

6 O GÁS NATURAL

6.1 O gás natural na conjuntura brasileira

Muito se discute atualmente sobre as perspectivas de desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil, assim como a capacidade de oferta nacional e importada para o atendimento à crescente demanda interna, e os meios de garantir o abastecimento deste energético, isso sem constituir em um gargalo à geração de energia elétrica e à diversificação da matriz energética, na tabela abaixo pode se ter uma breve idéia do potencial deste energético(Tabela 13).

Tabela 13 - Vantagens na utilização do gás natural

Vantagens Macroeconômicas
<ul style="list-style-type: none"> • Diversificação da Matriz energética • Fontes de importação regional • Disponibilidade ampla, crescente e dispersa • Redução no uso do transporte Rodo-Ferro-hidroviario • Atração de capitais de risco externos • Melhoria do rendimento energético • Maior competitividade das indústrias • Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo
Vantagens ambientais de segurança
<ul style="list-style-type: none"> • Baixíssima presença de contaminantes • Combustão mais limpa • Não emissão de particulados (cinzas) • Não exige tratamento para os gases de combustão • Rápida dispersão de vazamento • Empregos em veículos automotores, reduzindo a poluição urbana
Vantagens diretas para o usuário
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil adaptação para as instalações existentes • Menor investimento em espaço de armazenamento • Menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção • Menor custo de manuseio de combustíveis • Menor custo de instalação • Custo bastante competitivo frente a outras alternativas

Fonte: Cedigas

A década de 70 representou um marco para maioria dos países consumidores de petróleo e seus derivados, devido os choques do mesmo.

Com a crise inicia-se a busca por novas reservas de petróleo no pós-choque da década de 70, os investimentos foram bem sucedidos e houve um significativo aumento das reservas provadas de gás e petróleo. A relação reservas / produção aumentou indicando um período de abundância das reservas de gás. O aumento da oferta de gás natural foi impulsionado pelo próprio (desempenho) *push* tecnológico no segmento de exploração /produção de petróleo *offshore* (Figura 77).

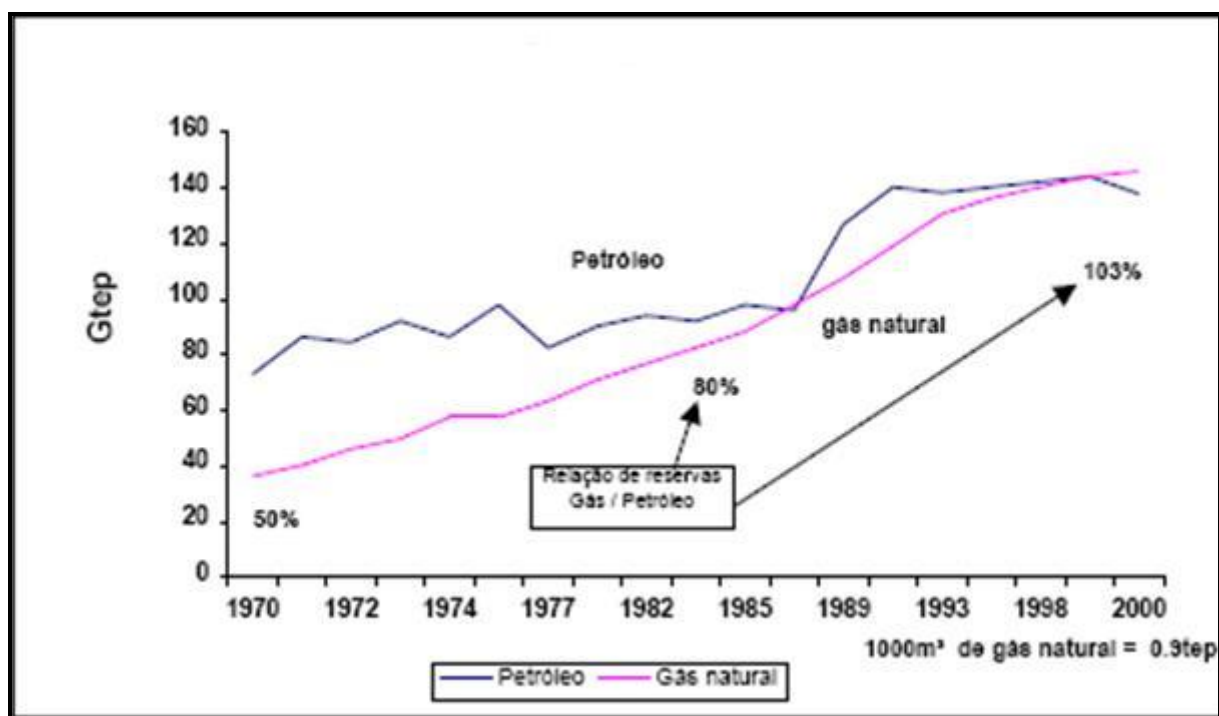


Figura 77 – Evolução das reservas de petróleo e gás natural

Fonte: Cedigas(2000)

Neste cenário, o Brasil também logrou grandes descobertas, o que possibilitou ao país uma situação mais confortável quanto a geração de recursos energéticos estratégicos.

Entretanto a descoberta de novas reservas não impediu que houvesse em 2001, um grande blecaute de energia que ficou conhecido por “apagões” (o que gerou uma restrição de consumo de energia aos grandes consumidores imposta pelo governo).

Este fato serviu para despertar uma nova consciência nos órgãos de governo a certeza de que os investimentos no setor energético eram até então insuficiente para impedir novos

blecautes, este fato também provocou uma nova cultura nos consumidores que passaram a se preocupar com o próprio consumo (claro que o custo de consumo excessivo também pesou nesta mudança de comportamento) optando por equipamentos que consumissem menos energia elétrica.

Com a restrição de energia os investimentos no país foram prejudicados e o governo adotou uma nova postura para evitar um novo período de racionamento, como alardeado pelos analistas de mercado na hipótese de se cumprir a agenda de crescimento econômico do governo – próxima de 5% a.a.. Diante deste cenário o problema da segurança do abastecimento energético torna-se uma questão central o que vem a favorecer setor gasífero.

Não certamente que último blecaute que aconteceu no país em novembro de 2009, foi o de maior proporção e até agora sem uma explicação satisfatória por parte do governo, onde 18 estados foram atingidos, provocando prejuízos em centenas de setores da economia.

O governo passado à crise de 2001 defendia como bastante improvável um novo racionamento energético, contudo os poucos investimentos efetuados pelo governo no setor não acalma os agentes econômicos que vêm com cautela essa questão, cautela que se mostrou certa vista o ocorrido em novembro de 2009.

Todos os analistas estão projetando novos cenários considerando o despacho máximo das centrais térmicas, segundo eles a situação de risco de falta de gás atinge patamares acima de 10%, bastante superior ao critério de 5% utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Integrado/ONS.

Para determinar a saúde de uma economia os analistas realizam prognósticos com base em um crescimento imaginário, que para esta avaliação é anterior a atual crise do mercado americano, pois a mesma tem afetado economias no mundo todo, colocando em risco o crescimento projetado para a maioria dos países, no caso brasileiro foi projetado um crescimento da ordem de 3% a.a.

Entretanto o crescimento ficou aquém do desejado, fechando o ano de 2009 segundo a CEPAL (Comissão Econômica Para a América Latina e o Caribe) com 0,3%, este índice representa um resultado bastante satisfatório visto o cenário internacional.

Após crescer 5,7% em 2007 e 5,1% em 2008, o Brasil conseguiu fechar 2009 com números positivos graças, em parte, às medidas do Banco Central para manter a liquidez interna, reduzir a taxa de juros e estimular os empréstimos dos bancos públicos.

O principal indicador da capacidade de crescimento de uma economia esta atrelada à capacidade de garantir insumos energéticos, desta forma o aumento na utilização do gás natural para a geração elétrica tem sido um grande indutor da demanda, juntamente com o setor de refino e o setor industrial.

Devido a demanda por este energético a produção tem aumentado ano a ano e as reservas descobertas acrescentam segurança ao setor, entretanto alguns fatores devem ser analisados, para somente depois afirmarmos se a capacidade de suprimento será suficiente para suprir o mercado e por quanto tempo.

O aumento das reservas mundiais para o período de 1997 a 2007 podem ser observadas na (Figura 78).

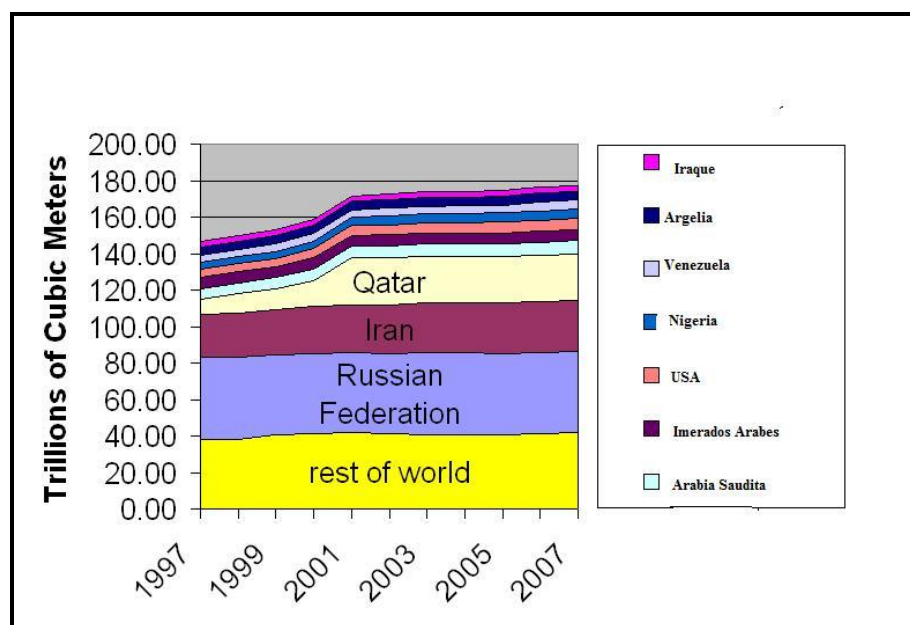


Figura 78 – Reservas de gás natural proposta com base em dados da BP

Fonte: BP (2008)

O aumento das reservas provadas de petróleo e gás natural esta associada ao desenvolvimento tecnológico, assim como novas interpretações geológicas e técnicas mais

avançadas de geofísica tem proporcionado grandes descobertas de reservas nas bacias sedimentares em intervalos até então desconhecidos.

O mercado brasileiro passa por muitas transformações, as quais podem favorecer em muito o consumo do gás natural, porém para que o mercado alcance o potencial almejado é importante uma política clara quanto às regras do órgão regulador ANP (Agência Nacional de Petróleo e B combustíveis).

A Lei do Gás n 11.909 voltou ao Senado para sofrer algumas alterações antes de ser sancionado, enquanto isso os empresários esperam com ansiedade o resultado prático desta lei, visto que a mesma ainda não pode ser implementada em sua totalidade devido à existência de vários artigos que precisam ser definidos pelo tanto pelo MME quanto pela CNPE, como pode ser visto na (Figura 79).

	Lei 9.478/97 (“Lei do Petróleo”)	Lei 11.909/09 (“Lei do Gás”) / Minuta de Decreto
Acesso	Negociado entre as partes	Regulado (definido na chamada pública) – para STF STI e STE – a ser regulamentado pela ANP
Tarifas de Transporte	Negociada entre as partes	Estabelecida (concessão) ou aprovada (autorização) pela ANP
Estocagem	-	Concedida ou autorizada pela ANP
Importação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo MME
Comercialização	Livre	Autorizada pela ANP
Contingência	-	- ANP realizará a supervisão da movimentação de gás natural nas redes de transporte; - Comitê de Contingência Coordenado pelo MME
Transporte de gás natural	Autorizado pela ANP - não havia contratos firmados com o poder público - não havia data de expiração da autorização	Concedido por meio da ANP - contratos de concessão firmados com ANP - 30 anos
Qualidade do gás	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
Contratos de transporte	ANP recebia os contratos depois de firmados	ANP necessita aprovar os contratos previamente
Novos gasodutos	Propostos pelo agentes de mercado	Propostos pelo MME
SWAP	Realizado diretamente pelos agentes	Necessidade de atendimento ao regulamento a ser proposto pela ANP

Figura 79 - Comparação entre as duas Leis que norteiam o setor de gás
Fonte ANP

Diversos artigos requerem: a) o estabelecimento de diretrizes a serem propostas ora pelo CNPE, ora pelo MME; e/ou b) regulamentações a serem definidas pela ANP. Conseqüentemente, trata-se de uma lei que ainda não pode ser interpretada e aplicada na sua

totalidade, porque muitos dos seus pontos mais controvertidos ainda serão objetos de decisões políticas e regulatórias.

Ainda sobre a concessão, a Lei do Gás determina que o poder concedente deve estabelecer “períodos de exclusividade para a exploração da capacidade de transporte dos novos gasodutos”. Aos carregadores iniciais, essa é questão chave na definição dos riscos a serem absorvidos. Também merece destaque o fato de que se previu a possibilidade legal de se delegar a ANP a competência de declarar “áreas de utilidade pública”, para fins de “desapropriação e instituição de servidão administrativa”. Tal medida certamente converge para a redução dos riscos em obras, as quais poderão apresentar maior eficiência e celeridade.

Nesse sentido, há que se destacar os impactos entorno da oferta de gás e da estabilidade e clareza das regras, que o cancelamento da 8ª rodada de licitações de blocos exploratórios promovida pela ANP gerou nos investidores, à medida que não apenas retardou o aumento da produção nacional de gás, mas também produz um ambiente de insegurança jurídica, aumentando a percepção de risco e afasta os investimentos em infraestrutura.

Destarte estes fatos ainda têm caso Bolívia que recentemente passou por uma episódio de nacionalização de suas reservas de petróleo e gás natural, o que provocou a quebra de contrato com várias empresas internacionais ali instaladas.

O episódio de expropriação das refinarias pertencentes a empresas internacionais na Bolívia colocou em dúvida a segurança do abastecimento para os próximos anos com relação a este país.

O segundo fato se deve ao retorno às políticas nacionalistas nos países sul-americanos, gerando perda de atuação dos órgãos reguladores e instabilidade político-institucional na região, em especial na Bolívia, principal fornecedor de gás natural para o Brasil e Venezuela, potencial fornecedor de gás natural via acordo de construção em conjunto de uma refinaria na região nordeste do Brasil.

Em 1987 o governo brasileiro criou um programa especial que tinha por objetivo estudar e encontrar aplicação para o gás natural, já naquela época os estudos foram favoráveis, a idéia inicial era a de aumentar para 10% a participação do gás natural na matriz energética até 2000, este plano não foi feliz, entretanto houve muitos avanços na visão

ministerial quanto o aproveitamento deste recurso energético, na (Figura 80), podemos ver o grau de amadurecimento do mercado nacional de gás natural.

Se comparado com os países vizinhos o Brasil possui um grande potencial para crescimento, precisando desenvolver a cultura de consumo de gás.

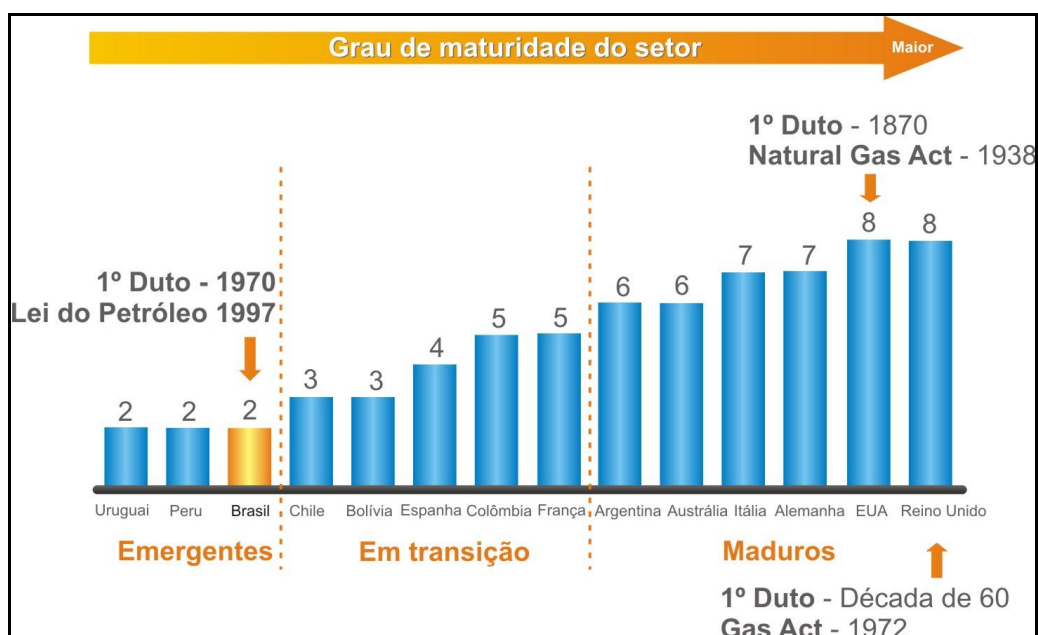


Figura 80 – O Brasil em 1997 apresentava uma situação emergente, em 2008 esta no estágio de transição

Fontes: UFRJ / Petrobras

Recentemente o Brasil criou um novo projeto com a finalidade de implementar a utilização do gás natural de forma mais efetiva no mercado brasileiro, para isso foi lançado o Plano Nacional do Gás/PLANGÁS que foi inserido no Plano de Aceleração do Crescimento do Brasil/PAC, lançado pelo Governo Federal em janeiro de 2007. Este programa irá requerer, até o ano de 2010, investimentos da ordem de R\$ 171,7 bilhões da estatal brasileira de petróleo Petrobras [MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, 2007].

Os procedimentos para a construção dos novos gasodutos, que fazem parte dos projetos, e mesmo a ampliação dos já existentes, estão sendo realizado por meio de Concurso Público de Alocação de Capacidade/CPAC, de acordo com a Resolução ANP N° 27/2005, a ser conduzido pelo transportador e mediante o qual, de forma geral, os agentes interessados

em contratar capacidade firme de transporte manifestam seu interesse para que o transportador proceda ao projeto de expansão.

Ainda no que diz respeito ao objetivo de aumentar a oferta de gás natural no país, importa destacar a necessidade de prosseguir com as licitações de blocos exploratórios. Em que pese o cancelamento da 8ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, que contribuiu para gerar desconfiança no mercado e incertezas sobre as ‘regras do jogo’, é urgente que se dê continuidade aos leilões para concessões de áreas para exploração e produção.

Face, portanto, à necessidade de se reduzir tanto quanto possível os riscos de falhas no abastecimento nacional, a elaboração de um plano de contingência, mais que recomendável, torna-se essencial para minimizar os efeitos de uma eventual falha, conferindo, com isto, maior segurança àqueles que fazem uso crescente do energético.

Em decorrência desse contexto de incerteza de demanda crescente encontra-se em Desenvolvimento, pela Petrobrás, o Plano de Antecipação da Produção de Gás – LANGÁS, a fim de evitar a descontinuidade do suprimento de gás natural no Brasil.

Assim, a diversificação das fontes de suprimento configura-se hoje como um dos objetivos do movimento rumo à maior integração energética no Cone Sul, visando reduzir a vulnerabilidade energética e estimular o crescimento da indústria de gás regional.

A partir dos dados levantados para esta tese de doutorado, pretendemos discutir e avaliar a conjuntura da indústria de gás natural no Brasil, tendo em vista as perspectivas de desenvolvimento do mercado e a crescente importância, que a garantia do abastecimento vêm assumindo para as decisões de investimento.

Assim, buscamos reunir dados sobre a evolução e o estágio atual da referida indústria, assim como os prognósticos dos analistas frente às análises de cenários para os próximos anos.

6.2 O gás natural e o desenvolvimento industrial

Desde a Revolução Industrial, a competitividade econômica dos países e a qualidade de vida de seus cidadãos, estão intensamente influenciadas pela quantidade de energia que o país possui e consome, e principalmente pelo aumento de gases lançados na atmosfera (Figura 81).

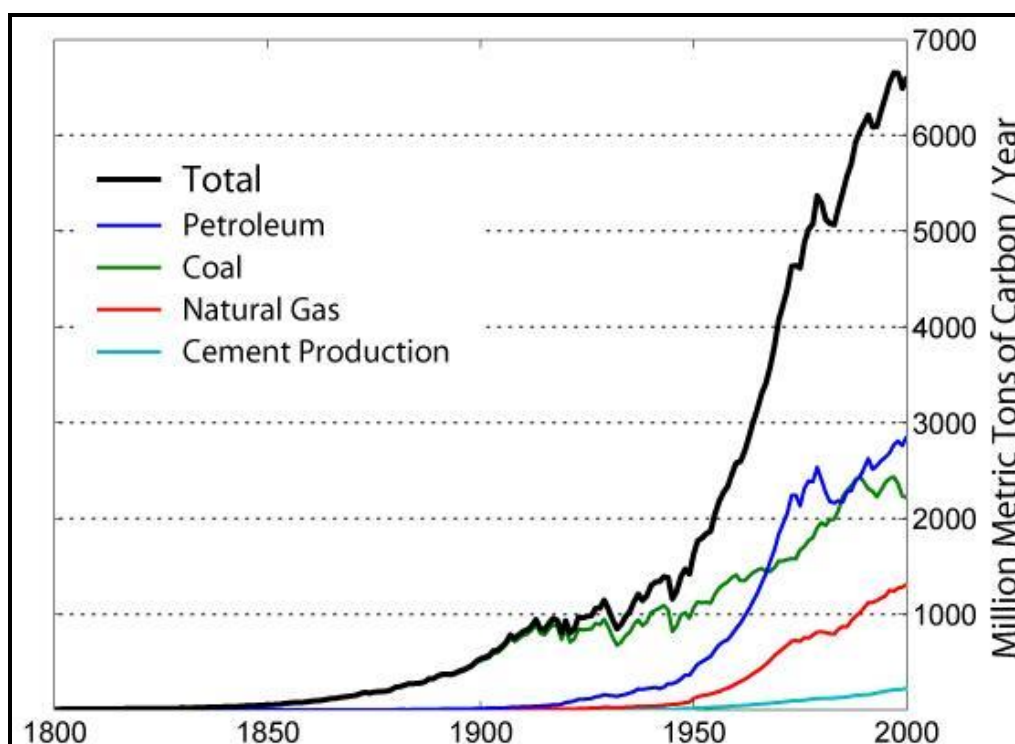


Figura 81 - Emissões de CO₂ por fonte geradora
Fonte: EIA

Em um mercado global e em face das crescentes preocupações com o meio ambiente, essa influência se mostra cada vez mais decisiva. Assim sendo, as economias que melhor se posicionarem quanto ao acesso a recursos energéticos e as tecnologias de recuperação de baixo custo e de baixo impacto ambiental terão importantes vantagens sobre outros países. Nas próximas décadas, essa questão se apresenta para o Brasil não só como um desafio mais também uma oportunidade, bastando que o país saia na vanguarda e desenvolva mais tecnologia limpas. (Figura 82).

Desafio - porque o desenvolvimento econômico e social demandará uma expressiva quantidade de energia e com isso um alto grau de segurança e de sustentabilidade energéticas.

Oportunidade - porque o Brasil dispõe de condições especialíssimas de recursos energéticos (sobretudo após as descobertas realizadas no pré-sal) renováveis e de tecnologia para transformar as riquezas naturais em energia e dessa forma agregar valor à produção.

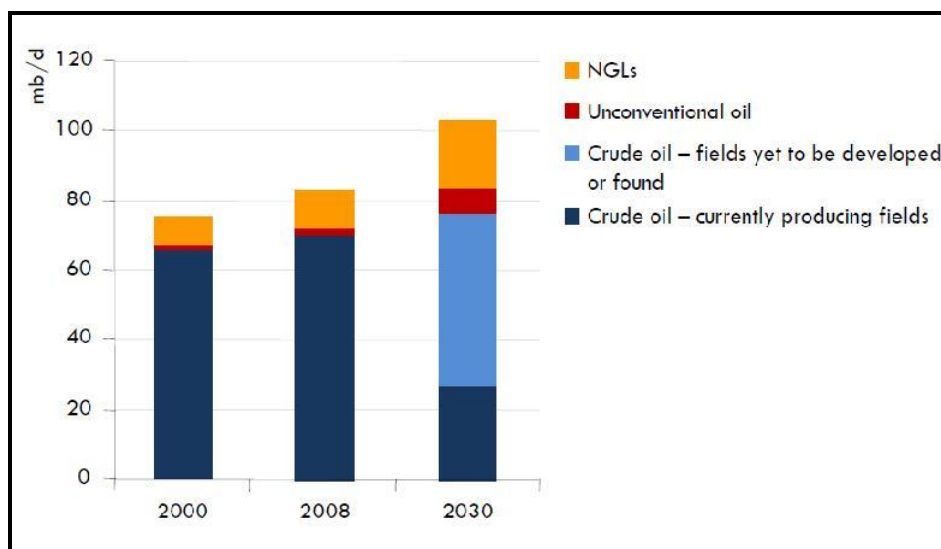


Figura 82– Desenvolvimento das nações implicam em maior consumo de energético
Fonte WEO 2008

A história do consumo de gás natural no Brasil é bastante recente, principalmente, no que diz respeito ao comportamento de oferta e demanda durante o período que sucedeu o início do processo de liberalização do mercado de gás natural, que teve seu marco na edição da Lei nº 9.478/97, a denominada Lei do Petróleo e recentemente com a lei do gás.

Essa regulamentação, em seus artigos específicos sobre a indústria de gás natural, preconizou um novo modelo de organização industrial para este energético, contemplando, por exemplo, a introdução de competição na cadeia de suprimentos.

A (Figura 83) representada abaixo apresenta a oferta total disponível de GN, em termos mensais, entre setembro de 1998 e dezembro de 2006. Pode-se observar um considerável incremento na disponibilidade de gás a partir da entrada em operação do GASBOL, em julho de 1999.

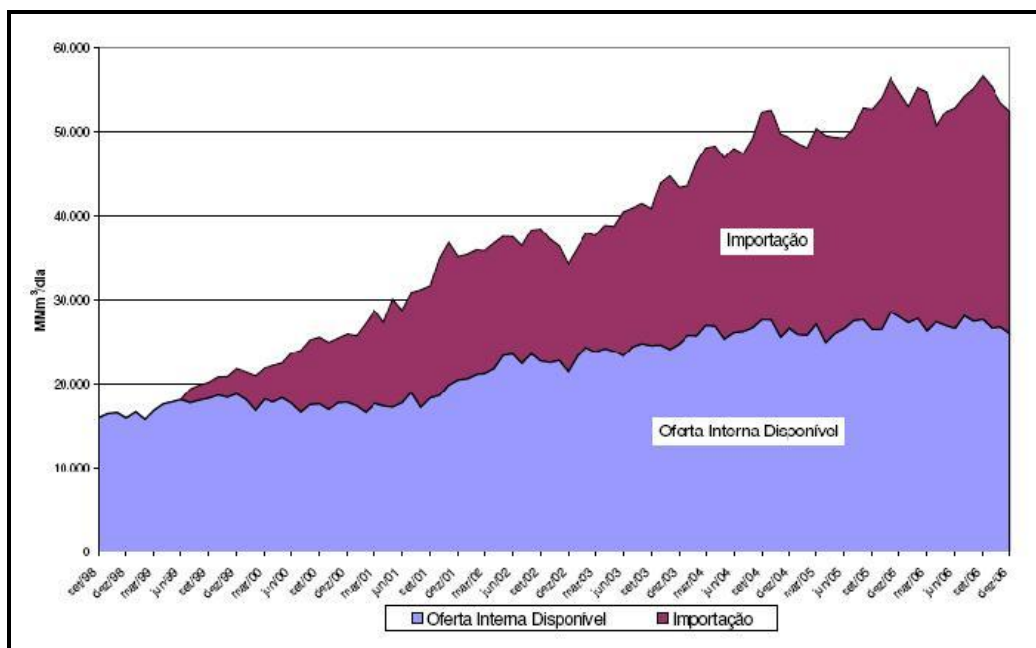


Figura 83 - Oferta total disponível de gás natural no Brasil Set/98 – Dez/06

Fonte: ANP

Os fatores iniciais do atraso na expansão do uso do gás natural no país estão associados à tardia descoberta de grandes reservas *onshore* e a localização no mar daquelas que possuíam volumes economicamente viáveis. Como boa parte do gás descoberto não tinha mercado, as empresas optavam por queimar o mesmo, entretanto esta realidade no mercado brasileiro mudou drasticamente nos últimos anos (Figura 84).

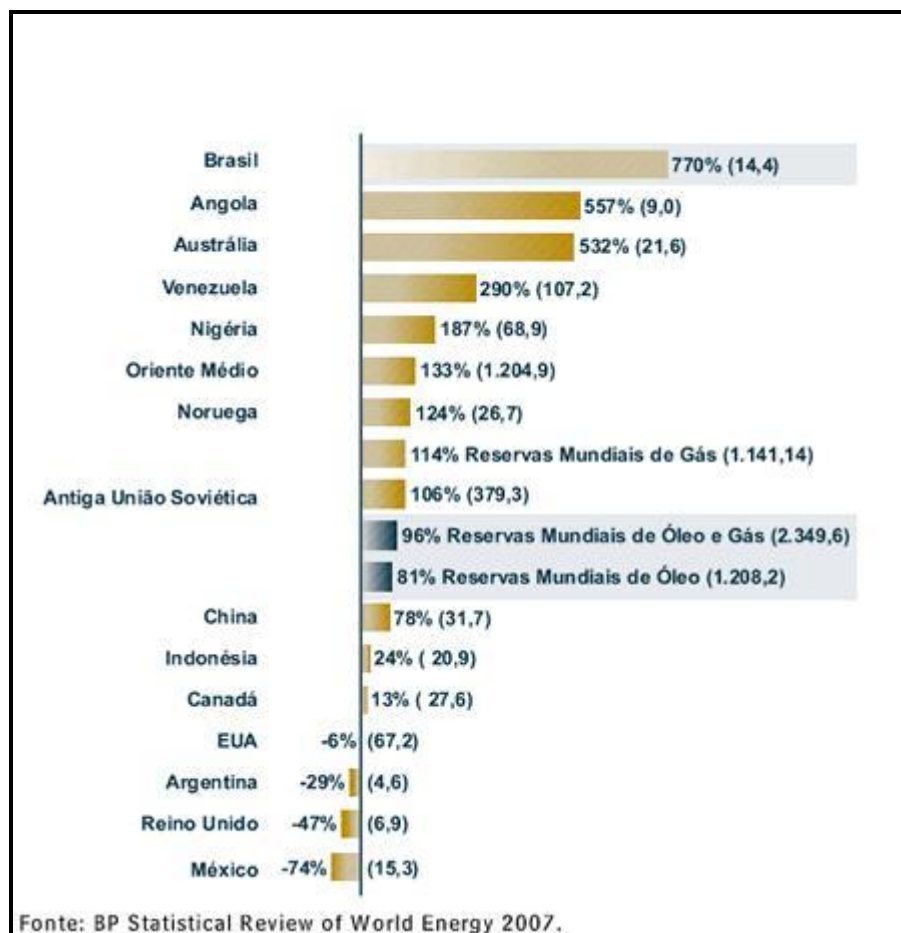


Figura 84 – Evolução das reservas de petróleo e gás no mundo

De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, as reservas brasileiras de petróleo e gás natural estão entre as de maior crescimento em todo o mundo, aumentando a uma taxa composta anual de 8,7%, de 1,7 bilhão de *boe* de recursos comprovados em 1980 para 14,4 bilhões de *boe* no final de 2006.

Adicionalmente, a produção diária brasileira de petróleo e gás natural cresce a uma taxa composta de crescimento anual de 9,1%, passando de 0,2 milhão de *boepd* em 1980 para 1,9 milhão de *boepd* no final de 2006. Das reservas comprovadas de petróleo e gás natural, 92,6% estão localizadas nas bacias marítimas e 7,4% nas bacias terrestres. Além disso, 88% das reservas provadas estão localizadas na região Sudeste, nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, conforme pode ser visto na (Figura 85)

Reservas Nacionais de Gás Natural										
Reservas Provadas (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Brasil	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027

Figura 85 – Reservas provadas de gás natural

Fonte: Boletim do gás natural/MME 2009

A explicação para o pouco interesse das empresas do setor neste recurso se deve principalmente a três fatores:

a) elevados custos de acesso a reservas que contem exclusivamente gás, muitas vezes este fato inviabilizava, ou retardava o aproveitamento do mesmo como aconteceu com o Campo de Merluza no Litoral de São Paulo;

b) o aproveitamento do gás associado ao petróleo é ditado pela produção deste último energético, como ocorre na Bacia de Campos e

c) o custo de infraestrutura para deslocamento do gás até os centros consumidores desestimulava as empresas a realizarem pesados investimentos para o aproveitamento deste recurso.

Pode-se acrescentar a estes fatores o preço do gás natural que para as grandes indústrias é considerado muito instável o que prejudica o planejamento de alterações nas plantas, na (Figura 86) é possível ver os preços praticas no mercado nacional.

Preços do Gás Natural (Outubro 2009)							
Região	Preço Petrobras para Distribuidoras			Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTU c/ impostos)			
	Contratos		Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/m ³	2.000 m ³ /dia	20.000 m ³ /dia	50.000 m ³ /dia
Nordeste	Gás Nacional (comm. + transp ou parc var + parc fixa)		9,2931	0,6026	17,2845	16,5655	16,1489
Sudeste	Gás Nacional (comm. + transp ou parc var + parc fixa)		9,1413	0,5927	20,1882	16,2879	15,4903
	Gás Importado	Commodity	4,8269	0,3130			
Sul	Gás Importado	Transporte	1,7497	0,1134	17,6126	15,9223	15,5851
		Commodity	4,8252	0,3129			
Centro Oeste	Gás Importado	Transporte	1,7434	0,1130	19,0712	15,5347	14,8655
		Commodity	5,5410	0,3593			
		Transporte	1,7719	0,1149			

Figura 86 – Preço do gás natural outubro/2009

Fonte: Boletim do gás natural/MME 2009

Alem dos fatores acima levantados existi ainda falta de mercado consumidor, que justifique a entrada de empresas interessadas em desenvolver uma malha de distribuição, com isso fecha-se um ciclo pouco propicio ao gás natural, fato que vem sofrendo uma lenta alteração nas últimas décadas.

Com isso existia uma diferença entre a oferta e a produção que correspondia ao gás “perdido”, que era utilizado no próprio campo produtor, para geração de calor, eletricidade ou para ser reinjetado no poço, para aumentar a pressão deste, ou simplesmente queimado, por não ter como ser transportado aos centros de consumo.

Somente nas ultimas décadas, com a alteração no perfil da demanda pelo gás natural, que as petroleiras passaram a procurar por este energético, ao contrario dos países da Europa que há século fazem uso deste recurso, que alem de ser menos custoso ainda apresenta uma maior distribuição geográfica das reservas, o que facilita a o consumo.

O crescente interesse do mercado por este energético fez aumentar a produção do mesmo, o que sustentou e assegurou a introdução do gás natural na matriz energética brasileira, ao longo das ultimas décadas.

A (Tabela 14) a seguir revela o volume de vendas médias mensais de gás das distribuidoras entre 2000 e 2006 por segmento de consumo: industrial, automotivo (GNV), residencial, comercial e geração térmica, evidenciando aqueles que mais impactaram o aumento da participação de gás natural na matriz energética brasileira. De acordo com os

dados mais recentes do Balanço Energético Nacional 2006, referente ao ano de 2005, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética/EPE, o gás natural representa hoje 9,4% da oferta interna de energia, contra a participação de 5,4% em 2000 (EPE, 2006).

Como demonstrado na (Tabela 18), os segmentos industrial, automotivo e de geração térmica são os principais consumidores de gás natural no Brasil, com taxas anuais de crescimento superiores a 11% a.a. para o consumo industrial, e chegando até 36,1% a.a. para o uso automotivo. No total dos segmentos, o consumo apresenta um crescimento de 16,2% a.a.

Tabela 14 - Vendas médias mensais de gás das distribuidoras por segmento (mil m³/dia)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2005/2006 (% a.a.)	2000/2006 (% a.a.)
Industrial	12.917	14.829	16.580	18.460	20.257	22.847	24.266	6,21	11,1
Automotivo	993	1.752	2.689	3.646	4.322	5.296	6.309	19,13	36,1
Residencial	496	462	492	539	593	607	650	7,08	4,6
Comercial	288	304	362	407	448	707	556	(21,36)	11,6
Geração	2.156	5.271	6.957	6.100	10.323	11.350	9.670	(14,80)	28,4
Total	16.849	22.619	27.079	29.152	35.942	40.806	41.451	1,58	16,2

Fonte: Revista Brasil&Energia

Do ponto de vista dos consumidores indústrias e automotivos, a razão para esse acréscimo de demanda reside em uma política de preços deliberada de incentivo ao uso de gás natural, em que o preço mais baixo do gás frente aos seus concorrentes diretos (óleo combustível, gás liquefeito de petróleo – GLP, gasolina e álcool) foi determinado de maneira a tornar viável sua rápida adoção, compensando os custos de conversão.

Com isso, objetivou-se esgotar a capacidade considerada ociosa do GASBOL, tendo em vista a existência da cláusula de *take-or-pay* de 80% da capacidade total do gasoduto.

A demanda induzida pelo diferencial de preço do gás ao consumidor final industrial e automotivo permanece atualmente aquecida, com taxas de 6,2% a.a. e 19,1% a.a. respectivamente, como revelam as taxas de crescimento das vendas entre 2005 e 2006.

No que concerne à geração térmica, o aumento do volume de gás destinado às usinas termelétricas (UTE's), influenciou fortemente o incremento verificado nas taxas de crescimento do período. Tal aumento é explicado pelo racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, episódio em que o Governo Federal propôs o Programa Prioritário de Termelétricidade/PPT com vistas a se promover uma alternativa à geração elétrica via hidroeletricidade.

Desse modo, imaginava-se que quando o nível dos reservatórios das usinas apresentassem capacidade de geração insuficiente para suprir a demanda, bastaria acionar o despacho das UTE's. No entanto, o teste final de disponibilidade das Uts, que utilizam gás natural como combustível, realizado em dezembro de 2006 para os sub-mercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, indicou uma geração em média 42,8% abaixo da programada para o conjunto das usinas em teste, sendo que 85,0% deveu-se à indisponibilidade ou falta de gás (ANP, 2007). Assim, a demanda de gás natural por estas UTE's apresentou entre 2005 e 2006 uma queda de 14,8% a.a., ficando aquém do despacho exigido pelo ONS.

A queda de 21,4% a.a. do consumo comercial, apesar de sua baixa participação nas vendas totais das distribuidoras, contribuiu para que o crescimento agregado das vendas de gás natural para o conjunto das distribuidoras, fosse de apenas 1,6%, bastante inferior à média anual entre os anos de 2000 e 2006.

Atualmente a demanda de gás natural no Brasil já se encontra no limite de sua expansão, principalmente devido aos limites de capacidade da oferta atual e as deficiências na infraestrutura de serviço de transporte e produção insuficiente (Figura 87).

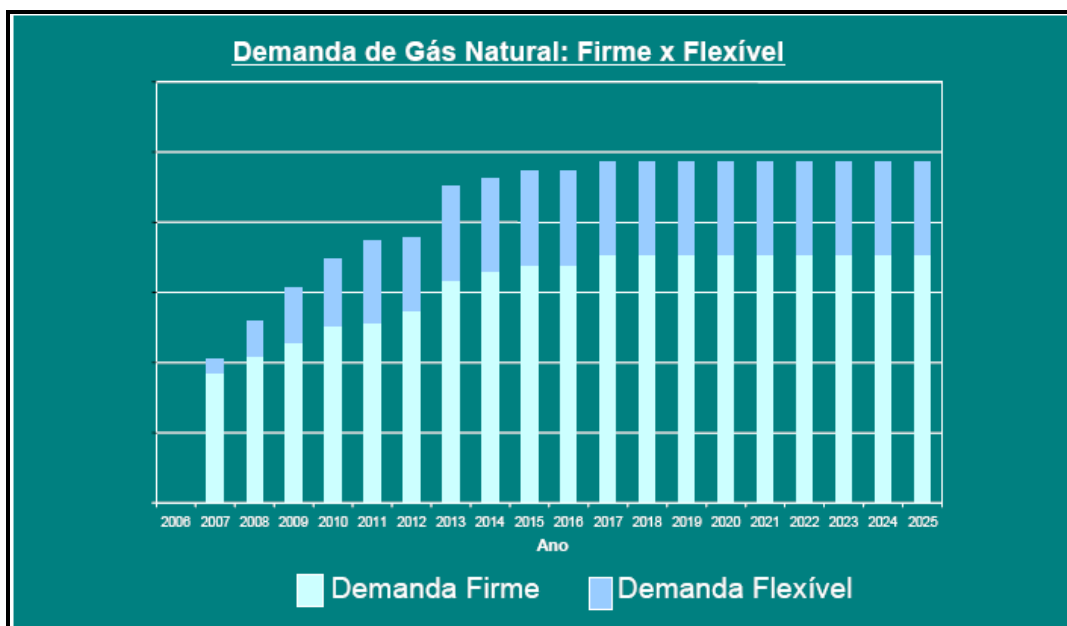


Figura 87 - Projeções de contratos de entrega de gás natural
Fonte: ANP (2010)

A despeito da desconfiança do mercado quanto ao esgotamento do gás natural, e se existe capacidade de ampliação da oferta no curto-prazo e de incertezas advindas das fontes externas de suprimento, coloca-se em evidência a preocupação com os meios de se garantir um abastecimento contínuo e em volumes adequados para o atendimento à demanda de gás natural no país, entretanto apesar disso o que se vê na (Figura 88) é um crescimento contínuo e consistente da oferta deste insumo.

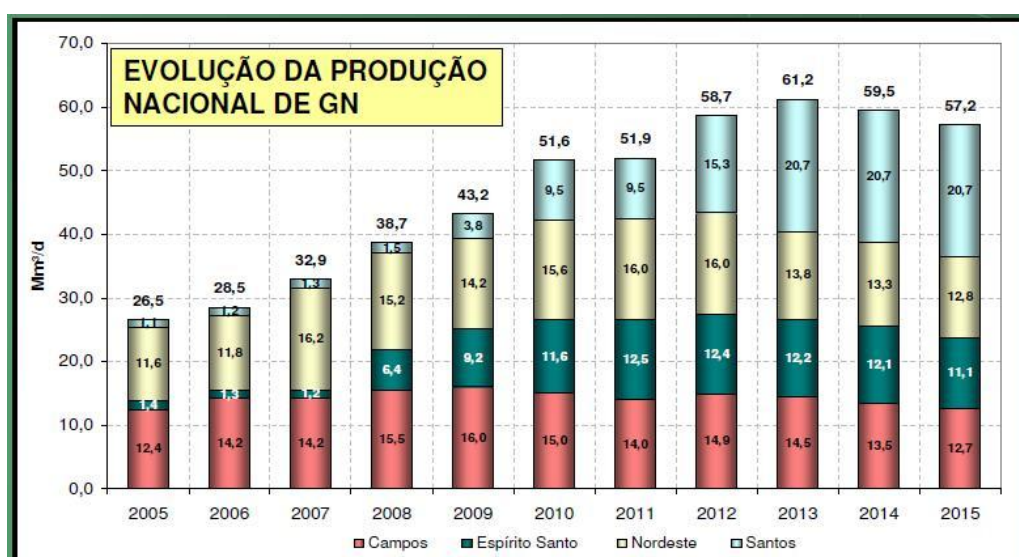


Figura 88- Produção prevista para bacias brasileiras
Fonte: Petrobras

6.3 Eficiência energética

Como já ressaltado, em um cenário de crescimento econômico sustentado é de esperar um grande aumento da demanda de energia. Nessas condições, a estratégia de expansão da oferta de energia deve considerar iniciativas que promovam o uso mais eficiente das fontes.

Uma medida dinâmica dessa eficiência é dada pela evolução do conteúdo energético do PIB. Entre 1970 e 1980 houve redução drástica desse parâmetro, indicando que o produto nacional aumentou com menor uso relativo de energia. O fator decisivo dessa dinâmica foi à substituição de fontes de energia menos eficientes (lenha) por outras mais eficientes (derivados do petróleo e eletricidade). Já nos períodos subsequentes houve aumento da intensidade energética, o que encontra respaldo no estágio de desenvolvimento econômico do país, em especial no setor industrial.

Nos anos iniciais do período de projeção esse indicador ainda crescerá, em virtude de componentes inerciais da oferta e da demanda de energia. Essa tendência só se reverterá ao longo do período, na medida em que ações de eficiência energética produzam resultados mais efetivos.

Nessas condições, o conteúdo energético do PIB em 2030 será aproximadamente igual ao de 1990, mas a economia será quatro vezes maior. Como indicado na Figura 90 a despeito do crescimento do PIB a intensidade energética cairá de US\$ 0,275 tep/10³ em 2005 para US\$ 0,262 tep/10³ em 2030 (em dólares de 2005).

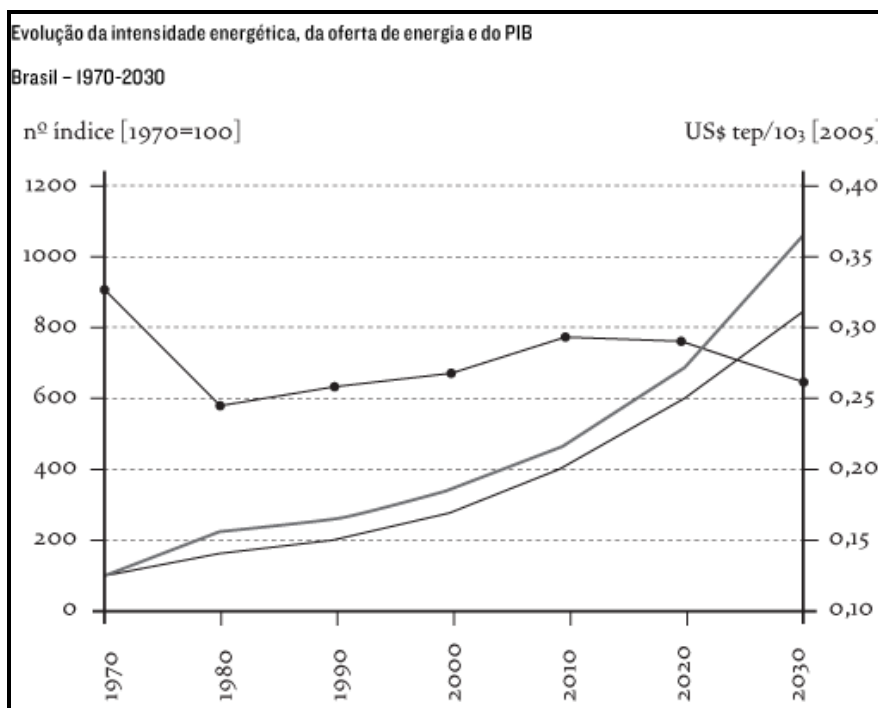


Figura 89 –Relação oferta energética e PIB
Fonte: EPE

6.4 Dependência externa

A dependência de energia externa é definida como sendo a relação entre o volume das importações líquidas de itens energéticos (diferença entre importações e exportações) e a oferta interna de energia. Considerada a expansão da produção doméstica de petróleo e gás natural, tal dependência poderá manter trajetória decrescente ao longo dos quinze anos iniciais do período de projeção (Figura 89).

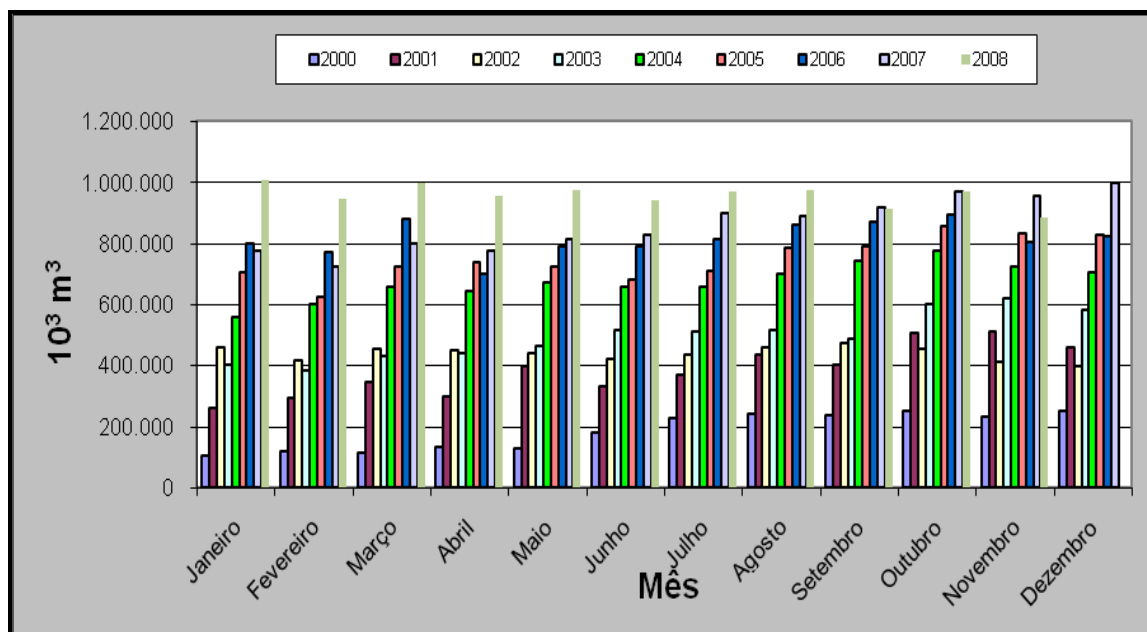


Figura 90 - Importação de gás natural no período de 2000-2008, mês a mês
Fonte: ANP

Essa tendência deve se reverter nos anos subseqüente, em razão do crescimento da demanda energética associada à expansão da economia, mas ainda assim o indicador não ultrapassaria 11%. Cabe observar que hipóteses mais arrojadas quanto à evolução das reservas e da produção de petróleo e gás natural (Figura 91) poderiam permitir a expectativa de uma menor dependência dos insumos externos.

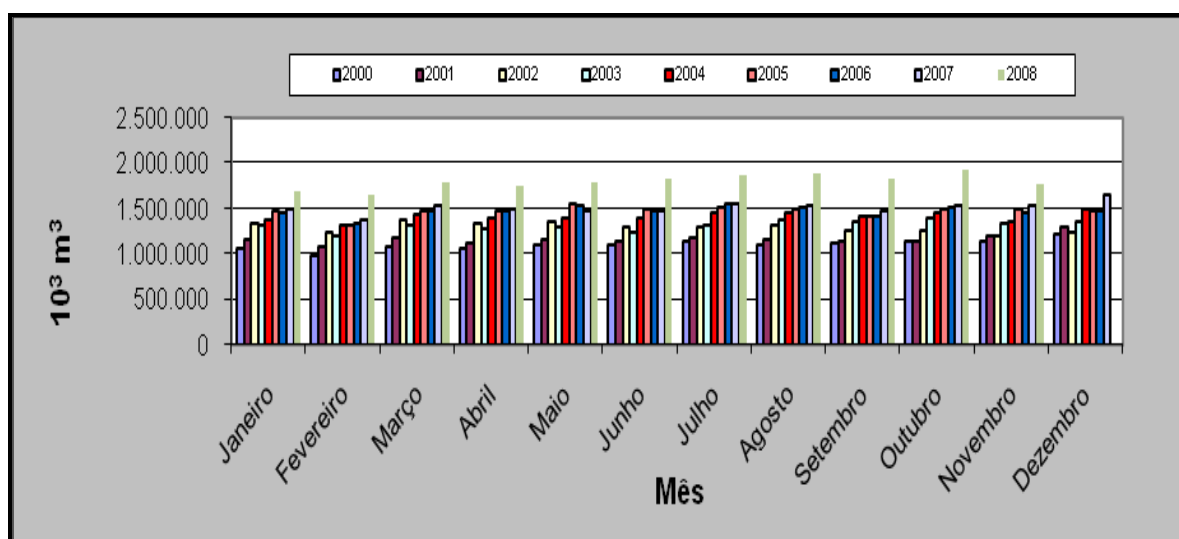


Figura 91- Produção de gás natural no território brasileiro no período de 2000-2008
Fonte: ANP

6.5 Investimentos no mercado do gás natural

Todas as empresas do setor trabalham com cenários que variam dos pessimistas ao arrojado, com isso são consideradas as seguintes situações:

- O desenvolvimento no *downstream* do setor de gás natural enfrenta os riscos de mercado;
- Há o problema de não ocorrer à expansão concomitante no suprimento de gás natural.
- No *upstream*, existe o risco de investir na exploração e produção sem o desenvolvimento do mercado para escoar as reservas, entre os fatores de risco.

Neste sentido, as decisões de investimentos na indústria de gás natural são altamente interdependentes. Para melhor análise da questão da especificidade de ativos e os custos de transação associados, pode-se avaliar a relação fornecedor - cliente nos seguintes casos:

- a) produtor e gasoduto (transporte);
- b) fornecedor de gás natural e termelétrica.

Esta simplificação facilita a análise e não implica grande perda de generalidade dos argumentos.

Na relação produtor de gás natural e gasoduto há possibilidades de barganhas, visto as ameaças de rompimento da transação, diante da possível situação de monopólio bilateral. Apesar de o rompimento ser prejudicial para ambas as partes, (vide o caso Brasil X Bolívia em 2008) a disputa pela quase-renda associada à transação cria a possibilidade de manifestações oportunistas após a realização de investimentos. Além disso, informações sobre as condições dos poços são assimetricamente distribuídas entre produtores e o resto da cadeia.

O produtor possui informações privadas sobre a geologia dos poços, ou seja, qual a real capacidade de exploração e a dimensão das reservas; por outro lado, o gasoduto possui informações mais precisas sobre a condição da demanda no *downstream*.

O conjunto destes fatores gera um típico problema de *hold-up*⁶, *i.e.*, onde sem garantias explícitas não há estímulos à realização dos investimentos. O desejo do produtor é ter garantia de que o gás natural será adquirido por um preço que compense o custo de oportunidade da produção, enquanto que o gasoduto deseja o preço que acompanhe as flutuações à demanda. Porém, em determinadas situações estes objetivos podem divergir, e não há como compatibilizar os interesses dos agentes unicamente pelo mecanismo de preços de mercado.

A presença de especificidade de ativos no segmento de produção do gás natural apresenta-se nos investimentos em ativos e equipamentos que são específicos às atividades de desenvolvimento e exploração das reservas, além de irrecuperáveis em curto prazo (*sunk costs*⁷) necessitam de tempo para retornar o capital investido. Soma-se a isto as especificidades locais (ou geográficas) dos campos de exploração, que são determinadas por fatores geológicos e distribuídas assimetricamente no território. (NEWBERY, 2000, p. 344) (Figura 93).

“This exposed the gas producer to threat of “hold-up” - whereby one the upstream investment is sunk, the downstream network monopoly refuses to purchase in the hope of negotiating more favourable terms and conditions.” (OCDE, 2000 p.22)

⁶ Uma vez realizado um investimento num ativo de elevada especificidade por um dos agentes envolvidos em determinada transação, o outro poderá renegociar ou ameaçar interromper o contrato se ele não aceitar certas negociações não previstas no determinado contrato

⁷ São custos que não podem ser recuperados quando a empresa decide sair do mercado. A extensão dos custos irrecuperáveis depende principalmente: 1) do grau de especificidade do uso do capital; 2) da existência de mercados para máquinas e equipamentos usados; 3) da existência de mercados para o aluguel de bens de capital; 4) do volume de investimentos necessários para garantir a distribuição do produto (gastos com promoção, publicidade e formação da rede de distribuidores).



Figura 92– Configuração dos gasodutos dentro do território brasileiro
Fonte:ANP

A malha de gasodutos brasileira ainda não se encontra integrada, sendo composta pelos trechos mostrados na (Figura 93-a) aonde se observam os gasodutos existentes e a (Figura 93-b), com os gasodutos considerados existentes, embora sem estar efetivamente construídos.

Gasoduto	Entrada em Operação Comercial	Km	Fim da exclusividade
Açu - Serra do Mel	2008	31,4	2018
Aracruz - Vitória	1984	62,0	sem exclusividade
Atalaia - Itaporanga	2007	29,0	2017
Atalaia - Santiago/Catu	1974	230,0	sem exclusividade
Betim-Ibirité	2002	0,1	2012
Bolívia - Brasil	1999	2583	2009
Cabiúnas - Reduc	1982	183,0	sem exclusividade
Cabiúnas - Vitória	2008	300,0	2018
Cacimbas - Vitória	2007	116,8 / 12,7	2017
Campinas - Rio	2008	450,0	2018
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	2003	15,4	2013
Candeias - Camaçari	1981	37,0	sem exclusividade
Carmópolis - Pilar	2007	176,7	2017
Catu - Carmópolis (Trechos Itaporanga - Carmópolis / Catu - Itaporanga)	2008	265,0	2018
Dow - Aratu - Camaçari	2006	27,0	2016
Esvol - São Paulo	1988	325,7	sem exclusividade
Esvol - Tevol	1986	5,5	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	1986	424,0	sem exclusividade
Guamaré - Pecém	2000	382,0	2010
Lagoa Parda - Aracruz	1983	38,0	sem exclusividade
Lateral-Cuiabá	2001	267	2011
Pilar - Cabo	2001	203,6	2011
RBPC - Capuava	1993	37,0	sem exclusividade
RBPC-Comgás	1993	1,5	sem exclusividade
Reduc - Esvol	1986	95,2	sem exclusividade
Reduc - Regap	1996	357,0	sem exclusividade
Santa Rita - São Miguel de Taipu	2005	25,0	2015
Santiago/Catu - Camaçari I	1975	32,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari II	1992	32,0	sem exclusividade
Serra - Viana	1997	46,0	sem exclusividade
Uruguaiana - Porto Alegre	2000	615	2010

Figura 93 – a) Apresenta os gasodutos existentes no Brasil

Fonte: ANP

Gasoduto	Km	Status
Amazonas	410	em projeto - solicitação de AC
Brasil Central	817	em projeto - solicitação de AC
Cacimbas-Catu (GASCAC)	946	AC concedida
Caraguatatuba-Taubaté	94,1	AC concedida
Centro-Norte	1687	em projeto - solicitação de AC
Coari-Manaus	383	AC concedida
GASAN II	46	em projeto - solicitação de AC
Gasbel II	266,7	AC concedida
Gasduc III	180	AC concedida
GASPAL II	55	em projeto - solicitação de AC
Japeri-Reduc	45,3	AC concedida
Meio Norte	948	AC concedida
Pará	774	em projeto - solicitação de AC
Paulínia-Jacutinga	97	AC concedida
Pilar-Ipojuca	189	AC concedida
Urucu-Porto Velho	242	AC concedida

Figura 93 –b) Apresenta os gasodutos considerados existentes

Fonte: ANP

Investimentos em gasodutos e sua respectiva infraestrutura de compressores também podem ser considerados ativos específicos. Hubbard e Weiner (1991) afirmam, que os

gasodutos são *per se* ativos (capital) específicos, e assim sendo, a plena utilização é a condição mais eficiente.

Logo, não há incentivos para investir em infraestrutura de transporte, quando há incerteza e risco de operar com níveis de capacidade ociosa que não proporcionem o retorno adequado sobre o capital investido (situação atual, onde o governo desligar as termelétricas movidas a gás natural em função do volume de chuvas dos últimos meses).

“Large investments in exploration, production, and gas pipeline systems are needed before any gas can flow. These production and delivery systems are inflexible and durable, and at least in the early stages of development, they lock producer and consumer into bilateral relationship” (NEWBERY, 2000, p.344)

Para que exista confiança no mercado há a necessidade de leis mais serias quanto a situações anormais, como períodos de seca ou extremante chuvosos, pois devido ao fato de grande parte da geração de energia ser hídrica a demanda de gás é muito instável ainda.

Desta forma, os investimentos de produção e transporte possuem grande prazo de maturação, onde a viabilidade dos investimentos depende da sua interface de transação. Isto é, a diferença para outros setores da economia, que também realizam investimentos irrecuperáveis em pouco tempo (*sunk costs*), é que no caso da indústria de gás natural o retorno a ser obtido com os ativos depende da interface a qual se transaciona (Figura 94).

Neste sentido, o problema se agrava quanto menor o número de gasodutos que um determinado produtor possa comercializar, como também, menos produtores diferentes um mesmo transportador possa atender.



Figura 94 – Traçados aprovados pela ANP para construção
Fonte: ANP

O Brasil experimentou ao longo do século XX um intenso desenvolvimento econômico ocasionando uma crescente demanda de energia primária. Entre os fatores que determinaram tal crescimento podemos citar o expressivo processo de industrialização, com a instalação de plantas intensivas no uso de energia, além de uma notável expansão demográfica acompanhada de rápido aumento da taxa de urbanização.

Se analisarmos o período a partir de 1970, a série histórica da evolução do consumo de energia e do crescimento populacional indica que naquele ano a demanda de energia primária era inferior a 70 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo), enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. Em 2000 a demanda de energia quase triplicou, alcançando 190 milhões de tep, e a população ultrapassava 170 milhões de habitantes (Figura 95).

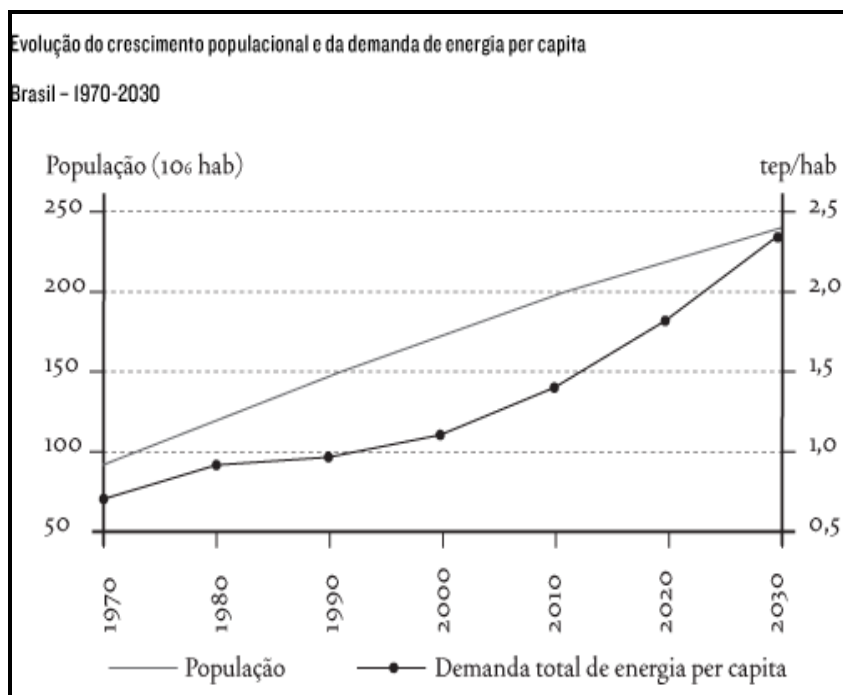


Figura 95 - O crescimento demográfico vs demanda por energia
Fonte: EPE

Destes dados é importante notar que o crescimento econômico não foi uniforme durante o período. A taxa média anual, de 3,7%, oscilou de 5,8% em 1970-80 a 2,5% e 3% nas décadas seguintes, quando o crescimento apresentou volatilidade em razão de crises macroeconômicas.

No entanto, mesmo nos períodos de taxas menores — como aqueles que se seguiram aos planos Cruzado e Real — sempre se verificou significativa expansão do consumo de energia nos intervalos em que houve uma expansão mais vigorosa da economia. Isso indica que em um ambiente de maior crescimento econômico deve se esperar maior crescimento da demanda de energia.

Seguindo as projeções propostas pelo governo para a economia brasileira, os estudos de longo prazo conduzidos pela EPE apontam forte crescimento da demanda de energia nos próximos 30 anos. Estima-se que a oferta interna de energia cresceu 0,5% em 2009 em virtude da crise internacional, mais que deve crescer algo entorno de 6,0% em 2010, e 5,0% ao ano no período 2011-18 e que nos anos subsequentes haverá um crescimento menor de 3,5% e 3,2% ao ano nos períodos 2019-26 e 2027-35, respectivamente, devido a uma maior eficiência energética tanto do lado da demanda como da oferta.

Tal expectativa, se confirmada, configuraria uma expansão econômica no Brasil acima do movimento de reaceleração da atividade mundial.

No entanto, esse crescimento deve ser qualitativamente diferente. Além de um crescimento sustentado, pode-se esperar um aumento muito mais intenso da renda *per capita* e também uma melhor distribuição de renda. Esses fatores, aos quais se soma o consumo de energia *per capita*, atualmente muito baixo para os padrões mundiais (de 1.190 tep/10³ hab.), justificam o crescimento da demanda nacional de energia para 3,8% ao ano em 2030, superando 550 milhões de tep, neste pacote de recursos muito poderá ser acrescido pelas energias renováveis, com participação crescente do hidrogênio.

6.6 Questões ambientais vs emissões de gases

Diante da crescente preocupação mundial com as mudanças do clima global — em especial o aquecimento do planeta — as emissões de gases de efeito estufa se torna uma questão cada vez mais relevante.

Em comparação com o resto do mundo, o Brasil tem se destacado por apresentar reduzidos índices de emissão de gases em sua produção de energia, o que se deve basicamente à elevada participação de fontes renováveis na oferta energética interna, que em 2005 foi da ordem de 44,5%.

No horizonte de longo prazo, fatores como o ritmo de crescimento da economia e a estrutura da expansão do consumo de energia terão papel fundamental no volume das emissões de gás carbônico (CO₂). Mesmo levando-se em conta o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, o nível de emissões deverá se ampliar nos próximos 25 anos.

Diante deste cenário a Casa Civil que representa as preocupações do governo federal, foi á conferencia de Copenhagen com uma proposta de redução aquém do esperado pelos ambientalistas, (a política brasileira fixa em lei o compromisso do Brasil em reduzir, até 2020,

as emissões projetadas de gases do efeito estufa, entre 36,1% e 38,9%) principalmente os brasileiros, pois todos esperavam uma proposta mais audaciosa.

Após a Conferência de Copenhague o Presidente Lula da Silva fez publicar a Lei que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima apresentada na Dinamarca, entretanto com três vetos ao texto original aprovado no Congresso Nacional e publicado no Diário Oficial da União no dia 28/12/2009, segue os vetos feitos pelo Governo:

- O primeiro deles trata da proibição de contingenciamento de recursos para o combate às mudanças climáticas.
- O segundo veto é para o artigo que prevê o paulatino abandono do uso de fontes energéticas que utilizem combustíveis fósseis.
- O último ponto vetado abrange itens do artigo 10 da lei, em especial o que limita os estímulos governamentais às usinas hidrelétricas de pequeno porte. De acordo com o ministro do Meio Ambiente, Carlos Minc, o governo também quer estimular as de médio e grande porte, pois o País não pode prescindir da energia proveniente delas para o seu desenvolvimento.

Nas condições aqui consideradas, projetam-se emissões de cerca de 970 milhões de toneladas de CO₂ em 2030. A evolução do perfil de consumo de energia primária implica distintos níveis de crescimento das emissões de CO₂.

Assim, projeta-se que em 2030 as fontes renováveis (derivados de cana-de-açúcar, lenha reflorestada e carvão vegetal) terão participação (líquida) nula nessas emissões, ao passo que os derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, GLP [gás liquefeito de petróleo] e querosene) responderão pela maior parte das emissões, com participação de cerca de 50%.

O gás natural, embora apresente fatores de emissão menores que os dos demais combustíveis fósseis, aumentaria sua participação para aproximadamente 17%, em consequência do maior emprego na indústria e na geração elétrica.

Com a expansão da atividade siderúrgica e a difusão de plantas termelétricas a carvão, que levam a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, essa fonte energética

passaria a responder por cerca de 16% das emissões. Note-se ainda que a geração elétrica apresentar a maior taxa de crescimento de emissões nos próximos 25 anos cerca de 7% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030.

Quanto às emissões específicas (por unidade de energia consumida), admite-se que possa crescer em curto prazo. A longo prazo, porém, passados os efeitos das condições iniciais e dos fatores inerciais que condicionam o comportamento da economia e da demanda de energia, essas emissões passariam a apresentar tendência declinante em função do aumento da participação de fontes renováveis. No período em projeção, o índice das emissões específicas de gás carbônico seria de 1,62 tCO₂/tep em 2005, atingiria um valor máximo de 1,79 no início dos anos 2010 e declinaria para 1,74 em 2030 (Figura 96).

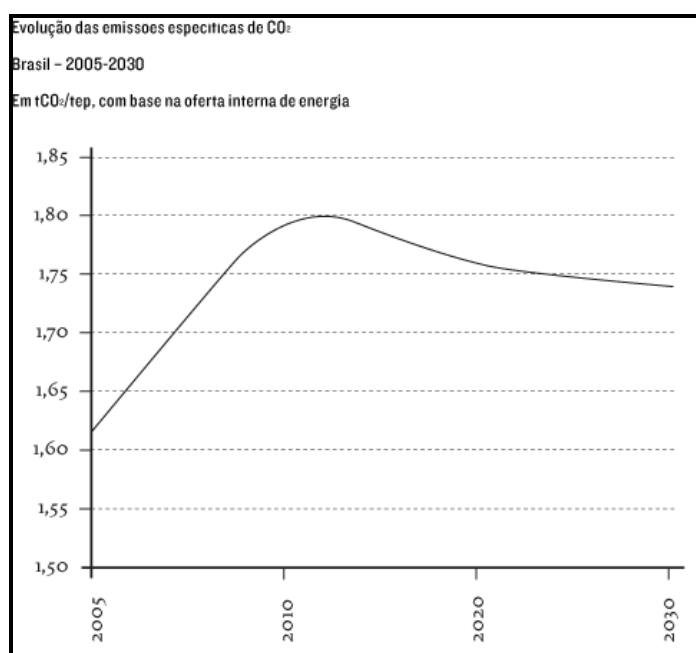


Figura 96 - Emissões de CO₂ do Brasil com relação a média internacional
 Fonte: EPE

Ainda que o índice das emissões específicas, estimado para 2030 seja bastante inferior à média mundial atual, isso não significa que se deva minimizar a importância dessa questão no caso brasileiro.

O aumento do nível de emissões em curto prazo deve por si só sinalizar a necessidade da implementação de medidas e iniciativas que assegurem a reversão dessa tendência. Se o desenvolvimento do país parece tornar irreversível o aumento dessas emissões, há que se

empreender um esforço para tornar igualmente irreversível a médio e longo prazo, que esse desenvolvimento não implique no aumento destas emissões.

O cenário aqui formulado aponta que esse caminho é possível mesmo sem grandes alterações estruturais. Medidas voltadas a tornar energeticamente mais eficiente a estrutura dos modais de transporte de carga é o exemplo de alternativa viável nesse sentido.

Cabe destacar que as estimativas de emissões aqui apresentadas consideram premissas quanto ao uso eficiente da energia e à maior penetração de fontes renováveis, refletindo políticas já definidas pelo governo federal, tais como:

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa),
- Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel),
- Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet),
- Programa Brasileiro de Etiquetagem,
- Lei de Eficiência Energética,
- Programa Nacional do Biodiesel
- Programa do Alcool.

Aliada a estes programas, medidas complementares, como linhas de financiamento favoráveis a essas formas de energia e incentivos à co-geração estão em desenvolvimento no governo.

Isso significa que essas estimativas não devem ser tomadas *per se* como *proxy* do cenário básico das emissões a longo prazo, pois pressupõem iniciativas que não podem prescindir de mecanismos que as estimulem ou assegurem. Caso estas não fossem pressupostas na estratégia de expansão da oferta energética aqui considerada, o nível de emissões estimado certamente seria muito mais elevado.

Os benefícios na utilização do gás natural frente aos problemas ambientais que enfrentamos ou mesmo as restrições energéticas aventadas, torna estas commodities altamente atraentes. Além disso, faz-se necessário lembrar que o gás natural é um hidrocarboneto e como tal poluente em menor escala se comparado ao óleo diesel, mas ainda assim poluente.

Para entender as características de poluição, que o gás natural apresenta, faz-se necessário compreender sobre quais poluentes estamos conjeturando.

O gás natural apresenta basicamente metano, etano e propano, além de pequenas proporções de outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. Em geral, o gás natural apresenta baixos teores de contaminantes como o nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

A existência destes últimos deve ser destacada devido aos problemas operacionais, pois a presença dos compostos de enxofre associada a água, forma o ácido sulfúrico (H_2SO_4), que reduz a vida útil dos equipamentos pela corrosão, como também, o gás sulfídrico (H_2S) põe em risco a vida de operários que entrem em contato com este composto.

A presença destes componentes químicos se diferencia no gás associado e não associado ao petróleo. Em Unidades de Processamento do Gás Natural (UPGN) retiram-se alguns hidrocarbonetos líquidos em mistura com o gás e obtém-se o gás natural (seco) como uma combinação de metano e etano. Só então é possível obter o gás natural a ponto de ser transportado e comercializado. A (Tabela 15) exhibe a diferença da composição química do gás natural associado, não associado e processado.

Tabela 15 - Contaminantes presentes no gás natural

Composição Química do Gás Natural			
Elementos	Associado(1)	Não Associado (2)	Processado(3)
METANO	81,57	85,48	88,56
ETANO	9,17	8,26	9,17
PROPANO	5,13	3,06	0,42
I-BUTANO	0,94	0,47	-
N-BUTANO	1,45	0,85	-
I-PENTANO	0,26	0,2	-
N-PENTANO	0,3	0,24	-
HEXANO	0,15	0,21	-
HEPTANO E SUPERIORES	0,12	0,06	-
NITROGÊNIO	0,52	0,53	1,2
DIÓXIDO DE CARBONO	0,39	0,64	0,65
TOTAL	100	100	100
DENSIDADE	0,71	0,69	0,61
PODER CAL.INF.(KCAL/M³)	9.916	9.583	8.621
PODER CAL.SUP(KCAL/M³)	10.941	10.580	9.549

Fonte: www.gasenergia.com.br

Nota:

- 1- Gás do campo de Garoupa, Bacia de Campos
- 2- Gás do campo de Miranga, na Bahia
- 3- Saída da UPGN Candeias, na Bahia

O gás associado ao petróleo é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada diretamente pela produção do petróleo, se não houver condições econômicas para a extração, o gás natural é reinjetado na jazida ou queimado, a fim de evitar o acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo.

O gás natural não associado é mais interessante do ponto de vista econômico, devido ao menor acúmulo de propano e de hidrocarbonetos mais pesados. Gás não associado é aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de petróleo, nestas situações só se justifica comercialmente produzir o gás natural.

A Petrobras em conjunto com a BG Group, formalizou a constituição de uma “*joint venture*”⁸ para desenvolver o FEED (Front End Engineering and Design) com vistas a construir uma unidade de liquefação de gás natural embarcada (GNLE). A planta deverá operar no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, localizado a 300 km da costa. A unidade de GNLE é uma das soluções tecnológicas de transporte para escoar o gás natural produzido nas camadas de pré-sal

Estratégico para a Petrobras e para a BG Group, o projeto permitirá monetizar as reservas de gás no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, garantindo flexibilidade para atendimento ao mercado interno e a possibilidade de exportação no mercado de curto prazo (spot) em períodos de demanda reduzida no segmento termelétrico no Brasil.

As maiores ocorrências de gás natural no mundo são não associadas. Segundo Abreu ; Martinez (1999; p. 12) a presença de reservas não associadas ao petróleo é uma condição essencial para o aproveitamento econômico e para o desenvolvimento da produção de gás natural.

O gás natural é aplicado em diversas atividades, seja como insumo da indústria química e petroquímica, substituindo à nafta, ou como combustível substituindo derivados de petróleo, carvão e álcool. A (Figura 97) podemos ver o consumo por segmento de mercado.

⁸ Joint-venture - associação de duas ou mais empresas separadas para a formação de nova empresa, sob controle comum, que visa única e exclusivamente a participação em um novo mercado cujos produtos/serviços não estejam horizontal ou verticalmente relacionados.

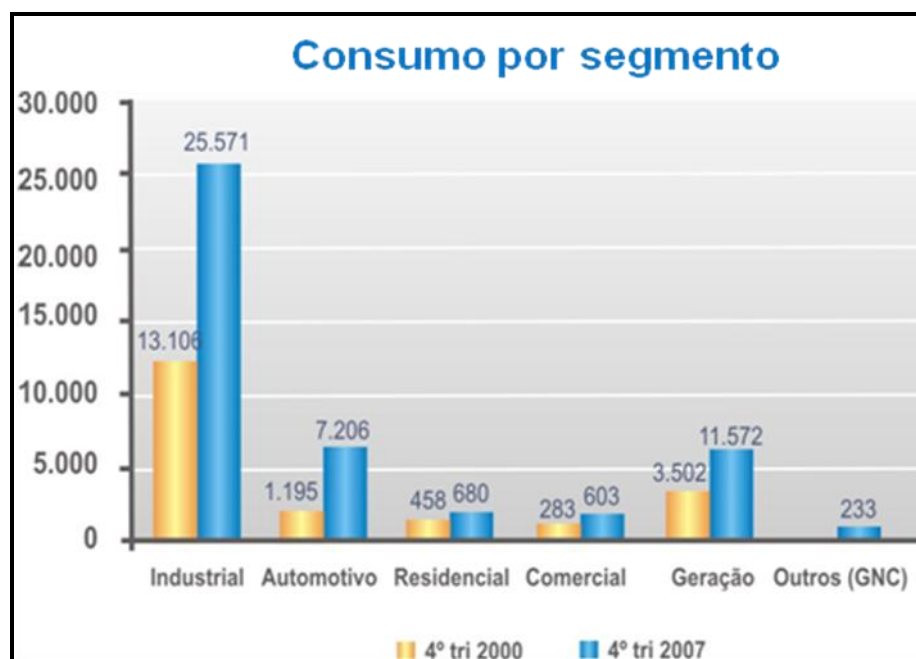


Figura 97 – A praticidade do gás favorece seu uso em diversos segmentos brasileiros
Fonte: CIDE GAS

Enquanto combustível o gás pode fornecer calor, gerar eletricidade ou força motriz. Na indústria, ao proporcionar uma combustão limpa, é ideal para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, por exemplo, a indústria de cerâmica, vidro e cimento, de fato este energético se comparado com outros países apresenta um grande potencial para os próximos, como pode ser visto na (Figura 98).

	METALURGIA			QUÍMICA E PETROQUÍMICA			ALIMENTOS E BEBIDAS			PAPEL E CELULOSE		
	GN	Der Petr	Outros	GN	Der Petr	Outros	GN	Der Petr	Outros	GN	Der Petr	Outros
BRASIL	5%	9%	85%	24%	50%	27%	2%	6%	91%	6%	14%	79%
<i>Países da OECD *</i>	28%	6%	66%	27%	55%	17%	40%	16%	44%	21%	10%	68%
<i>BÉLGICA</i>	20%	1%	79%	30%	54%	16%	21%	22%	57%	18%	10%	73%
<i>FRANÇA</i>	17%	4%	79%	26%	62%	13%	48%	15%	38%	50%	9%	41%
<i>ITÁLIA</i>	35%	2%	63%	37%	46%	17%	51%	18%	30%	60%	7%	33%
<i>ESPAÑA</i>	31%	12%	57%	22%	64%	14%	41%	22%	36%	32%	15%	54%
<i>MÉXICO</i>	53%	15%	32%	36%	57%	7%	4%	39%	58%	17%	49%	35%

Figura 98– Potencial de penetração do gás natural em diferentes setores
Fonte: IEA – Agencia Internacional de Energia

O gás natural também pode ser utilizado como redutor siderúrgico na fabricação de aço e, de formas variadas, como matéria-prima: na indústria petroquímica, principalmente para a produção de metanol, e na indústria de fertilizantes, para a produção de amônia e uréia.

Como fonte de energia, o gás natural apresenta a vantagem de ser menos poluente que alternativas não renováveis, como os derivados de petróleo e o carvão mineral, favorecendo o seu aproveitamento dado às crescentes preocupações ambientais na sociedade.

A geração de eletricidade a partir do gás natural exibe a possibilidade de geração de energia elétrica junto aos centros de consumo, como também, a diversificação da matriz energética. Esta última tem sido apontada como uma grande vantagem da introdução do gás natural como um insumo na geração de energia elétrica no Brasil.

A cadeia produtiva do gás natural pode ser tratada de forma simplificada em três etapas distintas: produção, transporte e distribuição. A produção é a atividade de exploração do produto e o seu processamento para atender as condições de consumo.

Antes de estar pronto para o consumo, o gás natural precisa ser tratado nas UPGN para atender as especificações da demanda, isto é, às exigências do mercado e as regras ambientais. O conjunto da exploração e processamento do gás natural se configura no segmento de produção da cadeia produtiva. O processamento do gás nas UPGN consiste basicamente numa separação química, retirando os elementos indesejáveis ao consumo, *i e*, contaminantes como o enxofre.

Inicialmente, o gás natural é desidratado para retirar o vapor d'água existente, e em seguida, sofre um processo de absorção com refrigeração ou de turbo expansão, com a finalidade de separar as frações pesadas. Embora seja usual se referir ao gás natural como um produto homogêneo, tal característica só é alcançada após o processamento e adequação a especificações, pois o gás extraído dos reservatórios diferencia-se dependendo da sua região de origem. Logo, os custos para adequá-lo às condições de consumo diferem entre os campos de produção.

Diferente de outros combustíveis, como o petróleo e o carvão mineral, o gás natural depende de uma grande infraestrutura de transporte e distribuição. (Newbery, 2000, p.344). Esta necessidade de interconexão do sistema caracteriza o setor de gás natural como indústria

de rede. O fato da indústria de gás natural ser organizada em rede lhe permite usufruir economias que não são facultativas a outros modos organizacionais.

Todavia, o gás natural diferentemente de outras indústrias de rede, como telecomunicações e eletricidade, tem o caráter de valorização de um recurso escasso (esgotável), assim como o petróleo, onde o gás não produzido hoje pode ser vendido amanhã e seu valor futuro é um determinante do custo de oportunidade da produção hoje. Porém, uma vez posta em operação, a interrupção da produção de um poço pode acarretar custos de recuperação de sua capacidade produtiva.

O transporte é a atividade de conduzir o gás natural aos distribuidores responsáveis pela entrega ao consumidor final do produto. O meio de transporte utilizado são gasodutos que variam em diâmetro e pressão, de acordo com o destino do gás natural. Neste processo há uma perda de energia por atrito e a pressão vai caindo ao longo da tubulação, sendo necessária uma estação de compressão para elevar a pressão e permitir a continuidade do fluxo do produto.

Desta forma, quanto mais distante o ponto de consumo do gás de sua fonte, maior o custo do produto ao usuário final. Daí o destaque do transporte no preço final do gás ao consumidor, onde os encargos de transporte correspondem à cerca de 50%. Krause e Pinto Jr. (1998, p.36) atribuem aos custos de transporte o fato de apenas 19% da produção mundial de gás natural ser exportada.

A atividade de distribuição se inicia nos *city-gate*⁹s, estações de controle medição de pressão. Na distribuição aos consumidores de centros urbanos, são utilizados dutos sob menores pressões. A infraestrutura de transporte e distribuição é responsável por, em média, por 2/3 dos custos totais do gás natural fornecido aos consumidores. Neste sentido, a presença de clientes que adensem a demanda de gás natural viabiliza a expansão da rede de gasodutos. Tais clientes “âncora” são indústrias e principalmente usinas termelétricas.

⁹ city gate - é um local de entrega do gás natural para a distribuidora, ocorrendo um atendimento direto ao consumidor

Embora as operações na indústria de gás natural possam ser distintas nas etapas expostas acima, existe grande interdependência nos processos. O controle e alteração de pressão nos dutos são exemplos de atividades, que exigem esforços de cooperação entre os diferentes estágios da cadeia, de forma a assegurar a confiabilidade do sistema, principalmente devido à característica de fluxo de fornecimento do produto gás natural.

Certas características técnicas e econômicas são muito semelhantes no transporte e na distribuição, em geral estes são as atividades que envolvem grandes economias de escala, altos custos associados aos investimentos e pequena flexibilidade. O gás natural apresenta uma densidade muito inferior ao petróleo, no tocante ao transporte por dutos, ou seja, um volume muito maior de gás é transportado por unidade de energia.

O fato da capacidade dos gasodutos serem ampliável por um redimensionamento das estações de compressão gera economias de escala, pois o custo de capital da estação de compressão cresce a uma taxa menor que o aumento de pressão proporcionado. Além disto, existem outras razões para economias de escala nos gasodutos:

- a) custos fixos de obtenção de licenças (*right of way and laying the pipe*);¹⁰
- b) leis geométricas – a capacidade de transporte cresce a uma taxa maior que a proporção do quadrado de seus diâmetros;
- c) quanto maior o diâmetro menor a queda de pressão ao longo dos dutos.

O transporte e a distribuição de gás natural são atividades que envolvem relativamente poucos custos operacionais e de manutenção comparados aos custos de investimento em gasodutos. Dado que grande parte dos custos de transporte e distribuição está associada aos investimentos requeridos, cabe destacar quais os determinantes do custo de implantação de dutos de gás natural. Os principais fatores, que determinam o custo de construção de um gasoduto são:

- a) sua extensão, este é um fator direto sobre seus custos, porém existe a questão de lidar com a perda de pressão nos dutos;
- b) condições da localização, acidentes geográficos no percurso do gasoduto;

¹⁰ Pode ser relacionado a direitos de propriedade

- c) demanda máxima que terá de atender nos momentos de pico, e a correspondente capacidade ociosa nos dutos ou nas estações de compressão.

Tais fatores suscitam a questão sobre o investimento de transporte quanto à relação entre o diâmetro do gasoduto e o número de estações de compressores, essa é uma decisão de investimento central na expansão das redes de gás natural. Assim, se diâmetros de dutos menores significam menores custos de capital, acarretam, porém custos operacionais maiores associados à instalação de uma maior capacidade de compressão.

Assim, a decisão econômica a ser realizada por agentes econômicos nesta atividade é optar entre maiores custos operacionais *versus* maiores custos de capital. Vale lembrar, que os dutos de maior diâmetro apresentam economias de escala mais elevadas, pois deixam margem para posterior ampliação da capacidade com estações e compressão. Já a recíproca não é verdadeira, gasodutos de menor diâmetro possuem maiores restrições à ampliação de capacidade por acréscimo de estações de compressão.

Para Alveal ; Almeida (2001) a elevada interdependência entre os estágios da cadeia do gás natural decorre dos custos marginais decrescentes da expansão da rede.

A questão central é que os gasodutos possuem grandes economias de escala, tais economias se constituem numa externalidade de rede na medida em que a expansão marginal do atendimento se faz a custos decrescentes. Diante disto, é fundamental para eficiência da indústria que tais economias sejam aproveitadas de maneira racional, pois trazem benefícios sistêmicos, ou seja, para a indústria como um todo.

A origem das economias de escala deve-se ao fato que os custos do transporte não crescem na mesma proporção que a expansão da capacidade. Os custos fixos representam grande parte dos custos totais dos gasodutos, pois os direitos de passagem, gastos de elaboração do projeto e com mão de obra são praticamente os mesmos, dada a extensão do gasoduto, para qualquer diâmetro de duto.

Além das etapas de produção, transporte e distribuição, é necessário abordar a função de estoque na análise do setor de gás natural. Em qualquer atividade econômica a possibilidade de estoque do produto auxilia o ajuste entre as variações de oferta e demanda, vide o recente problema surgido na Europa resultante entre um país produtor (Rússia) e o país

transportador (Ucrânia), ou seja, produtos em estoque cumprem a função de harmonizar, em certa medida, os desequilíbrios entre a sua oferta e demanda. Semelhante às outras indústrias de infraestrutura, a demanda pelo gás natural sofre de flutuações ao longo do dia, como também ao longo do ano, com horários e períodos de pico de demanda, devido os problemas de armazenamento a demanda por gás natural no Brasil ainda é insipiente, conforme pode ser visto na (Figura 99).

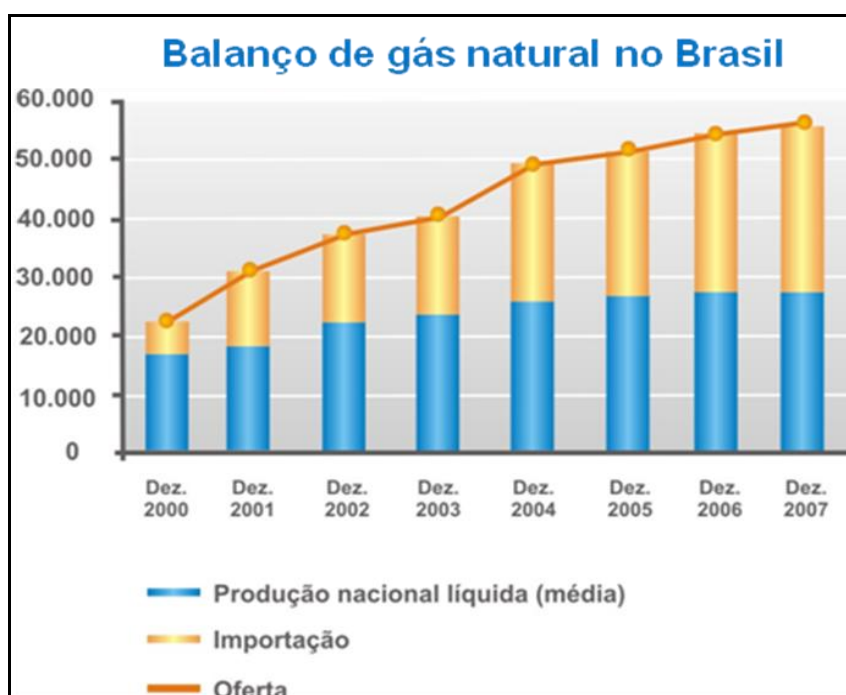


Figura 99 – Demanda nacional de gás natural
Fonte: ANP 2008

Dada as características da produção - a dimensão do produto em estado gasoso, os riscos de operação com um combustível - a atividade de estocar gás natural consiste em uma atividade mais complexa e onerosa do que a de outros produtos. Por um lado, as alternativas de estoque para longos períodos demandam ativos dedicados à função e grandes requerimentos de capital em depósitos criogênicos, como plantas de liquefação e de regaseificação, que consomem muita energia e conseqüentemente a tornam uma operação com grandes custos variáveis.

Alguns países se utilizam de armazenamento subterrâneo em antigas jazidas de petróleo e gás já esgotadas. Por outro lado, estoques para flutuações de curto período, como a

sazonalidade diária, podem ser feitos na operação da rede de dutos, ou seja, a própria rede funciona como uma alternativa de estoque. Como apontam Abreu ; Martinez (1999), a variação da pressão média nos dutos permite regularizar o fluxo de entrega do combustível.

A produção é praticamente constante ao longo do tempo, enquanto o ajustamento é feito pelos estoques. Em momentos de pico de demanda por gás, ao invés de aumentar o preço, o ajustamento se faz com a redução da oferta para alguns consumidores. Daí, consumidores que aceitem o serviço com perfil interruptível pagam preços menores. (OCDE, 2000).

Devido ao perigo no manuseio do gás natural, sendo desejável haver poucas interrupções no fornecimento (ainda que por pequeno período), o escape de gás natural pode provocar explosões e incêndios. Entretanto, a entrada de ar atmosférico nos dutos, forma uma mistura muito inflamável com o gás natural. Não obstante, uma das vantagens do gás natural é a eliminação do custo de estocagem, comum em outros insumos energéticos.

O setor de gás natural requer assim, boa sintonia entre demanda e oferta. Além disto, as alternativas para armazenar o gás apresentam claras restrições em função do tamanho da rede, o que requer esforços cooperativos entre os agentes operadores das diferentes etapas da cadeia e de grandes consumidores.

Neste sentido, no *downstream* o problema suscitado é a perda de receita e as falhas no fornecimento aos clientes, principalmente para os quais a interrupção do fornecimento acarreta custos aos processos onde o gás é requerido. Por outro lado, interrupções na produção de gás nos poços são altamente indesejáveis, pois se incorre em custos de reativar a extração. Além disso, caso existam muitos produtores num mesmo campo existe o risco de outros poços drenarem o gás natural.

Portanto, um aspecto central para a interdependência dos agentes na indústria de gás natural é o grau de desenvolvimento de sua infraestrutura de rede. Neste aspecto, a maturidade da rede de transporte e distribuição fornece a alternativa de armazenamento capaz de harmonizar os fluxos de gás natural, mas principalmente deve-se destacar que uma rede desenvolvida permite maior autonomia dos investimentos de expansão da produção e criação de rotas alternativas para o gás natural, ou seja, reduz-se a incerteza de mercado. No âmbito

da produção, quanto mais maduros os campos de produção maior a previsibilidade sobre a capacidade de produção de gás natural, ou seja, menor incerteza sobre a oferta.

Para sintetizar as características do setor de gás natural, cabe aqui fazer algumas comparações com a indústria petrolífera. Uma primeira diferença entre estes, se encontra nos requerimentos para transporte e distribuição.

O petróleo e seus derivados podem ser transportados para longas distâncias sem investimentos em ativos específicos e podem ser entregues e comercializados em pequenas proporções por agentes independentes e geograficamente isolados, já no caso do gás natural os agentes atuantes no setor se encontram em interconexão através de uma rede de dutos de transporte e distribuição, ou alternativamente demandam investimentos com grande requerimento de capital em ativos dedicados em liquefação e gaseificação para dar maior flexibilidade ao transporte e permitir atender pontos isolados a rede.

A segunda diferença remete-se a questão dos estoques de produto, que novamente podem ser feitos de forma mais fácil no caso do petróleo em comparação ao gás natural, onde novamente expõe-se a forma imbricada como os agentes se encontram em sua cadeia e os altos requerimentos de capital para infraestrutura de estoques. Em suma, o caráter de indústria de rede no setor de gás natural diverge sensivelmente da possibilidade de se encontrar atores atuando de forma independente e descoordenada dos demais, como em certa medida é comum à indústria petrolífera.

Embora o gás natural e o petróleo tenham características produtivas muito semelhantes, existe uma grande diferença pelo modo que as transações são coordenadas com o resto da cadeia. No caso do petróleo existe mercado *spot*¹¹ bem desenvolvido.

Na indústria de gás natural, a limitação para que a transação ocorra em mercado *spot* deve-se em parte aos problemas de incentivos oriundos de assimetrias de informação entre os agentes, na qual uma das partes pode afetar o resultado final da transação e gerar perdas significativas para a outra.

¹¹ Spot - termo usado nas bolsas de mercadorias para se referir a negócios realizados com pagamento à vista e pronta entrega da mercadoria, em oposição aos mercado a futuro e a termo.

Esta assimetria de informação por sua vez, decorre da interdependência entre as partes no setor de gás natural. A natureza específica dos ativos de produção, transporte e consumo do gás natural restringe a adoção de alternativas de mercado.

O problema neste setor é que o mecanismo de preços não se mostra suficiente no mercado de gás natural, sobretudo na ótica de decisões de investir dos agentes. A condição para um mercado *spot* é que existam produtores com garantia de preços satisfatórios aos investimentos realizados e consumidores com possibilidade de escolha entre produtores e com garantia de suprimento de gás natural suficiente para suas necessidades.

A necessidade de coordenação entre os agentes é mais importante e complexa quando se trata da expansão (ou implementação) da rede. No próximo item se detalhara tanto o problema de coordenação de investimentos na indústria de gás natural, suas transações com termelétricas bem como a análise de estruturas de coordenação (*governance*) para mitigar tal problema será exposta em seguida.

6.7 **Oferta vs demanda do gás natural**

Os energéticos sempre estiveram relacionados ao desenvolvimento dos países nos mais diferentes continentes. O carvão mineral tornou possível a revolução industrial do século XIX. Durante do século XX, o petróleo e seus derivados foram os que dominaram o mercado possibilitando, entre outros, a implantação da indústria automobilística e da petroquímica.

O gás natural retirado na maioria das vezes dos mesmos reservatórios de petróleo teve a primeira utilização em larga escala nos Estados Unidos, antes da Segunda Guerra Mundial. Na Europa, principalmente após a década de 1950 com a comercialização do gás natural da antiga URSS, o carvão também começou a ser substituído, na indústria, no comércio e em residência., Espera-se que a um forte aumento no consumo deste energético, sendo que no cenário de referencia em 2025 a China deve ultrapassar as importações realizadas pelos Estado Unidos e, como pode ser visto na (Figura 100).

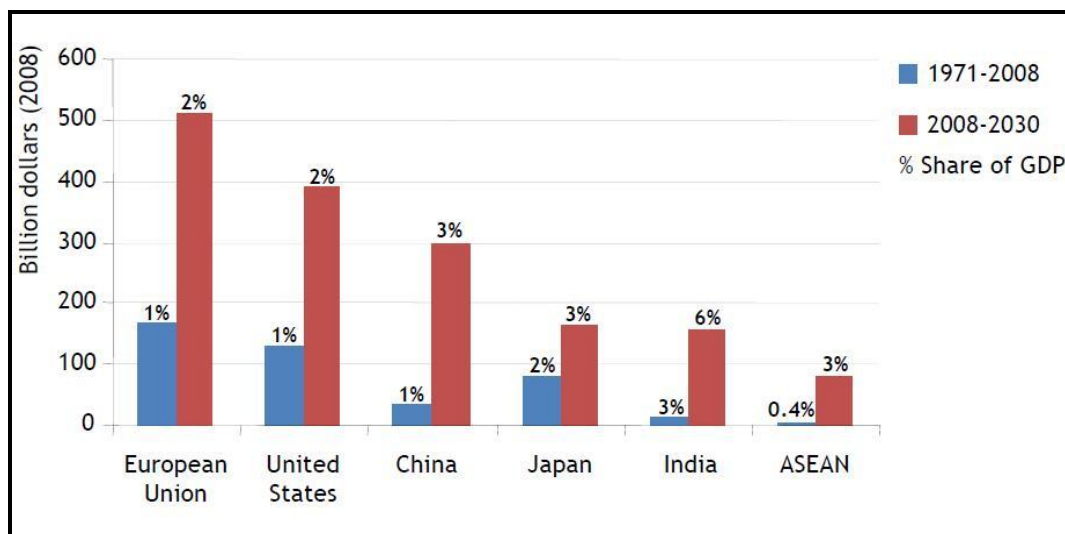


Figura 100 – Espera-se um forte incremento nas importações destes países, sendo que em 2025 a China deverá ultrapassar as importações dos Estados Unidos
 Fonte: OECD/IEA (2009)

Atualmente o GN é reconhecido com um combustível muito importante para a expansão da geração termoeétrica e para a redução das emissões de CO₂ na atmosfera. O Brasil diferentemente da maioria dos países possui uma rica hidrologia que possibilita o amplo uso de hidrelétricas ao invés de uma geração predominantemente térmica.

Devido o grande potencial das hidrelétricas no território nacional, o gás natural foi esquecido por algumas décadas ocupando inicialmente, o pequeno espaço, anteriormente dedicado ao gás manufacturado a partir da nafta do petróleo, que devido as suas características possui um custo de produção superior ao gás natural.

Os relatórios do Ministério de Minas e Energia/MME registram que a última conversão do gás manufacturado para o gás natural ocorreu em fevereiro de 1997, no estado de São Paulo.

De fato o crescimento do mercado brasileiro de gás natural foi bastante modesto até meados da década de 1990. Conforme descrito por Santos (2002), até 1995 a participação do gás natural na matriz energética brasileira esteve estagnada abaixo de 2,5%. A partir de 1996 iniciou-se um avanço modesto e constante, sendo que em 1999 o gás natural respondeu por apenas 3% do suprimento de energia primária total do país (cerca de 7,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – tep).

Em 1999, com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia, que uma grande quantidade de gás foi disponibilizada para a região Sudeste do Brasil. Esta oferta foi ancorada em contratos de suprimento com cláusulas de “*take-or-pay*” (pagamento sobre demandas previamente contratadas), que viabilizaram os investimentos em produção, transporte e distribuição de gás, conectando reservas gasíferas na Bolívia e consumidores brasileiros em um único mercado regional.

Com uma oferta de gás, inicialmente muito superior ao consumo real, o Brasil adentrou definitivamente na chamada “Era do Gás”, tendo a partir deste momento procurado tecer políticas consistentes para o crescimento da utilização do gás e a absorção de todo o potencial contratado da Bolívia.

Desde 2003 a Petrobrás e outras empresas passaram a anunciar grandes descobertas de reservas de gás na Bacia de Santos. As estimativas das empresas do setor garantem que em curto intervalo de tempo as reservas provadas brasileiras deverão mais do que dobrar.

Estas para estas estimativas foram consideradas os reservatórios convencionais de HC, pois se considerarmos os reservatórios não convencionais a oferta de gás pode ser infinitamente maior.

No período compreendido entre os anos de 1994 e 2005 as reservas provadas de gás natural cresceram 54%, correspondendo a uma taxa média de 4,5% a.a. Este crescimento está relacionado principalmente às descobertas decorrentes do esforço exploratório e investimentos pesados no desenvolvimento de novas tecnologias.

As principais descobertas deste período ocorreram na Bacia de Campos (bacia sedimentar onde se encontra a maior concentração de campos gigantes do país, tais como Albacora, Marlim e Roncador, assim como os mega campos do pré-sal), bem como na Bacia do Solimões (bacia sedimentar na qual se encontram o Pólo de Urucu, onde boa parte do gás é reinjetado por falta de linhas de escoamento e a jazida de Juruá).

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

- **Consumo próprio** - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;
- **Queima e perda** - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;
- **Reinjeção** - parcela do gás natural produzido que é injetada nos reservatórios;
- **LGN** - parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento, conforme pode ser visto na (Figura 101);

Ano	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2009
						Outubro
PRODUÇÃO NACIONAL	48,49	48,50	49,73	59,16	57,54	59,45
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	10,67	11,82	11,85
Queima e Perda	6,78	5,07	5,33	5,99	9,72	8,29
Consumo nas Unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,92	8,26	9,12
Consumo nas Unidades de Transporte e Armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,57	2,08	2,76	2,18
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,48	3,39	3,41
Oferta de Gás Nacional ao Mercado	23,42	22,32	21,82	29,01	21,61	24,60

Figura 101 – Balanço de consumo do gás natural (Milhões m³ / dia)

Fonte: Boletim do gás natural/MME

6.8 O gás natural um insumo energético

Segundo estimativas de especialistas através de um exercício bastante simples, admitindo-se que as reservas gasíferas brasileiras atinjam os 500 bilhões de metros cúbicos e nenhuma nova descoberta seja realizada no futuro, haveria gás nacional para produzir cerca de 90 milhões de m³/dia, ou seja, volumes equivalente a três gasodutos Bolívia-Brasil, operando com capacidade máxima, durante 15anos.

Pode-se argumentar que, encontrar um papel para o gás natural no Brasil tem um apelo estratégico muito maior. Trata-se de construir um caminho brasileiro em direção ao combustível do futuro. Vários autores têm procurado descrever as vantagens do gás natural enquanto combustível (SANTOS 2002).

O gás natural é mais leve do que o ar e, em caso de vazamento, deverá subir, reduzindo-se as possibilidades de acumulação e explosão (com vantagens em termos de segurança). Outra característica importante do gás natural, em especial daquele com maior concentração de metano, é a necessidade de uma energia de ativação maior para se iniciar a queima. Isto ressalta, uma vez mais, a segurança do gás em relação a outros combustíveis.

6.9 **Novos desafios para o gás natural**

As recentes descobertas de petróleo e gás natural no pré-sal oferecem condições ainda mais favoráveis para o Brasil adentrar na Era dos Combustíveis do Futuro e de suas vantagens tecnológicas.

Certamente que junto a grandes vantagens também há uma parcela de desafios, dentre eles o mais importante é o de se encontrar mercados que possam tirar proveito deste novo energético.

A primeira vista pode-se pensar que a ampla oferta de gás nacional poderá, finalmente, viabilizar o seu uso em termoelétricas. Enquanto que o gás boliviano apresentava grande incompatibilidade em relação à geração elétrica no Brasil, visto seu custo benefício.

Espera-se um comprometimento do governo no sentido de garantir um valor razoável ao gás doméstico, este teoricamente não será onerado pelas cláusulas contratuais que determinam o preço do gás em US dólar e o preço da eletricidade a ser vendida em moeda nacional. Se o gás nacional for estabelecido em Real, terão sido eliminados os riscos cambiais. A (Tabela 16) abaixo apresenta as formas mais comuns de estabelecimento de preço para o GNL – gás natural liquefeito.

Tabela 16 - Estabelecimento de preço para o GNL

Precificação Futura GNL	
Bacia Pacífica	Contratos de Long Term lastreados pelos barril de petróleo através de formulas e mecanismos de correção para amortecer os impactos das oscilações
Bacia Atlântica	Contratos de longo prazo lastreados nos mercados de preços dos USA e UK, com mecanismos de correção para amortecer os impactos das oscilações
GNL Spot	Lastreados em mercados referenciais incluindo algum mecanismo de premio para facilitar os “Swaps” de destino
Índia, Espanha, Itália Portugal	Um mix de contratos de longo prazo e negociações no mercado “spot”
Chile e Brasil (PB)	GNL flexível (redução do Take or Pay) para permitir arbitragem e despacho programado das termoeletricas, reservatórios e virtuais. Não prioriza o mercado industrial

Fonte: GÁS ENERGY

Um mercado muito atraente para as grandes reservas de gás natural, encontradas nas bacias sedimentares brasileiras, seria as cadeias de exportação marítima via GNL, transformando-se, portanto, em uma *commodity* internacional, com preços necessariamente atrelados ao dólar.

Qualquer queima de combustível fóssil contribuirá para a geração de gases de efeito estufa, com efeitos negativos no ambiente. Porém, com usos mais adequados e eficientes do gás natural, estar-se-á extraindo o máximo proveito da queima do gás, reduzindo-se, assim, efeitos ambientais negativos por unidade de energia útil gerada.

Conforme descrito por Santos (2002), com o resultado das últimas descobertas não se deve entender um quadro de suprimento de gás como uma situação de super oferta, mas de

encarar o gás natural como um recurso “*ambientalmente mais sustentável e economicamente mais viável*”, ainda que escasso. Acelerar sua queima desnecessária é antecipar custos sociais elevados para adaptação da matriz energética brasileira em uma conjuntura de maiores restrições ambientais globais.

A estratégia mais inteligente que cabe ao Brasil é de encontrar usos mais racionais para o gás, que permitam direcionar o crescimento industrial do país em setores específicos.

6.10 **Possíveis mercados de utilização para o gás natural**

Para ampliar o uso do gás natural na matriz energética nacional, o Brasil necessita valer-se da infraestrutura existente e estender a malha para assim suprir o mercado à maior parte de todo seu território. Além disso, é necessário desenvolver outros potenciais usos para o gás, isso exige uma estratégia de difusão rápida que poderá ser alcançada através de dutos, entretanto com a realidade nacional de falta desta infraestrutura, o governo deve adotar políticas mais efetivas para que se possa aproveitar todo o potencial recém descoberto do pré-sal.

Uma vez adotada uma visão mais criativa para a logística de transporte e distribuição do gás, pode-se, então, focar em um desafio maior, o de desenvolver se usos mais racionais para o gás no Brasil. Neste sentido, é fundamental que se encare a principal vocação do gás como sendo aquela de substituir a eletrotermia, principalmente em processos industriais.

A energia elétrica também é nobre. É uma forma de energia que pode ser transformada em qualquer outra com perdas mínimas. Porém, é um desperdício usá-la para aquecimento. É um desperdício porque a energia na forma de calor pode ser obtida com a queima direta de gases combustíveis. A transformação da energia físico-química do gás em calor não tem a mesma eficiência que a transformação da energia elétrica em calor, mas é maior que os 50% da transformação da mesma energia físico-química do gás em energia elétrica.

Com a queima direta do gás, pode-se chegar a eficiências de 60, 70, 80 e até 90%, dependendo do tipo de sofisticação de projeto e dos equipamentos utilizados nessa transformação. Se as companhias de distribuição de eletricidade tivessem sido realmente

responsáveis (e adequadamente penalizadas pelo governo) pela escassez de eletricidade aos seus consumidores em 2001, tais empresas teriam, provavelmente, doado um aquecedor de água a gás para todas as residências ou comércio que possuíssem aquecedor de água elétrico. Tal estratégia foi verificada na Califórnia, quando o colapso elétrico era iminente.

Outro ponto importante a ser considerado é que, no Brasil, por muito tempo, o planejamento energético conduziu sistematicamente a situações de abundância de eletricidade, com as grandes construções de hidrelétricas. Essas usinas, uma vez construídas, necessitavam gerar receitas para serem amortizadas. Para tanto, valeu-se de estratégias de fomento ao uso da energia elétrica, inclusive para aquecimento (residencial, comercial ou industrial). Esta cultura de geração de energia a partir das hidrelétricas desenvolveu praticamente na mesma época das crises do petróleo, ou seja, era mais barato usar a energia elétrica para aquecimento do que outra forma de combustível, como o gás natural.

Estando presente na realidade energética brasileira durante tantos anos, criou-se uma sociedade industrial com esse conceito arraigado. Por exemplo, ainda são restritos os esforços de pesquisa sobre as inúmeras possibilidades para substituir-se a energia elétrica por gases combustíveis nos processos industriais.

Essa realidade é insustentável e pode modificar-se rapidamente. A substituição da eletrotermia é uma forma de uso racional do gás natural, porém, não é a única. Outra solução desejável é a co-geração, ou seja, em processos onde ocorre à produção simultânea de calor e trabalho (que pode conduzir à geração de eletricidade). Na co-geração, a perda dos 50% da energia do gás é minimizada com a geração de calor e/ou frio e/ou dióxido de carbono.

Exemplo claro de processo de co-geração é aquele utilizado pela fábrica da Coca-Cola em Jundiaí, que utiliza todas as variações para produzir um conjunto sofisticado de utilidades. Vários segmentos da indústria e do comércio poderão viabilizar um projeto de co-geração. Tais iniciativas são complexas, exigindo ampla cooperação entre os agentes envolvidos e sistemas de parceria que permitam a distribuição de ganhos e riscos.

Projetos de micro co-geração podem ser desenvolvidos em hospitais, *shopping centers*, hotéis ou condomínios residenciais, porém, o conceito da co-geração deve ser ampliado para as escalas maiores dos projetos industriais. É impossível que a indústria

continue paralisada e na esperança de continuar convivendo com tarifas de eletricidade módicas, mas irrealis, pois são incapazes de garantir a expansão incontrolável da oferta de energia elétrica (nem com hidrelétricas e muito menos com termoelétricas).

Em países como Canadá, Rússia, entre outros, está consolidado o conceito através do qual o calor e o frio são comercializados e distribuídos (tendo a água e/ou vapor como meio de condução) da mesma forma que se distribui água, gás ou energia elétrica.

É fato que tais regiões necessitam muito de calor para calefação, contribuindo para viabilizar projetos de co-geração. Contudo, a produção de calor e frio é igualmente interessante. No Brasil alguns institutos já estudam estratégias de posicionar as usinas de co-geração próximas de agrupamentos industriais ou conjuntos de edifícios que demandem ar condicionado.

O uso do gás natural, enquanto matéria prima de processos industriais ao invés de combustível permite adicionar valor ao gás e reduzir suas barreiras intrínsecas de distribuição e transporte. Como já acontece em grande parte do mundo, como pode ser visto na (Figura 102) a seguir.

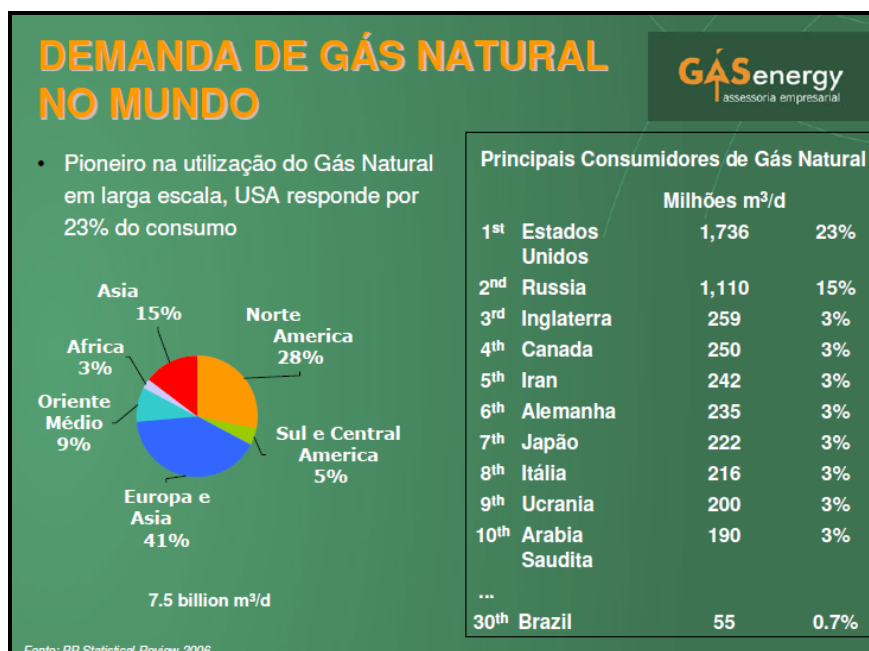


Figura 102 – Países consumidores de gás natural no mundo
Fonte: BP

A liquefação do metano em GNL já é um desses processos. A liquefação do gás natural pode facilitar o seu uso em veículos pesados, reduzindo os custos de compressão. O gás natural veicular (GNV) é vendido na forma comprimida (GNC), sendo apropriado na substituição da gasolina e álcool em veículos leves. No entanto, a grande contribuição do gás natural no transporte seria através da substituição do diesel.

Com a disseminação do GNL, é possível intensificar o uso do insumo em caminhões, ônibus e trens. O GNL é mais adequado para contornar o principal problema de perda de espaço útil dos porta-malas e do excesso de peso com cilindros de gás comprimido.

Além disso, a logística de distribuição de GNL assemelha-se aquela do diesel, não necessitando uma expansão conjunta das malhas de gasodutos. Devido os benefícios que este produto possui, a sua participação tem destaque em diversas matrizes energéticas nos países industrializados.

Com a descoberta de gás em Santos, o estado de São Paulo deveria apostar na estratégia de se transformar em um centro gás-químico, produzindo e exportando produtos das cadeias do plástico a partir do gás. Além de tornar sua indústria química mais competitiva, pois em projetos de grande escala o custo de produção do eteno a partir do gás natural tende a cair, estabelecer-se-á a estratégia mais adequada de valorização do gás de Santos.

Além da liquefação do gás, existem processos de síntese de produtos líquidos a partir do gás. A produção de metanol é a mais conhecida. O metanol, em tempos de escassez do álcool de cana de açúcar, foi importado tendo sido misturado ao álcool e distribuído nos postos de combustíveis.

Outros processos de síntese a partir do gás natural são genericamente denominados de GTL (do inglês *Gas-to-liquids*). São obtidos produtos similares àqueles retirados da destilação fracionada do petróleo, ou seja, o GLP, a gasolina, o querosene a nafta ou o diesel. A grande vantagem das plantas de GTL em relação a uma refinaria é que permitem ampliar o mercado para o gás natural em dois sentidos.

Em primeiro lugar, ao sintetizar-se em produtos líquidos, o gás pode usufruir-se de todo o sistema de transporte e distribuição de líquidos já existente no país. Reduz-se, portanto,

os grandes obstáculos de logística, que emperram o avanço do gás em um país sem adequada infraestrutura específica para produtos gasosos (Figura 103).



Figura 103 – Infraestrutura disponível para a logística do gás natural

Por outro lado, as plantas de GTL, diferentemente da refinaria, não geram como subproduto obrigatório os óleos combustíveis residuais, que têm seus preços depreciados e criam barreiras comerciais para a penetração do gás. E ainda, os produtos líquidos produzidos não contêm enxofre, fato extremamente importante aos grandes mercados.

O custo para construção de uma planta de GTL pode não ser viável em pequenas unidades, no entanto, no seio do maior mercado consumidor de produtos líquidos do país, pode-se vislumbrar uma unidade de produção de larga escala, tornando a economicamente mais viável.

O Brasil tem reduzido substancialmente sua importação de petróleo bruto, tendo se tornado auto-suficiente nos últimos anos.

Entretanto, a demanda por diesel é, ainda, o grande gargalo da nação, com importações crescentes (analogamente ao que se observa para o GLP). Com a expansão do uso do gás natural, incluindo GNL veicular, pode-se vislumbrar um acréscimo na participação dos mercados do GLP e do diesel. Por outro lado, com a síntese desses combustíveis a partir do gás natural, pode-se, definitivamente, sugerir um cenário no qual o Brasil tornar-se-á também auto-suficiente em diesel e GLP.

6.11 **Considerações preliminares**

A utilização do gás natural em termoelétricas é uma estratégia pobre e muito simplista, sendo que, no Brasil, é também economicamente pouco viável, pois jamais o gás encontrará ampla sustentabilidade para competir com a energia elétrica gerada em hidrelétricas, nas quais o custo do combustível é desprezível.

O uso e aplicação do gás devem almejar propósitos mais amplos, com maior valor agregado, incorporando tecnologias modernas e que também permitirão incrementos de competitividade em outros segmentos da indústria, ganhando em produtividade e capacidade de exportação, cujos benefícios mais que compensarão os custos adicionais com as estratégias de uso de gás mais caras.

Nesse texto procurou-se explorar algumas dessas estratégias, permitindo-se, no mínimo, sugerir temas que merecem uma análise mais aprofundada.

O Brasil necessita monetizar suas reservas de gás natural, incluindo aquelas recentemente descobertas na Bacia de Santos. Na verdade, deve-se procurar desenvolver projetos articulados, combinando diferentes zonas de suprimento de gás e expandindo a base de reservas, garantindo ofertas que se estenderão ao longo de grandes períodos variáveis entre 30 a 50 anos.

Tais projetos vão exigir soluções inteligentes, que promovam o consumo brasileiro de gás natural e foquem no melhor uso desse recurso, garantindo ganhos econômicos para as gerações presentes e futuras. Para tanto, o gás não pode ser encarado em sua mera dimensão energética.

7 O TRANSPORTE DO GÁS NATURAL

7.1 Infraestrutura de transporte para o gás natural

A infraestrutura brasileira de transporte de gás natural dispõe, atualmente, de 9.217 km de gasodutos, sendo que, destes, 2.233 km constituem instalações de transferência e 6.984 km representam a rede de transporte do energético os traçados podem ser vistos nas (Figura 104) (A), (B) e (C). No que concerne à rede de distribuição, de acordo com a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), até 2020 o Brasil deve chegar a 15.000 km de extensão.

Estes números refletem a relativa insipiência desta indústria no País, principalmente se comparada com mercados de gás desenvolvidos, tal qual a Argentina. De dimensões territoriais menores que a brasileira, em 2001, aquele país possuía segundo dados da Agência Internacional de Energia, 12.800 km de gasodutos de alta pressão (instalações de transporte) e 109.500 km de gasodutos de baixa pressão (rede de distribuição).

Cabe salientar, que a infraestrutura brasileira de transporte de gás é composta tanto por instalações que escoam o energético de origem nacional, quanto por redes que transportam produto importado da Bolívia e da Argentina.

Atores responsáveis pela cadeia do gás natural

Produtor - Pessoa Jurídica que possui a concessão do Estado para explorar e produzir gás natural em determinados blocos.

Carregador - Pessoa jurídica que detém o controle do gás natural, contrata o transportador para o serviço de transporte e negocia a venda deste junto às companhias distribuidoras.

Transportador - Pessoa jurídica autorizada pela ANP a operar as instalações de transporte.

Processador - Pessoa jurídica autorizada pela ANP a processar o gás natural.

Distribuidor - Pessoa jurídica que tem a concessão do estado para comercializar o gás natural junto aos consumidores finais (No Brasil a distribuição é monopólio dos governos estaduais)

Regulador - Figura do Estado representada pela ANP

Os gasodutos que escoam gás de origem nacional, cujo transportador é o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, são operados pela TRANSPETRO e somam 2.507 km de extensão.

Já o conjunto de gasodutos que escoam produto importado, é formado pelo Gasoduto Bolívia-Brasil (operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG), pelo Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (operado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. – TSB) e pelo Gasoduto Lateral Cuiabá (operado pela Gasocidente). Esta malha perfaz um total de 2.900 km.

Na (Figura 105), podem ser vistos alguns dados sobre os referidos Gasodutos, bem como as respectivas empresas transportadoras e a participação acionária das mesmas.

Para que haja um efetivo desenvolvimento no consumo de gás natural o fomento à infraestrutura de transporte está entre os maiores desafios a serem transpostos. Por tanto, é necessário o estabelecimento de um ambiente propício ao investimento, fundamentado, em grande medida, na transparência e clareza de regras.

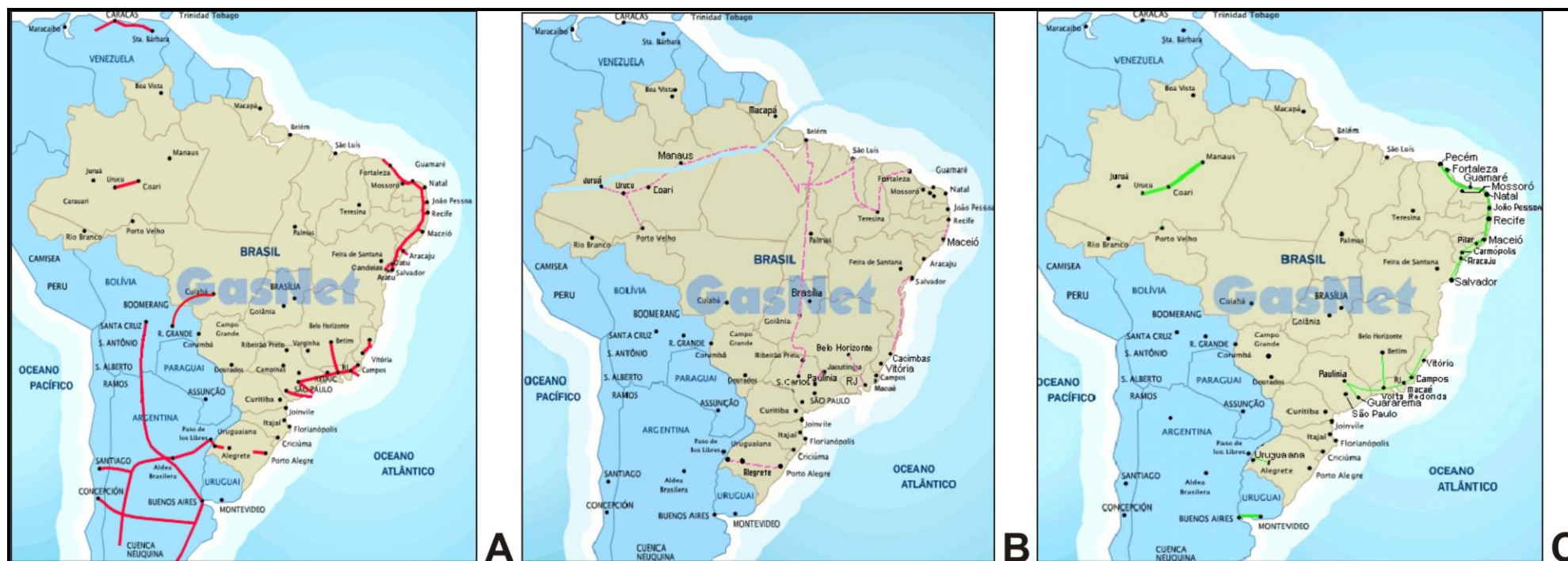


Figura 104 – a) Gasodutos em operação, b) Gasodutos projetados, c) Gasodutos em construção
 Fonte: GASNET

Gasoduto	Extensão ¹ (km)	Capacidade ² MM m ³ /dia	Transportador	Controle Acionário ³
Malha Sudeste	1.453	43,8	Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	TNS:100% Petrobras NTS: Mitsui & Co,Ltd. (40%), Itochu Corporation (30%), Mitsubishi Corporation (30%) NTN: idem NTS TRANSPETRO: 100% Petrobras
Malha Nordeste	1.886	21,6		
Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)	2.583	30,08	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG)	Gaspetro: 51%
				BBPP Holding: 29%
				Transredes: 12%
				Enron: 4%
Gasoduto Lateral Cuiabá	267	2,8	Gasocidente do Mato Grosso (GASMAT)	Shell: 4%
				Enron: 50%
Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	Trecho I: 25 Trecho II: 565 (em construção) Trecho III: 25	9,2	Transportadora Sul Brasileira de Gás (TSB)	Shell: 50%
				Repsol YPF: 15%
				TotalFinaElf: 25%
				TECGAS: 15%
				IPIRANGA: 20%
				GASPETRO: 25%

Figura 105 - Infraestrutura e empresas de transporte de gás natural no Brasil
Fonte: ANP

(¹)As extensões atinentes às Malhas Sudeste e Nordeste, refere-se à soma da quilometragem dos dutos existentes e dos projetos de expansão, quais sejam, Gasodutos Campinas – Rio (Sudeste) e GASFOR II (Nordeste).

(²) As capacidades de transporte das Malhas Sudeste e Nordeste, referem-se àquelas contratadas pela PETROBRAS, até 2024, constantes dos Contratos firmados entre a estatal petrolífera e o Consórcio Malhas Sudeste Nordeste.

(³) No que tange à participação acionária da TBG, vale esclarecer que a BBPP Holdings é formada pela British Gas, El Paso Energy e BHP, cada qual detendo 1/3 das ações da mesma. Já a Transredes tem como seus acionistas os Fundos de Pensão Bolivianos (50%), a Enron (25%) e a Shell (25%).

7.1.1 Aspectos gerais dos contratos de transporte no Brasil

Longos Prazos de Vigência

Inicialmente vale notar que os Contratos de Compra e Venda de gás natural firmado entre os agentes atuantes nesta indústria, tanto no em âmbito nacional quanto no internacional, possuem, em geral, longos prazos de vigência.

Os contratos de longo prazo procuram garantir o retorno dos investimentos realizados no setor, assim como a viabilização de financiamentos destinados a projetos de infraestrutura de escoamento de gás. Esta sustentação procede, sobretudo, em mercados pouco maduros, tal

como o brasileiro, nos quais predominam incertezas e é grande a percepção dos riscos em torno de sua evolução.

Garantias

Os Contratos de Transporte estabelecem cláusulas cujo objetivo é assegurar um fluxo de caixa mínimo aos investidores no segmento de transporte, as quais são definidas como Cláusulas *Ship-or-Pay/SOP* (Cláusula incluída nos contratos de transporte de gás natural segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, são obrigados a pagar pelo transporte do gás mesmo no caso de o gás não ser transportado).

Faz parte da lógica dessa atividade a contratação da capacidade de transporte no gasoduto e não a simples movimentação do energético. Tal aspecto deriva da necessidade de se garantir o retorno dos investimentos em infraestrutura, estabelecendo a obrigação de pagamento ao Transportador por uma capacidade mínima de transporte contratada, mesmo que não utilizada pelo Carregador. Este último, em contrapartida, assegura a entrega do gás nos pontos indicados e de acordo com os termos de seu Contrato com o transportador.

Tanto as Cláusulas *SOP* como as Cláusulas *Take-or-Pay /TOP* (cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente de retirá-la) referem-se aos Contratos de Compra e Venda de gás natural e são consideradas o principal mecanismo contratual de repasse dos compromissos assumidos ao longo da cadeia de valor do energético até o consumidor final.

Por intermédio delas assegura-se um fluxo de caixa mínimo aos agentes supridores e transportadores de gás, de forma que os mesmos mitiguem riscos e administrem incertezas inerentes a essa indústria, principalmente, em mercados em desenvolvimento.

7.2 **Alternativas para excesso de oferta e reduzida demanda**

7.2.1 Estocagem subterrânea

A estocagem subterrânea ou geológica de gás natural é uma técnica largamente empregada em países da América do Norte e da Europa como um processo que visa adequar o suprimento, geralmente proveniente de grandes dutos, às demandas variáveis dos mercados, as quais dependem de fatores diversos tais como o clima, a estação do ano, dentre outros.

Nestas nações, a técnica permite um eficiente aproveitamento do sistema de produção e transporte de gás natural, uma vez que seriam necessárias novas instalações de produção ou gasodutos de maior capacidade para atender às demandas mais altas do inverno, capacidades incrementais estas que permaneceriam ociosas no verão, período de menor consumo. São predominantemente utilizadas três estruturas para a estocagem: campos depletados de óleo ou gás, aquíferos e cavidades salinas

A escolha do tipo de estocagem mais adequado dependerá tanto das estruturas geológicas disponíveis como do próprio objetivo do armazenamento seja ele para manter grandes volumes estocados ou garantir alta taxa de retorno na entrega em casos de picos de demanda.

A estocagem subterrânea ou estocagem geológica é um eficiente processo que visa adequar o constante suprimento de gás natural, geralmente proveniente de grandes dutos, às demandas variáveis dos mercados, as quais dependem de fatores diversos tais como o clima, a estação do ano e as vantagens econômicas que podem ser auferidas ao se controlar o volume de gás ofertado, o Brasil poderia ter se beneficiado este tipo de armazenamento se houvesse interesse do governo federal em fazer estoque deste insumo por ocasião do contrato com a Bolívia.

Uma instalação de estocagem subterrânea visa suprir picos incomuns de demanda, muito frequentes em estações mais frias de países de clima temperado, e garantir o fornecimento, em casos de interrupção do suprimento provocado por problemas técnicos ou fatores políticos. Esses objetivos variam de acordo com o país, suas características climáticas e, também, de acordo com a produção, reservas e consumo nacional do energético.

Embora inexistente no Brasil, o uso da estocagem subterrânea no mundo é tão antigo quanto o desenvolvimento dos grandes gasodutos. Em 1915, foi realizado, com sucesso, o primeiro armazenamento subterrâneo de gás natural em Welland County, no Canadá. Logo em seguida, em 1916, os Estados Unidos construíram sua primeira instalação para estocagem geológica de gás natural. Desde então, o número de instalações tem se multiplicado pelo mundo, chegando a cerca de 630 em 2001, segundo dados da Cidegas.

7.2.1.1 Diferentes tipos de estocagem

O armazenamento ou estocagem subterrânea de gás natural podem ser realizados de três tipos em estruturas geológicas: campos depletados ou exauridos de óleo ou gás natural, aquíferos e cavidades em domos salinos. Cada uma dessas estruturas possui características físicas e econômicas próprias tais como porosidade, permeabilidade, capacidade de retenção (físicas), custos de instalação e manutenção do sítio, taxas de retirada (*deliverability*) e capacidade de realização de ciclos (armazenar /injetar e retirar o gás).

Diversas são os estudos realizados no Brasil através de projetos de pesquisa subsidiada pela Petrobras em parceria com centros de pesquisa e universidades com a finalidade de mapear e localizar os locais mais apropriados para o armazenamento de gás natural.

Os estudos visam estabelecer critérios que possam nortear a sustentabilidade dessas instalações, bem como sua finalidade: atender demandas sazonais ou picos de emergência.

Visto que, esses diversos tipos de instalações possuem diferentes capacidades de armazenamento total de gás e gás de trabalho (*working gas*, que corresponde ao volume armazenado que pode ser efetivamente movimentado) e diferentes necessidades de gás de colchão (*cushion gas*, que é o volume de gás que não pode ser recuperado e que serve para manter a pressão no reservatório) TEK, 1996.

O armazenamento em campos depletados é a forma mais simples e comum de estocagem geológica. Consiste-se de um reservatório que já produziu petróleo ou gás, formado por estruturas rochosas permeáveis e porosas confinadas por rochas selantes de baixa

permeabilidade e/ou água. Este tipo de estocagem é o mais fácil de ser implementado, uma vez que já se tem um acervo de conhecimento geológico significativo proveniente das investigações sísmicas realizadas nas etapas de exploração e produção do campo. No entanto, nem todo reservatório depletado pode vir a ser utilizado para estocagem de gás.

Tornam-se necessários à aquisição de linhas sísmicas, uma vez que a estocagem requer alta permeabilidade, já que as taxas de retirada de gás são bem maiores que as anteriormente praticadas durante a produção. Existem estocagens em campos depletados tanto próximas a áreas produtoras como a regiões consumidoras TIRATSOO, 1972.

Outra opção utilizada é o armazenamento em aquíferos que são estruturas utilizadas quando não existem campos depletados de óleo ou gás disponíveis, uma vez que é mais custoso desenvolvê-las e mantê-las para a estocagem. São geralmente preteridos, pois sua estrutura geológica, capa selante, porosidade e permeabilidade não são conhecidas a priori, além de ser necessário construir toda a instalação, ou seja, poços, compressores etc., equipamentos estes que, em campos depletados, podem ser reaproveitados da fase de produção. Aquíferos têm sido desenvolvidos em áreas próximas aos mercados consumidores.

A terceira opção é em caverna ou domo salino, entretanto a estocagem de gás é mais cara, se comparado ao custo de preparo de um campo depletado ou aquífero. Sua operação e manutenção, no entanto, são mais fáceis, dentre as três estruturas consideradas. Estas instalações de estocagem caracterizam-se por sua alta taxa de entrega e o grande número de ciclos que podem realizar por ano, além de serem extremamente importantes para suprir picos diários de demanda.

Existem ainda outros tipos de estruturas utilizadas para armazenamento subterrâneo de gás natural, como cavernas rochosas e minas desativadas. No entanto, sua utilização ainda é pouco significativa e, portanto, não serão consideradas no escopo do presente trabalho.

7.3 **O armazenamento subterrâneo de gás natural no mundo**

Os países que mais possuem reservatórios subterrâneos são: Estados Unidos e boa parte da Europa este fato se deve principalmente pelo grau de maturidade destes mercados para o consumo deste energético. Não é surpresa, que tais regiões abriguem, atualmente, a quase totalidade das instalações de armazenamento existentes.

As (Tabelas 17 e 18), a seguir, apresentam a distribuição da quantidade e dos tipos de instalações de armazenamento existentes no mundo em 1969 e em 1999. Em ambos os períodos amostrados, os EUA Figuram como o país com a maior quantidade de instalações em operação no mundo.

Devido ao baixo custo de implementação, maior disponibilidade de dados sísmicos e maior rapidez de instalação, nos dois períodos considerados, predominam as estocagens subterrâneas realizadas em campos depletados seguidas pelos aquíferos e cavidades salinas.

Comparando-se as tabelas construídas para os anos de 1969 e 1999, observamos que o armazenamento de gás em cavidades salinas diminuiu, enquanto a utilização dos campos depletados passaram a predominar, perfazendo, respectivamente, 82,6% e 77,1% do total. Instalações em cavidades salinas cresceram, em número, no mesmo período, de 1,4% para 9,8% do total enquanto que a participação dos aquíferos caiu de 16,0% para 12,5%.

Tabela 17 - Tipos de estocagem subterrânea de gás natural no mundo em 1969

País	Campos Depletados	Aqüíferos	Cavidades Salinas	Total
EUA	275	43	1	319
Canadá	12	-	3	15
Áustria	1	-	-	1
Grã-Bretanha	-	-	1	1
Checoslováquia	-	1	-	1
França	-	4	-	4
Alemanha	-	6	-	6
Itália	4	-	-	4
Polônia	2	-	-	2
Romênia	1	-	-	1
Ex-URSS	4	4	-	8
Total	299	58	5	362

Fonte: TIRATSOO, 1972.

Tabela 18 - Tipos de estocagem subterrânea de gás natural no mundo em 1999

País	Campos Depletados	Aqüíferos	Cavidades Salinas	Total
EUA	342	39	29	410
Canadá	32	-	7	39
Áustria	5	-	-	5
Bélgica	-	1	-	1
Dinamarca	-	1	1	2
França	-	12	3	15
Alemanha	13	9	16	38
Itália	9	-	-	9
Holanda	3	-	-	3
Espanha	2	-	-	2
Grã-Bretanha	1	-	1	2
Bulgária	1	-	-	1
Croácia	1	-	-	1
República Checa	3	1	-	4
Hungria	5	-	-	5
Polônia	4	-	1	5
Romênia	4	-	-	4
Eslováquia	1	-	-	1
Ex-URSS	34	12	1	47
Austrália	4	-	-	4
Total	464	75	59	602

Fonte: CEDIGAZ, 2000.

Em 2004, o consumo de gás natural no Brasil, 6,4 % do total de energia utilizada, pode ainda ser considerado baixo, se comparado à média mundial de 23,7% ou à média dos países considerados neste trabalho (MME, 2005) (BP, 2005). No entanto, a participação do gás na matriz energética tem aumentado significativamente nos últimos anos, acompanhada de desenvolvimento na infraestrutura de tratamento, movimentação e distribuição.

Tendo em vista este crescimento, bem como o início da operação do Gasbol em 1999 e conseqüente aumento da dependência do Brasil em relação ao gás boliviano, suas recentes crises e incertezas em relação à garantia do abastecimento e o racionamento elétrico em 2001, estudos recentes têm sido feitos de forma a prospectar estruturas geológicas que possam servir como armazenagens estratégicas do energético APPI, 2005.

Em abril de 2006 o MME criou o Grupo Técnico para elaborar parecer quanto a estocagem subterrânea de gás natural, sendo que os primeiros estudos de prospecção de estruturas realizados no Brasil indicam os aquíferos como formações disponíveis mais propícias a armazenar gás natural, por existirem próximas a mercados consumidores. Aquíferos necessitam de estudos e controles mais aprofundados para serem empregados como sítios de armazenagem.

Para Appi (2005) Infelizmente projetos de armazenagem subterrânea em aquíferos exigem um médio prazo, em média 6 anos, para sua implantação e como este não foi considerado prioritário naquele momento (2001) acabou não sendo implementado, nas (Tabela 19 e 20) podemos ver uma simulação de capacidade de armazenamento e custo para cada tipo de estocagem.

Tabela 19 - Comparação entre características físicas da estocagem

	Classe 1 ⁽¹⁾	Classe 2 ⁽²⁾
Capacidade ^(A) em milhões de m ³ .	30 a 150	100 a 7.000
Gás Útil, em milhões de m ³ .	20 a 110	50 a 4.200
Gás Útil:Gás de Base	1:0,5 a 1:0,2	1:1 a 1:2
Fluxo de Retirada/dia (% de Gás Útil)	1 a 10	1 a 5
Profundidade (m)	400 a 1800	400 a 3.000
Pressão (bar)	70 a 300	30 a 320
Porosidade (%)	-	10 a 25
Permeabilidade (mDarcy)	-	20 a 3

Fonte: Adaptado de APPI, GORAIEB e IYOMASA, 2005.

(A) Capacidade de uma caverna (um sítio de armazenamento em cavidades salinas pode ser formado por várias cavernas).

(1) Cavidades salinas e minas abandonadas.

(2) Aquíferos e reservatórios exauridos.

Tabela 20 - Comparação entre custos de estocagem

Custos	Campos depletados	Aquíferos	Cavidades salinas
Investimentos (US\$/m ³)	0,05 a 0,25	0,3 a 0,5	0,4 a 0,7
Operação (US\$/m ³)	0,01 a 0,03	0,01 a 0,03	0,01 a 0,1

Fonte: Adaptado de SOFREGAZ, 2003

Ainda segundo Appi (2005) o Brasil tem hoje uma economia estável e sólida e, portanto podendo inovar, apostando em projetos estratégicos ousados, visando o longo prazo e com visão de futuro. Por exemplo, a de realizar projeto para a transferência de parte das reservas gigantes de hidratos de metano, hoje no fundo do mar, na nossa margem atlântica, para armazenagens subterrâneas seguras que, sem dúvida ajudarão a garantir energia e conduzir o país ao verdadeiro crescimento de modo sustentável.

Estes estudos, de caráter econômico-tecnológico preliminar, buscaram identificar estruturas próximas a mercados consumidores mais desenvolvidos e ao Gasbol, o que levou a aquíferos situados na Bacia do Paraná, no estado de São Paulo.

Assim, dentre os países avaliados, possivelmente a estrutura da indústria de gás brasileira, caso venha a ser desenvolvida, mais se assemelhará à francesa, ou seja: predominância da utilização da estocagem em aquíferos próximos a zonas consumidoras, distantes de áreas produtoras e de objetivo estratégico, assegurando o suprimento de gás estrangeiro proveniente de grandes gasodutos, mesmo que estes venham a falhar.

Não se aplicaria, no entanto, a sazonalidade climática, importante fator de estímulo na França para o desenvolvimento de suas instalações e o fato de o Brasil ter aumentado nas últimas décadas sua produção de gás.

Em relação a reservatórios depletados de óleo e gás, os campos *onshore* da Região Nordeste poderiam vir a ser alvos de pesquisas. Não foram encontrados, no entanto, estudos que avaliassem seu potencial.

As nações avaliadas possuem como característica comum, o alto nível de desenvolvimento de seus mercados de gás, seja como grandes produtores (EUA, Canadá, Rússia), importadores (EUA, Alemanha, França, Itália), consumidores (EUA, Canadá, França, Alemanha, Itália, Rússia) ou exportadores (Rússia, Canadá). Além disso, em muitos deles, especialmente nos EUA, Canadá e Rússia, o início do desenvolvimento da infraestrutura de gás remonta ao começo do século XX.

Tendo uma perspectiva de futuro, o mercado interruptível no Brasil provavelmente terá características bastante distintas das observadas em mercados maduros. Nestes mercados, o sistema de transporte dimensionado para movimentar a demanda de pico que ocorre durante o inverno, quando há um elevado consumo para calefação de ambientes, apresenta grande ociosidade em outras épocas do ano. No Brasil, uma possível ociosidade de capacidade dos gasodutos seria decorrente do não despacho de usinas termelétricas.

Esse fato tem, pelo menos, duas implicações:

- A previsibilidade das interrupções será menor, uma vez que dependerá da situação hidrológica do país; e
- A ociosidade durante os períodos de não despacho das usinas termelétricas será muito maior do que o mercado seria capaz de absorver,
- considerando como parâmetro de comparação o mercado consumidor atual e projeções.

A prestação desta modalidade de serviço tornou-se obrigatória pela regulamentação da ANP, existindo atualmente apenas um contrato interruptível assinado para o transporte de gás natural.

Estes dois fatores reunidos mostraram-se importantes estímulos para o aparecimento e crescimento da técnica da estocagem subterrânea nestes países. (Figura 106)

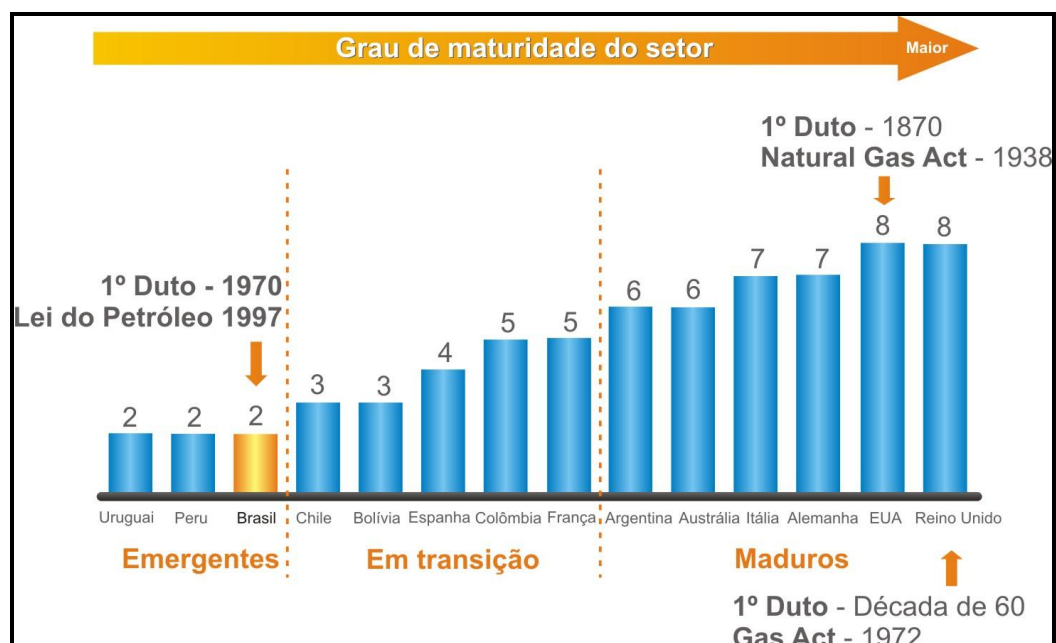


Figura 106 – O Brasil em 1997 apresentava uma situação emergente, já em 2008, se encontrava no estágio de transição.

Fontes: UFRJ / Petrobras

No entanto, a característica mais comum a todas as nações analisadas refere-se a sazonalidade da demanda relacionada às típicas variações climáticas das zonas temperadas do planeta. A intensa participação dos setores comercial e residencial na matriz de consumo de gás dos países verificados, setores estes sensíveis ao clima por utilizarem o energético para aquecimento de ambientes, mostrou-se como um dos maiores incentivos para o investimento em pesquisa e instalação de sítios de armazenamento de gás natural subterrâneos. Finalmente, tem-se a disponibilidade de estruturas geológicas como fator viabilizador do desenvolvimento dessas instalações.

A utilização de campos depletados mostrou-se predominante nas grandes nações produtoras de gás natural: EUA, Canadá e Rússia. Na Itália e na Alemanha, esse tipo de estocagem também se mostrou importante e, de fato, estes países possuem produção significativa do energético na Europa, atingindo, respectivamente, 17,7 e 13,7 bilhões de m³ em 2004 (BP, 2005). São números modestos se comparados ao Reino Unido e à Noruega, que registraram 102,9 e 73,1 bilhões de m³ no mesmo ano. No entanto, seu destaque não é tão expressivo na área de armazenamento devido à localização *offshore* desta produção no Mar do Norte.

Aqüíferos foram predominantes na França, que necessita de estoques estratégicos e não possui campos *onshore* depletados aproveitáveis como estocagens. As cavidades salinas apareceram em mercados competitivos (EUA, Canadá e Alemanha). Especialmente nos EUA, a alta taxa de entrega das armazenagens em cavidades salinas são importantes para arbitrar os preços do gás natural, aumentando-se a oferta e promovendo a queda de seu preço ou o inverso. Em relação à regulação da atividade de estocagem, foi comum a Figura do livre acesso ou acesso negociado em nações como os EUA, a Alemanha, a França e a Itália.

Pelo exposto, pôde-se perceber a importância da estocagem subterrânea na formação das mais desenvolvidas infraestruturas de transporte e comercialização de gás natural do mundo. É interessante, portanto, a continuidade de estudos para verificar a disponibilidade de estruturas geológicas em países onde esta técnica possa vir a ser vantajosa para o mercado de gás natural, como no Brasil.