

The background of the cover features a photograph of industrial pipes and structures on the left side, and a faint outline map of Brazil on the right side. The main title is overlaid on these elements.

A INDÚSTRIA E O BRASIL

GÁS NATURAL

Uma Proposta de Política para o País

BRASÍLIA
Dezembro, 2010



A INDÚSTRIA E O BRASIL

GÁS NATURAL

Uma Proposta de Política para o País





CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

PRESIDENTE

Robson Braga de Andrade

1º VICE-PRESIDENTE

Paulo Antonio Skaf

2º VICE-PRESIDENTE

Antônio Carlos da Silva

3º VICE-PRESIDENTE

Flavio José Cavalcanti de Azevedo

VICE-PRESIDENTES

Paulo Gilberto Fernandes Tigre

Alcantaro Corrêa

José de Freitas Mascarenhas

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Rodrigo Costa da Rocha Loures

Roberto Proença de Macêdo

Jorge Wicks Côrte Real

José Conrado Azevedo Santos

Mauro Mendes Ferreira

Lucas Izoton Vieira

Eduardo Prado de Oliveira

Antônio José de Moraes Souza

1º DIRETOR FINANCEIRO

Francisco de Assis Benevides Gadelha

2º DIRETOR FINANCEIRO

João Francisco Salomão

3º DIRETOR FINANCEIRO

Sérgio Marcolino Longen

1º DIRETOR SECRETÁRIO

Paulo Afonso Ferreira

2º DIRETOR SECRETÁRIO

José Carlos Lyra de Andrade

3º DIRETOR SECRETÁRIO

Antonio Rocha da Silva

DIRETORES

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan

Olavo Machado Júnior

Denis Roberto Baú

Edílson Baldez das Neves

Jorge Parente Frota Júnior

Joaquim Gomes da Costa Filho

Eduardo Machado Silva

Telma Lucia de Azevedo Gurgel

Rivaldo Fernandes Neves

Glauco José Côrte

Carlos Mariani Bittencourt

Roberto Cavalcanti Ribeiro

Amaro Sales de Araújo

Sergio Rogerio de Castro

Julio Augusto Miranda Filho

CONSELHO FISCAL

TITULARES

João Oliveira de Albuquerque

José da Silva Nogueira Filho

Carlos Salustiano de Sousa Coelho

SUPLENTES

Célio Batista Alves

Haroldo Pinto Pereira

Francisco de Sales Alencar



Confederação Nacional da Indústria

A INDÚSTRIA E O BRASIL

The background of the cover features a photograph of industrial pipes and structures on the left side, and a faint outline map of Brazil on the right side. A dark teal horizontal bar is positioned behind the text 'GÁS NATURAL'.

GÁS NATURAL

Uma Proposta de Política para o País

BRASÍLIA
Dezembro, 2010

© 2010. CNI – Confederação Nacional da Indústria

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

Este documento foi desenvolvido por iniciativa do Conselho Temático Permanente de Infraestrutura da Confederação Nacional da Indústria – CNI.

Elaboração: Gas Energy

Acesse o documento completo “A Indústria e o Brasil – Uma Agenda para Crescer Mais e Melhor”:
www.cni.org.br

FICHA CATALOGRÁFICA

C748i

Confederação Nacional da Indústria.

A indústria e o Brasil – gás natural: uma proposta de política para o Brasil /
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília, 2010.
89 p. : il.

ISBN 978-85-7957-054-4

1 Indústria - Brasil 2. Indústria – Crescimento 3. Indústria – Gás Natural I.
Título II. Título: gás natural III. Título: uma proposta de política para o Brasil

CDU: 67(81)

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília – DF

Tel.: (61) 3317-9001

Fax: (61) 3317-9994

<http://www.cni.org.br>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.org.br

Sumário

APRESENTAÇÃO

1

PANORAMA MUNDIAL DO GÁS NATURAL • 12

1.1 Demanda: Evolução e Perspectivas para o Futuro.....	13
1.2 Reservas e Produção: Evolução e Perspectivas para o Futuro.....	18
1.3 O Gás Não Convencional: A Nova Fronteira?	21
1.4 Preços de Gás no Mercado Internacional.....	23

2

O GÁS NATURAL NO BRASIL: EVOLUÇÃO HISTÓRICA • 26

2.1 Nascimento do Mercado de Gás Natural	27
2.2 O Cenário Atual de Oferta e Demanda no Brasil	29
2.2.1 O Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste.....	30
2.2.2 O Sistema Nordeste	34
2.2.3 O Sistema Norte	39
2.2.4 O Consumo Termoelétrico de Gás.....	40
2.3 O Consumo de Gás Natural na Indústria	43
2.3.1 Evolução e Crise	44
2.3.2 Perfil do Consumo Industrial de Gás.....	45
2.3.3 Potencial Futuro de Crescimento.....	47
2.3.4 Consumo do Gás como Matéria-Prima	50

2.4 Formação de Preços do Gás Natural no Brasil	52
2.4.1 A Política Atual de Preços	55
2.4.2 Os Leilões de Gás Natural.....	58

3 O FUTURO DO GÁS NATURAL NO BRASIL • 62

3.1 Perspectivas de Aumento de Demanda.....	63
3.2 Perspectivas de Aumento de Oferta.....	64
3.3 As Perspectivas de Mais Longo Prazo: o Pré-sal	67

4 ESTRUTURA DA INDÚSTRIA E O MARCO REGULATÓRIO • 70

5 UMA AGENDA PARA O DESENVOLVIMENTO DE UMA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL • 74

DEFINIÇÕES • 80

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS E ABREVIACÕES • 84

Apresentação





A indústria é a maior consumidora de gás natural e uma das principais responsáveis por viabilizar a expansão do seu mercado no Brasil. No entanto, o setor industrial tem atravessado um período de incertezas quanto à disponibilidade, preços e acesso ao gás natural, seja como matéria-prima, seja como fonte de energia. Essa incerteza aumenta a percepção de risco dos agentes e desestimula novos investimentos no setor.

Em 2002, o preço de venda do gás natural para as distribuidoras deixou de ser regulado e a tarifa passou a ser arbitrada segundo procedimentos ainda carentes de transparência e previsibilidade. Em decorrência da ausência de uma política mais clara, o valor do produto utilizado como matéria-prima em alguns segmentos industriais vem inviabilizando a produção.

Nos Estados Unidos, a exploração relativamente recente do chamado “*shale gas*” introduziu novos parâmetros de preço para o gás, reduzindo-o e desvinculando-o do petróleo. No Brasil, o setor carece de uma política que organize o mercado, estabeleça as condições para os diversos usos do gás natural e assente as bases para uma política de preços baseada nas referências internacionais para que a indústria possa se tornar competitiva.

A baixa competição na produção, transporte e distribuição do produto, aliada às perspectivas de novas produções no pós e no pré-sal, com a introdução de critérios objetivos para garantir o fornecimento em setores prioritários, justificam e tornam imprescindível a implementação de uma política nacional para o setor.

Este estudo é uma contribuição da Confederação Nacional da Indústria para subsidiar decisões relativas ao estabelecimento dessa política que venha a beneficiar o setor produtivo e toda a sociedade brasileira.

Robson Braga de Andrade
Presidente da CNI

José F. Mascarenhas
Presidente do Conselho de Infraestrutura da CNI

1 Panorama Mundial do Gás Natural

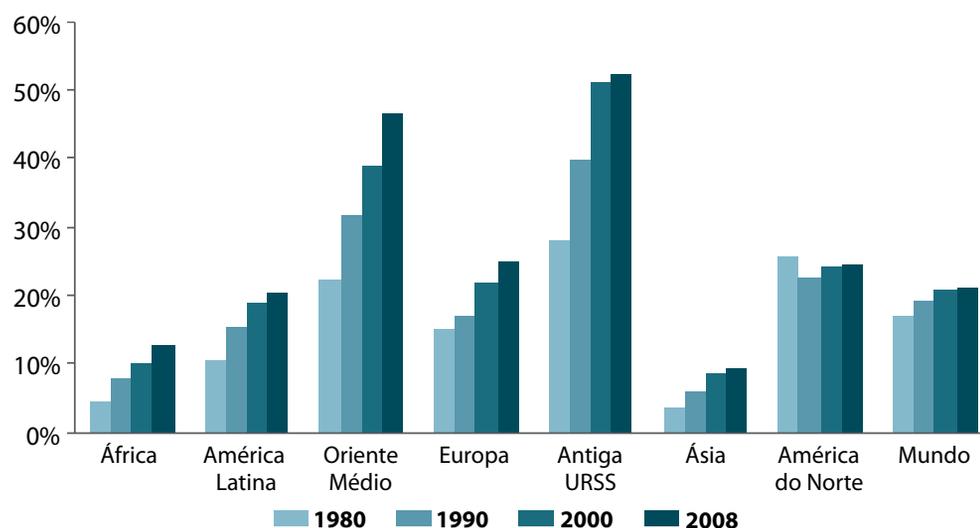


1.1 Demanda: Evolução e Perspectivas para o Futuro

A participação do gás natural na matriz energética mundial tem aumentado, passando de 17%, em 1980, para 21% hoje. Esse crescimento é o resultado, por um lado, da evolução tecnológica e, de outro, de novas políticas energéticas e ambientais. Avanços tecnológicos, como a geração em ciclo combinado, têm permitido produzir eletricidade à base de gás de maneira mais eficiente que com outros combustíveis. Políticas nacionais e acordos internacionais para reduzir a poluição local e as emissões de carbono também têm impulsionado a substituição de combustíveis mais poluentes líquidos e sólidos por gás natural.

O gás natural tem substituído principalmente os combustíveis líquidos, enquanto a participação do carvão em nível mundial tem permanecido basicamente constante. Porém, essas tendências globais são o resultado de evoluções diferentes em nível de macrorregiões.

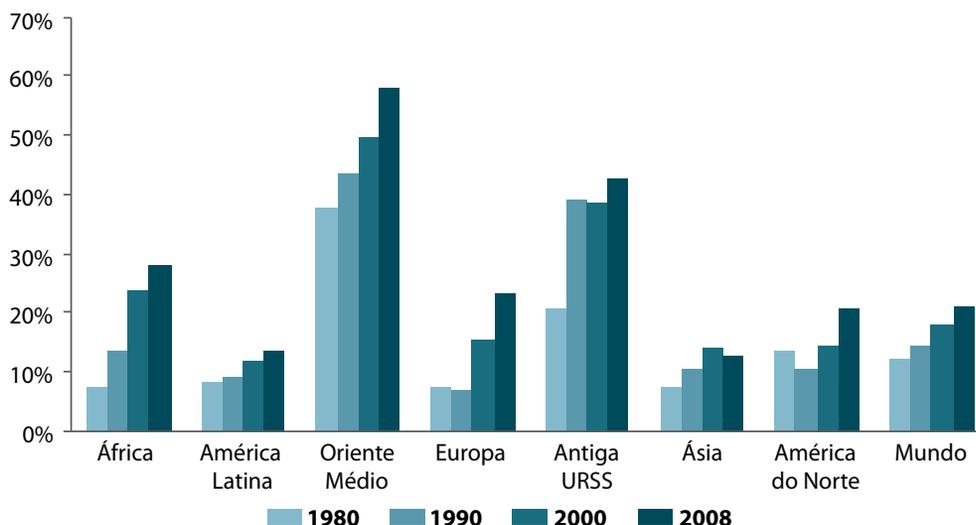
Figura 1: Evolução da Participação do Gás Natural na Matriz Energética por Região



Fonte: Elaboração própria com estatísticas da IEA.

Um dos principais motores do crescimento da demanda de gás natural tem sido o rápido crescimento do uso do produto na geração elétrica. Em 1980, o gás natural era responsável por apenas 12% da geração elétrica mundial, enquanto que em 2008 já era responsável por 21%. A introdução do ciclo combinado foi uma verdadeira revolução tecnológica que possibilitou gerar eletricidade à base de gás natural com maior eficiência de transformação, menores custos de capital, e possibilidade de incrementos modulares na capacidade de geração. Além disso, o gás natural possui vantagens ambientais, já que é um combustível que emite menos poluentes locais e menos CO₂, um dos gases causadores do efeito estufa. Apesar de diferenças importantes entre as regiões, essa tendência é geral, como mostrado na Figura 2.

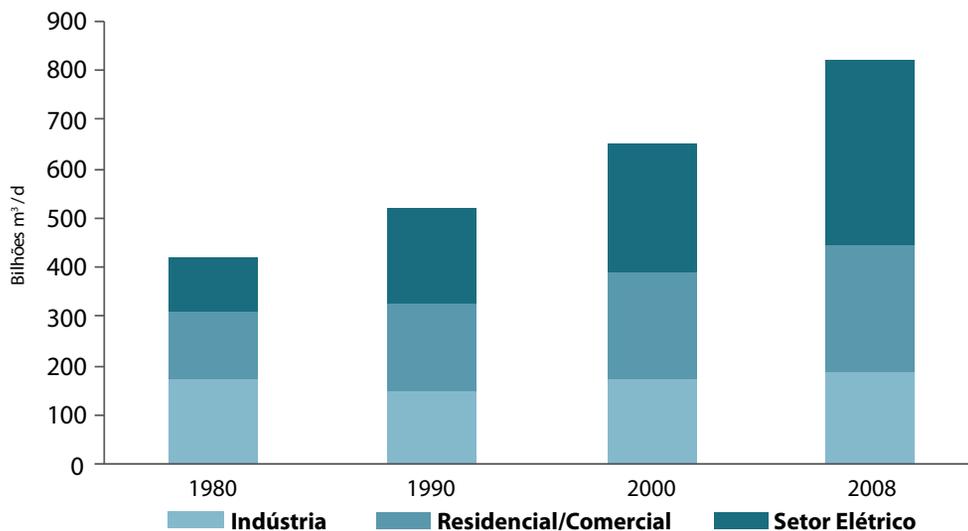
Figura 2: Evolução da Participação do Gás Natural na Geração Elétrica por Região



Fonte: Elaboração própria com estatísticas da IEA.

Nos países de clima temperado, onde as baixas temperaturas invernais requerem calefação, o gás tem uso expressivo nos setores residenciais e comerciais. Já nos países tropicais, o uso mais importante é o industrial e, de maneira crescente, a geração elétrica. Em nível global, o uso de gás na geração térmica vem superando o uso na indústria, como mostrado na Figura 3.

Figura 3: Evolução da Demanda Global de Gás Natural por Setor



Fonte: Elaboração própria com estatísticas da IEA.

Essas tendências devem continuar nos próximos anos, mas com uma taxa de crescimento menor. A Agência Internacional de Energia (IEA)¹ projeta, no que denomina “Cenário de Referência”, o crescimento mundial da demanda de gás natural de 1,3% ao ano entre 2007 e 2030, comparado com 1,8 % ao ano entre 1990 e 2007.

¹ A Agência Internacional de Energia (IEA, na sua sigla em inglês) é uma organização internacional com base em Paris, França, que publica anualmente o World Energy Outlook, com previsões de demanda e oferta para todos os energéticos principais.

Nesse cenário, portanto, a demanda total de gás natural aumenta, mas sua participação relativa na matriz energética permanece em 21%, enquanto a participação do carvão cresce de 27% para 29%, e a do óleo cai de 34% para 30% no mesmo período.

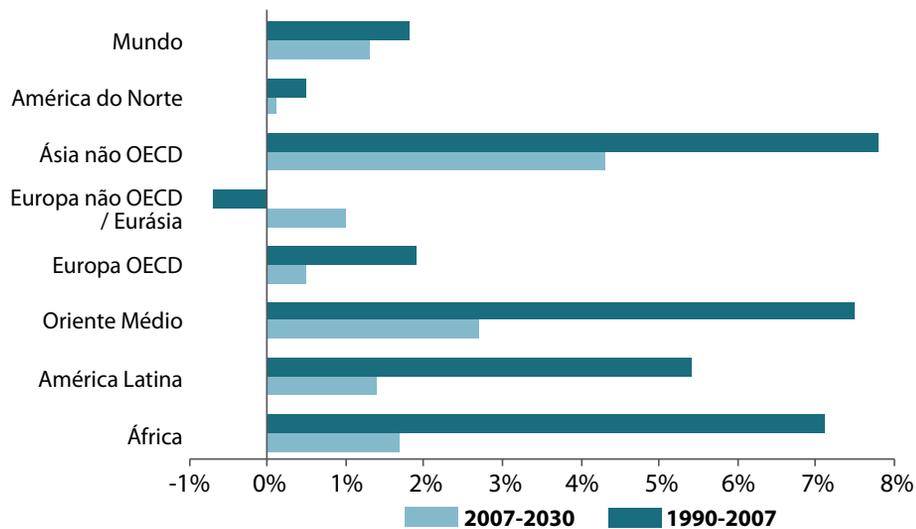
A IEA considera ainda um cenário que contempla políticas mais agressivas para combater o câmbio climático, o Cenário 450². Nesse segundo cenário, o crescimento da demanda de gás é menor. No entanto, a sua participação na matriz energética permanece a mesma (21%), enquanto que o carvão e o petróleo têm suas participações diminuídas (27% para 18% e 34% para 30%, respectivamente). Isso se deve à substituição desses combustíveis por energia nuclear e fontes renováveis.

Como no passado, são esperadas tendências diferentes para cada região. Em particular, países e regiões mais desenvolvidos já com mercados de gás mais maduros e saturados devem ter taxas de crescimento da demanda de gás menores, enquanto países e regiões com economias em desenvolvimento e mercados de gás incipientes devem apresentar taxas de crescimento maiores. Na Figura 4 é evidente a crescente participação no mercado de gás da Índia e da China, principais países do grupo “Ásia não OCDE”. Na América Latina³, a demanda de gás deve crescer 1,7% ao ano no período 2007-2030.

² O Cenário 450 descreve um futuro alternativo, com um setor energético fundamentalmente mais limpo e eficiente, onde as emissões anuais de CO₂ relacionadas com a produção e uso de energia chegam a seu máximo antes de 2020 e começam a declinar, com o objetivo de alcançar-se uma estabilização da concentração atmosférica de gases de efeito estufa em 450 partes por milhão (ppm) de CO₂-equivalente. Segundo especialistas, esse nível seria suficiente para evitar um drástico câmbio climático com crescimento de temperaturas catastrófico.

³ América Latina, nas estatísticas e projeções da IEA, inclui América do Sul, América Central e Caribe, mas não inclui México que está incluído na América do Norte.

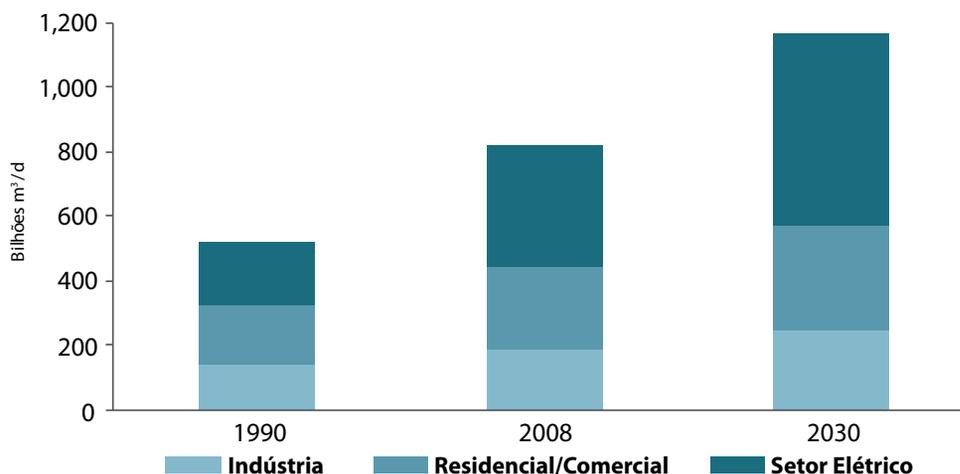
Figura 4: Crescimento Histórico e Esperado da Demanda de Gás Natural por Região (média anual nos períodos 1990-2007 e 2007-2030)



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA, "World Energy Outlook 2009".

A Figura 5 mostra a evolução esperada da demanda mundial de gás por setor: nota-se que a importância da demanda do setor elétrico na demanda total de gás continuará crescendo.

Figura 5: Crescimento Histórico e Esperado
do Consumo Mundial de Gás Natural por Setor, 1990-2030



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA, "World Energy Outlook 2009".

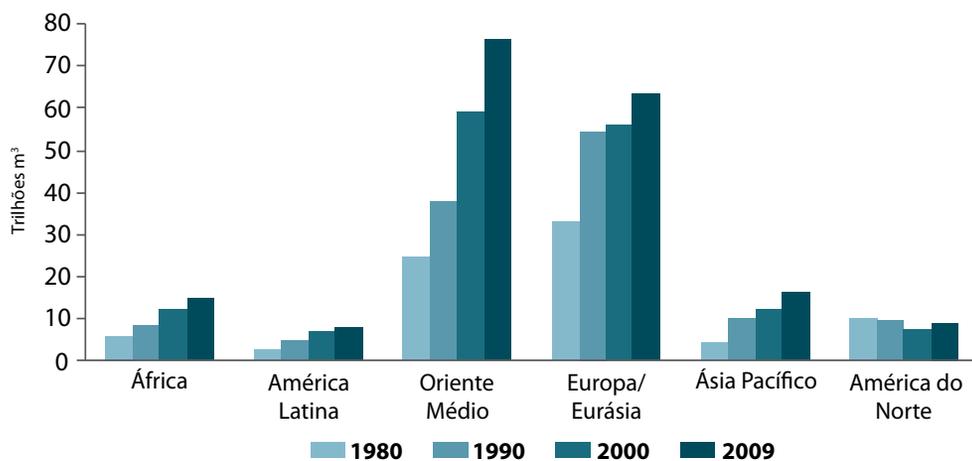
1.2 Reservas e Produção: Evolução e Perspectivas para o Futuro

O gás natural é um recurso relativamente abundante do ponto de vista geológico, mas nem sempre os recursos tecnicamente recuperáveis são economicamente viáveis, especialmente quando o gás é não associado, devido às maiores dificuldades e custos de armazenamento e transporte do produto em relação ao petróleo. Avanços tecnológicos recentes, em particular na cadeia do Gás Natural Liquefeito (GNL) e na produção de gás não convencional, estão contribuindo para transformar mais recursos de gás em reservas comerciais.

Em 2009, as reservas provadas de gás natural no mundo eram de 187 trilhões de metros cúbicos. As regiões com as maiores reservas são o Oriente Médio e a Eurásia (Figura 6). De fato, 53% das reservas provadas mundiais são

concentradas em apenas três países: Rússia, Iran e Qatar. A América Latina representa apenas 4,3% das reservas provadas mundiais de gás natural, mas as reservas dessa região têm crescido mais rapidamente que a média mundial. Quando as reservas de gás do Pré-sal forem provadas, essa percentagem deve aumentar significativamente.

Figura 6: Evolução Histórica das Reservas Mundiais de Gás Natural por Região



Fonte: Elaboração própria com dados da BP "Statistical Review of World Energy", Junho, 2010.

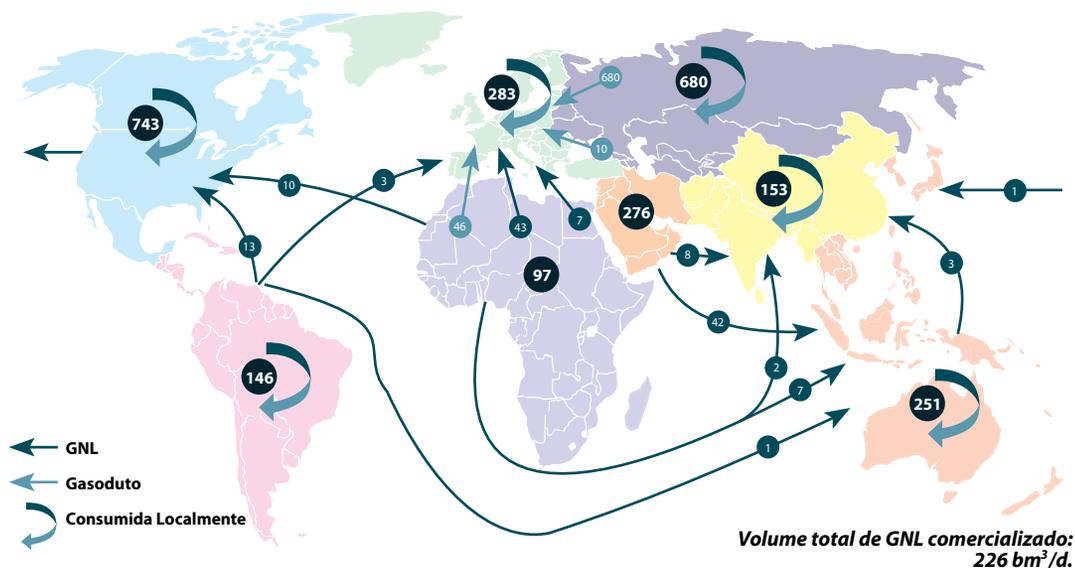
Além das reservas convencionais, recentes avanços tecnológicos estão permitindo desenvolver mais recursos de gás não convencional (*tight sands gas*, *coal-bed methane* e *shale gas*), como também "recursos de fronteira", como gás em reservatórios ultraprofundos ou com gás ácido (*sour gas*).

Esses recursos estão mudando as perspectivas de incremento da oferta de gás e também sua distribuição geográfica, já que os recursos de gás não convencional parecem ser muito mais distribuídos e menos concentrados do que os recursos de gás convencional.

As reservas mundiais de gás natural são mais que suficientes para garantir uma oferta compatível com as expectativas de crescimento da demanda. Considerando apenas as reservas provadas, calcula-se uma razão Reserva/Produção (R/P) de 62 anos, ou seja, as reservas provadas de hoje (sem considerar novas descobertas) são suficientes para abastecer o planeta por 62 anos, caso se mantenha constante o nível de produção atual. Adicionando às reservas provadas as reservas prováveis e possíveis e outros recursos que venham a ser descobertos, não se antecipam limitações para o suprimento de uma demanda crescente.

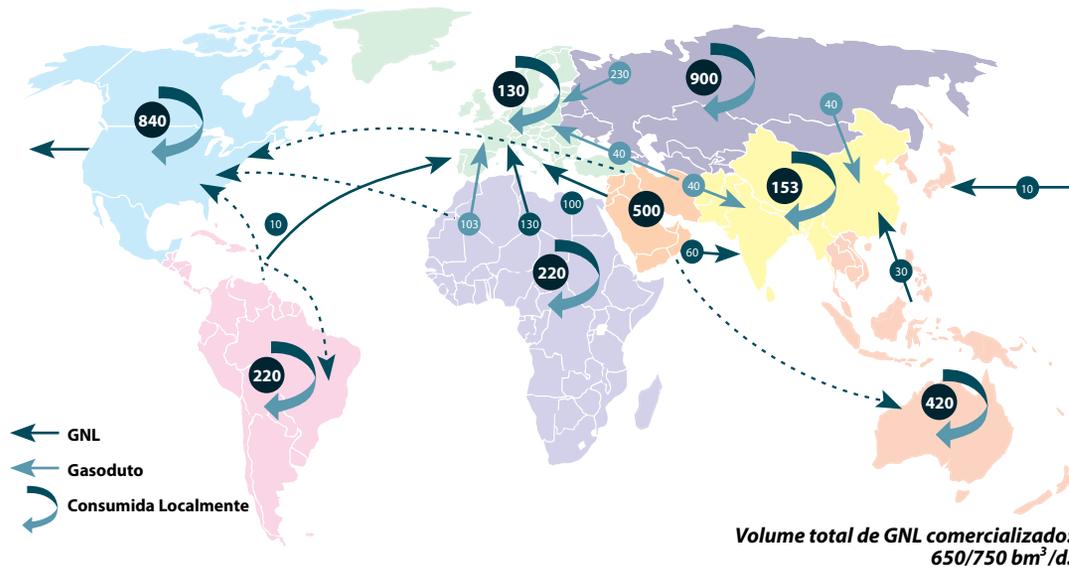
Entretanto, prevê-se que aumentem os fluxos de comércio de gás natural, já que mais países que não produzem gás passarão a consumi-lo. As Figuras 7 e 8 mostram os fluxos de comércio de gás inter-regionais de 2007 e os esperados para 2030.

Figura 7: Fluxos de Comércio de Gás Inter-regionais em 2007 (bm³/d)



Fonte: IGU

Figura 8: Fluxos Esperados de Comércio de Gás Inter-regionais em 2030 (bm³/d)



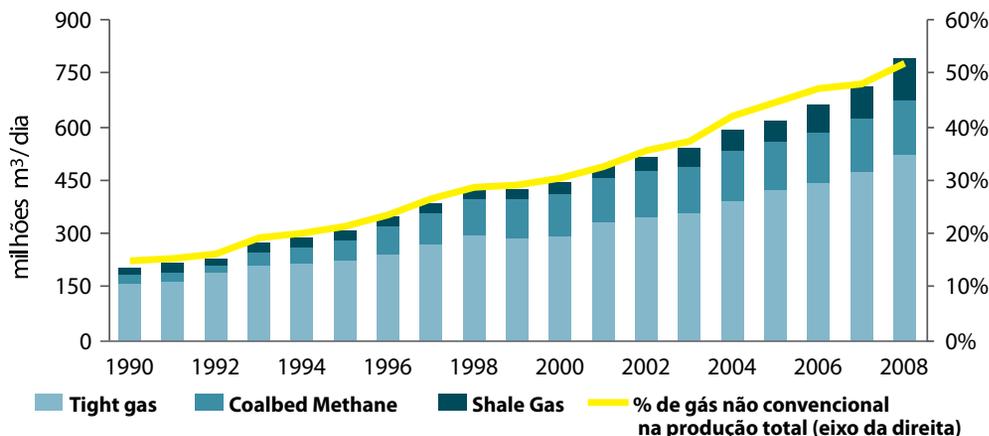
Fonte: IGU.

1.3 O Gás Não Convencional: A Nova Fronteira?

EUA e Canadá concentram 90% da produção mundial de gás não convencional. Nos EUA, a produção de gás não convencional cresceu significativamente nos últimos 20 anos, passando de 75 a cerca de 300 bilhões m^3 por ano (bm^3/a) (Figura 9). Enquanto isso, a produção de gás convencional, tanto *onshore* como *offshore*, vem declinando.

Em 1990, as fontes não convencionais constituíam apenas 15% da produção total de gás dos EUA, enquanto que em 2008 já superavam 50%. No Canadá, a produção de gás não convencional já alcança um terço de sua produção total, com quase 160 milhões de m^3 por dia (Mm^3/d).

Figura 9: Produção de Gás Não Convencional nos EUA



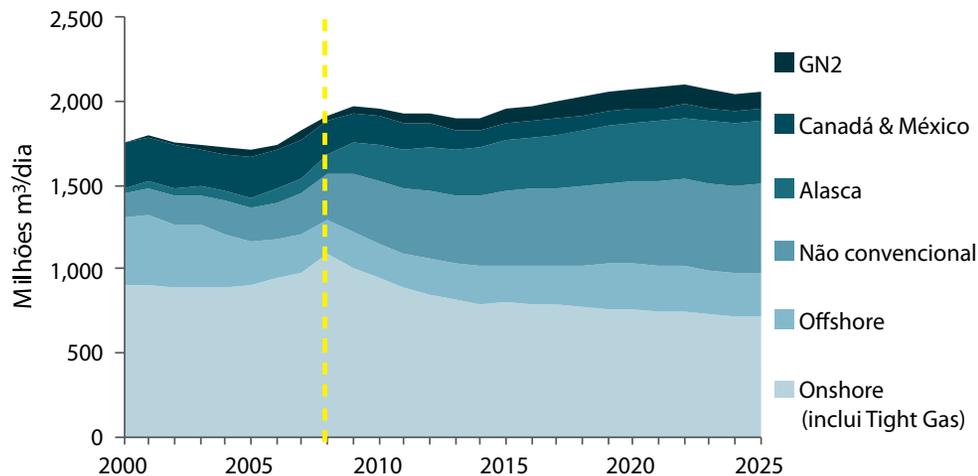
Fonte: IEA, "World Energy Outlook 2009".

A produção de *shale gas*, em particular, está atraindo muitos interesses. Graças a novas tecnologias, a produção desse tipo de gás tem crescido muito rapidamente nos EUA, cerca de 12% ao ano desde 1990, alcançando 180 Mm³/d em 2009, ou 11% da produção total de gás natural nos Estados Unidos (1,6 bm³/d). Esse tipo de gás, que antes não era competitivo, hoje pode ser produzido a preços abaixo de US\$ 5,00 /MBtu.

A expectativa é que essa tendência continue e se consolide como mostrado nas projeções do EIA/DoE na Figura 10. É interessante notar que nas últimas publicações do EIA o *tight gas* já é considerado como gás convencional.

Existem recursos de gás não convencional em várias regiões do mundo, mas fora da América do Norte, eles são ainda pouco mapeados e quantificados. Regiões com poucas reservas convencionais e grande dependência de importação (como Europa e Ásia-Pacífico) estão apostando no gás não convencional e começando a explorar esse recurso.

Figura 10: Projeção da Oferta de Gás Natural nos EUA
(milhões de metros cúbicos por dia)



Fonte: Elaboração própria com dados do EIA/DoE, "Annual Energy Outlook 2010".

1.4 Preços de Gás no Mercado Internacional

Atualmente não existe um mercado global do gás natural, mas uma série de mercados regionais que se intercomunicam através de movimentos de GNL e de poucos dutos transcontinentais, que ainda envolvem volumes pequenos se comparados com o consumo global de gás.

Segundo dados do *BP Statistical Review of World Energy*, em 2009 foram transportados via GNL 665 Mm³/d, comparado com 1.735 Mm³/d transportados via gasodutos transnacionais, enquanto o volume de gás consumido foi de 8.056 Mm³/d. Por esse motivo, não existe um único preço de gás de referência, mas vários preços regionais, que não são necessariamente interligados, variando mais ou menos próximos da faixa do preço do petróleo (Figura 11).

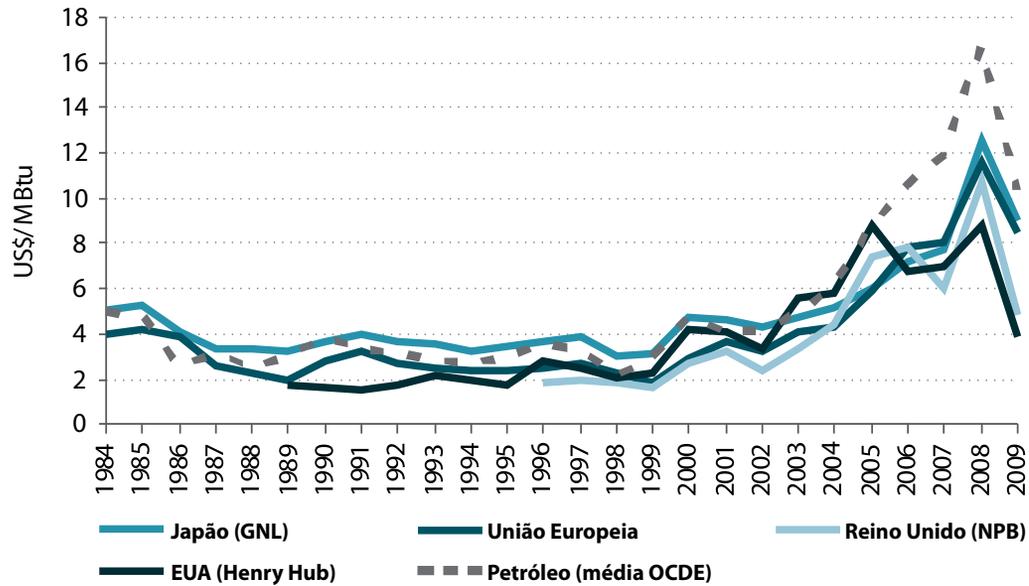
Um desses preços de referência é o Henry Hub, preço de referência nos Estados Unidos. Esse preço acaba influenciando o preço do GNL vendido na Bacia Atlântica, servindo de índice de referência em muitos contratos e vendas no mercado *spot* de GNL, inclusive na compra do GNL feita pela Petrobras para abastecimento das duas plantas de regaseificação existentes no Brasil.

O outro preço de referência na Bacia Atlântica é o preço do *National Balancing Point* britânico (NBP). Esses dois preços são o resultado da interação entre oferta e demanda nos mercados norte-americano e britânico, mercados onde existe uma elevada competição gás-gás e, portanto, uma grande liquidez. Os preços de gás na Europa continental e na Ásia, onde não existe competição gás-gás, são em geral indexados a cestas de petróleo e/ou produtos petrolíferos.

Outro fenômeno importante está ocorrendo hoje em relação aos preços de gás dos mercados liberalizados (EUA e Reino Unido): o descolamento desses preços de gás do preço do petróleo, que pode ser observado desde 2006. Essa tendência vem de uma série de mudanças: a crescente produção de gás não convencional a preços decrescentes, a caída da demanda devido à crise econômica, a competição com o carvão no mercado de geração elétrica.



Figura 11: Evolução dos Principais Preços de Gás Natural no Mundo



Fonte: BP, "Statistical Review of World Energy", Junho, 2010.

20 Gás Natural no Brasil: Evolução Histórica



2.1 Nascimento do Mercado de Gás Natural

O desenvolvimento do mercado nacional de gás natural pode ser dividido em duas fases. A fase anterior à inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999 e a fase pós-inauguração do GASBOL.

Antes de 1999, o consumo de gás natural era pequeno e limitado às regiões próximas aos principais campos produtores. A produção era majoritariamente de gás associado à de petróleo proveniente da Bacia de Campos no Rio de Janeiro e das Bacias do Recôncavo Baiano e do Sergipe-Alagoas no Nordeste.

A inauguração do GASBOL marcou uma mudança radical na política gasífera nacional. Por um lado, a política energética nacional passou a buscar uma elevação da participação do gás na matriz energética do País. Por outro, o gás natural passou ocupar um espaço relevante na estratégia empresarial da Petrobras.

A entrada do gás boliviano permitiu maior difusão do gás natural em mercados mais afastados das regiões produtoras, como na Região Sul do País. O GASBOL atravessa os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, se estendendo por 2.953 km em território nacional. O transporte do gás natural através do GASBOL é de responsabilidade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG).

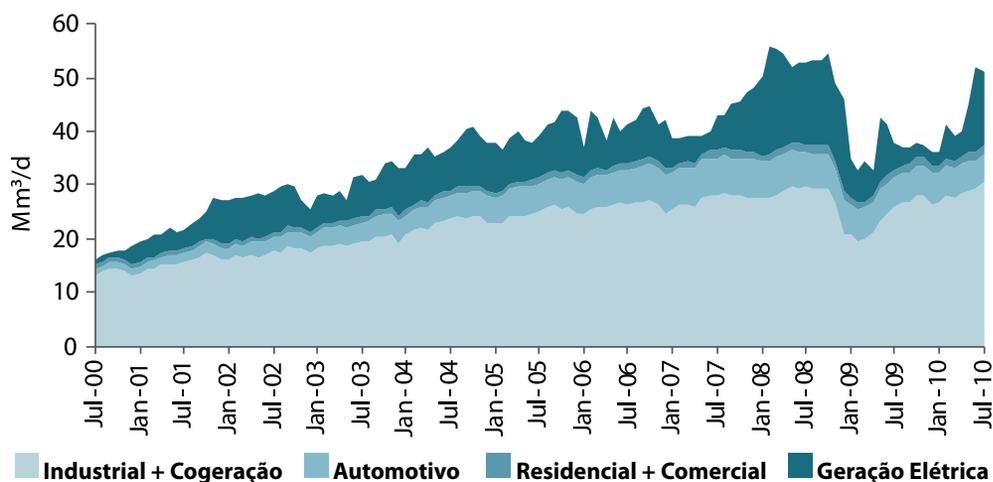
No contrato de fornecimento do gás boliviano, com duração até 2019, o volume total estabelecido foi de 30 Mm³/d, dividido em dois segmentos distintos:

- QDCb (Quantidade Diária Contratual Base) - igual a 16 Mm³/d destinados ao mercado não térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul do País; e
- QDCa (Quantidade Diária Contratual Adicional) - correspondendo aos 14 Mm³/d restantes, que eram prioritariamente destinados às termoeletricas em construção.

Sobre o fornecimento incide *Take or Pay* (ToP) de 80%, ou seja, a quantidade mínima que o Brasil se compromete a pagar, utilizando o insumo ou não.

A Figura 12 ilustra o crescimento do mercado de gás natural no Brasil após o início das importações de gás boliviano, devido, sobretudo, à massificação do consumo industrial.

Figura 12: Evolução do Consumo de Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados ABEGÁS e ONS.

O único período de queda registrado foi durante a crise econômica mundial, no final de 2008 e início de 2009, quando todos os setores consumidores de gás natural reduziram seus níveis de consumo. O consumo industrial mostra atualmente sinais de recuperação e já se encontra bastante próximo ao nível anterior à crise (~28 Mm³/d incluindo a cogeração).

A redução da demanda de gás natural com a crise econômica mundial levou a Petrobras a reduzir suas importações da Bolívia, que em 2009 não chegaram a alcançar o nível mínimo do *Take or Pay* (24 Mm³/dia). Em 2010, o volume médio importado (até junho) foi de 25,6 Mm³/d.



2.2 O Cenário Atual de Oferta e Demanda no Brasil

O mercado brasileiro de gás natural está dividido em três submercados principais: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o sistema Nordeste e o sistema Norte. Até 2009, os três sistemas eram desconectados um do outro, sem possibilidade de escoamento de gás entre eles.

Entretanto, com a conclusão do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE), em abril de 2010, que interliga as redes do Rio de Janeiro e Espírito Santo à Bahia, o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o sistema Nordeste passaram a ser interligados. Apenas região Norte permanece isolada da rede nacional de gasodutos. Porém, ainda existem restrições de logística de transporte e compressão em alguns gasodutos ao norte de Catu (BA), cujas expansões são previstas até o final de 2013 (gasodutos e estações de compressão) viabilizando a interligação completa entre Pecém, no Ceará, até o gás natural do Pré-sal na Bacia de Santos.

Atualmente, as fontes de suprimento de gás natural no Brasil são o gás de origem nacional, produzido nas bacias de Campos, Santos, Espírito Santo, Recôncavo Baiano, Bacia Potiguar, Sergipe e Alagoas, e o gás importado da Bolívia por meio do GASBOL. Além disso, desde 2009, o Brasil importa Gás Natural Liquefeito (GNL) dos mercados internacionais de dois terminais de regaseificação localizados na Baía de Guanabara (RJ) e em Pecém (CE).

Após os movimentos de estatização na Bolívia, ocorridos em 2006, o Governo brasileiro tomou a decisão de priorizar o GNL como fonte de suprimento para as importações adicionais de gás natural.

A partir dessa decisão, a Petrobras investiu em duas plantas de regaseificação flutuantes localizadas no Porto de Pecém (CE), com capacidade de 7 Mm³/d, e uma segunda com 14 Mm³/d localizada na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro. Ao contrário de outros países, que possuem terminais de regaseificação fixos (*onshore*), os terminais contratados pela Petrobras são unidades flutuantes móveis (*offshore*), que podem ser realocadas caso necessário.

2.2.1 O Sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste

O sistema Sudeste/Sul/Centro-Oeste é abastecido por gás nacional (55%) proveniente das bacias de Campos, Santos e Espírito Santo e por gás boliviano (45%). As importações de GNL têm sido até agora irrelevantes.

A Região Sul já chegou a importar gás da Argentina para abastecimento da termoelétrica de Uruguaiana (RS). Entretanto, as importações de gás argentino foram se reduzindo e estão interrompidas desde o início de 2008, devido à crise energética no país vizinho.

A demanda na Região Sudeste é a maior do Brasil, concentrando-se majoritariamente nos estados de São Paulo (onde atuam as distribuidoras Comgás, SPS e Gas Brasileiro) e Rio de Janeiro (onde o gás é distribuído pela CEG e CEG-Rio).

Enquanto que no estado de São Paulo predomina a demanda do setor industrial, no estado do Rio de Janeiro há uma elevada utilização do gás nos setores automotivo e termoelétrico. O Rio de Janeiro possui a maior concentração de termoelétricas a gás natural do País – são quatro ao todo nesse estado – que, juntas, têm a capacidade instalada de geração de 3.236 MW. O consumo médio de gás nessas quatro usinas atingiu 12 Mm³/d em 2008, período em que os despachos termoelétricos foram elevados no Brasil.

Nos outros estados, onde atuam as distribuidoras Gasmig (Minas Gerais) e BR Distribuidora (Espírito Santo), o consumo de gás vem aumentando gradualmente nos últimos anos. A exemplo de São Paulo, ambos estados têm predominância do consumo industrial.

Minas Gerais alcançou seu pico de consumo industrial em 2008, chegando a 1,6 Mm³/dia; porém o abastecimento do estado era limitado a um único gasoduto, o GASBEL, que liga a Refinaria Duque de Caxias-RJ (REDUC) até Belo Horizonte com uma capacidade de transporte de cerca de 2 Mm³/d. A construção de um duto paralelo, GASBEL II, foi finalizada recentemente e permite agora um suprimento adicional de cerca de 7 Mm³/d.



O mercado do Espírito Santo, igualmente concentrado no consumo industrial, foi o que apresentou maior crescimento nesse setor nos últimos anos, praticamente dobrando desde 2006.

O mercado da Região Centro-Oeste, que recebe o gás natural boliviano ainda é bastante restrito e direcionado a duas termoelétricas no estado do Mato Grosso do Sul.

A responsabilidade da distribuição de gás na Região Sul está a cargo das empresas Compagás (Paraná), SCgás (Santa Catarina) e Sulgás (Rio Grande do Sul). Essa região é abastecida exclusivamente pelo gás boliviano, através da perna sul do GASBOL. O gasoduto segue a costa leste dos três estados e abastece as três distribuidoras citadas, duas termoelétricas (Araucária, PR e Sepé Tiaraju, RS) e duas refinarias (REFAP-RS e REPAR-PR).

Embora o consumo dos outros setores venha crescendo, a demanda de gás natural na Região Sul está concentrada no setor industrial. Santa Catarina é o maior consumidor, com a demanda concentrada na indústria cerâmica. O Paraná tem um consumo ainda pouco difundido, devido principalmente à distância dos polos industriais do GASBOL.

No Rio Grande do Sul, o consumo está concentrado na região próxima à capital, Porto Alegre, e na região serrana. O grande consumidor do estado é o Polo Petroquímico de Triunfo, que fica a poucos quilômetros da capital gaúcha.

A oferta de gás natural nacional para a Região Sudeste vem de três bacias: Campos, Santos e Espírito Santo. A Bacia de Campos é uma das mais antigas, onde há a predominância de gás associado à produção de petróleo.

O Rio de Janeiro é atualmente o maior produtor de gás natural, sendo responsável por cerca de 50% da produção disponível no Brasil. A produção nesse estado é totalmente em mar (*offshore*) e é tratada na Unidade de Processamento em Cabiúnas (TECAB).

As ofertas na Bacia de Santos e do Espírito Santo provém de reservas unicamente de gás natural não associado à produção de petróleo. Ambas vêm

crescendo na quantidade de gás natural disponibilizada e ali estão as grandes expectativas de aumento da oferta no Sudeste.

A Bacia do Espírito Santo mantinha um histórico de produção modesto, aproximadamente 1 Mm³/d, proveniente de campos em terra (*onshore*). Porém, a partir do início de 2008, com a entrada dos campos de gás natural não associados Peroá e Congoá, alcançou uma disponibilidade de até 8 Mm³/d.

Em 2009, contudo, com a crise econômica mundial, que derrubou a demanda de gás natural em todo o País, a produção de gás não associado no Espírito Santo se reduziu, retornando a níveis próximos a 2 Mm³/d. Mesmo com a entrada de outro campo na Região (Camarupim), a produção de gás no Espírito Santo não aumentou em função dos baixos níveis da demanda de gás no Brasil. Nos meses iniciais de 2010, a demanda começou a apresentar sinais de crescimento e, conseqüentemente, o mesmo ocorreu com a oferta dessa bacia.

A Bacia de Santos atualmente tem oferta bastante restrita proveniente do campo de Merluza, que entrega grande parte de sua produção à Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) em Cubatão/SP. Essa refinaria funciona como unidade de processamento de gás natural, embora não exista disponibilidade de líquidos.

Mesmo com a entrada do campo de Lagosta em 2009, a produção disponível no estado sofreu pouca alteração, mantendo-se em níveis próximos a 1 Mm³/d. No entanto, a Região é uma das mais promissoras na oferta futura de gás natural, tanto nos campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú, como nos campos do Pré-sal.

A infraestrutura na Região Sudeste está em plena ampliação, tanto com relação à capacidade de processamento quanto à de transporte. Existe previsão de entrada de duas novas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), uma ao sul do Espírito Santo, que irá dividir a capacidade com a já operante UPGN de Cacimbas, e outra na Bacia de Santos, a UPGN Monteiro Lobato, em



Caraguatatuba/SP. Essa unidade está sendo construída para o recebimento do gás não associado dos campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú, além de receber o gás do projeto piloto de Tupi no Pré-sal.

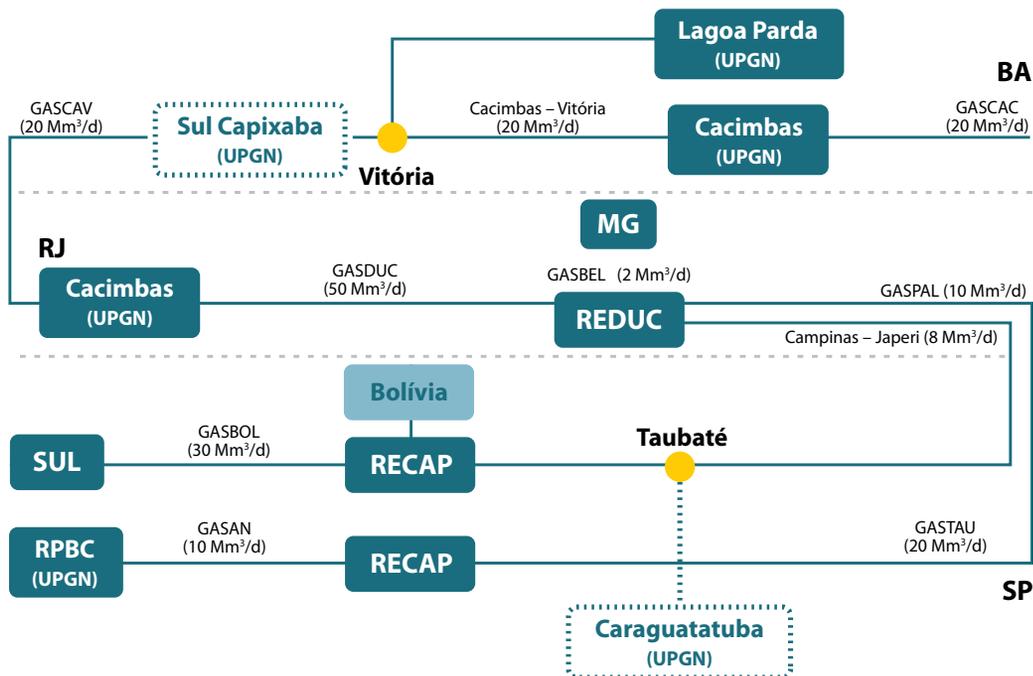
A conclusão da parte sul do GASENE, o chamado GASCAV, permitiu a interligação do Espírito Santo com o Rio de Janeiro (Cabiúnas). A inauguração deste gasoduto possibilitou a utilização da produção do Espírito Santo na geração termoelétrica no Rio de Janeiro, garantindo plena conectividade na malha sudeste.

Em 2010, outro gasoduto importante para a malha sudeste foi inaugurado: o GASDUC III. Esse duto é um dos maiores do País, com capacidade de 40 Mm³/d. Sua entrada de operação aumenta a capacidade de envio aos mercados do Sudeste, que estavam limitados pela capacidade do GASDUC II (10 Mm³/d). O gás não associado do Espírito Santo, por exemplo, apenas conseguia chegar até as termoelétricas próximas a Cabiúnas por essa mesma limitação de capacidade.

Outro destaque é o término, em 2009, do gasoduto Campinas-Japeri, que aumentou a conectividade entre os grandes mercados de São Paulo e Rio de Janeiro.

Na Figura 13 está ilustrado um modelo esquemático da malha de transporte da Região Sudeste.

Figura 13: Modelo Esquemático da Malha de Transporte na Região Sudeste



Fonte: Elaboração própria com dados da Petrobras.

2.2.2 O Sistema Nordeste

A Região Nordeste apresenta uma das produções e infraestruturas mais antigas do Brasil, especialmente na área do Recôncavo Baiano e nos estados de Sergipe e Alagoas, que possuem histórico na extração de petróleo.

O maior mercado do Nordeste está localizado na Bahia, tanto na oferta quanto na demanda. A oferta de gás natural no estado ganhou um reforço com a entrada, em 2007, do primeiro campo em mar (*offshore*) e de gás não associado à produção do petróleo, o campo de Manati.



Inicialmente, o gás desse campo enfrentou problemas para ser consumido, devido ao excesso de nitrogênio, porém essa dificuldade foi corrigida por meio de adaptações técnicas e regulatórias que permitiram seu consumo. Desde 2007, a produção de gás no campo de Manati vem aumentando. Atualmente, a oferta de gás nesse campo é de 6 Mm³/d, o que representa cerca de 50% da oferta local. Os demais campos da região apresentam-se em estágio mais avançado de exploração e as projeções de oferta para os próximos anos preveem quedas.

A Bahia é o estado de maior demanda de gás natural na Região Nordeste. O estado possui um elevado consumo industrial e para a geração termoelétrica, concentrado principalmente no polo de Camaçari. Em 2009, estes setores (incluindo a cogeração) consumiram 2,6 Mm³/d (60% industrial). Além desses consumos, há a demanda das fábricas de fertilizantes nitrogenados da Petrobras (FAFEN), onde um volume importante de gás natural é utilizado como matéria prima (~1,5 Mm³/d).

Conforme a Tabela 1, a Bahia detém cerca de 60% da capacidade de processamento de gás natural na Região Nordeste, dividida em três UPGNs.

Pernambuco é o segundo maior mercado de gás natural do Nordeste. O estado tem um nível importante de consumo de gás no segmento industrial (cerca de 1 Mm³/d). Porém, não possui produção própria, e a oferta vem de outros estados, principalmente do Rio Grande do Norte. A Termopernambuco, única usina termelétrica no estado, vem operando atualmente com o uso do GNL, da mesma forma que as do Ceará (Termofortaleza e Termoceará) e Rio Grande do Norte (Termoaçu).

Tabela 1 – Unidades de Processamento de Gás Natural no Nordeste

UPGN	Estado	Capacidade de Processamento (Mm ³ /d)
LUBNOR	CE	0,4
Guamaré	RN	6,0
Pilar	AL	1,8
Atalaia	SE	3,0
Carmópolis	SE	0,4
Catu	BA	3,9
São Francisco do Conde	BA	6,0
Manati	BA	6,0
Capacidade Total Nordeste		27,4

Fonte: Elaboração Própria com dados da ANP e Petrobras.

Os outros estados que são atendidos por gás natural (SE, AL, RN, PB e CE) têm consumo mais restrito, limitando-se ao uso industrial e automotivo. A demanda não térmica dos cinco estados monta a cerca de 1,8 Mm³/d (fevereiro 2010).

Os estados do Sergipe e Alagoas formam um sistema conjunto de oferta na região, atendendo aos estados vizinhos (produção AL-SE disponibilizada em fevereiro de 2010: 2,5 Mm³/d).

Da mesma forma, a Bacia Potiguar no Rio Grande do Norte é responsável por uma parcela importante da oferta da região (cerca de 12%). O estado tem superávit de gás natural e abastece os demais, principalmente Pernambuco.

Quanto ao Ceará, embora tenha produção de gás natural, toda ela é consumida no processo de extração de petróleo.

A infraestrutura de transporte na Região Nordeste divide-se atualmente em



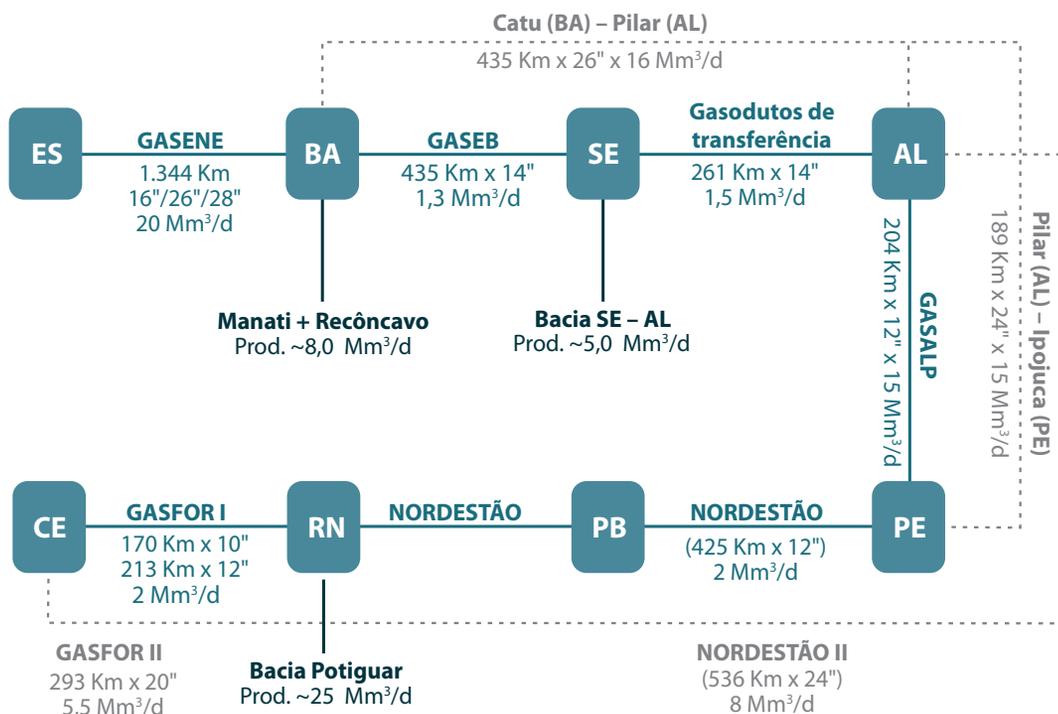
dois sistemas:

- BA-SE (GASEB); e
- AL-CE (GASALP; NORDESTÃO I; GASFOR I).

A ligação entre Sergipe e Alagoas acaba limitando a circulação de gás natural para o resto da Região, pois é feita através de um gasoduto de transferência.

Por definição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, o gasoduto de transferência tem a função de transportar gás natural não processado entre campos e unidades de processamento, ou seja, trata-se de gás sem as especificações normativas da ANP para comercialização. Contudo, há uma série de projetos de expansão da malha do Nordeste formando uma grande rede paralela, conforme mostra a Figura 14, composta pelos gasodutos: GASFOR II; NORDESTÃO II; Pilar-Ipojuca e Catu-Pilar.

Figura 14: Modelo Esquemático da Malha de Transporte na Região Nordeste



Fonte: Elaboração própria com dados da Petrobras.

Com a conclusão destes sistemas de dutos, prevista para o final de 2010, a rede Nordeste passa a permitir integral mobilidade do gás entre todos os estados consumidores. Porém, a capacidade máxima de compressão será atingida somente em 2013, com a conclusão das estações de compressão previstas.



2.2.3 O Sistema Norte

A Região Norte não é interconectada por gasodutos ao resto do País. Porém a região tem grandes reservas de gás; de fato, as maiores reservas provadas de gás em terras brasileiras.

Essas reservas estão concentradas, em sua maioria, na Bacia de Solimões (AM). Nessa bacia, o campo de Urucu (AM), vem gerando há anos cerca de 10 Mm³/dia, mas a produção até recentemente era reinjetada após a separação dos líquidos, devido à ausência de infraestrutura de escoamento e de mercados.

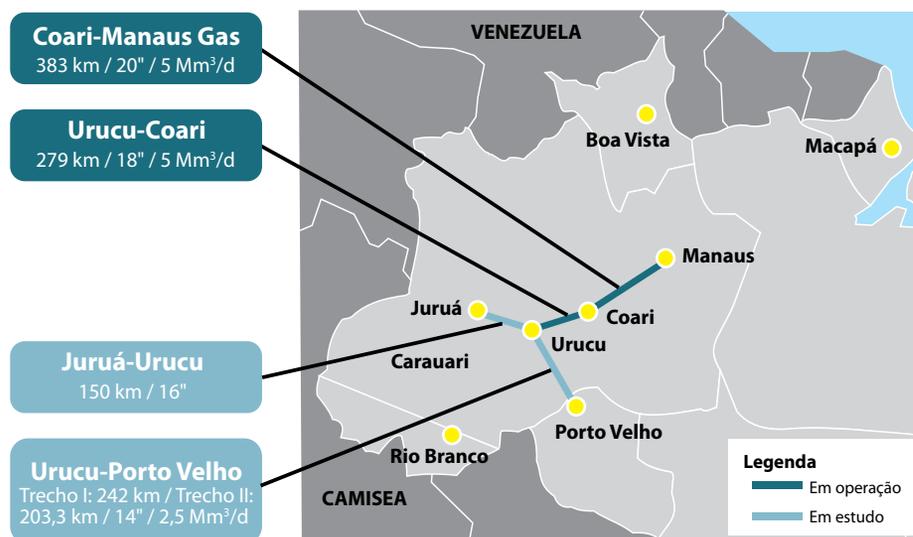
Recentemente, o gasoduto entre Urucu e Manaus foi concluído, permitindo a entrega do gás natural de Urucu à cidade de Manaus⁴. Esse gás será usado principalmente para a substituição de óleo diesel nas termoeletricas da capital, além de abastecer o mercado industrial e a Refinaria Manaus (REMAN), cujo consumo aumentará após as ampliações e reformas atualmente em curso que devem ser concluídas em 2012.

Graças à separação dos líquidos pela UPGN de Urucu, a Região Norte tem uma produção significativa de derivados de gás natural (GLP e gasolina natural). A UPGN de Urucu é a segunda maior produtora de GLP via UPGN no Brasil, ficando atrás apenas a UPGN Cabiúnas no Rio de Janeiro. O estado apresenta superávit de GLP e abastece também outras regiões, como o Nordeste.

Existem dois projetos de gasodutos na Região Norte (Figura 15).

⁴ A entrega ainda não começou devido ao atraso na construção da infraestrutura de distribuição em Manaus e da reforma das termelétricas.

Figura 15: Logística de Transporte Existente e Projetada no Norte



Fonte: Elaboração própria com dados de Gasnet, ANP e Petrobras.

O gasoduto Juruá-Urucu deverá permitir o escoamento até Manaus da produção do campo de Juruá. Outro projeto, que por enquanto está engavetado, é o gasoduto Urucu-Porto Velho que permitiria o abastecimento da capital de Rondônia, Porto Velho, a partir das reservas de Urucu e Juruá. Este projeto de gasoduto já tem licença ambiental, mas sua construção tem sido dificultada por um conjunto de fatores econômicos, políticos e ambientais.

2.2.4 O Consumo Termoelétrico de Gás

A capacidade de geração térmica a gás atingiu 9,3 GW ao final 2009, equivalente a 9% da capacidade total do parque elétrico brasileiro (106 GW). Se todas as plantas a gás existentes fossem ativadas simultaneamente, isso geraria uma demanda de 55 Mm³/dia (comparado com cerca de 27 Mm³/dia no setor industrial).



Entretanto, as termelétricas no sistema brasileiro são utilizadas apenas como *back-up* das hidrelétricas, ou seja, quando o nível dos reservatórios cai abaixo de um determinado nível de segurança. Por esse motivo, o despacho médio anual das térmicas a gás tem permanecido muito abaixo do seu potencial máximo:

- 16% em 2006;
- 14% em 2007;
- 32% em 2008; e
- 9% em 2009.

Mesmo que a utilização média anual das termelétricas a gás não supere 30% de sua potencialidade máxima, o suprimento de gás (incluindo toda a infraestrutura de produção, processamento, transporte e distribuição até a térmica) deve ser dimensionado para atender picos de 100% de utilização em qualquer momento. Isso implica em uma capacidade ociosa da infraestrutura na maior parte do ano.

Em junho de 2006, algumas usinas termoelétricas foram chamadas a despachar pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e não o fizeram, alegando problemas de ordem técnica, como falta do suprimento de gás. Gerou-se, assim, uma desconfiança quanto à real capacidade de suprimento de gás às termoelétricas brasileiras.

Essa dúvida levou a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a ordenar ao ONS que realizasse testes de despacho com todas as usinas termelétricas a gás para verificar a real situação de abastecimento de gás natural. Realizados os testes, concluiu-se que não havia disponibilidade de gás para despacho simultâneo de todas as termoelétricas, tanto na Região Sudeste como no Nordeste.

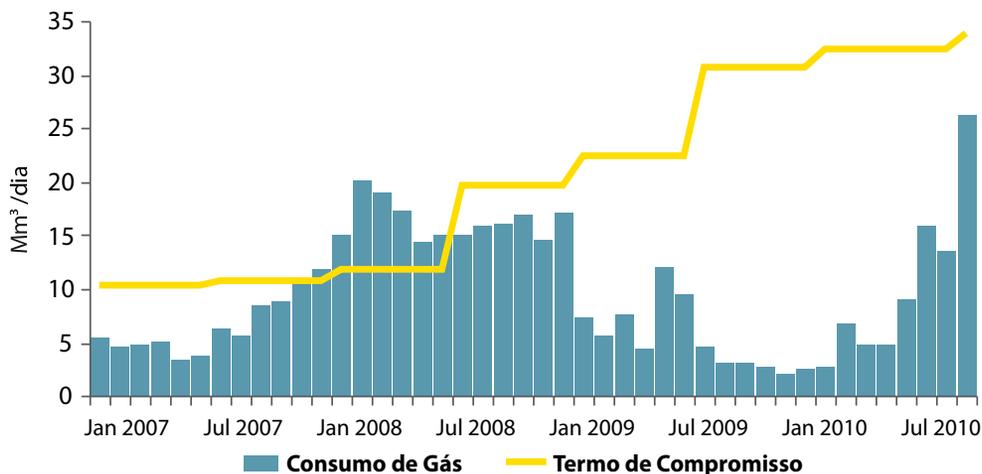
Como resposta, em maio de 2007, a Petrobras assinou um Termo de Compromisso (TC) com o governo através da ANEEL, de modo a garantir o fornecimento de gás para a geração elétrica. Esse TC estabeleceu um cronograma de oferta mínima do produto para as termoelétricas a gás no período 2007-2011.

O ano de 2007 foi favorecido por uma hidrologia favorável, o que levou a uma menor necessidade de acionamento das usinas termoeletricas, principalmente durante o período seco (maio-outubro).

Mesmo assim, um pequeno atraso no início da estação de chuvas em 2007 fez com que os preços de energia de curto prazo (PLD) disparassem até atingir R\$ 234/MWh na última semana de outubro daquele ano, e provocasse o acionamento de grande parte do parque termoeletrico a gás por mérito de custo. Nesse contexto, a Petrobras foi obrigada a suspender momentaneamente o abastecimento de gás para as distribuidoras do RJ e SP para atender ao compromisso assumido com o setor elétrico.

Nos anos seguintes, as condições hidrológicas favoráveis diminuíram a necessidade de despacho termoeletrico, que permaneceu abaixo dos volumes acordados no Termo de Compromisso (Figura 16).

Figura 16: Consumo Médio das Termoeletricas versus Termo de Compromisso



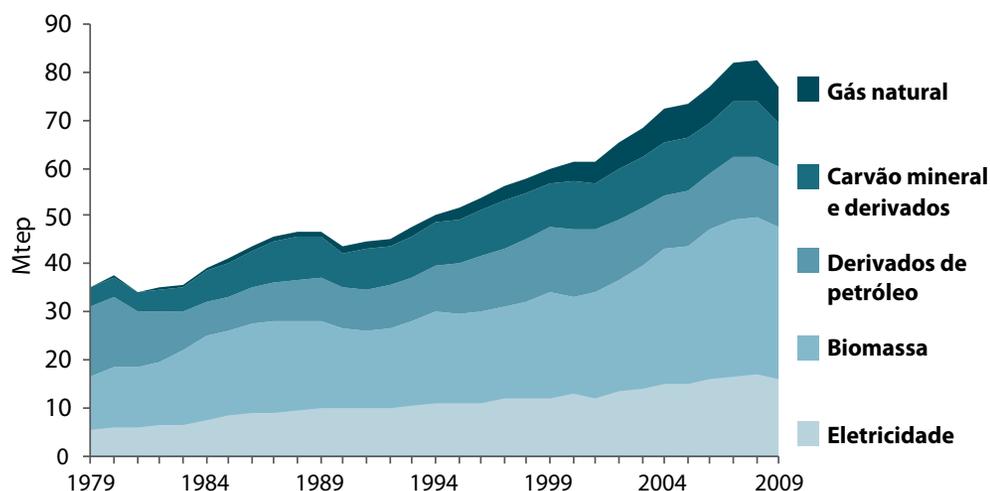
Fonte: Elaboração própria com dados da ONS e ANEEL.



2.3 O Consumo de Gás Natural na Indústria

O setor industrial representa cerca de um terço do consumo total de energia no Brasil. O gás ocupa hoje 10% da matriz energética industrial. Os outros energéticos que participam da matriz industrial são: biomassa (40%, incluindo bagaço de cana, lenha e carvão mineral); eletricidade (21%); produtos petrolíferos (15%, incluindo óleo combustível, diesel, GLP e outros produtos secundários do petróleo mais pesados); carvão mineral e seus subprodutos (14%). A Figura 17 mostra a evolução da matriz energética industrial e a participação crescente do gás natural.

**Figura 17: Evolução da Matriz Energética Industrial
(milhões de toneladas de equivalente petróleo)**



Fonte: Elaboração própria com dados do MME, Balanço Energético Nacional 2010.

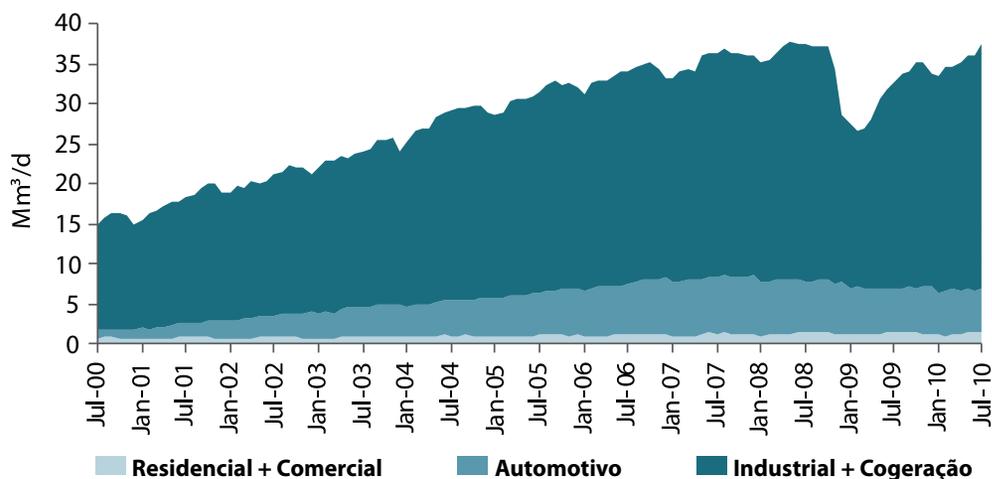
Por sua vez, o setor industrial tem uma posição muito importante na matriz de consumo do gás natural, representando cerca de 40% do consumo total de gás e cerca de 55% do consumo final de gás (exclui o consumo das refinarias e das termelétricas).

2.3.1 Evolução e Crise

O setor industrial foi o grande motor de desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, especialmente depois da entrada do gás boliviano em 1999. De 2000 até 2008 o consumo do setor apresentou um crescimento médio anual de 9%, atingindo o pico de 27,5 Mm³/d em julho de 2008.

A crise econômica mundial de 2008 afetou a atividade industrial brasileira a partir do quarto trimestre de 2008, o que se refletiu muito significativamente no consumo energético do setor. Como pode ser observado na Figura 18, o consumo de gás caiu para 23,3 Mm³/d em média nos últimos três meses de 2008.

**Figura 18: Efeito da Crise no Consumo de Gás Industrial
(milhões de metros cúbicos por dia)**



Fonte: Elaboração própria com dados da Abegás.



Em 2009, o ano mais afetado pela redução de demanda, o consumo médio de gás natural na indústria foi de 21,8 Mm³/d, 15% a menos em relação à média de 2008 e similar ao nível de 2004.

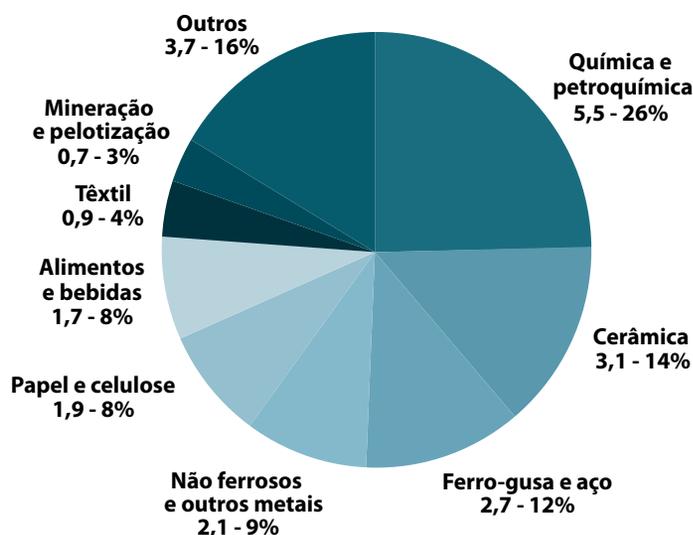
Desde meados de 2009, o consumo de gás na indústria está lentamente se recuperando e, em agosto de 2010, alcançou 27,3 Mm³/d, voltando ao pico de 2008. Essa recuperação se deve, em parte, à retomada da economia, mas também aos incentivos de preço.

A fim de estimular o retorno do consumo de gás aos níveis anteriores à crise, a Petrobras passou a oferecer, a partir de abril de 2009, volumes crescentes de gás em leilões de curto prazo, praticando descontos bastante relevantes em relação aos preços dos contratos em base firme.

2.3.2 Perfil do Consumo Industrial de Gás

O consumo de gás na indústria está fortemente concentrado na indústria química e petroquímica (25%), uma indústria que usa o gás natural não somente como combustível, mas também como matéria-prima. Outros quatro setores representam 50% do consumo de gás industrial: cerâmica (14%), ferro-gusa e aço (12%), não ferrosos e outros metais (9%), papel e celulose (8%) e alimentos e bebidas (8%) (Figura 19).

Figura 19: Consumo Industrial de Gás por Tipo de Indústria, 2009
(% e milhões de metros cúbicos por dia)



Fonte: Elaboração própria com dados do MME, Balanço Energético Nacional 2010.

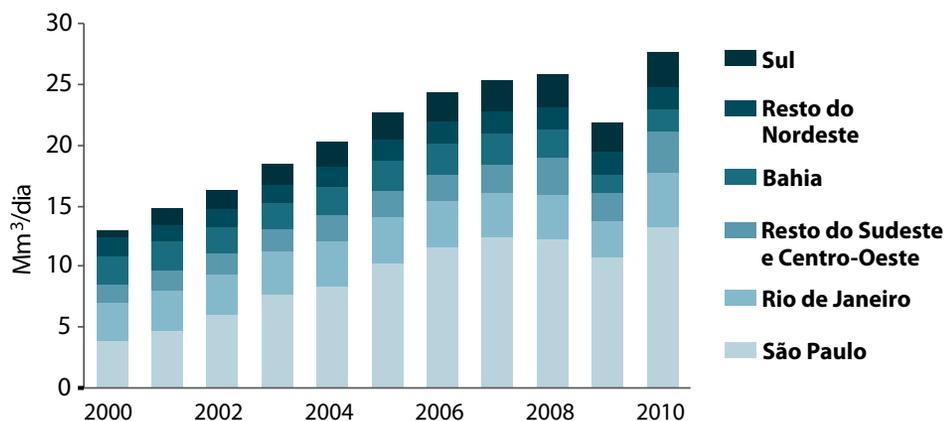
De um ponto de vista geográfico, como era de se esperar, a maior parte do consumo industrial de gás se concentra no Sudeste e em particular no estado de São Paulo, que representa quase 50% do consumo industrial de gás brasileiro.

Em São Paulo, além do uso químico, há uma forte utilização nos setores de cerâmica, celulose, vidros e siderurgia. No Rio de Janeiro, que é o segundo estado com maior consumo industrial de gás (17%), há um forte consumo no setor químico/petroquímico, enquanto nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo (12%) a siderurgia e a mineração são grandes consumidores.

No Nordeste, o consumo de gás na indústria se concentra principalmente na Bahia e em Pernambuco (6% e 3% do consumo industrial nacional), pela presença dos polos petroquímicos de Camaçari, na Bahia, e de Cabo, em Pernambuco, e das duas Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados da Petrobras (FAFENs) localizadas na Bahia e em Sergipe.

No Sul, que representa 10% do consumo industrial de gás nacional, o consumo de gás está concentrado essencialmente no setor químico/petroquímico (Polo de Triunfo no Rio Grande do Sul e complexo industrial em Araucária no Paraná), e na indústria cerâmica, que é forte e representativa em Santa Catarina. O uso de gás em montadoras de automóveis também é bastante relevante na região.

**Figura 20: Evolução do Consumo Industrial de Gás por Estado
(milhões de metros cúbicos por dia)**



Fonte: Elaboração própria com dados da Abegás.

2.3.3 Potencial Futuro de Crescimento

O crescimento futuro do consumo de gás no setor industrial depende de alguns fatores fundamentais:

- 1) O ritmo de crescimento do PIB industrial e, por consequência, da demanda de energia total desse setor;

- 2) O potencial técnico de substituição do gás na matriz energética industrial, que requer muitas vezes complexa substituição de equipamentos e vai depender da estrutura e da idade atual do parque industrial brasileiro e do ritmo de renovação das plantas;
- 3) O potencial econômico de substituição do gás na matriz energética industrial, que depende essencialmente da competitividade do gás *vis-à-vis* a outros combustíveis alternativos disponíveis para uso industrial;
- 4) A ampliação da infraestrutura de transporte e distribuição, para disponibilizar fisicamente o gás às indústrias;
- 5) Políticas industriais e energéticas que promovam a implantação de grandes empreendimentos industriais com forte consumo de gás (em particular, polos petroquímicos, produção de fertilizantes, siderurgia, alumínio etc.)

O potencial técnico de substituição do gás natural na indústria não é muito elevado no Brasil devido a duas características específicas da matriz energética industrial brasileira: o grande uso da biomassa; e o uso elevado de eletricidade, não só para processos que de fato requerem eletricidade (por exemplo, motores elétricos), mas também para a geração de calor.

Essa última característica, chamada às vezes de eletrotermia, é uma particularidade estrutural do parque industrial brasileiro herdada de um período de abundância e baixo preço da hidroeletricidade.

A eletrotermia já não faz sentido em termos econômicos, já que a eletricidade hoje tem preço muito mais elevado e a geração de calor proveniente de eletricidade gera fortes desperdícios energéticos. Porém, é geralmente muito dispendioso substituir os equipamentos, portanto a mudança de fonte energética geralmente só acontece com a implantação de uma nova fábrica substituindo a antiga.



Em relação ao uso da biomassa, que hoje constitui 40% da matriz energética industrial, incluindo bagaço de cana, lenha e carvão mineral, o gás natural dificilmente poderá substituí-la. A biomassa, especialmente o bagaço de cana e os outros dejetos agrícolas, tem geralmente um custo muito baixo – ou até negativo – nos casos em que se trata de subproduto da própria indústria e que precisa ser escoado ou tratado de alguma maneira, acarretando custos.

Quanto aos demais combustíveis, o carvão mineral e os produtos mais pesados derivados do petróleo, também dificilmente poderão ser substituídos por gás natural. A maior parte do carvão mineral usado na indústria é carvão metalúrgico que é um insumo insubstituível da indústria siderúrgica. Os produtos derivados do petróleo mais pesados geralmente são mais baratos que o gás natural e são usados por indústrias que não têm vantagens específicas em usar combustíveis mais limpos.

Por esses motivos, o potencial de substituição do gás concentra-se no óleo combustível, no GLP e no diesel que são produtos de maior valor. Em 2008, o setor industrial consumiu 4 Mtep de óleo combustível, 0,7 Mtep de GLP e 0,7 Mtep de diesel que, juntos, somam 5,5 Mtep, ou seja, 7% da matriz energética industrial. Mesmo se todo esse consumo pudesse ser substituído por gás natural, o consumo de gás resultante seria de apenas de 16 Mm³/dia.

Analisando com mais detalhe, nem todo o óleo combustível, GLP e diesel consumidos na indústria podem ser substituídos por gás. Isso se deve principalmente ao pouco desenvolvimento (em relação à extensão territorial brasileira) da infraestrutura de transporte e distribuição de gás, e ao alto custo do transporte de gás por duto. Geralmente, não é econômico conectar áreas e regiões muito distantes e com baixa densidade de consumo.

Assumindo que somente 70% do óleo combustível, 50% do GLP e 30% do diesel utilizados nas indústrias possam ser substituídos pelo gás, essa troca representaria hoje apenas 10 Mm³/dia adicionais. Projetando um crescimento de 4% ao ano, em 2015 o consumo adicional de gás na indústria por substituição desses combustíveis seria de apenas 13 Mm³/dia.

Esse simples cálculo serve para demonstrar que o potencial de crescimento do consumo de gás na indústria permanecerá limitado se não houver um forte investimento no desenvolvimento da infraestrutura de transporte e distribuição e na “interiorização” do gás, e políticas industriais que promovam a implantação de grandes empreendimentos industriais com forte consumo do produto.

2.3.4 Consumo do Gás como Matéria-Prima

O Brasil produz atualmente cerca de 1,2 milhões de toneladas (Mt) de ureia e deve importar este ano cerca de 2,1 Mt adicionais para suprir a demanda interna. No horizonte de 2017, essa importação deverá crescer para perto de 2,9 Mt, para um consumo de cerca de 4,2 Mt.

A ureia é um insumo importante para a agricultura (fertilizantes) e um dos seus maiores custos. No intuito de tornar o Brasil autossuficiente na produção de alimentos, essa importação poderia ser substituída por duas ou três plantas de amônia/ureia de 1,1 Mt/ano, com um consumo de aproximadamente de 3,3 Mm³/dia de gás natural para cada fábrica.

O metanol hoje é produzido por duas plantas de escala reduzida que produzem cerca de 30% da demanda atual (cerca de 700 mil t/a), com um consumo de 600.000 m³/dia de gás natural. Para atender a demanda, o Brasil importa perto de 500 mil toneladas por ano de metanol e 140 mil de ácido acético (que precisa de 70 mil t por ano de metanol para ser produzido). Também vale mencionar o mercado crescente de biodiesel que, em 2009, usou cerca de 150.000 t/ano de metanol.

O mercado nacional de metanol deverá ter uma demanda da ordem de 1,1 Mt no horizonte de 2017, e existirá espaço para uma nova planta de porte mundial, com capacidade entre 1 e 1,1 Mt/a, com um consumo de cerca de 0,9 a 1,0 Mm³/dia de gás natural. Na Tabela 2 está o potencial de crescimento do uso de gás como matéria-prima.



Tabela 2 – Potencial de Crescimento do Uso de Gás como Matéria-prima

Produto	Nova capacidade (potencial)Mt/a	Consumo de gás natural (Mm ³ /d)
Ureia	2,2	6,6
Metanol	1,0	1,0
Total		7,6

(*) Os consumos de gás natural incluem o uso combustível das unidades (20% desse total).

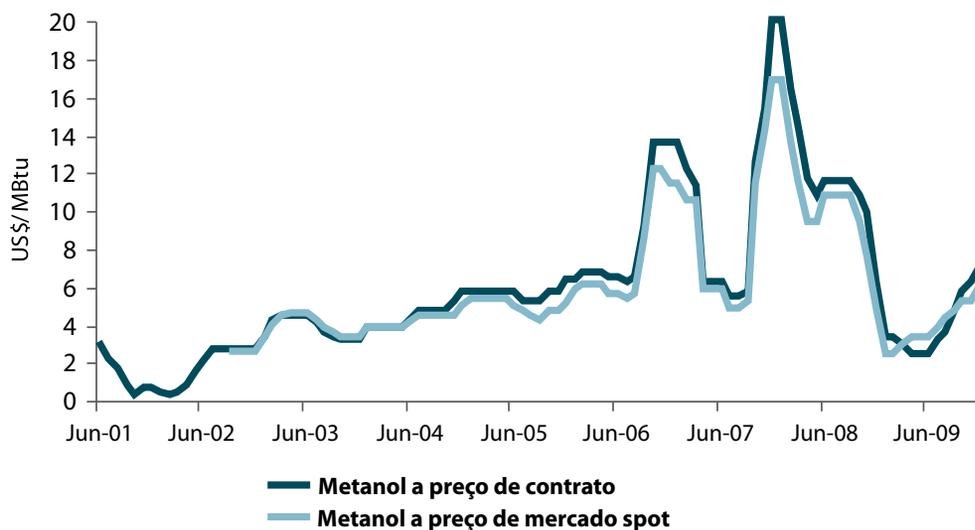
Fonte: Gas Energy.

Esses projetos estão ainda em discussão. Tanto a Petrobras como algumas empresas privadas têm projetos, mas o gargalo é a precificação do gás natural como matéria-prima. Ao preço atual do gás, a produção nacional de amônia-ureia e de metanol não é competitiva com as importações.

A precificação do gás natural para uso na produção de amônia-ureia e de metanol precisa ser relacionada com o preço do mercado mundial de ureia e metanol, pois estes são produtos cujo preço afeta as mais importantes cadeias produtivas (alimento e combustíveis).

O gráfico da Figura 21 mostra qual é o preço de gás natural que pode ser pago em função do preço de mercado de metanol (*Contract Price* e *Spot Price Asia*), considerando uma planta “*world scale*” e um *ROI* de 10% ao ano.

Figura 21: Preço de Gás Natural que Viabilizaria a Produção de Metanol



Fonte: Elaboração própria com dados do CMAI.

Atualmente encontra-se em discussão um pleito da indústria química para o estabelecimento de uma metodologia de precificação para o gás natural utilizado como matéria-prima que viabilizaria esses investimentos.

Nesse sentido, a Lei do Gás, recentemente sancionada, remete à competência do CNPE a aplicação de programas específicos, que permitam a utilização do gás matéria-prima para a indústria química, que, sem dúvida, é a que apresenta o maior índice de pluralidade industrial.

2.4 Formação de Preços do Gás Natural no Brasil

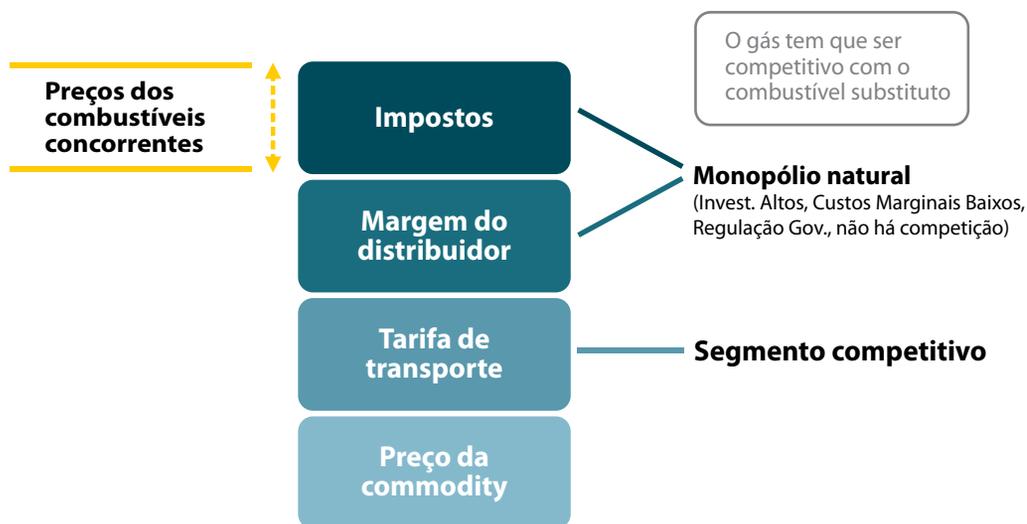
O preço final do gás natural resulta da soma de diversos custos ao longo de sua cadeia de produção. O preço ao consumidor final é formado pela soma dos custos de produção, de transporte e de distribuição, adicionados dos

respectivos impostos. Esse preço deve ser de tal grandeza que remunere o produtor pelos custos de exploração, desenvolvimento e produção (*upstream*), o transportador pelos custos de transporte e o distribuidor pelos custos de distribuição local e comercialização.

O preço final do gás natural, além de remunerar os ativos dos agentes envolvidos na cadeia produtiva, deve chegar ao consumidor de forma competitiva, principalmente frente a seu substituto imediato, o óleo combustível. Para garantir a remuneração dos investimentos realizados na cadeia é importante a utilização de contratos de longo prazo e a fidelização do consumidor final.

Pode ser visualizado na Figura 22 o resumo da formação do preço final do gás natural de acordo com os custos dos diferentes segmentos da cadeia de produção.

Figura 22: Formação do Preço de Gás Natural para o Consumidor Final



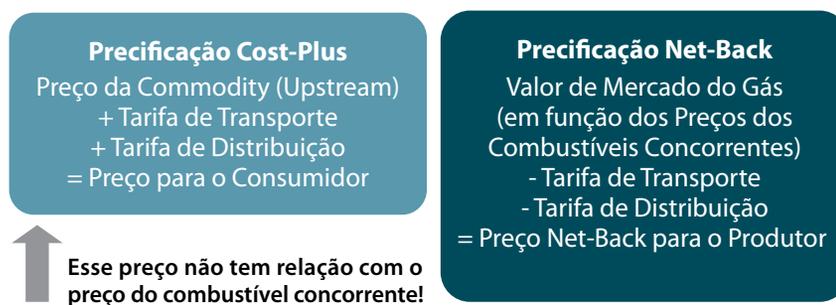
Fonte: Gas Energy.

É importante destacar que a lógica de formação do preço do gás natural no Brasil está baseada numa metodologia chamada de precificação *cost plus*. Nesse tipo de precificação, o preço do gás para o consumidor final é calculado como a soma dos custos e remunerações dos vários elos da cadeia de valor do gás natural, sem relação com o preço dos combustíveis concorrentes. Mesmo que no momento inicial o preço ao consumidor final seja competitivo com o preço do combustível alternativo, essa metodologia não garante que a competitividade se mantenha no tempo.

Outra metodologia, que garante a preservação da competitividade do gás frente a seus substitutos, é a precificação *net-back*. Nesse tipo de precificação, o preço do gás para o consumidor final é determinado pelo seu valor de mercado, determinado pelo(s) preço(s) dos combustíveis substitutos. A remuneração do produtor é calculada “de frente para trás” (*net-back*, em inglês) pelo preço ao consumidor final menos os custos e remunerações da distribuição e do transporte.

Dessa forma, é o produtor quem assume o risco de preço, mas o preço para o consumidor final permanece competitivo, o que é necessário para poder manter uma demanda estável que possa remunerar os altos investimentos que precisam ser feitos em toda a cadeia para levar o gás ao consumidor final. Na Figura 23 estão ilustradas as diferenças dessas formas de precificação.

Figura 23: Precificação *Cost-Plus* versus *Net-Back*



Fonte: Gas Energy.



2.4.1 A Política Atual de Preços

O Brasil possui duas políticas de precificação de gás natural para as distribuidoras, divididas basicamente pela origem do gás comercializado. O gás natural importado da Bolívia e o nacional.

O contrato de fornecimento do gás boliviano iniciou em 1999 e se estenderá até 2019, com fornecimento de um volume máximo de 30 Mm³/dia (“*Take or Pay*” – *ToP* – de 80%). Esse gás é precificado de acordo com uma fórmula com referência a uma cesta internacional de óleos (*commodity*) e inflação americana PPI (transporte). Os estados da região Sul e as distribuidoras São Paulo Sul e Gás Brasileiro (em São Paulo) são atendidas pelo gás boliviano.

O gás natural de origem nacional atende aos demais estados consumidores, além de cerca de 35% da Comgás (São Paulo). Os contratos atuais de fornecimento do gás nacional com as distribuidoras estão em vigor desde 2008 e se estenderão até 2012.

Nesses contratos, que são idênticos para todas as distribuidoras, o preço do gás é composto por uma parcela variável que oscila em função da evolução dos preços de três óleos combustíveis internacionais (os mesmos que para o gás boliviano, porém com parâmetros diferentes), e uma parcela fixa reajustada anualmente pelo IGPM. Enquanto a parcela variável estaria destinada a remunerar a *commodity* (gás), a parcela fixa deveria remunerar os investimentos em infraestrutura de transporte.

É importante ressaltar que essa política de preços para o gás nacional foi definida pela Petrobras em 2006-07, momento no qual o País atravessava um período caracterizado por forte crescimento da demanda de gás e incertezas quanto ao suprimento futuro, determinado pelos seguintes fatores:

- aumento crescente da atividade econômica, com consequente pressão por aumento da demanda industrial de gás natural;

- necessidade de reservar capacidade de oferta para atender a demanda máxima das termoeletricas contratadas;
- criação do Plano de Antecipação da Oferta de Gás (PLANGÁS) para aumento acelerado da capacidade de produção e de transporte, com consequente necessidade de muitos investimentos nos anos posteriores;
- política de preços à época, ainda reflexo do plano de desenvolvimento e massificação do consumo de gás natural, preços praticados com desconto, preços relativos bastante competitivos;
- diversas distribuidoras consumindo volumes de gás acima dos limites contratados originalmente, tendo a necessidade de formalização de novos contratos.

É com esse pano de fundo que a Petrobras renegociou os contratos com as distribuidoras em 2007, introduzindo nova fórmula de precificação que elevou substancialmente o patamar do preço do gás nacional em relação ao período precedente.

Na época, a elevação do preço foi usada como o instrumento ideal para frear o crescimento da demanda, num ambiente de escassez de oferta e, ao mesmo tempo, para estimular/financiar os vultosos investimentos em nova capacidade de produção e transporte.

A nova fórmula de precificação da Petrobras dividiu a tarifa de gás em duas parcelas: uma parcela fixa e outra variável. A parcela variável é destinada a remunerar a *commodity* (investimentos em exploração e produção). Essa parcela está indexada a uma cesta de óleos combustíveis, reajustada a cada trimestre, porém com novos parâmetros “iniciais”. Esses parâmetros elevam seu nível, refletindo o crescimento mundial dos preços dos combustíveis e uma situação de escassez de oferta, além de vultosos investimentos programados.

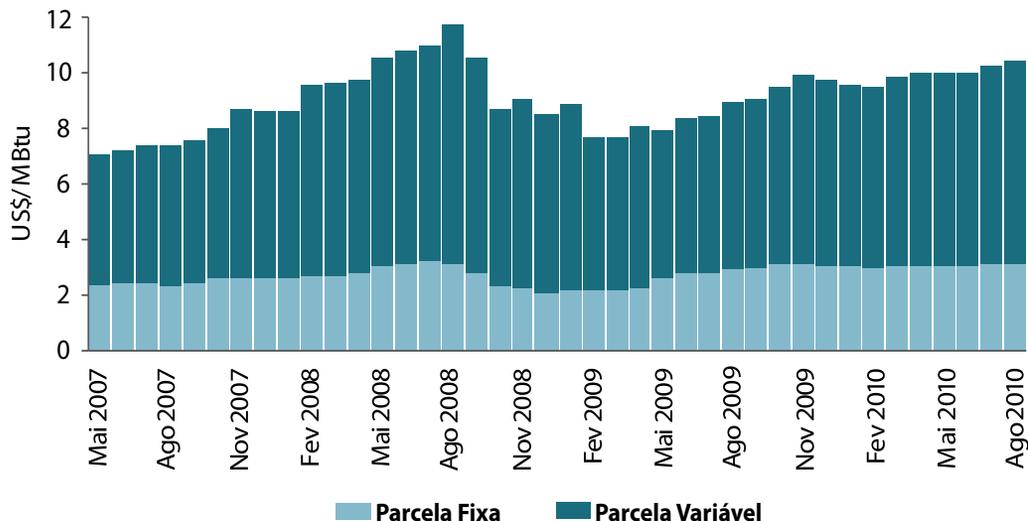
A parcela fixa visa, em tese, remunerar os investimentos na infraestrutura de transporte e é atualizada anualmente pelo IGPM. A mudança de nome – de

tarifa de transporte a parcela fixa – não é fortuita ou meramente formal. De fato, o valor inicial da parcela fixa é bem mais alto que a média nacional das tarifas de transporte máximas em vigor até então (Portarias ANP 108/2000, 101/2001 e 45/2002).

Hoje, o valor cobrado como parcela fixa vai muito além da remuneração econômica do efetivo serviço de transporte do gás. Constatase que com níveis de custos de gasodutos que refletem as melhores práticas internacionais para gasodutos em terra (45 US\$ por metro-pol), a tarifa compatível com o mercado de gás contratado (distribuidoras + termelétricas contratadas) seria de aproximadamente 1,0-1,2 US\$ por MBtu.

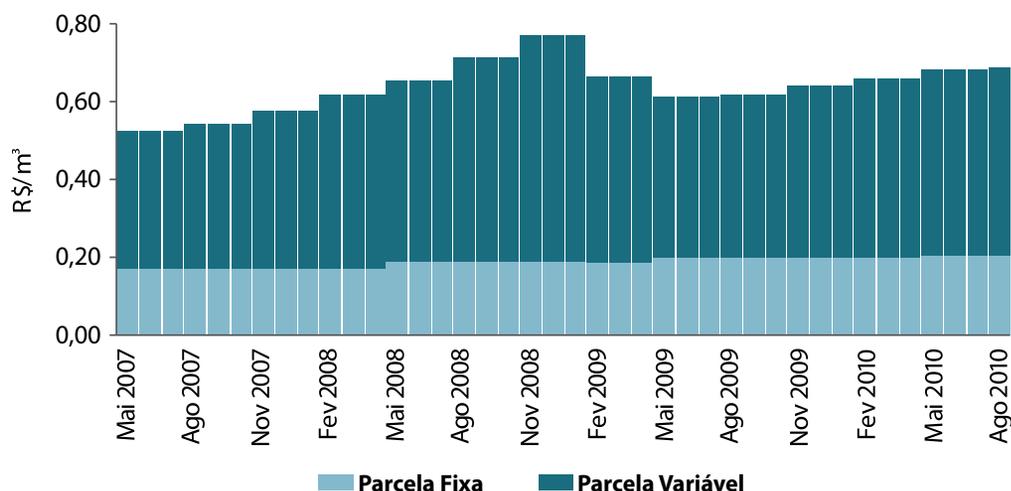
As Figuras 24 e 25 mostram a evolução das parcelas fixa e variável em dólares e reais. A variação da parcela variável fica mais evidente com o preço em reais (Figura 25), devido às variações da taxa de câmbio.

**Figura 24: Evolução do Preço do Gás Nacional em US\$/MBtu
(valores no *city-gate* sem impostos)**



Fonte: Estimativas Gas Energy.

Figura 25: Evolução do Preço do Gás Nacional em R\$/m³
(valores no *city-gate* sem impostos)



Fonte: Estimativas Gas Energy.

2.4.2 Os Leilões de Gás Natural

Desde abril de 2009, com o objetivo de estimular o mercado, a Petrobras passou a comercializar volumes crescentes de gás em leilões de curto prazo, praticando descontos bastante relevantes em relação aos preços dos contratos em base firme.

De acordo com a Petrobras, o objetivo dos leilões é disponibilizar ao mercado não térmico (industrial e automotivo) volumes de gás inicialmente comprometidos para o abastecimento das térmicas, mas não demandados pelas mesmas por conta das favoráveis circunstâncias quanto à disponibilidade de energia de fonte hídrica e da menor demanda de energia elétrica.



Segundo declarações da própria Petrobras, os leilões de gás fazem parte da sua estratégia, iniciada em 2009, de desenvolver o mercado secundário de gás no Brasil.

A participação nos leilões é restrita às distribuidoras estaduais de gás natural de todo o Brasil, que têm exclusividade de distribuição nas suas respectivas áreas de atuação. Os clientes industriais interessados em contratar gás nos leilões devem fazê-lo mediante sua respectiva distribuidora local.

O primeiro leilão de gás de curto prazo foi realizado em abril de 2009, e foram oferecidos volumes para os meses de maio e junho do mesmo ano. De abril a junho 2009 foram realizados ao todo cinco leilões, todos para um suprimento de curtíssimo prazo (um mês ou dois), e com volumes ofertados de 7 a 12 Mm³/dia. Os volumes arrematados ficaram, em média, em 48% dos volumes ofertados. Os preços médios ficaram em torno de 65% dos preços praticados nos contratos firmes à época.

Em setembro de 2009, a Petrobras realizou outro leilão com período de fornecimento mais longo (seis meses), de 1º de outubro de 2009 a 31 de março de 2010, oferecendo 22 Mm³/dia. O prazo mais dilatado se justificou a partir da expectativa da Petrobras de não precisar atender os compromissos assumidos com o setor elétrico, em função das projeções de baixa necessidade de despachos térmicos. Apesar do maior prazo de fornecimento, que respondia aos pedidos da indústria para condições de suprimento mais extensas, nesse leilão foram arrematados somente 3,75 Mm³/dia.

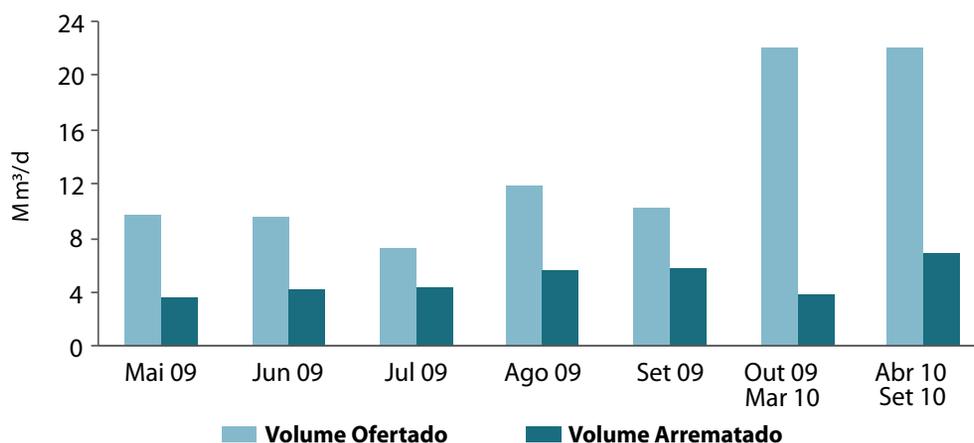
Ao final do mês de março de 2010, a Petrobras fez outro leilão de 6 meses, para o período de abril a setembro de 2010, novamente com uma oferta de 22 Mm³/dia. Também em março de 2010, a Petrobras introduziu uma nova opção: leilões semanais para período de seis meses, com deságios ainda maiores. A cada semana, clientes que adquiriram volumes no leilão de seis meses poderiam adquirir volumes adicionais para as quatro semanas seguintes até o limite de 22 Mm³/dia. Quanto maior os volumes adquiridos, maior o desconto no preço. Nesse leilão, a Petrobras vendeu 6,9 Mm³/dia, 31% do total ofertado, com um deságio médio de 47% com relação aos preços dos contratos firmes.

Todos os leilões até março de 2010 foram realizados por submercados, pois as diferentes regiões consumidoras ainda não estavam plenamente conectadas (o último trecho do Gasene foi inaugurado no final de março de 2010):

- Submercado 1 - Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco;
- Submercado 2 - Bahia, Alagoas e Sergipe;
- Submercado 3 - Espírito Santo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro e parte de São Paulo;
- Submercado 4 - Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina e parte de São Paulo.

A Figura 26 apresenta o histórico dos volumes oferecidos e arrematados nos leilões efetuados de abril 2009 até março de 2010.

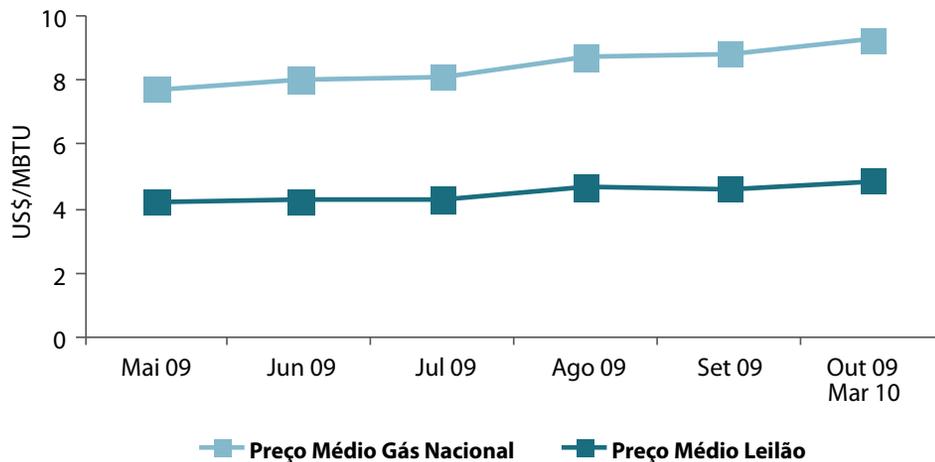
Figura 26: Volumes Ofertados x Volumes Arrematados nos Leilões de Gás de Curto Prazo



Fonte: Estimativas Gas Energy.

A Figura 27 mostra uma estimacão dos preços praticados nos leilões, comparados com os preços médios dos contratos de longo prazo para o gás nacional.

Figura 27: Preços Estimados dos Volumes Arrematados nos Leilões de Gás de Curto Prazo



Fonte: Estimativas Gas Energy.

O leilão programado para o dia 28 de setembro de 2010, que cobriria o período de fornecimento de gás de 1º de outubro de 2010 a 31 de março de 2011, foi cancelado sem previsão de nova realizao. O cancelamento se deu provavelmente devido à previsão de uma continuao dos altos despachos termoelétricos dos últimos meses do ano. Esse leilão já devia ser com oferta e preço únicos para todo o mercado nacional (sem segmentao em submercados), em consequência da conclusão dos investimentos de expansão da rede de transporte, com destaque para o Gasene e demais ampliaes da malha Sudeste.

3 O Futuro do Gás Natural no Brasil

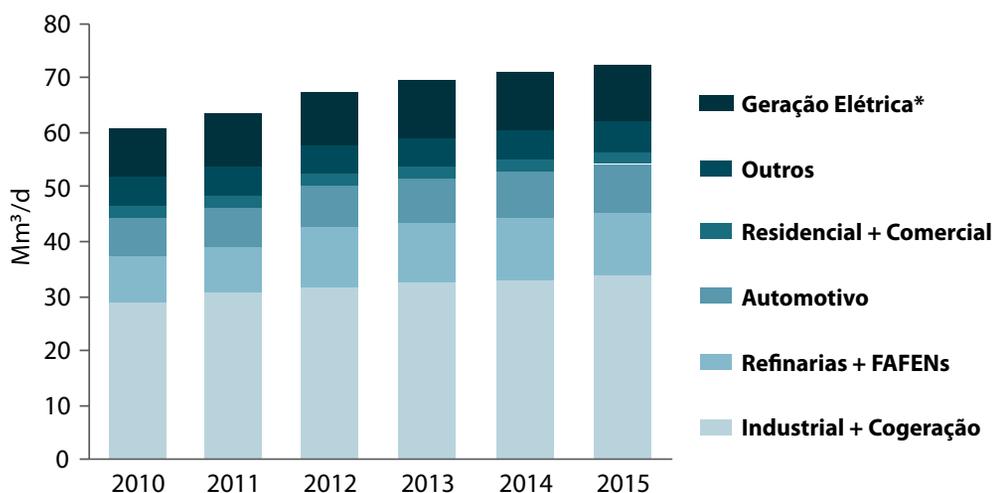


3.1 Perspectivas de Aumento de Demanda

Tendo em vista a baixa participação do gás natural na matriz energética nacional (9% em 2009) pode-se afirmar que existe grande potencial para a expansão da demanda do produto no Brasil. Entretanto, a realização plena desse potencial depende substancialmente de algumas mudanças na política energética do País e na estruturação do setor do gás que serão discutidos no Capítulo 5.

Sem mudanças no contexto atual da indústria do gás, em que a política de precificação do gás nacional não representa um incentivo ao crescimento da demanda, somando-se à inexistência de uma política governamental que incentive o aumento da geração termelétrica a gás, o crescimento da demanda será modesto. Esse cenário básico está representado na Figura 28 e contempla um aumento da demanda de 3,5% ao ano entre 2010 e 2015, bem menor que o crescimento médio anual verificado no período 2005-2010.

Figura 28: Projeção da Demanda de Gás Natural, 2010-15



(*) Com despacho médio equivalente a média dos anos 2006-07-08-09 - 16%

Fonte: Análise Gas Energy.

A projeção da demanda de cada segmento foi estimada de acordo com premissas específicas. O aumento do consumo industrial, que inclui a cogeração, é baseado num modelo econométrico que considera como principais variáveis explicativas o crescimento do PIB industrial, a evolução do preço relativo do gás em relação ao seu principal concorrente (o óleo combustível) e a ampliação das redes de distribuição.

O aumento do consumo nas unidades de refino é estimado a partir da previsão de ampliação de cada uma delas, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A previsão dos despachos termoelétricos foi feita com base no comportamento dos últimos anos, ou seja, a média do consumo de 2006 a 2009, que representa em torno de 9 Mm³/dia (16% da capacidade instalada). O crescimento da demanda do setor automotivo está ligado à previsão de conversões e crescimento do PIB.

3.2 Perspectivas de Aumento de Oferta

Quando se fala em perspectivas de oferta no Brasil, toda atenção se volta para o Pré-sal, porém ainda não existe uma avaliação precisa por parte das empresas produtoras quanto ao real potencial de produção de gás na área do Pré-sal.

Entretanto, mesmo desconsiderando os campos do Pré-sal, é possível prever uma importante elevação da produção nacional de gás. Existem vários campos de gás natural com previsão de entrada em operação no curto e médio prazo, que terão grande impacto na capacidade produtiva atual do Brasil.

As perspectivas de ampliação concentram-se no Sudeste (Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo), com menor evolução no Nordeste. Para o cálculo da capacidade de oferta de gás natural, soma-se à produção doméstica: a capacidade de importação de GNL e gás boliviano. A Figura 29 ilustra essa projeção.



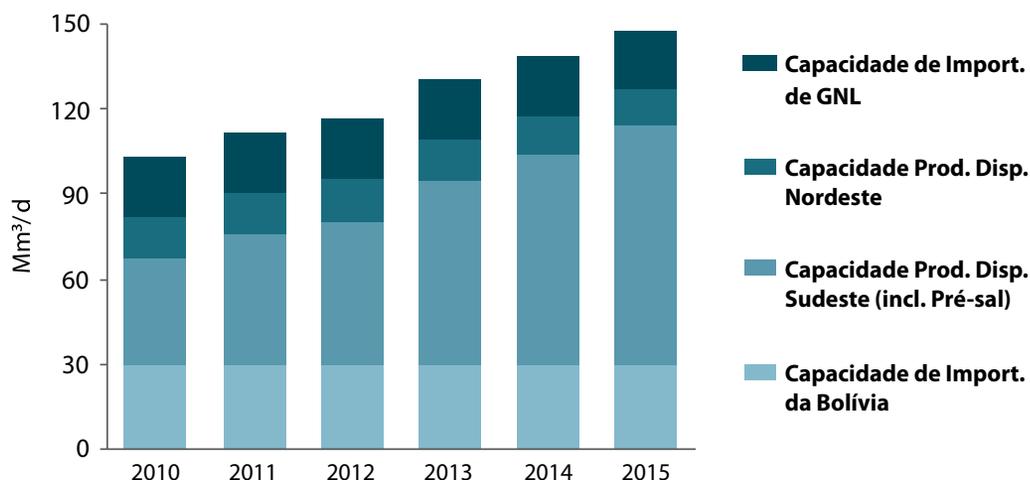
A produção da Bacia de Campos mantém-se em valores estáveis. A queda de campos mais antigos é compensada pela entrada de novas plataformas, como a P55 em Roncador e P56 em Marlim Sul, mantendo assim um valor constante de produção.

A Bacia do Espírito Santo tem um potencial produtivo de cerca de 20 Mm³/d, principalmente nos campos de Peroá/Cangoá e Camarupim. A entrada em operação dos novos campos de Canapu e Parque das Baleias deverá elevar o potencial produtivo para cerca de 33 Mm³/d até 2015.

A Bacia de Santos tem atualmente uma produção disponível de pouco menos que 1 Mm³/d, proveniente dos campos Merluza e Lagosta. A entrada dos campos Mexilhão (antigo BS400) e Uruguá-Tambaú (antigo BS500) deverá elevar a capacidade produtiva dessa bacia para mais de 33 Mm³/d. Esses campos contêm reservas de gás não associado e a produção deverá ser escoada por um gasoduto único até a UPGN Monteiro Lobato em Caraguatatuba (SP).

A previsão inicial para a entrada em operação desses campos era para 2010. Porém, recentemente a Petrobras anunciou a postergação da entrada em operação dos mesmos para 2013. Essa postergação foi justificada pela redução da demanda de gás em consequência da crise mundial. Nessa projeção, está considerado também o primeiro gás de Tupi a partir de 2013.

Figura 29: Projeção da Oferta de Gás Natural, 2010-15



Fonte: Análise Gas Energy.

Os campos do Nordeste têm poucas perspectivas de aumento, concentrando-se na Bacia Potiguar no Rio Grande do Norte, que tem oferta adicional de cerca de 1,5 Mm³/d para 2012. Porém a queda produtiva dos campos existentes, esperada para os últimos anos, é maior do que entrada de novos e, com isso, o resultado esperado é uma queda na capacidade produtiva total.

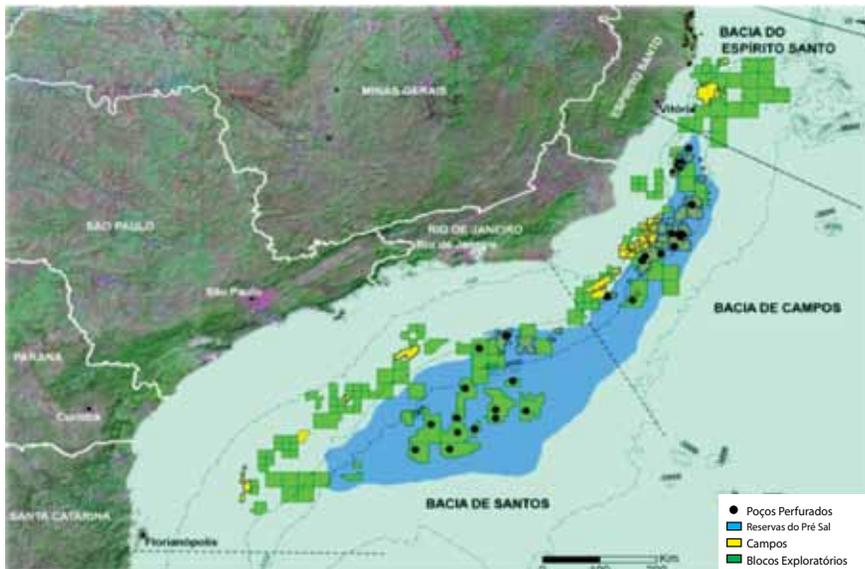
Com relação às importações de gás, não foram considerados aumentos na capacidade de transporte do gasoduto Bolívia-Brasil nem na capacidade de regaseificação.



3.3 As Perspectivas de Mais Longo Prazo: o Pré-sal

Estima-se que os reservatórios da camada Pré-sal possam se estender por uma área de cerca de 800 quilômetros de comprimento e até 200 quilômetros de largura, ou cerca de 150.000 km², desde o Espírito Santo até Santa Catarina. Na Figura 30 está destacada essa região.

Figura 30: Localização dos Reservatórios da Camada do Pré-sal



Fonte: Petrobras.

Com relação ao potencial dos campos da camada do Pré-sal, têm-se ainda poucas informações oficiais sobre as reais perspectivas de oferta. A Petrobras e seus parceiros estão elaborando estudos buscando determinar as melhores opções para o aproveitamento do gás natural associado existente na área.

As opções mais discutidas são o escoamento via dutos até o litoral, a produção de GNL em uma planta de liquefação embarcada e a reinjeção, buscando-se o aumento da produção de petróleo (porém existe um limite técnico na quantidade de gás que pode ser reinjetado, além de um custo econômico).

As descobertas mais importantes do Pré-sal (Tupi, Iara e Guará) estão localizadas na Bacia de Santos. Os volumes recuperáveis de petróleo e gás natural nesses campos são estimados entre 10 e 15 bilhões de barris no total. Considerando que os primeiros testes de Tupi estão mostrando uma taxa elevada da razão gás-óleo, isso poderia significar entre 300 e 500 bilhões de metros cúbicos de gás.

Adicionalmente, o campo de Júpiter foi anunciado como similar em volume ao campo de Tupi, mas contendo predominantemente gás não associado e condensados (não obstante, uma segunda perfuração detectou presença de petróleo leve).

A exploração do Pré-sal será iniciada com projeto piloto de produção do campo de Tupi na Bacia de Santos. Este campo terá uma produção de 100 mil barris/d de petróleo e existe a intenção, por parte da Petrobras, do adiantamento da partida para outubro deste ano. O projeto só pode ser iniciado após a declaração de comercialidade do campo pela concessionária à ANP, após todos os trabalhos exploratórios. O aproveitamento inicial do gás de Tupi depende da conclusão de um gasoduto que conectará Tupi à plataforma de Mexilhão.

No mais longo prazo (após 2020), o Pré-sal terá importância significativa na oferta de gás. Tem-se a expectativa que parte do gás poderá ser exportado e que no longo prazo o Brasil deixará de ser país importador de gás natural para ser exportador líquido do produto. Com potencial de produção acima do que o mercado poderá absorver, é fundamental que se desenvolvam maneiras de aumentar a participação do gás natural na matriz energética nacional.

4 Estrutura da Indústria e o Marco Regulatório





Em março de 2009, o Presidente da República sancionou a Lei nº 11.909/2009. A chamada Lei do Gás, aprovada após mais de quatro anos de debate entre o Executivo, o Legislativo e agentes do mercado, pode ser caracterizada como resultado de um grande acordo entre os diversos agentes e interesses envolvidos.

A aprovação de uma lei específica para a indústria de gás natural representou um importante avanço, uma vez que toda a referência regulatória do mercado se baseava na Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 1997), que considerava o gás natural como um derivado do petróleo e não reconhecia alguns aspectos específicos do gás.

O enfoque da Lei está no âmbito do *midstream*, isto é, tratamento, processamento, estocagem, transporte, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. Não foram tratadas questões referentes à produção, que permaneceu regulada pela Lei nº 9.478, e à distribuição do gás, que permaneceu regulada no âmbito dos estados da Federação.

A indústria do gás natural é dominada pela Petrobras, que atua em todas as etapas da cadeia de produção. A integração vertical da Petrobras ao longo da cadeia do gás vem representando uma barreira à entrada de novos *players* nessa indústria, já que estes não possuem acesso à infraestrutura de escoamento *offshore*, de tratamento e de transporte. Tampouco se justifica a construção de novos gasodutos e UPGNs, a não ser que se conte com reservas consideráveis. A indústria do gás somente se desenvolve com pesados investimentos em infraestrutura e depende da existência de um mercado potencial que possa gerar contratos que remunerem os investimentos.

Atualmente, o segmento do transporte de gás representa um grande obstáculo para a entrada de novos fornecedores no mercado nacional. Para que um produtor com pequena escala possa vender seu gás ao mercado, precisará contratar o serviço de transporte de um gasoduto de propriedade da Petrobras, para disputar o mercado final com a própria Petrobras. Se for bem sucedido nessa empreitada, terá que vender o gás para uma distribuidora que, na maioria dos casos, tem a Petrobras como sócia.

Ressalte-se que a Petrobras é sócia em 16 das 20 distribuidoras em operação no Brasil. Por conta de todos esses obstáculos, os demais produtores são obrigados a vender sua produção à Petrobras no boca de poço, a preços negociados muito baixos.

O grande desafio para essa indústria será a geração de um ambiente competitivo que possa ser percebido pelo mercado consumidor. Para isso, é preciso que diferentes produtores de gás possam ter acesso à atual infraestrutura de transporte, o que, na prática, não é viável devido à verticalização da Petrobras ao longo da cadeia. Investimentos em nova infraestrutura precisam de uma expansão do mercado em tempo e volumes que proporcione escala aos altos investimentos.

Com a nova Lei do Gás, os novos gasodutos serão construídos após licitação e operados com base em um contrato de concessão. Antes dessa lei, era necessária apenas uma autorização por parte da ANP. No regime de autorização, os investidores têm liberdade para fixar suas tarifas de transporte, porém todos os investimentos ocorrem por sua conta e risco.

Dada a atual configuração da estrutura da indústria, os investimentos em transporte sob regime de autorização só se viabilizaram com a participação e liderança da Petrobras. Dessa forma, até o presente momento, a expansão da rede de gasodutos nacional dependeu basicamente do planejamento estratégico e comercial da Petrobras.

Pode-se afirmar que até a aprovação da Lei nº 11.909/2009, a política gasífera nacional foi definida pela Petrobras de acordo com seus interesses comerciais. Desde a nova lei, a formulação da política de desenvolvimento da indústria do gás está sob responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), com apoio técnico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e apoio operacional da ANP.

A partir da percepção de que o Brasil deixará de ser país dependente de importações para transformar-se em exportador líquido de gás natural, há



que se promover políticas de desenvolvimento, de massificação do uso do gás, incentivos à substituição frente a combustíveis mais poluentes e uma política de preços nacional.

A nova Lei do Gás certamente poderá atrair novos agentes ao setor de transporte, à imagem do que aconteceu com a transmissão elétrica. No entanto, não significa maior competitividade na oferta, devido à predominância da Petrobras em todos os elos da cadeia do gás natural. Sem outras reformas e iniciativas, pode-se prever que dificilmente teremos mudanças significativas no que se refere à introdução da competição nesse mercado.

5 Uma Agenda para o Desenvolvimento de uma Indústria de Gás Natural no Brasil



O mundo e o Brasil vivem uma quebra de paradigmas que orientaram a indústria de petróleo e gás natural e condicionaram a matriz energética mundial nos últimos dez anos.

De fato, as grandes reservas de gás não convencional nos Estados Unidos tornaram atrativos os preços desse energético, de forma a dar início à transição de uma economia do petróleo para uma economia de energias sustentáveis. No Brasil, a descoberta das reservas do Pré-sal anunciam uma revolução na área energética.

Tradicionalmente na situação de importador líquido de energia, com volumes importantes de derivados de petróleo sendo importados, como diesel, GLP e nafta petroquímica, e com importações de gás natural da Bolívia e via GNL, o Brasil poderá passar a uma condição de exportador líquido de petróleo, derivados de petróleo, gás natural e até mesmo etanol.

Essa nova realidade, que se avizinha para a segunda metade desta década, encontra, entretanto, um mercado interno de gás natural ainda infante, com:

- sérios problemas de inter-relação com o setor elétrico;
- baixa capacidade de consumo industrial;
- baixa densidade de rede de distribuição;
- altos preços para os clientes e excesso de oferta de gás sem utilização;
- quase nada de cogeração industrial (o uso mais nobre e eficiente do gás natural);
- um mercado de GNV que não ocupa mais que 2% do total de combustíveis automotivos;
- um uso incipiente de gás natural como matéria-prima, enquanto se acumulam os déficits na balança comercial brasileira de químicos e petroquímicos.

A primeira providência efetiva é reconhecer a necessidade de uma Política Nacional para o gás natural.

Com o advento do Pré-sal, há que se discutir como organizar o mercado de gás natural para a nova realidade. A partir disso, há que agir positivamente nesse mercado, já que sua atual estruturação não permite seu desenvolvimento segundo regras competitivas. Portanto, há que promover a criação de uma Agenda para o desenvolvimento da indústria do gás, que passa pelo menos pelos seguintes pontos:

- **Plano Nacional de Transporte de Gás Natural** – necessidade de construção de novos gasodutos de transporte para interiorizar o gás, eliminar gargalos, atender a estados desatendidos ou com gargalos, dinamizar polos industriais com oferta adicional de gás natural, proibição de produtores ou comercializadores com alta concentração de monopolizarem contratos de transporte, uso dos recursos da CIDE e CDE para gasodutos não econômicos, uso das Parcerias Público-Privadas (PPPs). Há que tratar a questão da tarifa por distância x tarifa postal, transparência nas informações da utilização da malha de transporte, autoridade da ANP para coibir abusos e arbitrar tarifas entre agentes, uso dos contratos de deslocamento (*swaps*). São medidas simples que podem efetivamente tornar mais competitivo e transparente o mercado de gás natural no Brasil;
- **Programa de Geração Térmica a Gás** – estabelecimento de um volume anual de contratação de térmicas a gás, fixando regras de despacho diferenciadas das atuais que permitam a exploração do campo, utilizando ICBs máximos diferentes para gás indexado a parâmetros internacionais (HH, por exemplo, com correção pela Portaria nº 42) ou gás indexado a parâmetros de inflação (IPCA ou IGP-M), de forma



a incentivar precificações diferentes de gás para diferentes riscos assumidos pelo consumidor final de energia elétrica. Outros aspectos deste programa deveriam ser ajustados com relação às práticas atuais como reconhecimento da “despachabilidade” do gás, ou seja, a capacidade de estar disponível para quando o sistema precisa de fortes despachos térmicos com rápidos tempos de resposta, a efetiva garantia física considerando os parâmetros reais de operação como CAR ou Portaria nº 8, do CNPE, que implicam em necessidades de despacho efetivo muito maiores que os previstos na metodologia aplicada nos leilões atuais, e outros ajustes menores;

- **Programa Nacional de Cogeração** – incentivo explícito para que se amplie o volume de gás natural utilizado em processos de cogeração industrial, comercial e geração distribuída, ou seja, utilização simultânea do gás natural para produção de energia elétrica e energia térmica (calor e/ou frio) que tenham eficiências de uso do combustível acima de 85%. A redução dos investimentos em projetos de geração, transmissão e distribuição, que são substituídos por esse processo com maior eficiência, deveria ser objeto de um programa específico com incentivos tributários durante a construção e operação, assim como redução do preço do gás natural e da margem de distribuição, por meio de desoneração tributária para o gás natural utilizado para esse fim. Os excedentes de energia elétrica gerados deveriam ser obrigatoriamente absorvidos pelas distribuidoras aos preços da energia dos leilões e as distribuidoras deveriam estar obrigadas a dar *backup* elétrico para estes consumidores por meio de regras específicas. Além disso, empréstimos de longo prazo do sistema BNDES com taxas incentivadas deveriam estar disponíveis para esses investimentos, visto que, além de mais eficientes no uso do combustível – portanto gerando menos emissões equivalentes – permitem a redução das perdas decorrentes da transmissão e distribuição de energia elétrica.

- **Programa de GNV Nacional com foco nas Grandes Cidades** – a substituição de gasolina e principalmente o óleo diesel nos veículos automotores, em especial ônibus e caminhões leves que circulam nas grandes cidades brasileiras, poderia reduzir substancialmente a poluição, pela redução de monóxido de carbono, compostos de enxofre e particulados emitidos. O gás natural aplicado nestes veículos, reduz comprovadamente todo tipo de emissões, por ter queima mais eficiente e não conter enxofre. Como estes mercados são bi ou tri-combustíveis por natureza, o desenvolvimento de um grande volume de conversão para aproveitar o gás não despachado pelas térmicas e que fica sobrando por longos períodos é um uso inteligente da matriz de combustíveis com melhores resultados ambientais. Neste caso, deveriam também ser analisadas as questões tributárias e de financiamento para toda a cadeia de utilização do gás natural, começando pela conversão de motores, fabricação dos ônibus e caminhões, redes de distribuição, compressores nas garagens e postos, cilindros de GNV etc.
- **Programa de Substituição de Importação de Químicos** – desenvolvimento de toda a cadeia do metano (C1) como uso químico no Brasil, substituindo pelo menos 70% da importação atual de amônia, ureia, metanol e demais derivados do metano, de acordo com uma política de preços de gás matéria-prima, diferenciada do uso energético, que envolveria a participação de todos os agentes, produtores, transportadores, distribuidores, consumidores do gás natural e governo para obter uma cadeia competitiva, evitando a verticalização e o domínio econômico dos agentes produtores, permitindo-se criar uma indústria sólida e competitiva no Brasil. Isso exige um estudo longo da cadeia de derivados, que pela abrangência e capilaridade da indústria química já significa uma ação de política industrial para o setor químico no Brasil.

Essa agenda mínima, se efetivamente adotada, poderia favorecer um mercado de gás natural mais amplo que o atual e maior competitividade da matriz energética brasileira.

Definições



Gás natural: O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, com participação predominante de metano (geralmente em proporção superior ao 70% em volume), e com proporções variáveis de etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos mais pesados, além de componentes inertes como nitrogênio e gás carbônico.

O gás natural se extrai do subsolo, onde está acumulado em formações rochosas porosas (reservatórios), isoladas do exterior por rochas impermeáveis. O gás natural pode encontrar-se associado ou não a depósitos petrolíferos.

Gás natural associado: Gás natural produzido de jazida onde ele é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás.

Gás natural não associado: Gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensados.

O gás natural é o resultado da degradação da matéria orgânica de forma anaeróbica oriunda de quantidades muito expressivas de microorganismos que, em eras pré-históricas, se acumulavam nas águas litorâneas dos mares da época. Essa matéria orgânica foi soterrada a grandes profundidades e, por isso, sua degradação se deu fora do contato com o ar, a grandes temperaturas e sob fortes pressões. O gás natural é um combustível fóssil e uma energia não renovável.

Uma vez extraído, o gás associado se separa do petróleo, como também dos outros hidrocarbonetos mais pesados (condensados ou LGN – Líquidos de Gás Natural), que são componentes líquidos a pressão atmosférica.

A composição do gás natural pode variar muito, dependendo de fatores relativos ao reservatório. Se o teor de hidrocarbonetos pesados for superior a 8% o gás é considerado rico, se for menor que 6% o gás é considerado pobre, se o teor estiver entre 6 e 8% o gás é considerado de riqueza mediana. A riqueza é um parâmetro importante na seleção da via tecnológica a ser utilizada no processamento do gás.

Antes de ser comercializado, o gás natural é processado para serem retiradas eventuais impurezas (água, nitrogênio e gás carbônico) e para a eventual separação das frações mais pesadas: butano e propano, que conjuntamente compõem o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), gasolina natural e outros. O etano pode também ser separado, e vendido como insumo à indústria petroquímica.

Hoje fala-se muito do gás natural não convencional, em contraposição ao gás natural convencional.

Gás natural convencional: Gás natural encontrado em acumulações em rochas de alta porosidade e permeabilidade, presente em concentrações elevadas e que é explorado através de tecnologias convencionais de perfuração.

Gás natural não convencional: Gás presente em formações rochosas de baixa porosidade e/ou permeabilidade, em baixa concentração, requerendo tecnologias diferentes de produção, de perfuração e/ou estimulação dos poços para serem comercialmente viáveis. O gás não convencional inclui o *shale gas*, o *tight gas* e o *coalbed methane*.

Shale gas: Gás natural retido em camadas de xisto. É um tipo de gás não convencional, já que precisa de fratura hidráulica para ser extraído. A liberação do gás depende das características geológicas das camadas do xisto e das interfaces entre essas camadas.

Tight gas ou tight sands gas: Gás natural contido em jazidas semelhantes às convencionais, mas em arenitos ou calcários de baixa permeabilidade, que dificultam muito a migração do gás (ou dos líquidos). É considerado em geral um tipo de gás não convencional, já que a sua extração requer, muitas vezes, a fratura hidráulica.

Coalbed methane: Gás metano absorvido nos reservatórios de carvão, cuja liberação requer fratura hidráulica.

Glossário de Termos Técnicos e Abreviações



ABEGÁS: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Biomassa: Qualquer matéria de origem vegetal ou animal, usada diretamente como combustível, ou convertida em outras formas, antes da combustão. Inclui lenha e resíduos de madeira, carvão vegetal, bagaço de cana, resíduos agrícolas, resíduos animais, líxívia sulfito (também conhecido como “licor negro”), entre outros.

BP: *British Petroleum* é uma empresa sediada no Reino Unido que opera no setor de energia.

CAR: Curva de Aversão a Risco. Representa a evolução anual do nível mínimo de armazenamento requerido para garantir o suprimento de energia e que é definida para cada subsistema (SE/CO, Sul, NE e N). É expressa em porcentagem do nível máximo de armazenamento daquela região. A CAR é definida anualmente com horizonte de dois anos e.g. CAR 2010/2011.

CBM: *Coalbed Methane* (ver Definições).

CCGT: ver “ciclo combinado”.

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético. É um encargo do setor elétrico criado pelo MME visando o desenvolvimento energético dos estados. Esse encargo tem como objetivo o subsídio ao programa de universalização do uso da eletricidade bem como a subvenção ao consumidor de baixa renda e também o desenvolvimento de fontes alternativas de energia e a expansão da malha de gás natural nos estados que ainda não possuem malha de distribuição.

Ciclo combinado: Configuração de uma termelétrica que permite um aumento da eficiência do calor do processo que entra através do gás.

CIDE: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico. É um imposto que incide sobre a importação e a comercialização de combustíveis como gasolina,

óleos combustíveis, gás natural, GLP, álcool combustível e querosene. Tem a finalidade de arrecadar recursos para subsidiar preços de combustíveis, investimentos na melhoria da infraestrutura de transporte e em projetos ambientais relacionados à indústria de petróleo e gás natural.

City-gate: também denominado de “Estação de Entrega e Recebimento de Gás Natural” ou de “Estação de Transferência de Custódia de Gás Natural”. É uma instalação que permite a entrega de gás natural de um gasoduto de alta pressão (sistema de transporte) para um sistema de distribuição de gás canalizado de baixa pressão. Inclui um sistema para redução da pressão e um sistema de medição.

CMAI: *Chemical Market Associates, Inc.*

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética.

Cogeração: Processo de geração simultânea e em série de energia elétrica/mecânica e térmica a partir de um combustível.

Commodity: Refere-se à precificação da molécula de gás e não dos serviços de transporte e distribuição.

Condensados: Frações líquidas do gás natural, obtidas no processo de separação normal de campo, mantidas na fase líquida nas condições normais de pressão e temperatura.

DoE: U.S. Department of Energy, o equivalente a Ministério da Energia dos Estados Unidos.

EIA: *Energy Information Administration*, órgão norte-americano de estatísticas em energia.

GLP: Gás Liquefeito de Petróleo. É uma mistura de gases condensáveis presentes no gás natural ou dissolvidos no petróleo. Os componentes do GPL, embora à temperatura e pressão ambientais sejam gases, são fáceis de condensar baixando um pouco a temperatura ou incrementando a pressão. Na prática, pode-se dizer que o GPL é uma mistura dos gases propano e butano, em proporções variáveis.



Ele é produzido nas refinarias como um dos subprodutos do petróleo como a gasolina, diesel e os óleos lubrificantes, ou nas UPGNs, por separação do butano e propano do gás natural. Torna-se liquefeito apenas quando é armazenado em bilhas/botijões ou tanques de aço em pressões de 6 a 8 bar. É utilizado como combustível em aplicações de aquecimento (como em fogões) e veículos.

GNC: Gás natural comprimido. É essencialmente gás natural armazenado em alta pressão, geralmente entre 200 e 250 bar, dependendo da norma de cada país. Por ser comprimido, ocupa um espaço menor que o gás à pressão atmosférica e, portanto, é mais fácil e mais barato de ser transportado. É distribuído nos postos de gasolina para uso como combustível automotivo em veículos adaptados ou bicompostíveis. Pode ser também transportados em caminhões ou navios especialmente adaptados, para abastecer mercados aonde não chegam gasodutos.

GNL: Gás Natural Liquefeito. É gás natural que, após purificado, é condensando ao estado líquido por meio da redução da sua temperatura a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ à pressão atmosférica normal. Em volume, nas condições métricas padrão (15°C e 1,013 25 bar), o GNL ocupa cerca de 1/600 do gás natural em estado gasoso, o que facilita seu transporte em navios ou caminhões especiais.

GNV: Gás Natural Veicular. Ver “gás natural comprimido”.

HH: Henry Hub. Um dos “hubs” de gás mais importantes nos Estados Unidos, onde chegam gasodutos com suprimento de gás de varias origens, portanto lugar de definição de preço de gás “spot”, usado tanto nos Estados Unidos, como também como referência de preço internacional.

ICB: Índice de Custo-Benefício. Indicador econômico criado para eleger os projetos de geração térmica nos leilões de energia elétrica para fins de contratação de energia no ambiente regulado. Seu objetivo é medir o benefício traduzido pela garantia física (MW) que o empreendimento térmico irá disponibilizar ao sistema elétrico.

IEA: *International Energy Agency*, ou Agência Internacional de Energia.

IGPM: Índice Geral de Preços do Mercado.

IPCA: Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

MBtu: Milhões de *British thermal units* (unidades térmicas britânicas), uma unidade de conteúdo energético usada internacionalmente, especialmente na definição dos preços de gás.

Midstream: Parte intermédia da cadeia produtiva do petróleo e gás que inclui de maneira geral o transporte e a transformação, ligando o *upstream* (produção) com o *downstream* (distribuição e consumo dos produtos finais). No caso do petróleo, geralmente indica as atividades de refino. No caso do gás, indica o transporte.

Mm³/d: Milhões de metros cúbicos por dia, uma unidade de volume muito usada para o gás natural.

MME: Ministério de Minas e Energia.

Mtep: Milhões de “toneladas de equivalente petróleo”, uma unidade de conteúdo energético.

Offshore: Localizado ou operado na água (contrário de *onshore*).

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Onshore: Localizado ou operado em terra.

PPI: *Producer Price Index* (índice de preços no atacado dos Estados Unidos).

PPM: Partes por milhão. Unidade muito usada para definir a quantidade de um gás num outro gás.

PPP: Parceria Público-Privada.

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças. É o preço pelo qual a energia elétrica é liquidada no mercado diário ou mercado de curto prazo, embora seja calculado como média semanal. Esse preço é balizado pelo CMO (Custo Marginal de Operação) que é calculado pelo ONS semanalmente via o Programa Mensal de Operação.

QDCa: Volume diário de gás contratado (no contrato Bolívia-Brasil) – quantidade adicional aos 16 Mm³/d do QDCb.



QDCb: Volume diário de gás contratado (no contrato Bolívia-Brasil) – quantidade base, até 16 Mm³/d.

Res.: Setor residencial.

Reservas provadas: Reservas estimadas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, devem ser recuperadas comercialmente a partir dos reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

ROI: *Return on Investment*, taxa de retorno sobre o investimento.

Ship-or-Pay (SoP): Modalidade contratual que estipula o pagamento de uma quantidade fixa independente do uso ou não do serviço de transporte ou distribuição.

Swap: Troca operacional.

TC: Termo de Compromisso.

Take-or-Pay (ToP): Modalidade contratual que estipula o pagamento de uma quantidade fixa independente do uso ou não da molécula.

TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, empresa operadora do gasoduto GASBOL.

UPGN: Unidades de Processamento de Gás Natural. São plantas que tratam o gás, eliminando impurezas como água, nitrogênio e dióxido de carbono, e permitem separar o gás seco (metano) das outras frações contidas no gás natural (etano, propano, butano, C₅+ e condensados). Podem ser de menor ou maior complexidade permitindo a separação e comercialização separada ou somente dos condensados, do butano e do propano (GLP) ou também do etano.

World scale: Indica uma planta de produção com tamanho padrão e eficiente no mercado mundial.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Conselho Temático de Infraestrutura – COINFRA

José de Freitas Mascarenhas
Presidente

Diretoria Executiva – DIREX

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor de Operações

Heloísa Regina Guimarães de Menezes
Diretora de Relações Institucionais

Unidade de Competitividade Industrial – COMPI

Wagner Ferreira Cardoso
Gerente de Infraestrutura

Alexandre Barra Vieira
Carlos Senna Figueiredo
Ilana Dalva Ferreira
Equipe Técnica

SUPERINTENDÊNCIA DE SERVIÇOS COMPARTILHADOS – SSC
Área Compartilhada de Informação e Documentação – ACIND

Renata Lima
Normalização

Gas Energy
Elaboração

iComunicação
Projeto Gráfico e Editoração

Coronário Editora Gráfica Ltda.
Impressão e Acabamento

