expansão de demanda⁵ foi implementada via política de desconto do preço do gás boliviano pela Petrobras, que teve início em janeiro de 2003, através da adoção do preço-teto do gás boliviano. Por isso, como pode ser visto na Tabela 4, até agosto de 2005 (durante 32 meses) a Petrobras absorveu os reajustes ocorridos no contrato de compra de gás da empresa boliviana YPFB, que prevê a vinculação a uma cesta de derivados de petróleo.

²A operação comercial do Gasbol teve início em 1º de julho de 1999 com capacidade máxima de transporte de 16 milhões de m³/dia, posteriormente ampliada para 30 milhões de m³/dia.

³Deve ser levado em conta que a Argentina, o outro fornecedor de gás natural para o Brasil, enfrenta grave crise na produção em função do congelamento dos preços, restringindo constantemente o envio de gás para o sul do Brasil.

⁴A cláusula de *take or pay* obriga o comprador a pagar pelo gás, mesmo que este não tenha sido efetivamente consumido. Os percentuais de *take or pay* estipulados no contrato foram os seguintes: 60% em 2000, 65% em 2001, 70% em 2002, 75% em 2003 e 80% de 2004 a 2019. Os volumes contratados, com base na renegociação de agosto de 2001, foram os seguintes: 9,1 milhões de m³/dia em 2000, 13,3 milhões de m³/dia em 2001, 24,6 milhões de m³/dia em 2002 e 30 milhões de m³/dia de 2003 até 2019.

⁵A Petrobras também passou a substituir por gás natural os combustíveis utilizados em suas unidades, tais como as refinarias, para elevar seu consumo do produto.

Tabela 3
Importação de Gás Natural por Origem – 2000 a 2005
(Em Mil m³/Dia Médios)

	BOLÍVIA		ARGENTINA		TOTAL
2001	10.534	84%	2.062	16%	12.597
2002	13.090	91%	1.352	9%	14.441
2003	15.320	94%	962	6%	16.281
2004	20.828	94%	1.234	6%	22.063
2005	23.684	96%	956	4%	24.640

Fonte: ANP.

Após a promulgação da lei de hidrocarbonetos pelo governo boliviano em maio de 2005, que elevou a participação governamental de 18% para 50%, o mecanismo de preço-teto foi substituído por um sistema temporário de descontos que implicou um reajuste médio sobre o preço final (commodity mais transporte) de 20% realizado em duas etapas, em setembro de 2005 e em novembro do mesmo ano. A partir de janeiro de 2006, a condição contratual do reajuste do gás natural da Bolívia voltou a ser aplicada integralmente, com reajuste trimestral do preço da *commodity* e reajuste anual da tarifa de transporte, o que incorporou maior volatilidade ao preço do insumo boliviano e uma perspectiva a curto prazo de elevação de preço do gás importado.

Tabela 4

Preço do Gás Natural – US\$/MMBTU

(Commodity + Transporte)

TRIMESTRE	ANO	PRODUZIDO NO BRASIL(1)	TÉRMICO(2)	IMPORTADO DA BOLÍVIA(3)	DIFERENÇA BR E BOL
Terceiro	1999	1,66	–	2,55	54%
Quarto	1999	1,61	–	2,85	77%
Primeiro	2000	1,95	–	2,94	51%
Segundo	2000	2,00	2,48	3,13	57%
Terceiro	2000	2,16	2,48	3,23	50%
Quarto	2000	2,20	2,48	3,35	52%
Primeiro	2001	2,17	2,48	3,48	60%
Segundo	2001	1,97	2,58	3,34	70%
Terceiro	2001	1,79	2,55	3,24	81%
Quarto	2001	1,93	2,48	3,19	65%
Primeiro	2002	2,30	2,46	3,04	32%
Segundo	2002	2,07	2,5	3,01	45%
Terceiro	2002	1,80	2,47	3,17	76%
Quarto	2002	1,73	2,47	3,32	92%
Primeiro	2003	2,40	2,54	3,38	41%
Segundo	2003	2,81	2,63	3,38	20%
Terceiro	2003	2,86	2,64	3,38	18%
Quarto	2003	2,89	2,65	3,38	17%
Primeiro	2004	3,01	2,7	3,40	13%
Segundo	2004	2,92	2,76	3,40	16%
Terceiro	2004	2,99	2,82	3,40	14%
Quarto	2004	3,19	2,9	3,40	7%
Primeiro	2005	3,34	2,95	3,56	7%
Segundo	2005	3,59	3,03	3,56	-1%
Terceiro	2005	3,88	3,09	3,72	-4%
Quarto	2005	4,35	3,26	4,29	-1%
Primeiro	2006	4,50	3,25	4,89	9%
Segundo	2006	4,56	3,28	5,15	13%

Fonte: Petrobras.

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

(*2) Térmico – PPT Port. MME 215, de 26 de julho de 2000, e Port. MME 234, de 22 de julho de 2002.

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

(*4) Dólar comercial média mensal de venda – PTAX Sisbacen

Diante da nacionalização da produção de gás natural da Bolívia, instituída pelo Decreto 28.701, de 1º de maio de 2006, e a conseqüente introdução de um elevado grau de incerteza nas operações da Petrobras e das outras empresas de petróleo no país vizinho, foi cancelado o processo de expansão de capacidade de transporte do Gasbol.

Além do aumento dos impostos incidentes sobre a produção de gás natural na Bolívia, quando a participação governamental subiu de 50% para 82% do valor bruto da produção, comprimindo a margem de lucro da Petrobras nas operações naquele país, as autoridades bolivianas buscam uma renegociação de preço de venda da *commodity*.

O maior grau de incerteza sobre o fornecimento boliviano de gás faz com que fontes alternativas de suprimento de gás passem a ser consideradas pela Petrobras. Atualmente, estuda-se a construção de dois terminais marítimos de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), uma planta de 6 milhões de m³/dia no Nordeste e outra planta de 14 milhões de m³/dia no Sudeste, com a compra ou aluguel de duas embarcações do tipo FSRU⁶ (unidades de estoque e regaseificação de gás natural liquefeito).

Infra-Estrutura de Transporte e Distribuição

As etapas de transporte e distribuição de gás natural caracterizam-se como uma “indústria de rede”, visto que têm grandes custos de implantação, baixos custos de operação e manutenção e grandes ganhos de escala. Essas características favorecem a formação de monopólios naturais e torna fundamental a existência de um arcabouço regulatório eficiente, como normalmente ocorre nos países em que a rede de transporte e distribuição de gás já está consolidada (mercados maduros), para inibir condutas de mercado não-competitivas.

No Brasil, existe uma dupla instância regulatória no segmento de transporte e distribuição de gás natural. A regulação da atividade de transporte de gás natural cabe à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Já a atividade de distribuição de gás é uma prerrogativa dos governos estaduais, que podem formar uma ou mais distribuidoras em seu território e realizar a concessão do serviço para uma empresa estatal ou privada, regulando sua atividade.

⁶*Floating storage and regasification unit.*

Rede de Transporte de Gás Natural

A infra-estrutura de transporte no Brasil é pouco desenvolvida e concentrada em alguns estados, principalmente quando se considera a extensão do país. A Tabela 5 compara a extensão das malhas de transporte do Brasil com a de outros países. No mapa da Figura 5, pode-se ver a atual malha de gasodutos de transporte na América do Sul. Além disso, na Tabela 6 são descritos em detalhes os principais gasodutos de transporte atualmente em operação no Brasil.

Tabela 5
Extensão das Malhas de Transporte de Gás Natural

MALHA DE TRANSPORTE	EXTENSÃO (Mil Km)
Brasil	5,4
México	9,0
Argentina	13,0
EUA	150,0

Figura 5
Infra-Estrutura de Gasodutos de Transporte na América do Sul



Fonte: Petrobras.

Tabela 6

Descrição dos Gasodutos de Transporte em Operação

GASODUTO	ORIGEM	TÉRMINO	DIÂMETRO (pol)	COMPRIM. (km)	CAPACIDADE (mil m ³ /dia)	DATA DE OPERAÇÃO
1. Bolívia-Brasil						
Gasbol (trecho brasileiro – SE)	Corumbá (MS)	Guararema (SP)	32 a 24	1.418	30.000	1999
Gasbol (trecho brasileiro – Sul)	Paulínia (SP)	Canoas (RS)	24 a 16	1.165	6.000	2000
2. Malha Sudeste						
Gasduc	Macaé (RJ)	D. Caxias (RJ)	16	182	4.000	1982
Gasbel	D. Caxias (RJ)	B. Horizonte (MG)	16	357	2.000	1996
Gasvol	D. Caxias (RJ)	Volta Redonda (RJ)	18	95	4.000	1986
Gaspal	Volta Redonda (RJ)	Mauá (SP)	22	325	4.000	1988
Gasan	Mauá (SP)	Cubatão (SP)	12	42	960	1993
3. Espírito Santo						
Lagoa Parda-Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	8	100	1.000	1986
Gasvit	Serra (ES)	Viana (ES)	8	46	660	1997
4. Malha Nordeste						
Candeias-Aratu	Candeias (BA)	Aratu (BA)	12	21	700	1970
Santiago-Camaçari I	Santiago (BA)	Camaçari (BA)	14	33	1.000	1975
Santiago-Camaçari II	Santiago (BA)	Camaçari (BA)	18	33	1.800	1992
Candeias-Camaçari	Candeias (BA)	Camaçari (BA)	12	37	600	1981
Gaseb	Atalaia (SE)	Catu (BA)	14	230	1.100	1974
Gasalp	Pilar (AL)	Cabo (PE)	12	204	2.000	2000
Nordestão	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	12	424	850	1986
Gasfor	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	12 e 10	384	800	1999
Termopernambuco	Cabo (PE)	UTETermope(PE)	16	12	2.200	2004
Candeias-Dow	Candeias (BA)	Aratu (BA)	14	16	2.700	2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	4	7	35	2004
Ramal Termofortaleza	Pecém (CE)	UTE Termof (CE)	10	1	1.700	2003
5. Outros						
Uruguaiana-Porto Alegre	Uruguaiana (RS)	P. Alegre (RS)	24	50	2.800	2000
Lateral Cuiabá (trecho brasileiro)	Cáceres (MT)	Cuiabá (MT)	18	267	2.500	2001
Urucu-Coari ⁷	Urucu (AM)	Coari (AM)	18	280	4.000	1998

Fonte: *Elaboração própria com base em dados dos sites Gasnet, Petrobras e TBG.*

Pode-se notar que os gasodutos de transporte não atendem várias regiões do Brasil e, além disso, não são interligados. Há dois grandes sistemas atualmente em operação: o sistema Gasbol-Sudeste, que atende parcialmente Mato Grosso do Sul e os estados da Região Sudeste e da Região Sul; e o sistema Nordeste, que atende, de forma descontínua, o litoral dos estados do Nordeste, de Salvador a Fortaleza.

⁷Esse gasoduto está operando até o momento para o transporte de condensado até o Porto de Coari, de onde segue via balsa até Manaus.

A grande maioria dos gasodutos é controlada pela Petrobras e suas subsidiárias, incluindo o Gasbol (cujo trecho brasileiro é controlado pela Gaspetro, subsidiária da Petrobras). Poucos ga-

sodutos isolados não pertencem à Petrobras. Os gasodutos Uru-guaiana-Porto Alegre e Lateral Cuiabá, por exemplo, são de utilização limitada, pois atendem clientes específicos.

Além disso, pode-se notar que, atualmente, somente a Petrobras, a principal produtora de gás natural no país, vem investindo na ampliação da malha nacional de gasodutos de transporte. Vários projetos de ampliação da rede estão em andamento, sendo os principais expostos na Tabela 7.

Dos projetos acima apontados, merece destaque o Projeto Malhas, que permitirá uma ampliação significativa na capacidade das malhas do Sudeste e do Nordeste, além de fazer a interligação efetiva de toda a malha do Nordeste. Deve-se observar que todos os projetos da Tabela 7, cujo investimento total previsto é de cerca de R\$ 4,6 bilhões, estão tendo como patrocinadora a Petrobras e suas subsidiárias.

Os projetos em andamento visam ajudar a consolidação das malhas de gasodutos de transporte, mas, mesmo depois de todos os projetos acima indicados entrarem em operação, a malha ainda ficará fragmentada. Em especial, ainda faltará a interligação entre as malhas Sudeste e Nordeste e, além disso, várias regiões do país ainda não serão atendidas por gasodutos. Ademais, ainda há muito pouca integração com países produtores de gás natural da América do Sul. Sendo assim, existem vários projetos em estudo que visam melhorar os pontos acima descritos, mostrados na Tabela 8.

Os projetos Gascac e Sul-Americano estão atualmente sendo tratados como prioridade do governo federal. Os demais projetos listados não são vistos como prioridade, por isso, em sua

Tabela 7

Projetos de Gasodutos de Transporte em Andamento

PROJETO/ GASODUTOS	INÍCIO	TÉRMINO	DIÂMETRO (pol)	COMPRIM. (km)	CAPACIDADE (mil m ³ /dia)	INVEST. PREVISTO (mm R\$)	PREVISÃO OPERAÇÃO
1. Projeto Malhas							
Campinas-Rio	Paulínia (SP)	Japeri (RJ)	28	453	5.800	1.190	2006
Aratu-Camaçari	Aratu (BA)	Camaçari (BA)	14	27	3.800	90	2006
Termoçu	Guamaré (RN)	Açu (RN)	12	59	2.200	54	2007
Catu-Pilar	Catu (BA)	Pilar (AL)	26	441	6.600	1.000	2007
Atalaia-Itaporanga	Atalaia (SE)	Itapor. (SE)	14	29	3.000	56	2006
2. Projeto Gasene							
Cacimbas-Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	26	125	11.000	210	2006
Cabiúnas-Vitória (Gascav)	Cabiúnas (RJ)	Vitória (ES)	28	300	11.000	700	2007
3. Projeto Coari-Manaus							
Coari-Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	20	383	5.500	975	2008

Fonte: Petrobras.

Tabela 8

Projetos de Gasodutos de Transporte

PROJETO	INÍCIO	TÉRMINO	DIÂMETRO (pol)	COMPRIM. (km)	CAPACIDADE (mil m ³ /dia)	INVESTIM. PREVISTO (mm R\$)	STATUS DO PROJETO
Gasene – Trecho Norte (Gascac)	Cacimbas (ES)	Catu (BA)	28	940	11.000	3.500	Estudo de viabilidade
Gasfor II ⁸	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	14	370	2.300	318	Suspenso
Conclusão Uruguaiana-Porto Alegre	Uruguaiana (RS)	P.Alegre (RS)	24	565	2.800	1.000	Suspenso
Gasoduto Sul Americano (trecho brasileiro)	Roraima	Rio Grande do Sul	n.d.	8.000	150.000	40.000	Estudo de viabilidade
Nordestão II	Pilar (AL)	Mossoró (RN)	24	510	8.000	1.010	Suspenso
Ampliação Gasbel	D.Caxias (RJ)	B.Horizonte (MG)	18	292	n.d.	460	Estudo de viabilidade
Paulínia-Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	n.d.	90	n.d.	115	Suspenso
Itu-Gasan	Itu (SP)	Cubatão (SP)	n.d.	n.d.	n.d.	315	Suspenso
Caraguatatuba-Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	32	68	n.d.	445	Suspenso
Urucu-Porto Velho	Urucu (AM)	Porto Velho (RO)	14	538	2.400	1.000	Suspenso
Gasun – Trecho Meio Norte	Fortaleza (CE)	São Luís (MA)	n.d.	948	5.000	1.200	Projeto básico
Gasun – Trecho CO	Campo Grande (MS)	Brasília (DF)	n.d.	n.d.	n.d.	1.300	Projeto básico

Fonte: Petrobras.

⁸O projeto do Gasfor II está suspenso, aguardando a definição a respeito do projeto Nordeste II. Caso o Nordeste II seja realmente construído, o gasoduto deve se iniciar em Mossoró, e não em Guamaré (o comprimento passa a ser 302 km). Deverá também ter um diâmetro maior (20") e maior capacidade (3 mm m³/dia), representando um investimento maior (R\$ 480 milhões).

maioria, estão com os estudos suspensos. As únicas exceções são a ampliação do Gasbel e os dois trechos do Gasun, que podem pleitear recursos da contribuição para o desenvolvimento energético (CDE)⁹ para sua execução, além de contarem com o grande interesse dos estados envolvidos para sua realização.

Pode-se notar que o total a investir nesses projetos em estudo é estimado em R\$ 50,8 bilhões, dos quais R\$ 40 bilhões são referentes ao extenso Gasoduto Sul-Americano. Deve-se ressaltar que a grande maioria dos projetos em estudo indicados na Tabela 8 conta com a participação da Petrobras.

Alternativas de Transporte de Gás Natural

Dentre as alternativas para o transporte de gás natural, além de gasodutos, destacam-se o gás natural comprimido (GNC) e o gás natural liquefeito (GNL).

⁹A contribuição para o desenvolvimento energético é o encargo cobrado aos consumidores de energia elétrica que prevê a construção de gasodutos em áreas não atendidas com gás canalizado até 2002.

O GNC consiste em transportar gás natural pressurizado por via rodoviária. Sua instalação requer a construção de uma estação de compressão e despacho do gás, a aquisição de caminhões especiais e a construção de uma estação de recepção do GNC e de reservatórios em um ou mais pontos de destino. Em termos logísticos, o ponto de destino pode ser o próprio cliente ou ainda uma rede secundária de dutos, que atende vários clientes

simultaneamente. Atualmente, já existem vários projetos de GNC em andamento no Brasil: Avaré (SP), Ribeirão Preto (SP), Rio Grande do Sul e Minas Gerais, além de Manaus (AM), onde o transporte será feito via caminhões em balsas.

O GNL consiste em transportar gás liquefeito a temperaturas muito baixas (cerca de -160°C) e pode ser realizado de duas formas distintas: por via rodoviária e por via marítima. Sua instalação requer a construção de uma estação de liquefação de gás e de um terminal de despacho do gás liquefeito, a aquisição de caminhões (modal rodoviário) ou navios-tanque (modal marítimo) para o transporte; a construção de uma estação de gaseificação no terminal descarregador (local da recepção do gás) e de reservatórios para armazenamento do produto.

No caso do GNL por via rodoviária, a escala do projeto é menor e envolve menores investimentos, porém maiores que os do GNC. A entrega do produto pode ser por rede secundária ou ponto a ponto, tal como no GNC. Existe um projeto de GNL via rodoviária no Brasil, com uma estação de liquefação em Paulínia (SP), com meta de atender alguns mercados distantes de 500 a 1.000 km da estação (Brasília, Goiânia e Belo Horizonte, por exemplo).

No caso do GNL via marítima, a escala do projeto é, em geral, muito maior e envolve a transposição de grandes distâncias, sendo o meio mais viável de realizar o transporte de gás natural entre continentes. Um projeto de GNL via marítima envolve investimentos da casa de US\$ 1 bilhão, entre terminais e navios-tanque, dependendo da capacidade a ser instalada.

De forma geral, o GNC e o GNL via rodoviária servem para complementar a rede de gasodutos e fazem com que o gás chegue a locais ainda não atendidos pela infra-estrutura de transporte e/ou distribuição, ajudando a fomentar novos mercados. Como a implantação do GNL via rodoviária é um pouco mais custosa, torna-se viável para distâncias maiores (da ordem de 500 km a 1.000 km), enquanto o GNC torna-se viável para distâncias menores (100 km a 150 km).

Portanto, na falta de gasodutos, o GNC mostra-se competitivo no transporte de pequenos volumes a pequenas distâncias, enquanto o GNL é competitivo para o transporte de gás em grandes volumes a grandes distâncias.

A opção de importação de GNL implica a necessidade de instalação de estações de recepção/gaseificação em uma região do país que não é bem atendida pela rede de transporte atual – o exemplo mais viável seria a Região Nordeste. Essa pode vir a ser uma alternativa para trazer maior flexibilidade ao mercado de gás natural, pois iria inserir novos fornecedores e permitiria maior ou menor importação em função de variações na demanda.

Rede de Distribuição de Gás Natural

Diferentemente do que ocorre em mercados maduros, em que a malha de distribuição é muito maior do que a rede de transporte, no Brasil a malha de distribuição é duas vezes mais extensa do que a malha de transporte, embora tenha potencial para ser muito maior.

A malha de distribuição de gás brasileira, com cerca de 12,9 mil km em 2005,¹⁰ está concentrada em poucos estados da Região Sudeste, notadamente Rio de Janeiro e São Paulo, com cerca de 72% do total da malha de distribuição.

Nesses estados, destacam-se as distribuidoras Comgás (SP) e CEG (RJ), as maiores do país em volume comercializado, número de clientes e extensão da rede de distribuição. Ambos os estados já têm rede de distribuição há mais de um século e tiveram suas distribuidoras privatizadas entre 1997 e 2000. Além disso, após as privatizações, os investimentos na ampliação das redes nesses dois estados foram expressivos¹¹ e possibilitaram a interiorização da rede, antes restrita às capitais.

Outro fato importante é que somente as distribuidoras Comgás (SP) e CEG (RJ) atendem de forma relevante os mercados residencial e comercial. Esses mercados demandam uma rede mais capilarizada e normalmente são desenvolvidos pelas distribuidoras em um momento posterior ao da instalação inicial da rede, já que é difícil viabilizar uma rede de distribuição para atender somente esses mercados.

As demais distribuidoras têm como foco os mercados industrial e de geração elétrica e deve-se mencionar que o mercado automotivo (GNV) desempenha um papel de importância crescente. Nesses casos, a rede de distribuição em geral não é muito extensa e atende somente alguns clientes-âncoras, em distritos e áreas industriais. Deve-se ressaltar, no entanto, que o recente crescimento do mercado de GNV tem permitido que as redes cheguem a várias cidades e estradas. O GNV tem funcionado como uma âncora para extensão das redes de distribuição.

Na Tabela 9, tem-se a extensão das redes de distribuição em cada estado. Deve-se notar que, além das distribuidoras citadas, que estão atualmente em operação, existem também as seguintes distribuidoras, em fase pré-operacional: Cebgás (DF), Goiasgás (GO), Gaspisa (PI), Gasmar (MA), Cigas (AM), Rongas (RO) e Gasap (AP).

Dentre as distribuidoras com rede não muito capilarizada, merece destaque a SCGÁS, que necessita de uma rede de distribuição maior por causa de uma característica econômica de seu estado – Santa Catarina tem uma razoável dispersão geográfica de seu parque industrial. Além disso, deve-se citar a Gás Natural São Paulo Sul, que tem tido uma política de investimentos agressiva no

¹⁰Fonte: Abegás.

¹¹No caso da Comgás (SP), o contrato de concessão tem metas mínimas de expansão da rede de distribuição.

Tabela 9

Redes de Distribuição de Gás Natural no Brasil

DISTRIBUIDORA	ESTADO	CONTROLE ACIONÁRIO	VOLUME DISTRIBUÍDO (mil m ³ /dia) ¹²	NÚMERO DE CLIENTES ¹³	EXTENSÃO DA REDE (km) ¹⁴
1. Região Sudeste					
Comgás	SP	BG (Reino Unido)	12.767	404.256	4.200
Gás Natural SPS	SP	Gás Natural (Esp.)	1.073	7.230	872
Gás Brasileiro	SP	ENI (Itália)	207	n.d.	178
CEG	RJ	Gás Natural (Esp.)	5.158	606.766	3.502
CEG-RIO	RJ	Gás Natural (Esp.)	3.431	1.500	544
Gasmig	MG	Estado	1.484	169	336
Petrobras Distribuidora	ES	Petrobras	1.114	n.d.	64
2. Região Sul					
Compagás	PR	Estado	742	106	448
SCGÁS	SC	Estado	1.422	74	612
Sulgás	RS	Estado	2.589	83	400
3. Região Nordeste					
Bahiagás	BA	Estado	3.363	144	450
Sergás	SE	Estado	253	35	110
Algás	AL	Estado	430	155	177
Copergás	PE	Estado	1.695	89	267
PBGÁS	PB	Estado	306	56	210
Potigás	RN	Estado	356	53	205
Cegás	CE	Estado	603	109	210
4. Região Centro-Oeste					
MSGAS	MS	Estado	1.099	10	128
MTGAS	MT	Estado	345	1	n.d.

Fontes: Revista Brasil Energia (junho/2006), site Gasnet e Abegás.

mercado residencial e comercial, facilitada pela sua situação geográfica, pois em sua área de atuação¹⁵ há grande concentração de clientes em torno da cidade de Sorocaba. Por outro lado, distribuidoras de estados com grande território e cidades importantes em seu interior, tais como Gasmig (Minas Gerais) e Bahiagás (Bahia), têm grande potencial de expansão em sua rede, que se encontra muito reduzida e concentrada em torno das capitais.

Deve-se ressaltar que existem dois grandes obstáculos a novos investimentos em distribuição de gás em vários estados: o controle estatal das empresas distribuidoras, que dificulta a obtenção do financiamento necessário para a construção de redes de distribuição; e questões regulatórias, visto que vários contratos de concessão não fixam metas de expansão de rede e ainda condicionam o investimento em novos gasodutos a uma taxa de retorno muito elevada para um mercado desse tipo.

¹²Dados de abril de 2006.

¹³Dados do site www.gasnet.com.br, de 2003.

¹⁴Dados da Abegás, de 2005.

¹⁵A área de atuação da Gás Natural São Paulo Sul está localizada na parte sul do Estado de São Paulo. Compreende uma área de 53.206 km² e 93 municípios, com destaque para as regiões administrativas de Sorocaba e Registro.

Outro obstáculo importante é a falta de oferta do produto, em especial na Região Nordeste, onde atualmente diversas distribuidoras estão tendo que retardar investimentos por falta de gás para atender a potenciais clientes.

Além disso, nos estados de Minas Gerais e Paraná, a empresa de distribuição de gás pertence à empresa de distribuição de energia elétrica, o que cria um conflito de interesses (em alguns mercados, o gás natural concorre com a energia hidroelétrica) e faz com que investimentos em gasodutos não sejam prioridade – o mercado de energia elétrica tem maior maturidade e penetração que o de gás natural no Brasil e, em geral, tem prioridade de investimentos.

Esses são alguns dos fatores que explicam a pequena extensão da rede de distribuição de gás natural no Brasil.

Demanda de Gás Natural

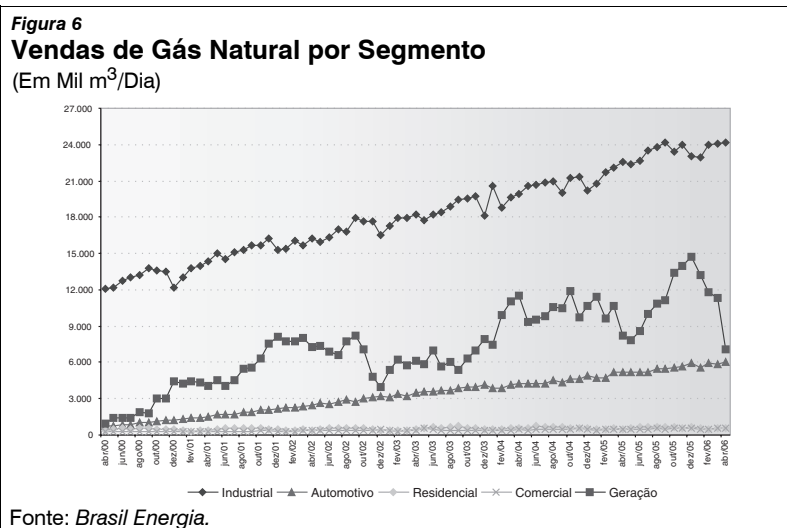
Neste tópico, faz-se, primeiramente, uma descrição do papel estratégico dos principais segmentos consumidores para o desenvolvimento do mercado de gás.

Em seguida, analisa-se a demanda dos segmentos agregada em duas grandes regiões. Essa agregação tornou-se necessária porque as malhas do Sudeste e do Nordeste não estavam conectadas. A análise retrospectiva do consumo permite observar gargalos regionais, identificar necessidades de investimentos em transporte de gás, bem como detectar possíveis desequilíbrios entre ofertas e demandas regionais.

Vale destacar que os dados utilizados nesta seção restringem-se às vendas das distribuidoras de gás natural. Isso significa dizer que não estão incluídos na análise o consumo próprio e as vendas diretas da Petrobras, tais como os consumos em refinarias, em unidades de produção e processamento de gás natural e das fábricas de fertilizantes Fafen.

Demanda de Gás Natural por Segmento

Em 2005, o maior consumidor de gás natural em volume de vendas foi o segmento industrial (57%), seguido do segmento de geração e co-geração de eletricidade (27,1%), consumo automotivo (13,2%), residencial (1,5%) e comercial (1,2%). Pela participação nas vendas, pode-se inferir que os segmentos industrial e de geração de eletricidade, como também o gás natural veicular (GNV), são estratégicos para a ampliação da malha de transporte e de distribuição de gás natural, embora possuam dinâmicas diferentes.



Na Figura 6, observa-se uma grande variação do consumo termelétrico, que é complementar à geração hídrica, devido à sazonalidade do setor elétrico brasileiro. O segmento industrial apresenta melhor estabilidade no consumo, porém é sensível ao comportamento dos preços relativos dos combustíveis substitutos, principalmente o óleo combustível. A tendência de crescimento do consumo de GNV é crescente e ancorada por incentivos fiscais. O mercado é limitado por um percentual da frota, a que percorre grandes distâncias, além de ser bastante suscetível à mudança de políticas de incentivo.

Até a década passada, o segmento industrial era praticamente o único grande consumidor em volume de gás natural. Até então, as malhas de transporte e distribuição eram desenvolvidas praticamente em função desse segmento, ou seja, só o volume consumido pelas indústrias justificava a expansão das malhas de gasodutos.

Segmento Industrial

Para as distribuidoras de gás, esse segmento é o que possui uma das menores margens de lucro, uma vez que o segmento apresenta uma das maiores elasticidades preço da demanda. Isso impede a prática de preços elevados sob o risco de perda de clientes. A captura de clientes é dificultada não somente pelo baixo preço do óleo combustível, como também pela necessidade de investimentos na troca ou adaptação dos equipamentos e nas instalações dos consumidores.

As vantagens da substituição de outros combustíveis fósseis (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo – GLP e carvão mineral) por gás natural estão relacionadas a vários aspectos: à

melhoria da qualidade ambiental, com a redução de poluentes como enxofre, particulados e gases de efeito estufa; à melhoria da qualidade dos produtos produzidos por certos segmentos industriais como cerâmica e vidro; à diversificação das fontes de suprimento de energia; ao fato de não precisar estocar o combustível (a área de armazenamento e movimentação pode ser liberada para outros fins); e à menor movimentação de caminhões nas instalações.

Segmento de Geração Termoelétrica

A geração termoelétrica a gás é relativamente recente no Brasil e, portanto, tem uma contribuição ainda tímida para o sistema elétrico. O seu papel é de complementar a geração hidroelétrica, uma energia sazonal. A termoeletricidade é mais solicitada em períodos de estiagem ou para atender à demanda de pico.¹⁶ Quanto maior a participação termoelétrica na matriz, menor o risco de déficit de energia elétrica.

Para o setor de gás, o elevado consumo unitário das termoelétricas serve como âncora para a construção de gasodutos de transporte. Em alguns casos, em que não há concentração industrial, a construção do gasoduto só se torna viável se uma usina termoelétrica for instalada na região, operando um número mínimo de horas por ano.

Do ponto de vista do produtor de gás, é interessante que as usinas termoelétricas operem um mínimo de horas por mês, ainda que os contratos de fornecimento sejam protegidos por cláusulas *take or pay*, que garantem uma receita mínima aos produtores de gás. Isso ocorre porque o consumo efetivo da molécula de gás natural permite que sejam produzidos líquidos de gás natural, produto de elevado valor no mercado, e possibilitam a geração de receita adicional ao produtor de gás.

¹⁶A curva de consumo diário de eletricidade apresenta um pico bastante elevado no horário entre 18h e 22h, período durante o qual algumas usinas são despachadas. Usinas de baixo custo fixo, mas não muito competitivas por causa dos custos variáveis (custo de combustível), como as termoelétricas a gás, óleo combustível e diesel, são mais adequadas para atender à demanda nesse horário.

Portanto, o papel estratégico da geração de termoeletricidade a gás funcionando um número mínimo de horas por ano pode ser resumido nos seguintes pontos: i) serve de âncora para investimentos em gasodutos, principalmente em regiões com pouca densidade industrial; ii) reduz o risco de déficit de energia elétrica; e iii) permite a produção de líquidos de gás natural.

Segmento de Co-Geração

No Brasil, a co-geração a gás começou nos grandes consumidores industriais, em que os sistemas eram projetados para produzir vapor (calor de processo) e energia elétrica para consumo próprio. Mais recentemente, a co-geração a gás natural avançou para o setor de serviços, principalmente em *shopping centers*, hotéis, hospitais e aeroportos, gerando concomitantemente eletricidade e frio.

As vantagens da co-geração de energia podem ser resumidas pelos seguintes fatos:

- 1) Alta eficiência energética, que permite alcançar índices acima de 85%, enquanto a geração a ciclo combinado está na faixa de 50% a 55%;
- 2) A geração é distribuída e, portanto, não necessita de investimentos em transmissão e distribuição de eletricidade; e
- 3) Melhora a confiabilidade da rede de transmissão e distribuição.

Por causa de seu elevado consumo, a co-geração poderia ser incentivada como âncora de desenvolvimento da malha de gasoduto em cidades médias e grandes em que houvesse concentração de hotéis ou *shopping centers*.

Porém, o mercado de co-geração é ainda incipiente no Brasil e encontra várias barreiras ao seu desenvolvimento. Os maiores entraves são, geralmente, impostos pela distribuidora de eletricidade. Ocorre que, com a implantação de uma planta de co-geração, as distribuidoras de eletricidade perdem de imediato um grande consumidor. Conseqüentemente, as concessionárias de distribuição de eletricidade buscam inibir o investimento em co-geração nas instalações de seus clientes. Para isso, utilizam várias estratégias, dentre as quais destacamos as seguintes: a dificuldade de celebrar contratos de comercialização de energia elétrica de *back up* (para períodos de paradas de manutenção ou períodos de geração insuficiente); a agressividade da política de descontos temporários da tarifa de energia elétrica para potenciais clientes co-geradores; e a imposição de tarifa elevada para utilização da rede elétrica para a venda de excedente de eletricidade dos co-geradores.

Por todos esses motivos, o mercado de co-geração no Brasil é ainda pequeno. Especificamente no caso da co-geração a gás natural, grande parte dos equipamentos é importada, uma vez que não há estímulo para a entrada dos fabricantes de equipamentos no país.

O uso de gás natural em veículos apresentou expansão notável nos últimos anos. As conversões de veículos leves para gás natural encerraram o ano de 2005 com 224.337 adaptações, o que fez a frota nacional de veículos leves movidos a gás natural alcançar a cifra de um milhão,¹⁷ com crescimento de 24% sobre 2004. A frota de veículos movidos a gás natural passou a representar 5,3% da frota total de veículos leves em 2005, contra apenas 0,88% em 2000. Assim, a frota nacional de veículos movidos a gás natural do Brasil tornou-se a segunda do mundo, atrás apenas da Argentina.

Segmento de Gás Natural Veicular (GNV)

¹⁷O Rio de Janeiro detém a maior frota de veículos movidos a GNV do país, com 417.786 veículos, seguido por São Paulo, cuja frota alcançou 260.462 veículos em 2005.

Os proprietários de frotas de automóveis ou de veículos que percorrem grandes distâncias têm se interessado pela conversão por duas razões principais, que trazem em alguns meses o retorno do investimento na conversão dos veículos:

1. Preço do GNV bem abaixo do preço dos combustíveis substitutos;¹⁸ e
2. Redução de impostos em alguns estados, como a redução de 25% no IPVA em São Paulo e de 75% no Rio de Janeiro.

Atualmente, o segmento de GNV tem sido utilizado por algumas distribuidoras estaduais de gás para introduzir as malhas de gasodutos em cidades ou regiões onde não há gás canalizado (chamadas de *green fields*). Essa função de âncora de distribuição para cidades ou localidades periféricas a partir da instalação de postos de abastecimento ao longo das principais rodovias torna-se possível porque se sabe que um posto que comercializa GNV tem um consumo padrão de cerca de 150 mil m³ a 200 mil m³/mês.

Existem fortes críticas às subvenções para estimular o uso do GNV em veículos leves, uma vez que este combustível é escasso e ocupa uma parte do mercado do álcool e da gasolina. O que se considera estrategicamente correto seria a substituição do diesel utilizado no transporte coletivo das grandes cidades, o que pode melhorar a qualidade do ar e reduzir as necessidades de importação deste combustível.

¹⁸Conforme descrito no Informe Setorial de maio de 2006 do BNDES, que realizou um estudo comparativo dos valores dos combustíveis no Estado de São Paulo, o valor do gás para consumo automotivo é de R\$ 33,5 por milhão de BTU (British Thermal Units, unidade de medida de energia mundialmente utilizada), contra R\$ 85,4 do álcool, R\$ 80,7 da gasolina e R\$ 55,6 do diesel.

Portanto, deve ser levado em conta que, no caso de ocorrer falta de gás no mercado nacional, o risco de não atendimento da demanda deste segmento é elevado, ou seja, este seria um dos primeiros segmentos a sofrer redução de oferta. Na atual conjuntura, tal redução poderia ser absorvida pelo mercado, pois os automóveis movidos a GNV podem utilizar outros combustíveis.

Segmentos Residencial e Comercial

Os segmentos residencial e comercial, que se caracterizam pelo consumo unitário de pequenos volumes e se encontram geograficamente muito pulverizados, somente são atendidos com gás canalizado se houver um grande consumidor (âncora) localizado nas proximidades ou se houver um número mínimo de consumidores comerciais e residenciais concentrados que justifiquem a implantação de uma malha de baixa pressão.

Após a implantação da rede básica, a etapa seguinte é a capilarização das malhas, quando se realizam investimentos apenas marginais para possibilitar o atendimento dos clientes residenciais e comerciais, que pagam as maiores tarifas unitárias. Dessa forma,

a combinação de investimento marginal com a cobrança de altas tarifas unitárias faz com que as maiores margens de lucro das distribuidoras de gás sejam obtidas desses clientes.

As principais vantagens do gás canalizado para os consumidores residenciais e comerciais são as seguintes:

1. Não é necessário o reabastecimento de combustível (como ocorre com o gás de botijão – GLP);
2. É reduzido o nível de perda ou de escape do combustível, o que melhora a segurança das instalações; e
3. O pagamento da fatura é realizado *a posteriori* ao consumo.

Essas vantagens proporcionadas pelo gás canalizado fazem com que os consumidores residenciais e comerciais, depois que passam a utilizar gás canalizado, sejam menos sensíveis a variações do preço do combustível substituto. Ou seja, sua demanda é mais inelástica e eles se tornam muito mais fiéis do que os outros clientes. Por isso, um número grande de consumidores residenciais ou comerciais no *portfolio* de clientes de uma distribuidora minimiza seu risco de inadimplemento e, conseqüentemente, melhora a previsibilidade dos fluxos de receita futuros.

Cabe destacar aqui que o fornecimento de gás natural para o segmento residencial tem um papel importante para o setor elétrico, pois reduz a demanda de pico. Isso advém do fato de que no Brasil é amplamente difundido o uso do chuveiro elétrico com emprego de energia por um curto período de tempo, o que acaba por gerar um aumento “repentino” de demanda elétrica. Muitas usinas são construídas para atender a essa demanda de pico e na maior parte do tempo essas usinas não são despachadas, o que gera um desperdício não desprezível de recursos. Por esse motivo, é muito mais eficiente utilizar o gás natural para aquecer diretamente a água nas residências, o que minimiza as ocorrências das demandas de pico do sistema elétrico.

Portanto, os segmentos residencial e comercial exercem um papel importante não só para a indústria do gás – através do aumento da taxa de rentabilidade e da redução do risco comercial à medida que a rede se capilariza –, mas também para o setor elétrico nacional, pois diminui as necessidades de investimento ao reduzir a demanda de pico.

A análise de dados agregados para o país não permitiria identificar os pontos de estrangulamento para o atendimento da demanda regional. Como as malhas de gasodutos das Regiões

**Demanda de
Gás Natural por
Grandes Regiões**

Sudeste e Nordeste não estão conectadas e as reservas estão concentradas em poucas regiões, o crescimento desequilibrado nas diferentes regiões entre a demanda e a oferta de gás natural pode provocar problemas de abastecimento futuro das regiões. O objetivo deste tópico é identificar possíveis gargalos regionais.

Como ainda não há comercialização de gás natural na Região Norte e o consumo da Região Centro-Oeste está concentrado no setor elétrico, preferiu-se realizar a análise em duas grandes regiões: Nordeste e Sudeste/Sul.

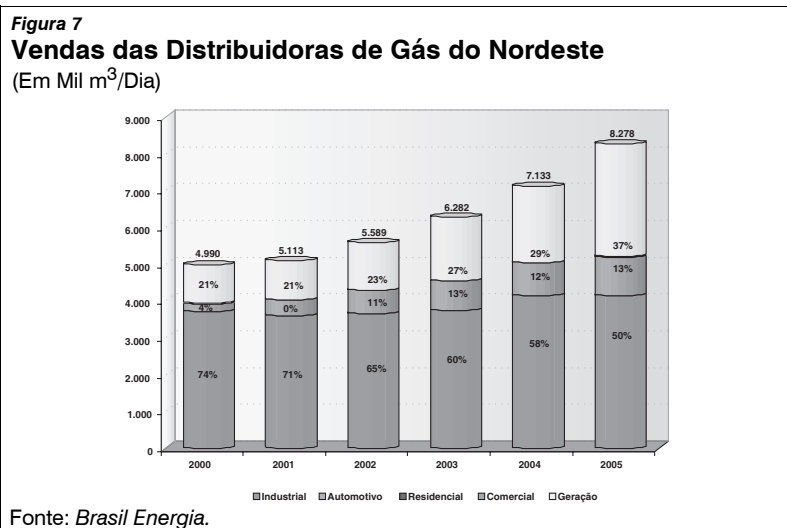
Região Nordeste

A Região Nordeste vem apresentando taxas positivas de crescimento de venda de gás, porém inferiores às observadas no Brasil. Nos últimos cinco anos, enquanto a taxa média de crescimento das vendas das distribuidoras de gás no Brasil foi de 19% a.a., no Nordeste essa taxa foi de 10,7% a.a., o que fez sua atual participação no consumo total do país cair para 21%, quando em 2000 esta participação foi de 30%.

O Estado da Bahia ainda mantém a liderança regional do consumo (em 2005, teve participação de 43% no consumo regional de gás), porém sua participação relativa vem caindo consistentemente desde 2000, quando representava 66% do consumo de gás natural no Nordeste. Em compensação, os Estados do Ceará e Pernambuco (este principalmente em razão da entrada em operação da termoelétrica UTE Termopernambuco) vêm aumentando seu consumo de gás a taxas superiores ao do crescimento médio da região, fazendo com que suas participações no consumo do gás nordestino atualmente sejam de 9% e 33%, respectivamente.

A indústria ainda é o segmento que mais consome gás na Região Nordeste (50% em 2005), embora venha perdendo dinamismo desde o ano de 2000, quando representava 74% do consumo nordestino de gás, como pode ser constatado na Figura 7. Esse espaço foi ocupado pelos segmentos automotivo e de geração de energia, que saíram de 4% e 21% em 2000 para cerca de 13% e 37% em 2005, respectivamente. Esses dois segmentos são atualmente os mais dinâmicos da região.

É importante observar que a quase estagnação das vendas da região para o segmento industrial nos últimos anos se deve ao fato de que as distribuidoras estaduais de gás não têm como atender à demanda adicional, uma vez que o segmento industrial exige contratos de fornecimento de longo prazo com garantia firme de entrega. Todavia, a Petrobras, por não ter oferta adicional disponível para a região, não tem oferecido garantia firme de gás para as distribuidoras e não renovou os contratos de fornecimento de gás



com volumes maiores. Essa situação criou uma demanda reprimida no Nordeste, cuja situação mais crítica é a do Estado da Bahia.

Deve-se ressaltar que, no contexto atual, não há gás para atender à demanda das termoelétricas do Nordeste, se elas forem despachadas simultaneamente a plena carga.

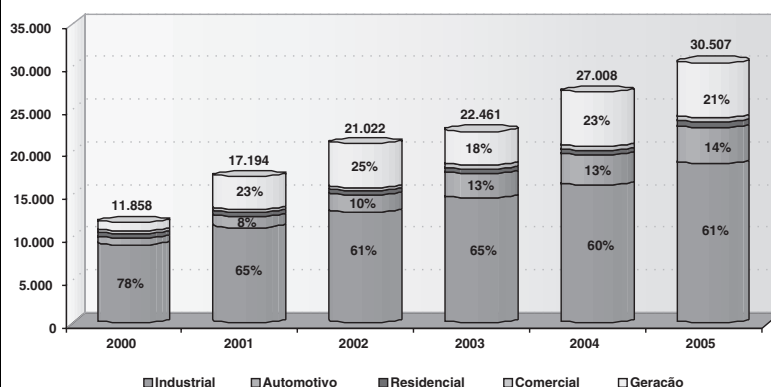
As Regiões Sudeste e Sul vêm apresentando taxas de crescimento de venda de gás superiores às observadas no Brasil. Nos últimos cinco anos, a taxa média de crescimento das vendas das distribuidoras de gás nas Regiões Sudeste e Sul foi de 21% a.a. (contra 19% a.a. no Brasil), o que fez sua participação no consumo total do país subir para 76%, quando em 2000 esta participação foi de 70%.

Regiões Sudeste e Sul

Apesar da taxa de crescimento das vendas, é importante destacar que ainda há muitas áreas não providas de infra-estrutura de gás nas Regiões Sudeste e Sul. Iniciativas têm sido imprimidas para atender inicialmente regiões dos Estados de São Paulo, Minas Gerais, Paraná e Rio Grande do Sul com GNC e GNL, para que essas regiões possam dispor de gás enquanto as malhas de distribuição não forem concluídas.

O Estado de São Paulo ainda mantém a liderança regional do consumo (em 2005, teve participação de 43% no consumo regional de gás) e sua participação tem crescido desde 2003, fruto dos investimentos na expansão das malhas de distribuição das concessionárias estaduais de gás. Outro estado que registrou crescimento do consumo acima da média da região foi o Rio Grande do Sul, impulsionado pelo crescimento no consumo de gás automotivo.

Figura 8
Vendas das Distribuidoras de Gás do Sudeste/Sul
 (Em Mil m³/Dia)



Fonte: *Brasil Energia*.

A indústria é o segmento que mais consome gás nas Regiões Sudeste e Sul (61% em 2005), como pode ser observado na Figura 8, com destaque para a participação do consumo industrial no total consumido no Estado de São Paulo, com cerca de 79%, a maior do Brasil. Ao observar o comportamento da taxa média de crescimento do consumo de cada segmento, nota-se que os segmentos de geração e automotivos são atualmente os mais dinâmicos dessas regiões.

Balço entre Oferta e Demanda

O balanço entre oferta e demanda de gás natural do Brasil no período de 2006 a 2010 foi elaborado separadamente para as regiões Sudeste/Sul e Nordeste, uma vez que as malhas de distribuição e de transporte de gás dessas regiões ainda não estão conectadas. Dessa forma, será possível avaliar a existência de desequilíbrios entre a oferta e a demanda da região em estudo que impliquem a necessidade de investimentos no transporte de gás entre as regiões ou até mesmo a ampliação da importação de gás.

Com relação à Região Norte, por se tratar de um sistema isolado, não consideraremos sua produção e sua demanda na presente análise. Vale destacar que sua produção futura será toda ela direcionada para a geração de energia elétrica e o mercado dos municípios onde o gasoduto Urucu-Coari-Manaus vai ser instalado.

Perspectivas de Oferta de Gás Natural

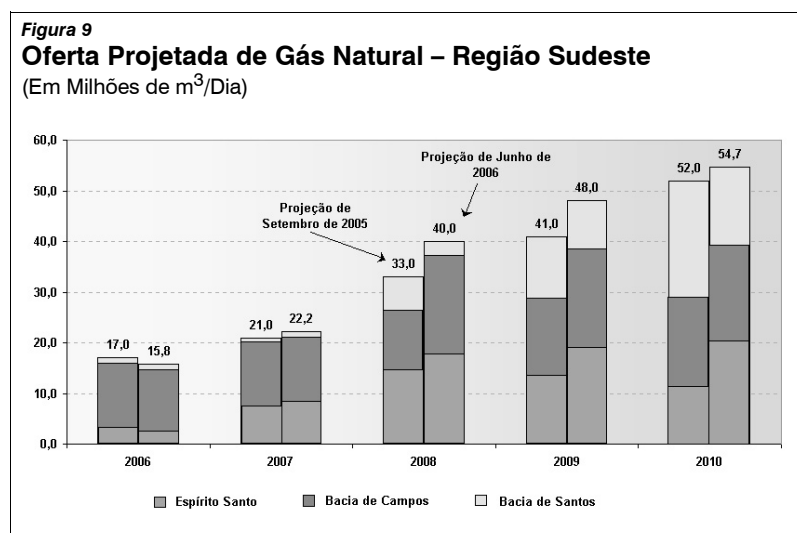
Para estimarmos a oferta de gás natural nos próximos anos, consideramos as informações divulgadas pela Petrobras com relação ao volume projetado de disponibilidade de gás natural nas

diferentes bacias produtoras. Além disso, consideramos a disponibilidade do gás consumido nas refinarias para o mercado, adotando como premissa a utilização de outros combustíveis pelas refinarias.

Destacamos que nos últimos meses mudanças significativas ocorreram nas estimativas da empresa com relação à curva de oferta futura de gás, desde que a Petrobras divulgou, em meados de maio de 2006, um ambicioso plano de expansão da produção nacional com foco no aumento da produção na Região Sudeste para cerca de 40 milhões de m³/dia em 2008, o que representa um acréscimo de 24,2 milhões de m³/dia frente à produção de 2005. Como pode ser visto na Figura 9, segundo as novas estimativas da empresa, a produção de gás no Sudeste subiria 7 milhões de m³/dia em 2008 e 2009, com destaque para o aumento da produção de gás nas Bacias do Espírito Santo e Campos e postergação da operação da Bacia de Santos.

Com relação à Região Nordeste, existe uma perspectiva de queda gradual da produção¹⁹ em função do estágio maduro das reservas de gás. Com o início da produção no quarto trimestre de 2006 do Campo de Manati, localizado na Bahia, com capacidade de produção de seis milhões de m³/dia, a situação do abastecimento da região vai melhorar, mas por um curto período de tempo, como pode ser visto na Figura 10.

Na importação de gás natural, foi considerada a manutenção da disponibilidade atual do Gasbol de trinta milhões de m³/dia, sem a expansão prevista de quatro milhões de m³/dia em virtude dos acontecimentos na Bolívia, em maio de 2006.

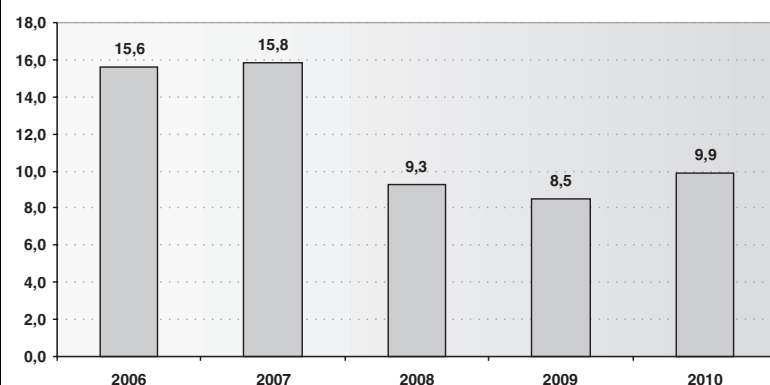


¹⁹Em 2005 ocorreu uma queda na produção da região de 7,4% e, no primeiro semestre de 2006, a queda foi de 6,4%.

Figura 10

Oferta Projetada de Gás Natural – Região Nordeste

(Em Milhões de m³/Dia)



Estimativas para a Demanda de Gás Natural

Ao divulgar o plano estratégico 2006-2010 no terceiro trimestre de 2005, a Petrobras elevou o consumo termelétrico ao nível de 100% de despacho, para atender o novo marco regulatório do setor elétrico, que determina que só poderão ofertar energia nos leilões as termoelétricas que possuem contratos de fornecimento de gás. Nesse nível de despacho, o volume necessário de gás em 2010 para o segmento termelétrico seria de 46,4 milhões de m³/dia de gás. Desse volume de gás, 24,7 milhões de m³/dia (53%) estão sendo considerados inflexíveis, ou seja, as termoelétricas só operam com o gás natural. Os outros 21,7 milhões de m³/dia são considerados flexíveis pela empresa, uma vez que investimentos têm sido realizados nas termoelétricas da empresa para torná-las bicomustível, o que permitiria utilizar diesel ou óleo combustível para a geração de energia e disponibilizaria o gás para os outros segmentos.

Dessa forma, a demanda foi dividida em dois grandes blocos: demanda termoelétrica (T) e não-termoelétrica (NT + PBR), englobando neste grupo a demanda da indústria, GNV, comércio e residências e a demanda da Petrobras (vendas diretas e consumo próprio).

Na Região Nordeste, que tem limitada infra-estrutura de transporte e distribuição, o crescimento da demanda é muito mais dependente da disponibilidade do combustível e do preço do combustível substituído do que do crescimento econômico. Dessa forma, consideramos que o consumo industrial apresentaria baixo crescimento nos próximos anos (5% a.a.), com um salto a partir de 2009 para atender a Usina Siderúrgica do Ceará (USC), que deverá consumir 1,65 milhão m³/dia. Para os segmentos automotivo, residencial e comercial, adotamos a taxa de crescimento média de 15%

a.a. É uma taxa ainda elevada pelo fato de estes mercados ainda não ter atingido a maturidade nessa região do país.

No caso das Regiões Sudeste e Sul, consideramos uma taxa média de crescimento do segmento industrial de 10% a.a., obtida com base em dados passados. Para os segmentos residenciais e comerciais, em virtude de estes mercados já estarem consolidados e maduros, adotamos uma taxa média de 10%, portanto mais baixa do que a aplicada no Nordeste. E, finalmente, para o segmento automotivo, adotamos a mesma taxa praticada na Região Nordeste, de 15% a.a. de crescimento.

Para o segmento termoelétrico, foram considerados dois níveis de demanda: demanda total e demanda inflexível. O primeiro nível representa o patamar máximo de despacho de todas as térmicas movidas a gás, operando 100% do tempo. Já o inflexível considera somente as térmicas não bicombustível,²⁰ operando 100% do tempo. As vendas diretas da Petrobras, que não passam pelas distribuidoras, têm um peso importante nas vendas totais. A título de simplificação, consideramos esse volume de vendas constante até 2010.

As Figuras 11 e 12 apresentam os resultados para o Sul/Sudeste e Nordeste. As linhas representam a demanda não-termoelétrica (NT), acrescentando o consumo das térmicas não-flexíveis e o consumo das térmicas operando na capacidade total. As colunas representam a oferta.

Nas Regiões Sudeste e Sul, onde se concentra grande parte do consumo nacional de gás, percebe-se que o plano de expansão da produção nacional com foco no aumento da produção na Região Sudeste para 40 milhões de m³/dia, a partir de 2008, é fundamental para garantir o pleno despacho das térmicas instaladas na região. Se fosse observado este incremento na produção, haveria um excedente de gás de 10 a 14 milhões de m³/dia a partir de 2008.

O Nordeste encontra-se em uma situação bastante delicada. A entrada em operação do campo de Manati, prevista para o segundo semestre de 2006, é essencial no curto prazo para compensar o declínio de produção de gás na região. Como pode ser observado, a demanda não-termoelétrica em 2009 e 2010 só poderá ser atendida com a complementação da oferta com gás de outra região ou importação. Se acrescentarmos a demanda das térmicas que somente vão operar com gás natural (térmicas não-flexíveis), a situação se deteriora a partir de 2008, quando existirá um déficit de aproximadamente sete milhões de m³/dia de gás, subindo para um déficit de dez milhões de m³/dia nos anos de 2009 e 2010.

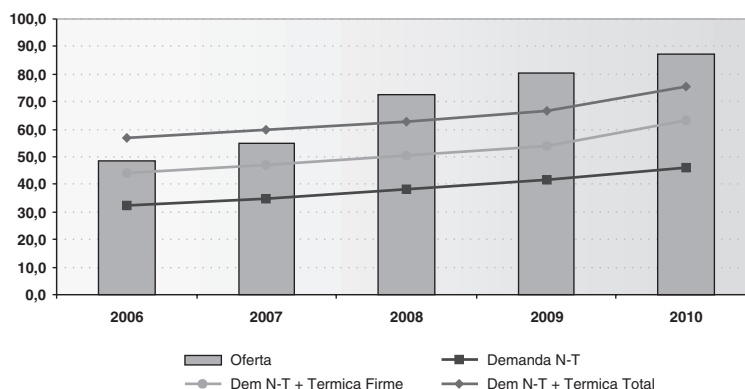
Balanco Regional entre Oferta e Demanda de Gás Natural

²⁰Conforme divulgado pela Petrobras, serão convertidas as seguintes termoelétricas: Canoas, Termorio, Eletrobol, Nova Piratininga, Ibiritermo, Termobahia, Termoaçu e Termoceará.

Figura 11

Balço do Gás Natural – Sudeste e Sul

(Em Milhões de m³/Dia)

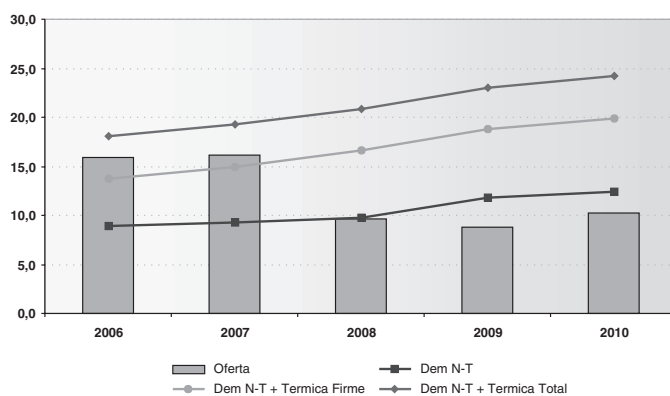


Fonte: *Elaboração Própria.*

Figura 12

Balço do Gás Natural – Nordeste

(Em Milhões de m³/Dia)



Fonte: *Elaboração Própria.*

Dessa forma, percebe-se que a construção do terminal de GNL no Nordeste, capaz de regaseificar seis milhões de m³/dia de gás, resolve em parte o problema do déficit de gás no Nordeste. Conseqüentemente, a conclusão do trecho norte do Gasene, ligando as malhas sudeste e nordeste do país, passa a ser primordial para possibilitar o envio do gás excedente das Regiões Sudeste e Sul para o Nordeste.

O consumo de gás natural tem apresentado crescimento substantivo nos últimos anos. Sua participação na matriz energética aumentou de 5,4% em 2000 para 9,3% em 2005, o que fez com que o gás natural deixasse de ser um mero subproduto na produção de petróleo e se tornasse uma alternativa energética para o país.

A primeira grande mudança estrutural ocorreu com a implantação do Gasoduto Brasil-Bolívia em 1999, que possibilitou a importação de gás natural em grandes volumes, principalmente para as Regiões Sudeste e Sul. O crescimento das importações foi bastante expressivo nos últimos anos, de forma que em 2005 as importações representavam quase 50% da oferta interna disponibilizada para o mercado.

Apesar da importância do gás natural para a diversificação da matriz energética brasileira, o país tornou-se dependente quase que exclusivamente de um único fornecedor externo, a Bolívia. A Petrobras – principal produtora de gás do país, que ao longo dos últimos anos passou a considerar o gás natural um produto estratégico frente a um mercado em franca expansão – atualmente concentra seus esforços no aumento da produção nacional e na diversificação da importação via gás natural liquefeito (GNL).

As recentes descobertas de gás não-associado na Bacia de Santos oferecem boas perspectivas para o aumento da participação do gás nacional na oferta de gás. A combinação de gás nacional não-associado e importação de GNL para atender a demandas sazonais, como a geração termoelétrica, possibilita maior grau de flexibilidade no manejo da oferta. Esta talvez seja uma segunda mudança estrutural, que ainda se encontra em um estágio inicial.

Há também a necessidade do desenvolvimento das malhas de gasodutos de transporte e de distribuição. A extensão das malhas é muito limitada, se comparada com a dimensão territorial do país. Os segmentos de geração termoelétrica, indústria e gás natural veicular exercem papéis estratégicos importantes no desenvolvimento dessas malhas.

A concentração da produção e a falta de interligação das malhas de gasodutos impedem que haja melhor equilíbrio entre oferta e demanda regional de gás natural. Atualmente, a demanda ainda é reprimida no Nordeste, principalmente no setor industrial. Essa situação pode se difundir para outras regiões, pois o consumo de gás dos diversos segmentos cresce a taxas elevadas em vários estados.

Portanto, entendem-se como prioritárias, para atender à demanda no longo prazo, a ampliação da importação de gás por outras fontes de suprimento diferentes das atuais, a entrada em operação dos novos campos de gás não-associado nas Bacias do

Espírito Santo e de Santos, a produção adicional de gás associado na Bacia de Campos e a conclusão do Gasene.

Destaca-se, por fim, que a oferta de gás no Nordeste ficará bastante comprometida no médio prazo se não houver a construção do trecho norte do Gasene e/ou se não for introduzida outra fonte de suprimento de gás na região, além da planta de GNL de seis milhões de m³/dia prevista pela Petrobras.

Referências Bibliográficas

BNDES. *Informe Setorial*, n. 1, maio de 2006.

ANP. *A indústria de gás natural no Brasil*, 2004.

Revista Brasil Energia, vários números.

Sites Consultados

<http://www.mme.gov.br>

<http://www.anp.com.br>

<http://www.petrobras.com.br>

<http://www.bp.com>

<http://www.ie.ufrj.br/infopetro>

<http://www.iea.org>

<http://www.tbg.com.br>

<http://www.gasnet.com.br>