

A Questão do Gás na América do Sul

Giuseppe Bacocoli*

1 - O Gás Natural no Mundo.

Todos os volumes de reservas, produção e consumo de gás natural no mundo e na América do Sul aqui apresentados têm por base os dados extraídos da Revista Estatística da Companhia British Petroleum (BP Statistical Review – Junho de 2006). Como pode se observar na **Figura 1**, abaixo, no final do ano passado as principais reservas de gás natural do mundo situavam-se primeiramente no Oriente Médio (72 Tcm – Trilhões de metros cúbicos) e, depois, na Área da Europa & Eurásia (64 Tcm), na realidade concentradas em sua maior parte na região correspondente à Rússia (Sibéria). Com apenas cerca de 7 Tcm a América do Sul e Central contribuía com apenas cerca de 4% (3,9%) do total das **reservas mundiais**. Recorde-se que com reservas provadas de petróleo superiores aos 103 bilhões de barris, a América do Sul e Central contribuía com mais de 8% dos volumes de reservas de petróleo do mundo.

Poderia aqui se questionar se o continente sul americano seria relativamente mais pobre em gás natural do que em petróleo por questões geológicas naturais e intrínsecas ou se, de fato, não houve grande preocupação, até o momento, na exploração do gás natural por falta de mercados locais e, por conseguinte, falta de atratividade econômica para a venda do produto, até hoje ainda considerado de difícil transporte em grandes volumes e a grandes distâncias, em que pesem as soluções tecnológicas já encontradas.

* Geólogo de Petróleo – Pesquisador Visitante da COPPE / UFRJ (ANP PRH 02)

Provedor reservas at final 2005
Trillion cubic metres



Figura 1 – Distribuição das **reservas** provadas de gás natural no mundo no final de 2005 (BP Statistical Review). Observe-se, até esta data, a relativa pequena contribuição da América do Sul e Central no contexto das reservas provadas mundiais contribuindo com apenas cerca de 7Tcm, correspondentes a cerca de 4% das reservas mundiais.

A América do Sul e Central contribui, em termos mundiais com apenas cerca de 5% (4,9%) da **produção** de gás natural e 4,5% do consumo. Com excedentes tanto de petróleo líquido, quanto de gás natural, a América do Sul se configura, atualmente, como uma região exportadora de energia sob a forma de hidrocarbonetos naturais para o Hemisfério Norte.

Tanto em termos de produção mundial, quanto de consumo mundial (**Figuras 2 e 3**), o gás natural assume hoje aspectos muito relevantes somente nas regiões América do Norte (27,2% da produção e 28,2% do consumo), Europa & Eurásia (38,4% da produção e 40,8% do consumo) e, secundariamente, na Ásia Pacífico (13,0% da produção e 14,8% do consumo). Observe-se que estas três regiões apresentam percentagens de consumo regularmente superiores às de produção, caracterizando-se assim como regiões importadoras de gás natural, particularmente sob a forma de Gás Natural Liquefeito (GNL).

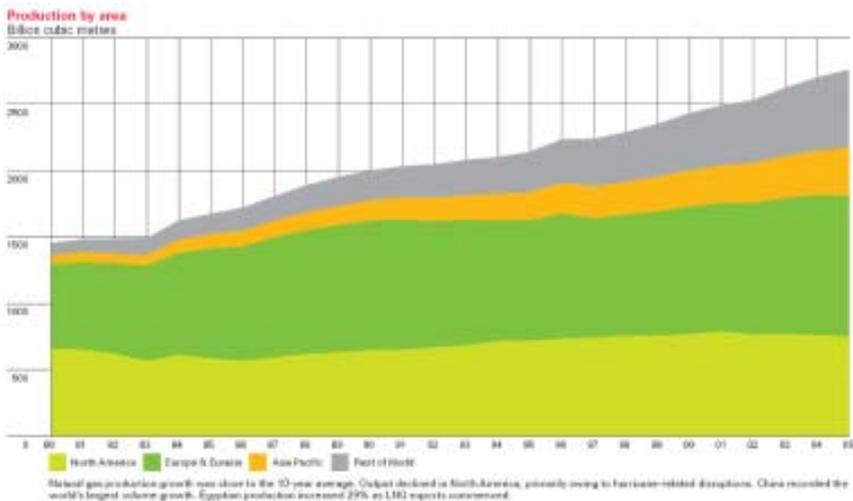


Figura 2 -Evolução da **produção** mundial de gás natural (BP Statistical Review). Observe-se, o grande destaque da América do Norte, da Europa & Eurásia e da Ásia Pacífico totalizando bem 78,6% da produção mundial, em 2005.

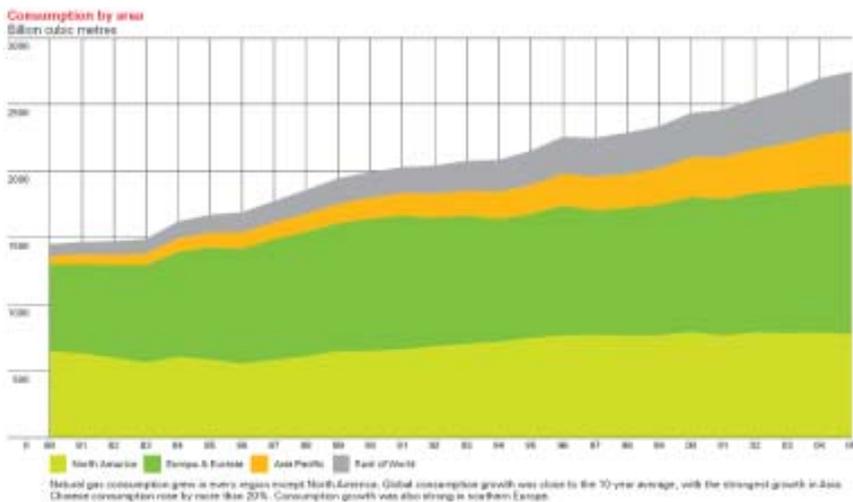


Figura 3 –Evolução do **consumo** mundial de gás natural (BP Statistical Review). Observe-se, o grande destaque da América do Norte, da Europa & Eurásia e da Ásia Pacífico totalizando nada menos do que 83,8% do consumo mundial, em 2005.

Através destes dados pode-se verificar como, no mundo, até hoje o gás natural ainda é praticamente um recursos energético quase que exclusivo dos países mais ricos, situados nestas grandes regiões geográficas. Volumes muito significativos de gás natural já foram descobertos em outras regiões do mundo, mais afastadas dos atuais mercados e já estão sendo exportados ou aguardam a implementação de facilidades para tanto, como pode se verificar no gráfico de razões Reserva / Produção (R/P) para gás natural da **Figura 4**, abaixo.

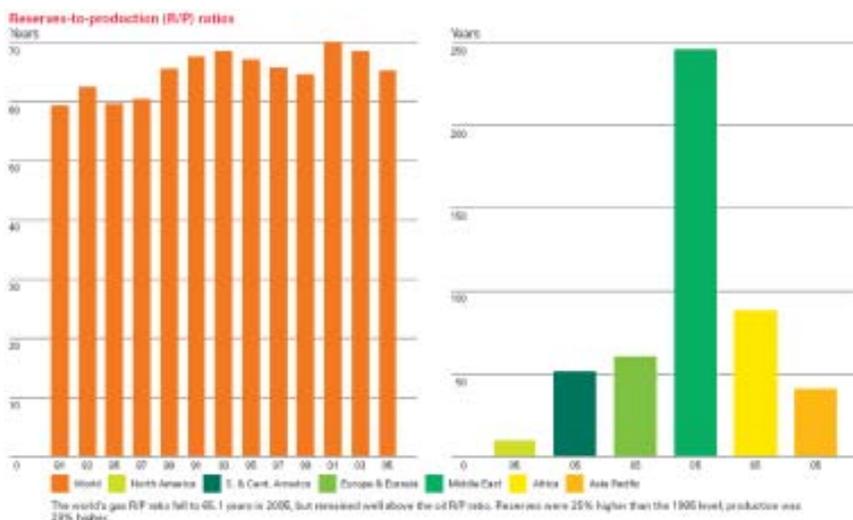


Figura 4 –Evolução da relação Reserva / Produção (R/P) de gás natural (BP Statistical Review). A R/P mundial situada acima do valor 60 significa que as atuais reservas mundiais provadas de gás natural seriam suficientes para manter os atuais níveis de produção durante mais de 60 anos, mesmo que nada mais viesse a ser descoberto. (A atual R/P mundial para o petróleo é de 40 anos). No entanto, esta mesma razão é de mais de 200 anos no Oriente Médio e de quase 90 anos na África onde existem grandes volumes descobertos ainda sem produzir. Esta R/P é de 60, média mundial, para a Europa & Eurásia, cerca de 52 para a América do Sul e Central, 41 para a Ásia Pacífico e apenas cerca de 10 anos para a América do Norte.

Nestas condições verifica-se o quanto será importante encontrar, a curto prazo, soluções tecnológicas para viabilizar o transporte de grandes volumes de gás natural a grandes distâncias. Em terra firme o gás natural é normalmente transportado através de gasodutos. Os exemplos mais importantes são os grandes gasodutos da América do Norte, que levam o gás natural do Canadá para os Estados Unidos e dos Estados Unidos para o México. Existem também grandes gasodutos na Europa, principalmente interligando os campos produtores da Sibéria, na Rússia, com toda a Europa Ocidental.

Outra alternativa é a de refrigerar o gás natural até transformá-lo em metano líquido a cerca de -160°C (cento e sessenta graus negativos). Nestas condições, o gás natural, ocupando um volume 600 vezes menor, pode ser transportado em navios especiais – normalmente grandes navios de casco duplo, com tanques capazes de conter o metano líquido (Gás Natural Liquefeito ou GNL). Estes navios podem transportar o GNL a grandes distâncias, atingindo praticamente todos os mercados do mundo. No destino, o GNL é transformado novamente em gás, através de plantas de vaporização ou de re-gaseificação que, no processo, produzem frio, sendo por isso denominadas plantas criogênicas. Este processo, de tecnologia totalmente dominada desde os anos 50, permite o abastecimento de mercados como o dos Estados Unidos, Japão e Europa Ocidental com relativa segurança, integridade operacional e preços bastante competitivos. Para reduzir riscos, os portos receptores de GNL estão sendo construídos em regiões pouco habitadas e/ou em instalações flutuantes, localizadas no mar (*offshore*). O mercado mundial de GNL vem sendo muito aquecido nos últimos anos, já existem centenas de navios e muitos outros estão sendo construídos. De acordo com os especialistas do setor, em breve o GNL será capaz de transformar o gás natural em mais uma *commodity*, semelhante ao petróleo, com mercado e preço fixado em bolsas internacionais.

Na **Figura 5**, abaixo, os cuidados da Guarda Costeira norte-americana no acompanhamento das operações de descarga de um navio metaneiro num terminal. Depois dia 11 de setembro, cresceu nos EUA o temor de eventuais ataques terroristas a navios metaneiros. Além de toda uma regulação específica, os novos terminais estão sendo construídos predominantemente em facilidades *offshore*. Mesmo assim, há entidades não governamentais lutando hoje contra a importação de GNL, enquanto as companhias petrolíferas insistem em defender a segurança do manuseio adequado do produto. Já que o Brasil parece já ter optado pela importação do GNL, convém, no entanto, respeitar algumas normas de segurança. Por exemplo, o desembarque de GNL dentro da Baía da Guanabara configura-se, em princípio, como pouco recomendável, por questões de segurança.



Figura 5 – Operações de desembarque de GNL em terminal norte-americano acompanhadas de perto pela Guarda Costeira, dado o receio de atos terroristas (Foto: US Coast Guard).

Já há muitos anos, discute-se na Petrobras a eventual importação de GNL. Principalmente para portos da Região Nordeste brasileira a partir de terminais de liquefação existentes na costa da Nigéria, que hoje exportam para a Europa. Existem também plantas de liquefação e exportação de GNL em Trinidad-Tobago. Um grande complexo de GNL chegou a ser projetado para a costa venezuelana, no Projeto Mariscal – Sucre, ainda em fase de estudos. Enormes plantas de GNL, estão sendo construídas no Oriente Médio, especialmente no Qatar, por possuir enormes reservas de gás natural, ainda sem aproveitamento (**Figura 6**).

Na América do Sul, um projeto para levar o gás da Bolívia por gasoduto até a costa do norte do Chile, onde seria transformado em GNL, para envio para a costa da Califórnia, nos EUA, acabou sendo, por várias razões (diferenças tradicionais com o Chile, por impedir à Bolívia o acesso ao mar e destino final do gás, entre outras), um dos estopins da eclosão da “Guerra do Gás” com atos de revolta popular.

No Peru está sendo construído um gasoduto transandino, para o aproveitamento do gás proveniente das jazidas de Camisea, na Amazônia Peruana, próximo à fronteira do Brasil, que será liquefeito numa planta no litoral do Oceano Pacífico e exportado para os EUA.

No Brasil, após a recente e importante descoberta das grandes reservas de gás na Bacia de Santos, principalmente no Campo de Mexilhão, houve quem falasse numa eventual liquefação de parte deste gás para exportação.

A questão da transformação do gás natural em GNL apresenta aspectos estratégicos positivos e negativos. Se, por um lado, permite que o gás natural possa atingir os mercados, mesmo os mais distantes, transformando-se numa nova *commodity*, por outro, também permite o deslocamento do importante insumo para os maiores mercados consumidores, com possíveis ameaças aos tradicionais mercados regionais, como o da América do Sul. Não fossem os antecedentes que

levaram à “Guerra do Gás” na Bolívia, o gás natural do país vizinho poderia hoje estar sendo exportado para os EUA, via GNL, quiçá colocando em risco o suprimento do Brasil.



Figura 6 – Principais rotas atuais no comércio mundial de gás natural (BP Statistical Review). Observem-se, em vermelho, as rotas dos grandes gasodutos que transportam o gás natural nos mercados regionais da América do Norte, Europa & Eurásia e América do Sul e, em azul, as principais rotas de GNL (Liquid Natural Gas: LNG em inglês). Quanto a este último a grande diversificação dos fornecedores impede o estabelecimento de dependências. O Japão, apenas como exemplo, vem comprando GNL de oito fornecedores distintos.

O transporte do gás natural, sob a forma de GNL está apresentando, nos últimos anos, um crescimento maior daquele do transporte por grande gasodutos, que tende a ficar restrito para o suprimento dos velhos mercados regionais, como indicado na **Figura 7**

Natural Gas Trade

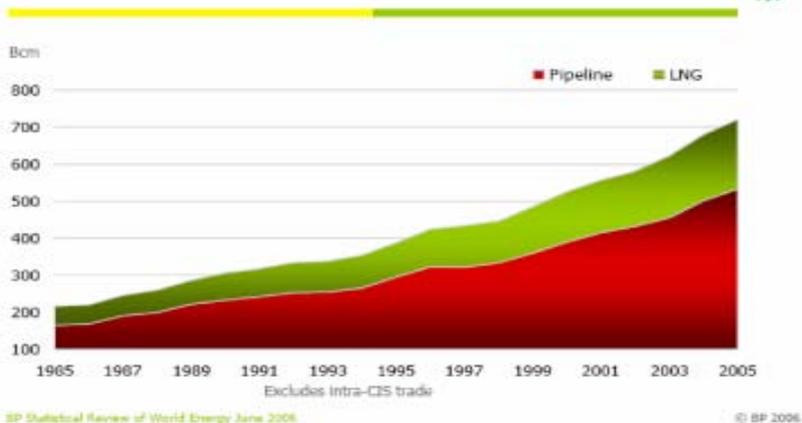


Figura 7 – Evolução da comercialização internacional de gás natural via gasoduto, em vermelho, e via LNG, em verde (BP Statistical Review). Nos últimos anos, o comércio internacional via GNL está crescendo a taxas maiores do que o por gasodutos.

1 - O Gás Natural na América do Sul.

A partir dos dados fornecidos pela BP (BP Statistical Review) consideraram-se os dados de reservas provadas, produção e consumo referentes aos principais países da América do Sul e Central. Quanto aos países da América Central, apenas Trinidad-Tobago foi mantida com certo destaque, por seu significado e proximidade com a América do Sul. Nos demais casos, os países ficaram sem identificação, dentro da categoria outros.

Esta análise abordará, então, os dados de reservas provadas, produção e consumo do continente recordando que, em termos mundiais, todos estes volumes são pouco significativos, quando comparados com aqueles dos três mercados principais, situados no Hemisfério Norte. O consumo do gás natural pode ser tomado como excelente indicador do desenvolvimento industrial de um país, ou de toda uma região. Além de apresentar, em relação a outros combustíveis, grandes vantagens ambientais, o gás natural é um

combustível cada vez mais exigido, em função do desenvolvimento da tecnologia empregada especialmente nas indústrias, por permitir operações mais limpas e sempre mais precisas nas máquinas operatrizes, além de propiciar a produção de compostos mais puros.

Como veremos adiante, em termos de consumo, apenas a Argentina, a Venezuela e o Brasil apresentam necessidades de volumes importantes. Em sua maioria, os países da América do Sul ainda prescindem do fornecimento de gás natural, em que pesem os significativos aumentos de demanda em alguns outros países, como por exemplo o Chile.

Antes de efetuar uma análise das reservas provadas de gás natural na América do Sul será preciso rever alguns conceitos fundamentais. O petróleo e o gás natural originam-se de forma semelhante, dentro das bacias sedimentares e podem ser explorados e explotados (produzidos) de maneira relativamente semelhante. Apesar disto, trata-se de produtos naturais distintos, que apresentam sempre hábitos de ocorrência também distintos. Bacias sedimentares podem ser naturalmente mais propensas à ocorrência de petróleo líquido e/ou de gás natural como um todo, em porções distintas da mesma bacia, ou em profundidades diferentes. Por exemplo, a parte mais setentrional do Mar do Norte é mais propensa para a ocorrência de petróleo e gás associado ao petróleo, enquanto sua porção mais meridional é mais propensa à ocorrência de gás, geralmente não associado ao petróleo.

No mundo, a Região do Oriente Médio é especialmente propensa à ocorrência de petróleo, em que pesem também as grandes quantidades de gás associado. Por outro lado, algumas bacias da Rússia, como as da Sibéria, são particularmente propensas à ocorrência de gás, geralmente não associado.

Na América do Sul, as bacias da Venezuela são muito propensas naturalmente à formação de jazidas de petróleo, com muito gás associado. Por outro lado as da Bolívia são especialmente propensas à geração de gás, geralmente com pouco petróleo associado. No Brasil, ocorrem áreas muito oleíferas, como a Bacia de Campos, em que pesem os grandes volumes também de gás associado, e relativamente mais gaseíferas, como a Bacia do

Solimões e/ou algumas bacias do Nordeste, proporcionalmente muito mais ricas em gás natural, inclusive não associado que a Bacia de Campos. As próprias bacias do Espírito Santo e de Santos, que ladeiam no litoral da Região Sudeste, respectivamente ao norte e ao sul, a Bacia de Campos, são proporcionalmente mais propensas à formação de jazidas de gás natural.

A maiores profundidades, dada a maior temperatura, os compostos orgânicos líquidos do petróleo tendem a perder estabilidade, transformando-se em gás. Por isto as jazidas de gás natural tendem a ocorrer a maiores profundidades.

O gás associado ao petróleo, seja na forma de gás em solução ou formando pequenas capas de gás sobre jazidas de petróleo, normalmente somente pode ser produzido em função, e subordinadamente, à produção do petróleo.

Já o gás não associado ao petróleo, ocorrendo nas jazidas de forma livre ou associado a quantidades mínimas de petróleo pode ser produzido independentemente, quase que no tempo e nas quantidades demandadas pelos mercados, muito embora as condições de reservatório ainda estabeleçam alguns limites. Estes conceitos são extremamente importantes pois reservas de gás natural, mesmo que aparentemente muito elevadas, podem não levar a níveis de produção proporcionalmente elevados, caso se trate de gás associado.

O gás natural, produzido normalmente por companhias de petróleo, acaba tendo importantes volumes fatalmente destinados a outras finalidades que não as de mercado, entre as quais se mencionam: (1) uso próprio do produtor, por exemplo para gerar energia nos campos e plataformas de produção (energia utilizada nas instalações de produção, no tratamento dos fluidos e, até na sua compressão); (2) injeção e/ou re-injeção nos reservatórios de petróleo, para manter sua energia e viabilizar tanto os níveis de produção, quanto a recuperação do petróleo; (3) perdas e queimas, naturais no processo (pequenos volumes de gás associado produzidos em campos distantes de gasodutos, onde não seja possível seu aproveitamento econômico, serão fatalmente queimados). Não raro apenas 40% ou 50% do volume total de gás produzido acabam sendo vendidos.

O gás natural comercializado em todo o mundo é constituído, quase que exclusivamente, pelo gás metano (cerca de 90% de metano ou CH₄). No entanto, na natureza, o gás produzido por reservatórios subterrâneos pode conter somente metano, sendo denominado neste caso “gás seco”, ou também volumes significativos de outros hidrocarbonetos gasosos, como o etano, o propano e o butano sendo, neste caso, denominado “gás úmido”. Neste último caso, como os outros gases são valiosos para produzir outros produtos, como o GLP (gás liquefeito de petróleo) e até a gasolina natural, estes devem ser separados em plantas de tratamento e separação, antes da comercialização do gás natural. Estas mesmas plantas destinam-se também a eliminar as impurezas eventualmente produzidas junto com o gás como água, sedimentos, mercúrio e gases não constituídos por hidrocarbonetos naturais, como o gás hélio (de grande valor comercial e estratégico) ou o gás carbônico (também com valor econômico).

O gás natural é normalmente comercializado, no varejo, em unidades de volume medidas nas condições normais de pressão e temperatura (metros ou pés cúbicos sendo que 1m³ equivale a 35,31ft³). Para grandes volumes, utilizam-se normalmente unidades maiores, múltiplas das primeiras, com o Bilhão (Bcm) ou o Trilhão (Tcm) de metros cúbicos ou o Trilhão de pés cúbicos (Tcf), muito utilizadas em mercados internacionais. No entanto, dadas às possíveis diferentes composições do gás comercializado e, por conseguinte, seu diferente poder calorífico é também muito comum a comercialização do gás em unidades térmicas, como por exemplo o btu (British Thermal Unit). Como esta unidade é muito pequena, costuma-se utilizar o MMbtu (milhão de btu), que corresponde, em média, a cerca de 27,9m³ ou 28m³ de gás. Este é o caso típico do nosso gás importado da Bolívia que, por contrato, é vendido nesta unidade.

Na **Tabela I**, abaixo, compilada com base nos dados mais atuais da BP (BP Statistical Review) constam os dados relativos às reservas provadas de gás natural da América do Sul (e Central, com destaque apenas em Trinidad-Tobago).

Tabela I

Evolução e situação atual das reservas provadas de gás natural na América do Sul (BP Statistical Review).

América do Sul : Reservas Provadas de Gás						
País	1985	1995	2005	2005	%	R/P
	Bcm	Bcm	Bcm	Tcf	(Mundo)	
Argentina	0,68	0,62	0,50	17,8	0,3	11,1
Bolívia	0,13	0,13	0,74	26,1	0,4	71,1
Brasil	0,09	0,15	0,31	10,9	0,2	27,3
Colômbia	0,11	0,22	0,11	4,0	0,1	16,7
Peru	-	0,20	0,33	11,5	0,2	-
Trin.-Tob.	0,32	0,35	0,55	19,2	0,3	18,8
Venezuela	1,73	4,06	4,32	152,3	2,4	-
Outros	0,24	0,23	0,17	5,9	0,1	87,7
Total	3,33	5,96	7,03	247,7	3,9	51,8

Como se pode observar, apenas sete países (Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia, Peru, Trinidad-Tobago e Venezuela) possuem reservas significativas, num total de 247,7Tcf, no final de 2005. Deste total a Venezuela destaca-se, em primeiro lugar, com 152,3Tcf, seguida pela Bolívia (26,1Tcf), Trinidad-Tobago (19,2Tcf), Argentina (17,8Tcf) e Peru (11,5Tcf). O Brasil se situa em sexto lugar com reservas provadas da ordem de 10,9Tcf, praticamente iguais às do Peru.

Em termos evolutivos, deve-se observar que as reservas da Argentina estão caindo, reagindo muito desfavoravelmente à privatização do setor. A Argentina voltou a ser um país importador (da Bolívia) e apresenta a menor relação R/P do continente (11,1) o que significa que as suas reservas provadas serão capazes de suportar a atual produção, durante apenas cerca de onze anos.

As reservas da Bolívia saltaram de 0,13 Bcm, em 1995, para 0,74 Bcm (ou 26,1 Tcf) em 2005, como resultado dos investimentos efetuados pelas companhias de fora, como por exemplo, a Petrobras.

As reservas do Brasil também dobraram, entre 1995 e 2005 após as descobertas importantes da Bacia de Santos, já praticamente nestes últimos anos. As reservas atuais do Brasil continuam relativamente modestas sendo de 0,31 Bcm (cerca de 11 Tcf).

A Colômbia apresenta reservas muito modestas, mesmo assim, em breve, se tornará exportadora de gás para a Venezuela.

As reservas peruanas são da ordem das brasileiras concentrando-se todas na Região de Camisea, na Amazônia Peruana, nas proximidades da fronteira com o Brasil. No Peru está sendo construído um gasoduto transandino, para levar esse gás para a costa do Pacífico, onde deverá ser liquefeito para exportação.

Trinidad-Tobago já é um dos principais exportadores de GNL com reservas bastante elevadas, da ordem de 0,55 Bcm.

A Venezuela possui as maiores reservas de gás natural do continente com 4,32 Bcm (cerca de 152 Tcf). No entanto, 90% desse gás se encontra associado ao petróleo, não pode ser produzido independentemente e, ao contrário, deverá ser reinjetado para manter os elevados níveis de produção dos campos de óleo. Como um todo a América do Sul apresenta reservas de 247,7 Tcf o que corresponde a 4% do total do mundo. Certamente essas reservas deverão crescer, dependendo do aumento e da maior distribuição dos mercados locais consumidores, quando o gás for explorado com maiores investimentos.

A **Tabela II** mostra dados de produção de gás na América do Sul. No momento a maior produção ocorre na Argentina (45,9 Bcm), seguida por Trinidad-Tobago (29,1 BCM), a Venezuela (28,9 Bcm), o Brasil (11,4 Bcm) e a Bolívia (10,4 Bcm).

Tabela II

Evolução e situação atual da Produção de gás natural na América do Sul (BP Statistical Review)

América do Sul : Produção Gás (Bcm)						
País	1995	2000	2004	2005	% (04-05)	% (Mundo)
Argentina	25,0	37,4	44,9	45,9	1,9	1,7
Bolívia	3,2	3,2	8,5	10,4	23,2	0,4
Brasil	4,8	7,2	11,0	11,4	3,1	0,4
Colômbia	4,4	5,9	6,4	6,8	7,0	0,2
Tri.-Tob.	6,1	14,1	28,1	29,1	3,5	1,0
Venezuela	27,5	27,9	28,1	28,9	3,2	1,0
Outros	2,2	2,2	2,8	3,5	26,3	0,1
Total	73,2	97,9	129,8	135,9	4,8	4,9

A **Tabela III** mostra o consumo de gás dos principais países da América do Sul. A Argentina, no ano de 2005, tinha um consumo de 40,2 Bcm, correspondendo praticamente ao dobro daquele do Brasil. A Venezuela se coloca em segundo lugar, com um consumo de 28,9 Bcm, seguida pelo Brasil com 20,2 Bcm, o Chile com 7,6 Bcm e a Colômbia com 6,8 Bcm. Devido ao atrito existente entre o Chile e a Bolívia por antigas questões relacionadas à possível saída da Bolívia para o mar, o Chile é obrigado a importar o gás boliviano via Argentina.

Tabela II

Evolução e situação atual do Consumo de gás natural na América do Sul (BP Statistical Review)

América do Sul : Consumo de Gás (Bcm)						
País	1995	2000	2004	2005	% (04-05)	% (Mundo)
Argentina	227,0	33,2	37,9	40,2	7,4	1,5
Brasil	4,8	9,3	19,0	20,2	6,7	0,7
Chile	1,6	5,2	8,3	7,6	-8,2	0,3
Colômbia	4,4	5,9	6,3	6,8	7,5	0,2
Equador	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	-
Peru	0,4	0,3	0,9	1,6	84,2	0,1
Venezuela	27,5	27,9	28,1	28,9	3,2	1,1
Outros	7,3	11,9	17,1	18,3	7,1	0,7
Total	73,1	94,0	117,7	124,1	5,7	4,5

As **Figuras 8, 9 e 10** mostram os valores de reservas de produção e consumo no ano de 2005, na América do Sul. A **Figura 11** mostra a condição de importadores e exportadores dos países da América do Sul. No momento, somente Trinidad-Tobago, Colômbia e Bolívia configuram-se como países exportadores, sendo que o Peru deverá se tornar exportador em breve.

Gás: Reservas Provadas 2005 (247.8 Tcf)

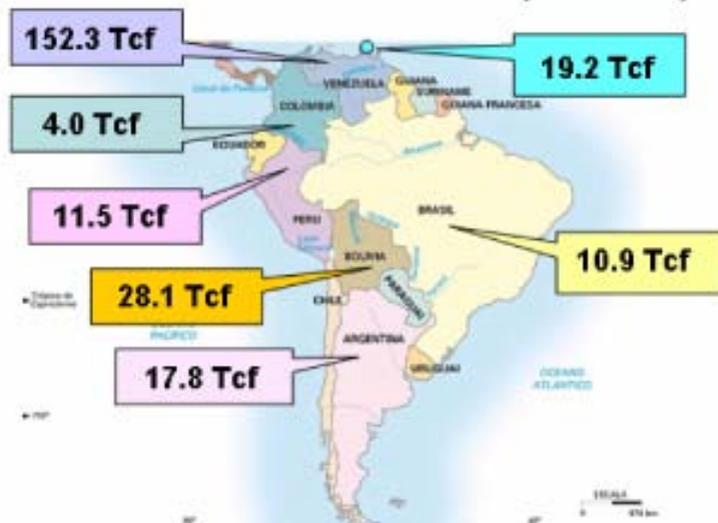


Figura 8 – Reservas provadas de gás natural na América do Sul

Gás: Produção 2005 (135.6 Bcm)



Figura 9 – Produção de gás natural na América do Sul

Gás: Consumo 2005 (124.1Bcm)



Figura 10 – Consumo de gás natural na América do Sul

Gás: Produção 2005 (135.6 Bcm)



Figura 11 – América do Sul, países importadores e exportadores de gás natural

3 - O Gás Natural no Brasil

As **Figuras 12 e 13** mostram que, enquanto as reservas brasileiras de petróleo cresceram significativamente ao longo dos últimos anos, as de gás natural permaneceram quase que inalteradas, durante longos anos, crescendo significativamente apenas nesses últimos três anos. Esses dois gráficos evolutivos das reservas mostram a prioridade dada ao petróleo, em detrimento do gás natural.

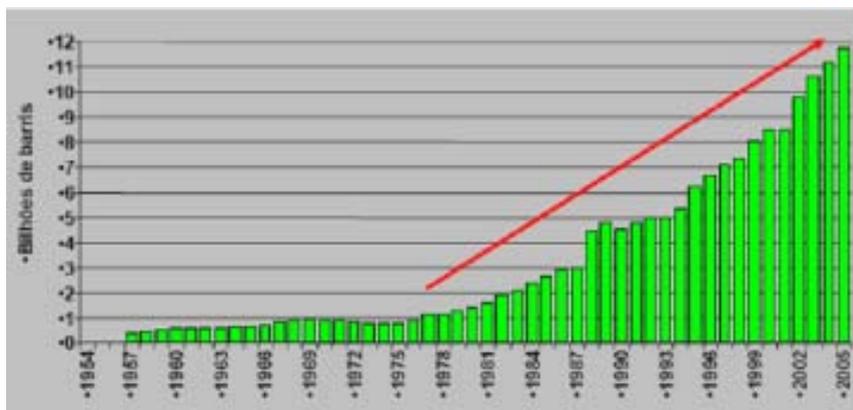


Figura 12 – Evolução das reservas provadas brasileiras de petróleo (ANP). Constante crescimento a partir das descobertas na Bacia de Campos, no final dos anos '70.

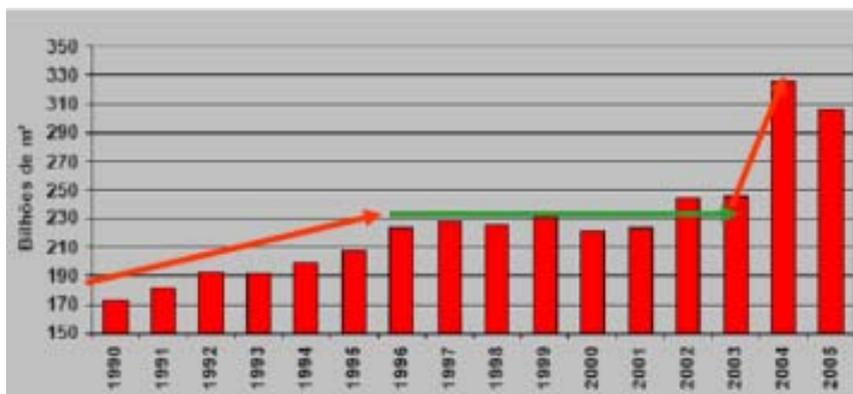


Figura 13 – Evolução das reservas provadas brasileiras de gás natural (ANP). Quase estagnação até o início desta década. Depois as descobertas na Bacia de Santos.

Comentam alguns que a exploração do gás se faria nas mesmas áreas e bacias onde se explora petróleo o que não corresponde à realidade. Para justificar esta assertiva, basta analisar os dados dos gráficos da **Figura 14** que mostram, respectivamente, as distribuições das reservas provadas de óleo e de gás no Brasil. Enquanto 88% das reservas provadas de óleo se localizam na bacia de Campos, apenas 43% das reservas provadas de gás se situam nesta bacia. As bacias terrestres e outras bacias marítimas, fora de Campos, contam com respectivamente 8% e 4% das reservas provadas de óleo, e 24% e 33% das reservas provadas de gás natural. Isso significa que a exploração da Bacia de Campos para seus objetivos exploratórios clássicos levou à descoberta de grandes quantidades de petróleo.

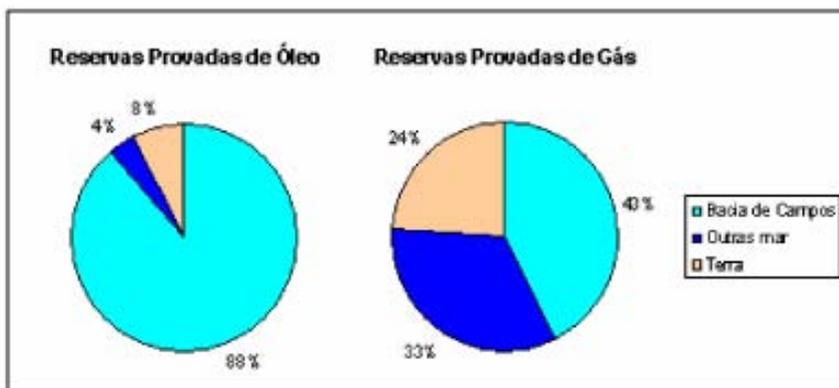


Figura 14 – Brasil: diferentes distribuições das reservas provadas de petróleo e de gás natural em final de 2005 mostrando *habitat* geológico certamente diferente destes dois fluidos.

Poderia se mencionar ainda a profundidade final dos poços exploratórios perfurados no Brasil que, em média, ainda não atinge 2,5 km indicando que a exploração privilegiou os objetivos mais rasos e, em decorrência, aqueles relacionados à ocorrência de hidrocarbonetos líquidos.

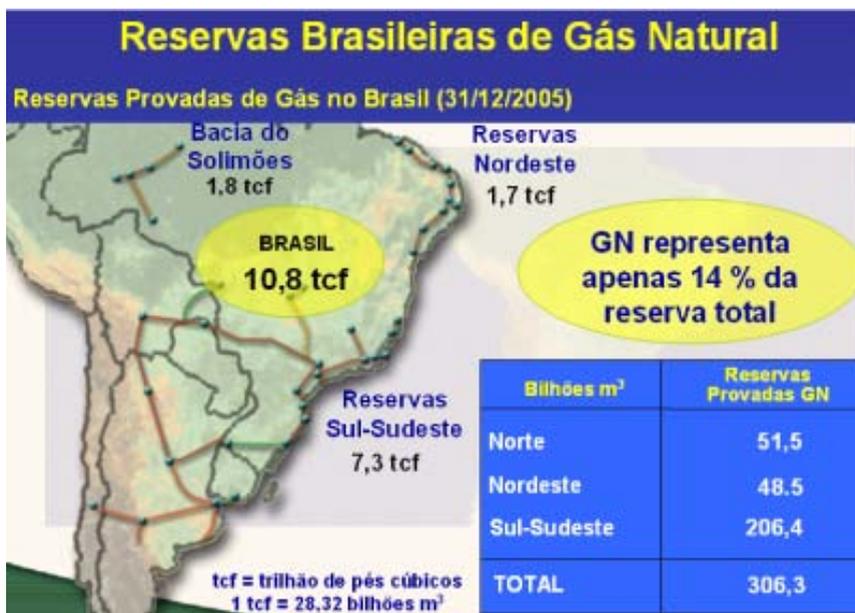


Figura 15 – Reservas brasileiras de gás natural (Petrobras)

Em dados divulgados pela Petrobras, as atuais reservas provadas brasileiras em barris de óleo equivalente correspondem a 86% de óleo e condensado e apenas 14% de gás natural, sendo que destes 9% são de gás associado, e apenas 5% de gás não associado.

As atuais reservas brasileiras, também de acordo com a Petrobras, são de 308,4 Bcm, sendo que destes 51,5 Bcm (17%) se encontram na Bacia do Solimões, 48,5 Bcm (16%) nas bacias costeiras do nordeste e 208 Bcm (67%) nas bacias, predominantemente marítimas, do Sul-Sudeste (**Figura 15**).

A produção de gás natural tem crescido nos últimos 10 anos à razão de 7,5% ao ano e, em 2005, atingiu os 48 milhões de metros cúbicos ao dia, sendo que destes 78% correspondem a gás associado, e apenas 22% a gás não associado. Do total produzido no Brasil 14% vêm sendo utilizado para consumo próprio da Petrobras. Outros 14% desaparecem em queimas e perdas e 17% são re-injetados nos reservatórios de petróleo. Portanto, apenas 55% do gás produzido chegam ao mercado. No momento, cerca

de metade do gás consumido no mercado brasileiro é por isso importado da Bolívia. O consumo brasileiro de gás natural explodiu no final da década passada, crescendo à razão de mais de 17% ao ano (**Figura 16**). Observe-se que neste consumo ainda não se inclui o das termelétricas a gás, que deveriam ser eventualmente colocadas em funcionamento caso haja crise no abastecimento de água das hidrelétricas.

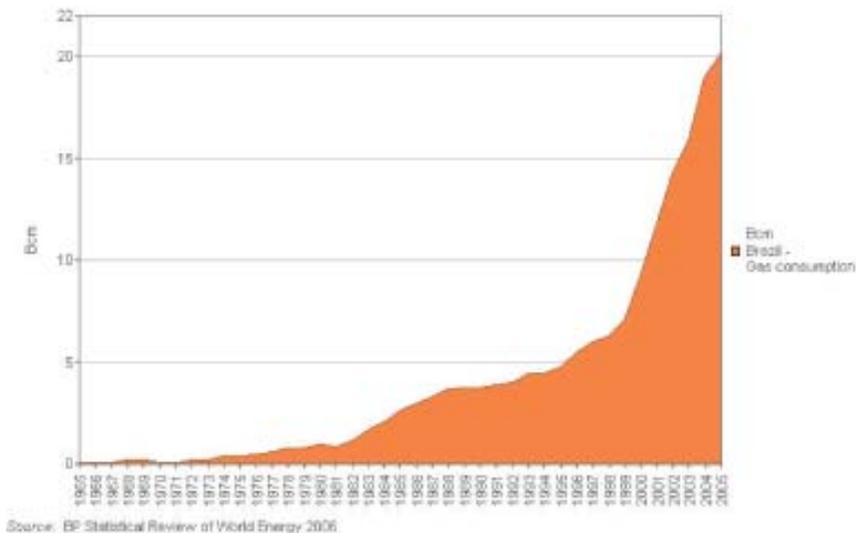


Figura 16 – Explosão do consumo de gás natural no Brasil a partir do fim da década passada.

De acordo com as previsões da Petrobras e da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em 2011, haverá uma demanda no mercado brasileiro da ordem de 121 milhões de metros cúbicos/dia, mais do que o dobro da atual. Essa demanda deverá ser atendida pelo aumento da produção nacional (59%), ainda pela importação do gás boliviano (25%) e pela possível importação de GNL (Gás Natural Liquefeito) (16%). Isto significa que, em 2011, ainda dependeremos da importação de cerca de 30 milhões de metros cúbicos/dia (cerca de 25% do nosso consumo) de gás boliviano.

Enquanto nesse ano foi comemorada, com a merecida pompa e circunstância, a nossa auto-suficiência em petróleo, lamentamos a dependência externa da metade de todo o gás que consumimos. Mesmo com as medidas emergenciais colocadas em prática pelo segmento de E & P da Petrobras em 2011, ainda um quarto de todo o gás que consumiremos será proveniente da Bolívia, configurando uma continuada dependência externa.

A explicação de como se chegou a essa grave situação de dependência só pode ser encontrada numa análise histórica do processo brasileiro de exploração, então conduzido, quase que exclusivamente, pela própria Petrobras. Até os anos 70 não havia, na prática, no Brasil, um mercado importante para o gás natural. No elenco das bacias sedimentares terrestres e marítimas acabaram sendo selecionadas para receberem os maiores esforços exploratórios aquelas que ofereciam, no curto prazo, maiores perspectivas para descoberta de hidrocarbonetos líquidos como por exemplo, a Bacia de Campos. Sempre se privilegiaram os prospectos mais rasos já que o custo dos poços exploratórios aumenta exponencialmente com a profundidade. No final dos anos 70, descobriram-se importantes reservas de gás na Bacia do Solimões, na área do Rio Juruá, que até o momento, continuam sem aproveitamento, devido aos problemas de afastamento dos mercados. Durante algum tempo na década de 80, o gás natural foi visto como competidor de alguns derivados de petróleo vendidos pela Petrobras, como era o caso do óleo combustível. Produto de baixa qualidade, por ser de alto teor de enxofre, o óleo combustível brasileiro saído das refinarias da Petrobras era vendido para fins industriais a baixo custo. Depois, já nos anos 90, quando o mercado brasileiro de gás natural virtualmente explodiu não havia outra alternativa além da importação do gás da Bolívia, através de gasoduto. No início desta década a situação se agravou ainda mais quando o “apagão” levou à decisão de se ativar várias usinas termelétricas a gás natural, mesmo sabendo-se que não havia disponibilidade desse recurso na quantidade demandada.

O relativo abandono do gás natural no Brasil passa também pela falta de regulamentação legal. Este ano já estamos a 10 anos da nova Lei do Petróleo que, em 1997, veio regulamentar a

exploração e a produção dos hidrocarbonetos líquidos no país. Por outro lado, uma lei do gás ainda tímida e de conteúdo bastante controvertido continua rolando entre gabinetes de ministérios, longe de ser aprovada e divulgada.

Não há a menor dúvida que as condições geológicas das bacias sedimentares brasileiras são mais do que favoráveis também para que seja possível atingir auto-suficiência em gás natural. Dizer que as bacias sedimentares brasileiras não seriam adequadas para a exploração de gás corresponderia a dizer o mesmo que se disse, no passado, quanto ao petróleo. No entanto, deve-se levantar essa questão de forma aberta e decidida zelando pela manutenção dos investimentos em exploração destinados especificamente à busca do gás natural. Essa questão requer vontade política e até estrutura organizacional.

4 - As Ameaças da Bolívia

Após longas negociações, no final de 1996, começou a construção do gasoduto para importação do gás da Bolívia, que foi inaugurado em 1999. Na segunda metade dos anos 90, depois da abertura do setor boliviano dos hidrocarbonetos, a Petrobras também começou a operar no país vizinho, tornando-se a maior companhia da Bolívia e uma empresa integrada de petróleo, indo da exploração e produção de grandes reservas gaseíferas até a operação das duas maiores refinarias e de um sistema de distribuição. A Petrobras da Bolívia recolhe 24% de todos os impostos e possui mais de dez mil empregados, entre os diretos e os indiretos. A Petrobras investiu mais de um bilhão de dólares nesse país. Desde o início dessa década o Brasil importa grandes volumes de gás natural do país vizinho, de acordo com um contrato que se manterá válido até 2019, e que contém uma fórmula de reajuste de preço, atualizado constantemente.

Desde o início desta década ocorreram uma série de movimentos populares que chegaram a derrubar dois presidentes, dentro da que viria a ser chamada “Guerra do Gás”.

A Bolívia se divide hoje em duas grandes regiões: a região baixa, mais oriental, situada na fronteira com o Brasil, onde se

concentram além dos recursos petrolíferos, os maiores empreendimentos agro-pecuários e as populações de maior renda e a região alta, a ocidental, onde quase inexistem atividades rentáveis e uma grande população de várias etnias indígenas sobrevive do cultivo da coca e de algumas atividades mineiras (**Figura 17**). Enquanto a Petrobras conseguiu se relacionar relativamente bem com as populações da porção oriental do país, continua praticamente desconhecida e muito mal vista pelos povos da parte alta. O país conta ainda com antigas rixas com muitos entre os seus vizinhos, em função de guerras e suas desastrosas conseqüências. Na realidade há quase uma dezena de etnias e povos diferentes que convivem de forma algo conturbada, dentro da mesma área geográfica. Sucessivos governos vêm encontrando dificuldades muito grandes para controlar as freqüentes ameaças às instituições.



Figura 17 – Situação geográfica da Bolívia e distinção das duas regiões: a alta, ocidental e a baixa, oriental.

O petróleo e o gás são considerados praticamente as únicas riquezas de um país extremamente pobre, e a população está

convencida que essas riquezas estariam sendo aproveitadas pelas companhias estrangeiras de forma injusta e lesiva aos seus interesses. Daí o consenso quanto à necessária estatização desses recursos.

No meio da “Guerra do Gás” emergiu como importante liderança a figura do “cocaleiro” Evo Morales que, após uma campanha a frente de um partido que se auto-denomina Movimento ao Socialismo, acabou se elegendo Presidente da República. Desde o início da campanha, na própria plataforma eleitoral do Movimento ao Socialismo, constava a nacionalização do setor petrolífero boliviano, retornando-se a condição da YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia) monopolista. Aliás, o setor boliviano do petróleo já fora estatizado em duas outras ocasiões.

Durante os movimentos populares relacionados à “Guerra do Gás” já houve manifestações contra a presença da Petrobras e, no ano passado, chegou a explodir uma bomba perto dos seus escritórios.

No dia 1º de maio deste ano o Exército Boliviano ocupou simbolicamente as instalações da Petrobras, e de outras companhias estrangeiras e, em discurso à nação o Presidente Evo Morales anunciou a efetiva estatização da indústria do petróleo, através de decreto específico, recebido com festas pela população. A presença do Exército, aparentemente desnecessária, seria importante para cercar de profundo simbolismo o acontecimento. O governo brasileiro inicialmente alegou uma estranha surpresa, e reagiu de forma relativamente branda. Mais recentemente reagiu de forma um pouco mais decidida, quando os bolivianos resolveram de fato se apropriar das duas refinarias da Petrobras. Na realidade o presidente boliviano estava apenas colocando em prática suas promessas de campanha.

Estes episódios acabam abrindo uma profunda controvérsia entre a Bolívia e a Petrobras. Certamente o governo boliviano não possui recursos suficientes para ressarcir os investimentos da Petrobras e até o preço do gás importado pelo Brasil está sendo considerado como alvo de querela pelo governo da Bolívia.

Através de campanhas voltadas para formar opiniões na população boliviana a Petrobras é vista como: (1) empresa

multinacional, por ter ações na Bolsa de Nova Iorque; (2) empresa monopolista, por controlar grande parte da indústria boliviana da exploração à distribuição; (3) empresa corrupta, por ter contratado ex-dirigentes da YPFB e do governo boliviano; (4) sonegadora de impostos, por não pagar os novos tributos estabelecidos pelo governo; (5) destruidora do meio ambiente, por fazer acordos com as populações locais e destruir o meio ambiente; e assim por diante.

Provavelmente o fornecimento de gás natural para o Brasil não será interrompido, porque interessa à Bolívia vendê-lo e é importante para o Brasil comprá-lo. No entanto, há riscos à própria integridade operacional do gasoduto, face aos constantes movimentos populares.

4 - O Gasoduto Sul-Americano

Por aparentes sugestões de representantes do governo venezuelano colocou-se a possibilidade da construção de um grande gasoduto para transportar o gás venezuelano até o Brasil, Uruguai e Argentina. Nas premissas foram consideradas motivações para esse estudo (sic): (1) o forte crescimento do mercado sul-americano de gás natural nos últimos anos; (2) a limitação do crescimento da produção do gás natural no Brasil e Argentina, os altos preços do gás nos mercados internacionais e a complexidade da cadeia do processo GNL; (3) o volume das reservas (provadas + prováveis) de gás natural da Venezuela de aproximadamente 200 Tcf cuja produção líquida atual (81 MMm³/dia) compromete apenas 15% das reservas provadas pelos próximos 20 anos; (4) a criação de várias oportunidades de negócio para todos os países envolvidos.

O gasoduto teria a capacidade de 150 MMm³/dia. O comprimento da linha tronco seria de 7.069 km e seu comprimento total de 9.749 km. Em seu trecho inicial, entre a cidade venezuelana Puerto Ordaz e Araguatins, no Estado de Tocantins, o gasoduto teria um diâmetro de 58 polegadas (equivalentes a 1,47 metros). Seu custo inicial foi estimado em pouco mais de 23 bilhões de dólares. A concepção inicial do traçado do gasoduto consta da **Figura 18**.



Figura 18 – Concepção do traçado do Gasoduto Sul-Americano, linha troco em azul, (Petrobras e MME).

Gasodutos de grande porte já foram construídos na América do Norte, entre o Canadá e os EUA, e entre os EUA e o México. Na Europa existem grandes gasodutos interligando os campos da Sibéria, na Rússia, com os mercados da Europa Ocidental.

A concepção do Gasoduto Sul-Americano apresenta algumas notáveis vantagens tais como:

a) Evita que o gás natural venha a ser exportado para países mais desenvolvidos, assegurando seu direcionamento para a América do Sul.

b) É um evidente instrumento de integração sul-americana.

c) Abastece os pólos de mineração do norte do Brasil, notadamente os pólos de bauxita do Pará e do Maranhão e o grande pólo mineral dos Carajás.

d) Atravessa o Brasil em sua porção central, abastecendo regiões que normalmente ficariam à margem dos sistemas de distribuição localizados na costa.

e) Representa uma alternativa de abastecimento energético no longo prazo.

No entanto, existem algumas questões da maior relevância ainda a discutir, bem como a eventual consideração de alternativas, tais como:

a. Os investimentos necessários são muito elevados e não foi explicitado de onde proviriam tais recursos.

b. Certamente os custos estimados em 23 bilhões de dólares foram muito subestimados. Nos estudos preliminares não se verificou como vencer a região montanhosa na fronteira Venezuela-Brasil, nem como atravessar o Rio Amazonas com um duto desse diâmetro. Os custos de alguns gasodutos europeus foram bem superiores.

c. Muito embora a Venezuela conte com reservas de gás aparentemente mais do que suficientes, sua produção é ainda limitada, por falta de investimentos, vendo-se a Venezuela obrigada a importar gás da Colômbia. Além do mais, 90% do gás venezuelano seria associado e grandes volumes devem ser reinjetados para a manutenção dos níveis de produção de óleo.

d. A Venezuela apresentou também um projeto semelhante de um grande gasoduto suprimindo todos os países da América Central e, até um gasoduto específico para atender a demanda de Cuba.

e. O governo da Bolívia não seria parte integrante do acordo quanto a esse Gasoduto Sul-Americano e não sabemos como ficaria a posição desse país.

f. Para distâncias superiores aos 2.500 km a alternativa GNL é técnica e economicamente mais recomendável, como mostram os gráficos das **Figuras 19 e 20**.

g. Existem alternativas quiçá mais atraentes a serem consideradas, como a da intensificação da exploração do gás nacional e a importação gradual e modulada do GNL.

h. O abastecimento via GNL permite uma grande diversificação dos fornecedores, evitando situações de dependência (por exemplo, o Japão importa GNL de oito fornecedores diferentes).

i. A construção de mais um gasoduto para abastecimento nacional implica no estabelecimento de mais uma dependência grave de fornecedor externo. Não sabemos no futuro como estarão as relações Brasil-Venezuela, nem qual a prática de preços a ser seguida.

j. O estabelecimento de planos de longo prazo envolvendo importação poderá acabar prejudicando os possíveis planos de exploração do gás do subsolo nacional.

Por tudo isso, parece-nos inconveniente, nesse momento, a opção pelo Gasoduto Sul-Americano. Pelos dados hoje disponíveis, a importação do GNL e a opção pela exploração do gás nacional são alternativas melhores técnica e economicamente, no curto prazo.

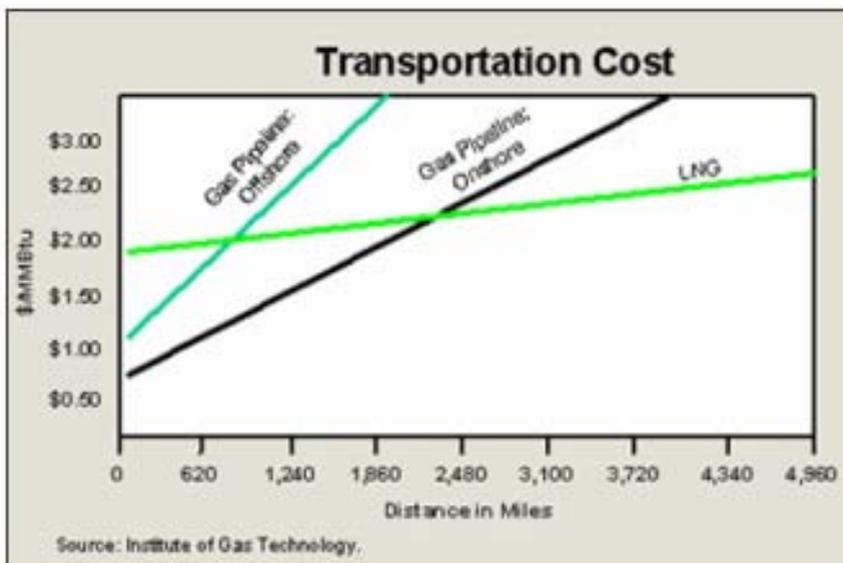


Figura 19 – Comparação dos custos de transporte do gás por dutos ou via GNL. Para grandes distâncias o custo via GNL é sempre mais conveniente. (Institute of Gas Technology)

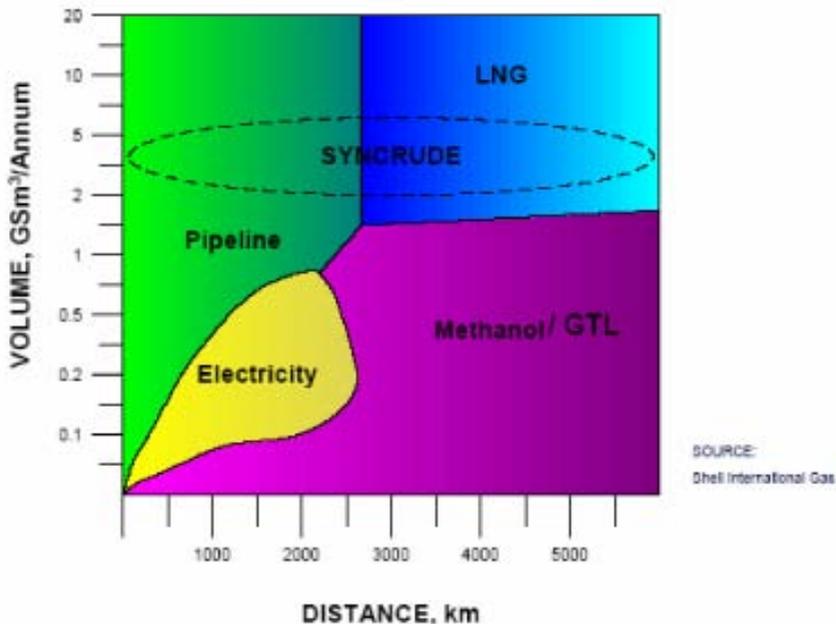


Figura 20 – Modais de transporte de gás natural a depender do volume e da distância. Para grandes volumes e grandes distâncias a opção GNL é a mais conveniente. (Shell)

4 - Conclusões

Diante do exposto, resumam-se abaixo as seguintes conclusões:

- Com exceção do Oriente Médio, os maiores pólos de reservas, produção e consumo de gás natural ainda se localiza no Hemisfério Norte, junto aos países mais industrializados. Esse fenômeno pode ser explicado pela exploração mais intensa do gás natural nestas áreas.

- Os volumes de gás natural em algumas regiões mais afastadas, como na América do Sul, ainda são relativamente baixos e tenderão a crescer com o aumento da demanda em seus mercados.

- O gás natural, considerado como produto típico de mercados regionais, enquanto o petróleo é uma *commoditie*, está se tornando mais uma *commoditie*, e com o aumento do comércio internacional via GNL.

- Na América do Sul as maiores reservas se encontram na Venezuela, na Bolívia e na Argentina. A maior produção de gás natural é a da Argentina, seguida por Trinidad-Tobago, Venezuela, Brasil e Bolívia. O maior consumo é o da Argentina seguido pela Venezuela, o Brasil e o Chile.

- No Brasil, em termos de reservas provadas em barris de óleo equivalentes, 86% são de hidrocarbonetos líquidos e apenas 14% de gás natural, sendo 9% de gás associado e 5% de gás não associado.

- As bacias brasileiras apresentam habitat distinto para o petróleo e para o gás natural. A Bacia de Campos conta com 80% das reservas de petróleo e apenas cerca de 40% das reservas de gás.

- As atuais reservas brasileiras de gás são de 308,4 Bcm. Destes, 51,5 Bcm localizam-se no Solimões, 48,5 Bcm estão nas bacias costeiras do Nordeste e 208,4 Bcm nas bacias marítimas do Sul-Sudeste.

- A produção brasileira de gás natural é da ordem de 48 MMm³/dia sendo 78% de gás associado. Essa produção vem crescendo à taxa de 7,5% ao ano, mas o consumo vem crescendo em taxas superiores aos 17% ao ano.

- Do gás produzido no Brasil, apenas 55% chega ao mercado sendo o restante utilizado para consumo da Petrobras (14%), para queimas e perdas (14%) e re-injetado (17%).

- Enquanto comemoramos a auto-suficiência em petróleo, 50% do gás que consumimos é importado da Bolívia.

- De acordo com previsões da Petrobras e EPE, em 2011, a produção nacional deverá atender 59% da demanda (121 MMm³/dia). Cerca de 25% será importado da Bolívia e o restante deverá ser suprido pela importação de GNL.;

- Agravam-se na Bolívia crises que ameaçam, por um lado os recursos lá investidos pela Petrobras, e até colocam em xeque a integridade operacional do gasoduto.

- Em que pesem algumas notáveis vantagens na eventual construção do Gasoduto Sul-Americano existem também desvantagens e alternativas técnica e economicamente mais atrativas.

- É necessário contar no Brasil com armazenamento para estoque de grandes volumes de gás natural, bem como estabelecer um plano de contingência, no caso de descontinuidade operacional do suprimento externo.

- O Brasil deve adotar uma política de relações externas que possibilite zelar pela defesa dos seus interesses atuais e futuros.

- O planejamento energético nacional deve cotejar e selecionar alternativas.

- Pelas condições geológicas oferecidas no elenco das bacias sedimentares brasileiras a alternativa da exploração do gás natural do subsolo brasileiro parece-nos a mais indicada e a que assegura maior independência.