

2

O Mercado de Gás Natural

2.1

Reservas e Oferta de Gás Natural

Em 2004, as reservas provadas de gás natural ficaram em torno de 326,1 bilhões m³, um aumento de 32,9% em relação a 2003, e serão expandidas, podendo atingir 657 bilhões de m³, duplicando a oferta do combustível nos próximos dez anos e subsidiando o abastecimento do mercado brasileiro por um período de 20 a 30 anos. O mercado nacional foi, até aqui, abastecido principalmente pelas reservas da Petrobras no Brasil e na Bolívia.

As reservas nacionais, apesar de estarem em sua maior parte na forma associada⁴, encontram-se pulverizadas por várias regiões do território brasileiro, dentre elas destacam-se os Estados do Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Amazonas e mais recentemente, a Bacia de Santos e o litoral do Espírito Santo, na Região Sudeste. Com as descobertas na Bacia de Santos, foram incorporados às reservas provadas 78 bilhões de m³ de gás natural e mais 341 bilhões de m³ estão em fase de avaliação.

De todo o gás natural descoberto no país, 22,6% está em terra – principalmente no campo de Urucu (AM) e em campos produtores no estado da Bahia –, enquanto que os 77,4% restantes estão localizados em mar, principalmente na Bacia de Campos, a qual detém 39,1% de todas as reservas deste energético no Brasil.

⁴ Reservas onde coexistem gás natural e petróleo. A ocorrência sob a forma associada se configura como um limitador da exploração econômica do GN. Isto porque, enquanto os reservatórios de GN não associado podem ser mantidos fechados à espera de oportunidade técnico-econômica para seu aproveitamento, o mesmo não ocorre com os reservatórios de gás associado, já que estão vinculados à produção de óleo.

Com a construção do GASBOL, cuja operação comercial 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, impulsionou o mercado nacional de gás natural uma vez que foi garantida certa estabilidade no fornecimento de gás no país.

Em 2000, dos 23,6 milhões de m³/dia comercializados internamente, o gás importado representou cerca de 26% e atualmente, a parcela importada representa 47% da oferta interna disponível, 49,6 milhões de m³/dia, com a Bolívia sendo responsável por cerca de 97% das importações totais do ano de 2005.

A estabilidade da oferta de gás gerada pela importação permitiu a captação de novos consumidores, principalmente o industrial, incentivando o desenvolvimento da produção nacional do produto.

A evolução das reservas de gás natural no país apresenta um comportamento muito próximo ao das reservas de petróleo, devido principalmente à ocorrência de gás natural sob a forma associada. A maior parte do gás existente no país (80%) está associada às jazidas de petróleo, limitando a extração do produto. Há, no entanto, a expectativa de que novas reservas de gás natural sejam descobertas, sob a forma não-associada, tal como nas recentes descobertas na Bacia de Santos.

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

Consumo próprio - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;

Queima e perda - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;

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

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

A chamada “produção líquida” é o resultado da quantidade de gás produzido quando todas estas parcelas são descontadas da produção bruta. Em 2005, a produção bruta de gás natural no Brasil foi de (na média de janeiro a novembro) 48,6 milhões de m³/dia e a produção líquida disponível ao Mercado foi de apenas 26,6 milhões de m³/dia, o que correspondente a 55% da produção bruta, como descrito na Tabela 2.1 a seguir:

	2005⁵	% Total
	milhões de m³/dia	
Produção Bruta	48.6	100%
(-) E&P	6.7	14%
(-) Queima e Perda	7.0	14%
(-) Reinjeção	8.2	17%
Produção líquida	26.6	55%

Tabela 2.1 – produção doméstica de gás natural (fonte: ANP)

Aos montantes anteriores é somado o volume oriundo de importação de gás natural.

Devido às suas características logísticas e principais fontes de produção, o Brasil pode ser separado em quatro macro regiões de produção e consumo que estão hoje isoladas: (i) Sul/Sudeste/CO; (ii) Espírito Santo, (iii) Nordeste e (iv) Norte. A Figura 2.1 ilustra a estrutura física do setor de gás natural.

⁵ Média de janeiro a novembro.



Figura 2.1 – Estrutura física do setor de gás natural (Fonte: Petrobrás)

2.2

Exploração, Produção, Transporte e Distribuição

No Brasil, a comercialização de energia só pode ser realizada pelos produtores e importadores, de acordo com a regulamentação dos órgãos federais. Ambos são encarregados de conduzir a matéria-prima, dentro dos padrões exigidos, até os *city-gates* das transportadoras.

Mediante concessão da União, os produtores são os responsáveis pelas etapas de exploração, extração e processamento do gás natural. Como as

atividades de importação e exportação também são de monopólio da União, os importadores precisam de uma licença para atuar neste segmento.

O transporte de gás natural canalizado só pode ser realizado por empresas que não comercializam o produto, ou seja, que não podem comprar ou vender GN, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio. Desta forma, as transportadoras se responsabilizam exclusivamente pelos serviços de transporte até os pontos de entrega.

A distribuição é a etapa final do sistema de fornecimento. É o momento em que o gás chega ao consumidor para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial. Nesta fase, o gás já deve atender a padrões rígidos de especificação e estar isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima.

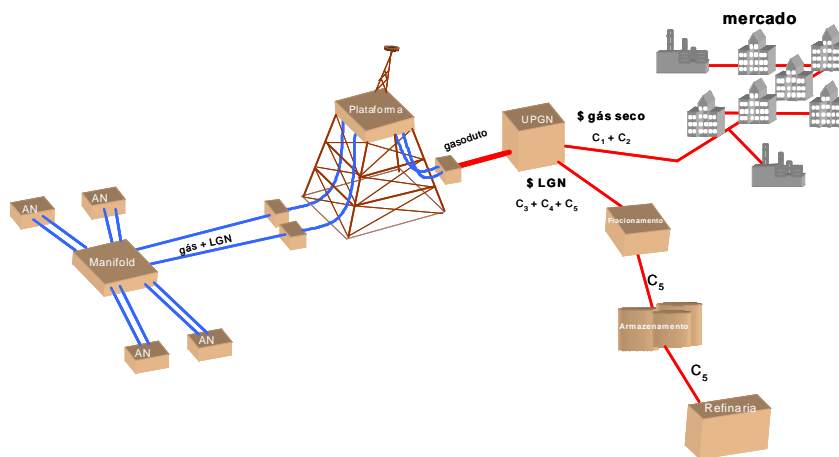


Figura 2.2 – Esquema ilustrativo das etapas de exploração, produção, transporte e distribuição.

Como podemos verificar, os investimentos necessários para viabilizar a cadeia produtiva do Gás Natural envolvem diversas etapas (Exploração, Produção, Processamento, Transporte e Distribuição) e o investimento necessário para viabilizar esta estrutura é muito alto e envolve estritamente custos fixos, ou seja, uma vez instalada, a produção do gás tem um custo marginal desprezível frente aos custos de instalação. Por estes motivos a viabilização da exploração de uma reserva de Gás Natural depende muito da existência de uma demanda firme capaz

de remunerar os investimentos fixos realizados na infra-estrutura da cadeia produtiva.

2.3

Consumo

Atualmente, a participação do gás natural responde por 7,5% da matriz energética brasileira. O denominado consumo “não-termoelétrico” de gás natural abrange tanto o consumo das refinarias e fábricas de fertilizantes da Petrobras como o consumo das distribuidoras destinado aos segmentos industrial, automotivo (GNV), comercial, residencial e co-geração.

O mercado consumidor de gás natural no Brasil ainda é bastante incipiente, ao contrário de muitos países (como a Argentina, por exemplo), o Brasil não possui necessidade de gás natural para aquecimento em residências e estabelecimentos comerciais. Com isso, o principal segmento consumidor de gás natural é a indústria, que utiliza o combustível como insumo em seus processos produtivos e em substituição a combustíveis alternativos, e o setor de veículos, que vem se beneficiando de uma política de preços baixos e aumentando significativamente a conversão de carros movidos a gás natural.

Conforme pode ser verificado na Tabela **2.2**, que apresenta uma visão geral do consumo histórico de gás natural no país por segmento, os principais demandantes de Gás são os setores industrial (notadamente aço e petroquímica) e veicular. O consumo das refinarias da Petrobrás não está incluído nos valores a seguir.

em milhões de m³/dia

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Industrial	12.6	14.8	16.6	19.5	20.3	22.9
Automotivo	0.9	1.8	2.7	4.2	4.3	5.2
Comercial	0.3	0.3	0.4	0.6	0.6	0.6
Residencial	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5
Co-geração	0.0	0.0	0.0	2.2	2.6	1.9
Total	14.3	17.3	20.1	26.8	28.2	31.1
Geração	0.0	0.0	0.0	6.9	7.7	8.6
Total c/ Geração	14.3	17.3	20.1	33.7	36.0	39.7

Tabela 2.2 – Vendas anuais de gás natural pelas distribuidoras (*fonte: ANP*)

O uso do gás natural para geração termoelétrica é o segundo maior *driver* de consumo, mas com um padrão de utilização bastante influenciado pelas condições hidrológicas.

A regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro exige garantia de suprimento firme de combustível para as usinas térmicas – caso contrário elas estão sujeitas a perder o “lastro” que respalda fisicamente os contratos de suprimento de energia. Isto significa que é necessário “reservar” capacidade de produção e logística para o consumo máximo e simultâneo das térmicas para que, quando solicitadas a despachar, estejam aptas para produzir energia elétrica.

Em sistemas predominantemente hidroelétricos, como o brasileiro (aproximadamente 85% hidroelétrico), devido ao comportamento da hidrologia, as usinas térmicas a gás natural não despacham o tempo todo, mas é necessária a garantia de suprimento de combustível para evitar o acionamento “em falso” destas usinas pelo Operador Nacional do Sistema. Em outras palavras, o que ocorre é que os produtores de gás têm que manter sempre disponível para fornecimento grande parte de sua capacidade, mas nem sempre este gás é consumido, provocando ociosidade e ineficiência no sistema.