

Impacto das Recentes Medidas da Bolívia no Setor de Gás Brasileiro

BREVE HISTÓRICO DO MARCO REGULATÓRIO DO GÁS NATURAL NA BOLÍVIA

A importância da alteração do marco regulatório boliviano na exploração do gás pode ser dimensionada pela relevância da importação de gás oriunda da Bolívia na oferta interna do produto. Em 2005, a importação total de gás representou 48% da oferta interna disponível, tendo sido a Bolívia responsável por 96% desta importação, o que representou 46% da oferta interna do produto ano passado.

Até maio de 2005, toda a exploração e produção de óleo e gás natural na Bolívia destinava um percentual de 18% de *royalties* para o governo boliviano, quando foi aprovada a nova lei dos hidrocarbonetos.¹ Nesta lei foi instituído um novo imposto, chamado de Imposto Direto aos Hidrocarbonetos, que passou a taxar o gás natural na “boca do poço” com uma alíquota de 32%. Desta forma, a participação governamental (somatório de todos os impostos, taxas e *royalties*) passou a ser de 50%.

De acordo com o Decreto 28.701 de nacionalização² anunciado no dia 1º de maio de 2006, a participação governamental vai passar a ser de 82% do valor bruto da produção (18% de *royalties* e participações, 32% de imposto direto sobre os hidrocarbonetos e 32% através de uma participação adicional para a YPFB) para campos que produzem mais de 2,8 milhões de m³ de gás natural por dia, caso dos dois campos operados pela Petrobras, restando às empresas 18% do valor bruto da produção para cobrir os custos de operação e as amortizações dos investimentos realizados.

Cabe destacar que, conforme estipulado no artigo 4 do referido decreto, estes percentuais de par-

ticipação sobre o valor bruto da produção estão definidos para o considerado ‘período transitório’, que se encerra quando da assinatura dos novos contratos ou 180 dias após a promulgação da nova lei (1º de novembro de 2006), o que ocorrer primeiro. O Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da Bolívia, através da YPFB, vai realizar uma auditoria em todas as empresas nacionalizadas de forma a determinar os montantes investidos e suas correspondentes amortizações, os custos de operação e manutenção e a rentabilidade obtida nos últimos anos. O resultado desta auditoria vai servir de base para a YPFB determinar o percentual definitivo de participação das empresas que vai vigorar até o término do contrato, introduzindo uma incerteza adicional na lucratividade das operações de exploração e produção de óleo e gás na Bolívia.

Além disso, as empresas produtoras de óleo e gás têm de entregar toda a produção à YPFB (estatal boliviana), que se encarregará da sua distribuição e comercialização, incluindo a definição dos seus volumes e preços.

Com isso, o Estado passará a deter a propriedade, a posse e o controle sobre os recursos nacionais de hidrocarbonetos e a definir as condições para o mercado interno e para a exportação e industrialização. Para assegurar o controle acionário da YPFB na indústria, o Estado decretou a nacionalização de ações das empresas atuantes no país (Chaco S.A., Andina S.A., Transredes S.A., Petrobras Bolívia Refinación S.A. e Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolívia S.A.), de forma a deter 50% mais uma ação de controle. Se as empresas que atuavam no setor de produção de gás e petróleo não aderirem ao disposto no decreto em 180 dias, seus campos passarão a ser operados pela YPFB, que deterá a totalidade do controle destes campos. Futuros contratos de exploração de gás e petróleo na Bolívia estarão sujeitos à aprovação e autorização do Poder Legislativo do país.

¹Lei 3.058, de 17 de maio de 2005 – *Ley de Hidrocarburos*.

²Vale destacar que esta é a 3ª nacionalização da Bolívia, a primeira realizada em 1937 e a segunda em 1969.

Destacamos que a comercialização do gás oriundo do Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) é regida por condições estipuladas no contrato de compra e venda de gás (GSA), assinado em fevereiro de 1993.³ Neste contrato, o preço do gás natural entregue no *city gate*, sem impostos, a ser pago pelas distribuidoras à Petrobras divide-se em duas parcelas: preço da *commodity* e tarifa de transporte, com cláusulas de reajuste trimestral e anual, respectivamente. Além da variação cambial que impacta ambas as parcelas, o preço da *commodity* se altera de acordo com a variação de uma cesta de óleos combustíveis⁴ e a tarifa de transporte em dólar varia a uma taxa abaixo de 1% ao ano.

A CRISE DA ENERGIA ELÉTRICA E A POLÍTICA DE DESCONTO DO PREÇO DO GÁS IMPORTADO

A crise de energia elétrica de 2001 forçou o governo a adotar um programa emergencial de construção de termelétricas a gás natural (PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade) como forma de diversificar a fonte de geração elétrica no Brasil, extremamente dependente da energia hidrelétrica. Neste programa estava prevista, inicialmente, a construção de 40 usinas termelétricas, que demandariam uma quantidade considerável de gás natural. Para fazer frente a esta demanda potencial, em agosto de 2001, a Petrobras resolveu antecipar a expansão da capacidade de transporte do Gasbol em 2002 para 24,6 MMm³/d (aumento de 4,2 MMm³/d). Esta antecipação elevou as perdas com a cláusula de *take or pay*⁵ do contrato de compra e venda de gás (GSA) no ano de 2002.

Desta forma, entre janeiro de 2003 e agosto de 2005, a Petrobras resolveu adotar a estratégia de absorver os reajustes ocorridos no contrato de compra e venda de gás através da adoção do chamado ‘preço-teto’ do gás boliviano, como forma de estimular o mercado nacional de gás

e, conseqüentemente, minimizar suas perdas com a cláusula de *take or pay* estipulada no GSA. Como pode ser visto na Tabela 1, comparando-se o volume mínimo estipulado pela cláusula de *take or pay* (coluna C) com o volume transportado efetivamente pela Petrobras (coluna A), percebe-se que, em 2002, o volume transportado ficou mais distante do volume mínimo em termos relativos, gerando uma necessidade de acréscimo de volume de 66% (última coluna da tabela). Por isso, a política de descontos foi iniciada em janeiro de 2003. A partir daí, a cada ano o déficit em relação ao *take or pay* foi progressivamente caindo até que em 2005 o volume transportado conseguiu se aproximar do volume estipulado em *take or pay*. Vale destacar que, entre setembro e novembro de 2005, o volume transportado ultrapassou o volume mínimo de 24MMm³/d. Entretanto, em dezembro de 2005 e janeiro de 2006, os volumes importados voltaram a cair em função dos problemas de escoamento do óleo condensado gerado na produção de gás na Bolívia.⁶

TABELA 1
Importação de Gás Natural pelo Gasbol – mil m³/d

	Gasbol	PBR 'A'	Vol. Contratado 'B'	Take or Pay 'C'	Vol. Mínimo D=BxC	Resultado (A - D)	Aumento Necessário
2000	5.746	5.746	9.100	60%	5.460	286	-5%
2001	10.398	10.068	13.300	65%	8.645	1.423	-14%
2002	11.844	10.345	24.600	70%	17.220	-6.875	66%
2003	14.183	13.995	30.000	75%	22.500	-8.506	61%
2004	19.997	19.544	30.000	80%	24.000	-4.456	23%
2005	23.030	22.395	30.000	80%	24.000	-1.605	7%

Fonte: ANP-Strat: A Indústria do Gás Natural no Brasil – Boletim do Gás da ANP de janeiro 2006.

Em setembro de 2005, quatro meses após a promulgação da nova lei de hidrocarbonetos pela Bolívia, que elevou a participação governamental para 50%, a Petrobras substituiu este mecanismo de preço-teto por um sistema temporário de descontos que implicou um reajuste médio para as distribuidoras sobre o preço final (*commodity* mais transporte) de 13% a partir de setembro de 2005 e de 10% em novembro do mesmo ano. A partir de janeiro de 2006, os descontos foram totalmente eliminados e, conseqüentemente, a condição contratual do reajuste do gás natural da Bo-

³O contrato original foi assinado em 17 de fevereiro de 1993 e teve dois adendos, em 17 de agosto de 1994 e em 17 de agosto de 1995.

⁴A cesta é composta de um óleo pesado (HSFO) e dois óleos leves (LSFO) com cotações no golfo americano e no sul e no norte da Europa, onde o óleo HSFO tem um peso de 50% na fórmula enquanto os dois óleos LSFO têm um peso de 25% cada um.

⁵Cláusula de *take or pay* obriga o comprador a pagar pelo gás, mesmo quando este não tenha sido efetivamente consumido.

⁶Além deste problema, no início de Abril de 2006, após a tubulação que transporta o produto ter sido danificada pelas chuvas, ocorreu um corte no abastecimento das refinarias e térmicas de 50% e 72%, respectivamente.

lívica voltou a ser aplicada integralmente, com reajuste trimestral do preço da *commodity* e reajuste anual da tarifa de transporte. Nota-se pelos valores do preço do gás importado demonstrado na Tabela 2, que foi incorporada uma maior volatilidade ao preço do insumo boliviano e uma perspectiva de preço elevado do gás importado.

TABELA 2
Preço do Gás Natural – US\$/MMBTU
(Commodity + Transporte)

Trimestre	Ano	Produzido no Brasil	Importado da Bolívia	Diferença
Terceiro	1999	1,66	2,55	54%
Quarto	1999	1,61	2,85	77%
Primeiro	2000	1,95	2,94	51%
Segundo	2000	2,00	3,13	57%
Terceiro	2000	2,16	3,23	50%
Quarto	2000	2,20	3,35	52%
Primeiro	2001	2,17	3,48	60%
Segundo	2001	1,97	3,34	70%
Terceiro	2001	1,79	3,24	81%
Quarto	2001	1,93	3,19	65%
Primeiro	2002	2,06	3,04	48%
Segundo	2002	1,85	3,01	63%
Terceiro	2002	1,61	3,17	97%
Quarto	2002	1,55	3,32	114%
Primeiro	2003	2,23	3,38	52%
Segundo	2003	2,65	3,38	28%
Terceiro	2003	2,70	3,38	25%
Quarto	2003	2,73	3,38	24%
Primeiro	2004	2,74	3,40	24%
Segundo	2004	2,80	3,40	21%
Terceiro	2004	2,67	3,40	27%
Quarto	2004	2,86	3,40	19%
Primeiro	2005	2,98	3,56	19%
Segundo	2005	3,21	3,56	11%
Terceiro	2005	3,49	3,72	7%
Quarto	2005	4,00	4,29	7%

IMPACTO NOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE GÁS NO BRASIL

A alteração no marco regulatório boliviano e o conseqüente descumprimento dos contratos elevam de forma considerável as incertezas com relação ao fornecimento e preço do gás natural boliviano. Neste ambiente, novos investimentos ou a aceleração destes em outras fontes supridoras do energético passam a ser consideradas de imediato, como forma de mitigar possíveis problemas futuros de abastecimento e ruptura unilateral de contratos.

O impacto da nacionalização da exploração e produção de óleo e gás da Bolívia e o provável aumento de preços provocarão as seguintes alterações nos investimentos do Brasil no segmento de gás natural:

- redução ou até mesmo cancelamento dos investimentos que seriam realizados na ampliação do Gasbol. O processo de expansão de capacidade de transporte do gasoduto foi iniciado há alguns meses pela ANP, em conjunto com a TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil). Cinco empresas manifestaram interesse em participar do Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC 2006) para o serviço de transporte firme, totalizando volume adicional de 36 milhões de m³/d de transporte de gás. A expansão do gasoduto está vinculada ao aumento da produção de gás na Bolívia, o que implica novos investimentos no país;
- desaceleração dos investimentos da Malha de Transporte no Brasil, tendo em vista a redução ou o cancelamento da expansão da oferta de gás boliviano;
- revisão do plano de expansão de investimentos das distribuidoras estaduais de gás na ampliação da rede de distribuição;
- aumento significativo de custos para os grandes consumidores de gás, como a indústria de vidro, cerâmica, fertilizantes e bebidas, o que pode afetar a lucratividade e o ritmo de investimentos desses segmentos;
- investimentos em plantas de regaseificação de GNL⁷ a ser importado, como forma de diversificar a fonte supridora de gás natural e mitigar os riscos de forte dependência em relação a um único país supridor. A Petrobras iniciou estudo de construção de duas unidades de regaseificação, uma de 6 MM m³/d no Nordeste e outra de 14 MM m³/d no Sudeste. O prazo de construção destas plantas seria de 28 a 35 meses; e
- aceleração dos investimentos em exploração e produção do gás natural de origem nacional, inclusive em áreas mais difíceis (de grande profundidade e distantes da costa) e também em novas áreas exploratórias ainda pouco conhecidas, como a Bacia do São Francisco. Somente para a Bacia de

⁷GNL – gás natural liquefeito.

Santos a Petrobras prevê um orçamento de investimentos de US\$ 18 bilhões nos próximos 10 anos.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL DA BOLÍVIA

O presente estudo sobre a competitividade dos combustíveis substitutos ao gás natural visa avaliar o valor máximo de incremento de preço da *commodity* que não incentive a substituição do gás natural por outros combustíveis ou a substituição da fonte supridora de gás natural.

Parte-se da premissa básica de que a Bolívia necessita do mercado consumidor brasileiro para monetizar suas reservas e, desta forma, não poderá incrementar seu preço de forma a tornar inviável, no médio prazo, sua exportação para o Brasil ou a substituição do gás por outro energético. A importância do mercado brasileiro pode ser dimensionada pela participação do Brasil nas exportações de gás da Bolívia que, em 2005, totalizou cerca de 23 MMm³/d em 28,5 MMm³/d do total exportado, ou seja, uma participação de 81% do total exportado.⁸

Vale notar que a participação do gás natural na matriz energética é crescente, saindo de 4,1% em 1999 para 8,9% em 2004, e este constante incremento contribuiu sobremaneira com obtenção da auto-suficiência em petróleo do Brasil, uma vez que o consumo de derivados foi em parte substituído pelo gás. Desta forma, uma queda da participação do gás na matriz de energia do Brasil provocaria um aumento do consumo de derivados de petróleo, podendo afetar a auto-suficiência do Brasil. Além disso, o gás natural possui atributos favoráveis em termos de impacto ambiental *vis-à-vis* seus substitutos.

A competitividade do gás natural pode ser analisada sob dois enfoques diferentes, um sob a ótica do consumidor, notadamente no mercado veicular (GNV) e no industrial, e o outro sob o ponto de vista da oferta, seja o gás natural nacional, seja o gás natural liquefeito (GNL), transportado por navios criogênicos (metaneiros).

Na análise sob a ótica do consumidor, todos os combustíveis substitutos são denominados na mesma unidade de medida (R\$/MMBTU⁹), como

⁸A Argentina responde pelos demais 5,5 MMm³/d.

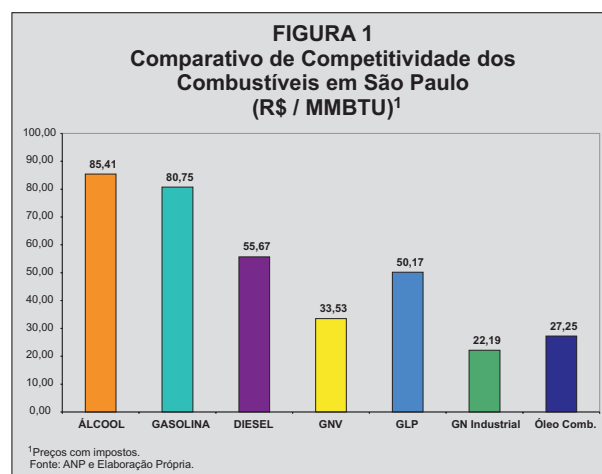
⁹Milhões de BTU – unidade de medida do poder calorífico dos combustíveis.

forma de possibilitar a efetiva comparação em termos energéticos. Os preços são considerados para o consumidor com impostos, a preços de abril de 2006. Além disso, focamos a análise no Estado de São Paulo por possuir o maior mercado consumidor de gás do Brasil, com cerca de 30% de participação¹⁰.

Como pode ser observado, atualmente o gás natural veicular possui ampla vantagem frente aos seus substitutos diretos, seja o álcool, a gasolina ou o diesel, devido ao seu baixo preço para o consumidor, proporcionado em parte pela menor incidência de imposto. Para o atual consumidor de GNV trocar o gás pelo álcool ou gasolina, o preço do gás veicular para o consumidor terá que sofrer um substancial acréscimo de preço de forma a tornar os combustíveis alternativos com custo equivalente. Deve ser levado em conta que o aumento do preço do GNV para o consumidor pode ser implementado tanto pelo aumento do preço da matéria-prima (gás natural) quanto pelo aumento da tributação, como, por exemplo, a incidência de CIDE, que atualmente tributa a gasolina e o diesel.

Pela Tabela 3, percebe-se que tanto o baixo custo do GNV quanto as isenções fiscais para a conversão de automóveis a gás, o que não faria sentido em um cenário de restrição de oferta, provocaram crescimentos elevados no mercado de GNV.

Ressaltamos que esta análise é realizada para o atual consumidor de GNV, ou seja, para o consumidor que já investiu na conversão do seu veículo para a utilização do gás.¹¹ Para os novos e



¹⁰Rio de Janeiro (25% do mercado) tem 100% do fornecimento via Bacia de Campos-RJ.

¹¹O investimento para conversão de um automóvel para o gás natural custa cerca de R\$ 3.000,00.

potenciais consumidores, que ainda não investiram nesta conversão, qualquer sinalização de aumento de preço do gás ou de falta de fornecimento implicará a desistência ou o adiamento da decisão de realizar o investimento na conversão, impactando negativamente as taxas de crescimento futuro do mercado de GNV no Brasil. Somente nesta primeira semana após o anúncio da nacionalização da exploração e produção do gás boliviano, foram observadas quedas de até 80% das conversões de veículos para gás natural na região metropolitana de São Paulo.

TABELA 3
Taxa de Crescimento das Vendas de Gás das Distribuidoras – por segmento

Ano	Total	Indústria	GNV	Residência	Comércio	Geração
2001	34%	15%	77%	-7%	6%	145%
2002	20%	12%	53%	6%	19%	32%
2003	8%	11%	36%	10%	13%	-12%
2004	23%	11%	19%	10%	12%	66%
2005	12%	12%	23%	3%	9%	7%

Fonte: Brasil Energia.

Para o gás natural comercializado com a indústria, cujo preço unitário é menor do que o GNV, considerou-se o padrão de consumo médio de 50 mil m³/d. O concorrente deste tipo de consumidor é o óleo combustível. Adotou-se na análise o do tipo A1 (OCA1), que tem como característica principal baixa viscosidade e alto teor de enxofre, e cujo preço é superior ao dos demais óleos do tipo A, ainda que inferior aos do tipo B (menos vendidos). Neste caso, o gás natural teria que sofrer um acréscimo médio de 20% para perder competitividade frente ao OCA1, desconsiderando-se os custos de estoque que o consumidor do óleo combustível necessariamente incorre.

Desta forma, ainda que seja mais barato, o gás natural industrial possui uma vantagem de preço inferior à observada pelo consumidor veicular, uma vez que o combustível alternativo possui custo bem próximo. Conseqüentemente, ocorrendo o repasse para a indústria de um provável aumento de preço da matéria-prima importada, este acréscimo de preço deve ser realizado com a premissa de que existe um substituto de custo próximo e de elevado impacto ambiental. Além disso, a indústria é o maior consumidor de gás natural, com cerca de 57% do mercado e com as taxas de crescimento mais estáveis (Tabela 3), o que por si só justificaria um cuidado maior neste repasse, sob pena de serem frustradas as expectati-

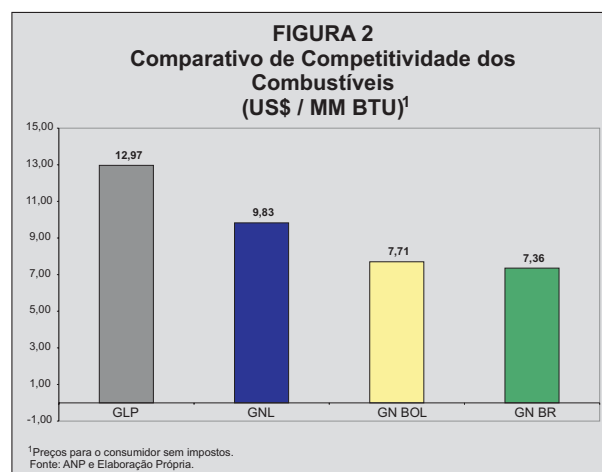
vas de crescimento do gás natural na matriz energética brasileira.

Na análise sob o ponto de vista da oferta, os preços estão livres de impostos, a preços de março de 2006, e utilizaram uma margem média da distribuidora de US\$ 2,58/MMBTU. Para o gás produzido no Brasil, não há em vigor regulamentação para o preço do gás nacional, definindo o valor da *commodity* e do transporte. O valor médio estimado para o Brasil da *commodity* e do transporte é de US\$ 4,78/MMBTU, considerando a manutenção da diferença entre gás boliviano e gás nacional.

Para o GNL, além desta margem da distribuidora, considerou-se o preço da *commodity* já regaseificada no porto de Santos, estimado em US\$ 7,00/MMBTU, e um adicional de US\$ 0,25/MMBTU de tarifa de transporte para internalização do gás até o *city gate* de transferência à rede de distribuição. O preço do gás importado da Bolívia, oriundo do Gasbol, considera, além da margem da distribuidora, o valor de US\$ 3,43/MMBTU de *commodity* e US\$1,70/MMBTU de tarifa de transporte paga à TBG.

É importante notar que o gás natural tende a se tornar uma *commodity* à medida que o mercado de GNL se desenvolva. Nos EUA, em particular, a diferença entre o preço do gás natural canalizado importado do Canadá e o preço do GNL, que já foi de 20-30% há 15 anos, já não existe mais. A estimativa do Departamento de Energia (DOE) dos EUA é de que a participação do GNL passará de 13% em 2003 para 50% da importação de gás em 2012.

Como pode ser observado, atualmente existe uma vantagem comparativa do gás boliviano frente ao fornecimento de GNL de US\$ 2,12/MMBTU, di-



ferença esta que se fosse integralmente aplicada ao preço da *commodity* significaria um incremento de 62% no preço da *commodity* pago pelo Brasil aos produtores de gás da Bolívia.

Considerando que o fornecimento de gás através do GNL implicaria o imediato benefício de diversificar a fonte supridora de gás ao país, retirando a dependência típica que caracteriza o monopólio do fornecimento do gás importado, o projeto de investir em plantas de regaseificação de GNL ganha competitividade caso as negociações indiquem o acréscimo da ordem de US\$ 2/MMBTU.

IMPACTO NA PETROBRAS

O total investido na Bolívia desde 1996 soma US\$ 989 milhões. Além disso, a Petrobras investiu no trecho brasileiro do Gasbol cerca de US\$ 1,7 bilhão. Esses investimentos têm um peso relativamente pequeno no total de investimentos da empresa. O patrimônio líquido contábil da Petrobras-Bolívia é de US\$ 365 milhões.

Os investimentos totais da Petrobras em todas as suas atividades, tanto no Brasil quanto no exterior, somam, de 1996 a 2005, US\$ 57,8 bilhões, o que faz com que a representatividade dos investimentos na Bolívia seja de apenas 4,7% nesse período.

Em termos de produção, o impacto é reduzido, uma vez que a produção de óleo e gás na Bolívia representa cerca de 2,4% da produção total da Petrobras e em termos de reservas provadas de óleo e gás, cerca de 3,7%.

Já em termos do mercado de gás e energia os riscos são relevantes. A Petrobras não tem como prescindir, no curto prazo, do gás boliviano fornecido às distribuidoras com as quais tem contratos.

Ainda que o governo boliviano decreta elevação no preço do gás, não restaria outra alternativa à Petrobras a não ser aceitá-lo como única forma de manter o suprimento até, pelo menos, os próximos três anos. Esse seria, portanto, o prazo mínimo necessário para que se viabilizassem novas alternativas ao gás boliviano, tais como a importação de GNL e/ou produção na Bacia de Santos.

Adicionalmente, cabe ressaltar que a Petrobras teria dificuldades em repassar imediatamente este aumento no preço, visto que o mesmo teria que

ser negociado com as distribuidoras e, eventualmente, objeto até de litígio judicial.

Assim, em termos financeiros, o maior impacto passa a ser no caso de ocorrer um aumento do preço pago pela Petrobras pela *commodity*, sem repasse para o mercado interno (às distribuidoras), o que implicaria uma redução da lucratividade da empresa, que poderia chegar a cerca de US\$ 400 milhões/ano no caso de haver o aumento integral de preço sugerido pela Bolívia (US\$ 2/MMBTU).

Além disso, a receita operacional líquida auferida pela Petrobras na produção de gás na Bolívia será reduzida em função do Decreto 28.701, de nacionalização do gás natural, e que previu a elevação da parcela retida pelo Governo boliviano de 50% para 82% do valor da produção. Com base nessas informações, poder-se-ia estimar preliminarmente o impacto nas margens da Petrobras se não houvesse aumento do preço do gás ou se houvesse aumento do preço de US\$ 2/MMBTU, com o preço da *commodity* passando, por exemplo, para US\$ 5,43/MMBTU.

Isso significa dizer que a Petrobras-Bolívia teria uma redução de 64% no seu faturamento se o preço do gás fosse mantido constante ou de 43% se o preço da *commodity* aumentasse em US\$ 2/MMBTU.

TABELA 4
Cenários de Preço – US\$ / MMBTU

	Preço da <i>commodity</i>	Petrobras	Governo Boliviano
1) Antes do Decreto nº 28.701	3,43	1,715	1,715
2) Após Decreto, manutenção de preços	3,43	0,617	2,813
3) Após Decreto, aumento de US\$ 2/MMBTU	5,43	0,977	4,453

IMPACTO NAS DISTRIBUIDORAS ESTADUAIS DE GÁS

O gás natural da Bolívia se destina a seis estados brasileiros, dentre os quais destaca-se o São Paulo, onde há o maior consumo nacional (30% das vendas das distribuidoras de gás), sendo atendido com 78% de gás boliviano. No Rio Grande do Sul (10% do mercado), 70% do gás consumido provém da Bolívia, enquanto os Estados de Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul (10% somados) são totalmente dependentes do gás boliviano.

A Petrobras tem adotado políticas diferenciadas de reajuste dos preços do gás nacional e do gás importado. A diferença de preços, que já foi de 114%, passou a ser de apenas 7% no último trimestre de 2005, como pode ser constatado na Tabela 2. Como os contratos de gás nacional estão expirando, é provável que os preços do gás convirjam para um mesmo patamar. Portanto, os custos crescentes do gás importado devem também influenciar o preço do gás nacional, o que ampliaria o impacto do aumento para as distribuidoras que não utilizam o gás boliviano.

Os contratos entre os carregadores do gás boliviano (principalmente a Petrobras) com as distribuidoras estaduais de gás que o utilizam têm cláusulas de reajustes que refletem os reajustes definidos nos contratos entre produtores de gás na Bolívia e estes carregadores de gás. Porém, o governo boliviano passará a controlar os preços e as quantidades de gás produzido, podendo impor um aumento do preço da *commodity* em US\$ 2,00/MMBTU, conforme vem sendo anunciado.

Caso ocorra repasse do aumento de preços para as distribuidoras, estas teriam que repassar tal aumento para os consumidores ou reduzir suas margens de forma a não perder alguns clientes industriais. Esse aumento está sujeito ainda à apreciação dos órgãos reguladores estaduais.

Além disso, como já mencionado, qualquer aumento de preço para o consumidor final impactaria o plano de expansão das distribuidoras, pois os setores-âncora, através dos quais as distribuidoras se apóiam para desenvolver suas malhas, são mais sensíveis ao preço do combustível. Os principais consumidores, que têm justificado a expansão das malhas de distribuição, são o setor industrial e os postos de GNV.

CONCLUSÃO

A relação de interdependência entre Brasil e Bolívia na questão do gás natural, que parecia equilibrada até o início de 2005, inclina-se agora em favor da Bolívia. Disposta a maximizar seus ganhos na relação comercial com o Brasil e ciente da profunda dependência que este apresenta em relação ao energético boliviano, o governo boliviano vem procurando impor sua vontade ao limite, utilizando inclusive o exército para a ocupação das unidades industriais brasileiras localizadas naquele país.

Além de elevar as participações governamentais sobre o faturamento do gás produzido, inicialmente de 18% para 50%, e agora para 82%, o governo boliviano afirma ainda sua intenção de elevar o preço do gás em US\$ 2,00/MMBTU e tomar o controle das principais empresas de produção e processamento de hidrocarbonetos daquele país.

Estima-se que esse acréscimo de US\$ 2,00/MMBTU seria aproximadamente o necessário para igualar o preço do gás boliviano disponibilizado no Brasil ao preço final do gás proveniente de um projeto concorrente de importação de GNL. Com o inconveniente que este projeto de GNL iria demandar investimentos relevantes (da ordem de centenas de milhões de dólares) na construção de uma ou mais plantas de regaseificação, além de estações reguladoras de pressão e ainda no afretamento de sofisticados navios criogênicos (metaneiros). Adicionalmente, um projeto como esse demandaria um prazo superior a dois anos para sua entrada em operação.

Outra opção a ser considerada seria a aceleração do desenvolvimento das reservas de gás natural existentes na Bacia de Santos. Entretanto, essa aceleração já está contemplada nos planos estratégicos da Petrobras que, em virtude das restrições técnicas existentes, prevê uma produção inicial de apenas 12,0 milhões m³/dia, ao final de 2008. Contudo, esse volume seria progressivamente incrementado até atingir um pico de produção de 30 milhões m³/dia, após 2010.

Cabe destacar que os elevados preços do gás natural contribuem decisivamente para viabilizar projetos de produção de gás em áreas mais difíceis (reservas de grande profundidade e mais distantes da costa).

Assim, vê-se que o Brasil não dispõe de melhores alternativas, no curto prazo, ao gás boliviano, que representa 50% do consumo nacional atual. Diante disso, acredita-se que a Petrobras terá dificuldade na negociação de preço com a Bolívia, podendo utilizar como instrumento de dissuasão apenas a ameaça de suspensão de investimentos futuros que estavam programados, argumento este que parece ter encontrado resistência por parte do Governo Federal, baseado em declarações recentes.

Entretanto, ainda que no médio prazo (até 2010), o Brasil se encontre em uma posição de vulnerabilidade diante da Bolívia, cabe ao país decidir

que rumos tomar para o suprimento de gás a longo prazo. Entendemos que, por mais que o preço do gás boliviano, mesmo após um aumento de preço, ainda se apresente um pouco inferior a outras alternativas, seria prudente reduzir a dependência energética do país a um único fornecedor (hoje de 50% da oferta de gás natural). Assim, as opções de desenvolvimento de novas reservas nacionais de gás (principalmente da Bacia de Santos e do Espírito Santo) e a importação de GNL se apresentam para abastecer o crescimento esperado da demanda doméstica.

Com relação à demanda futura de gás, antes da crise com a Bolívia, a Petrobras previa um consumo total de 100 milhões m³/dia de gás natural, em 2010. Entretanto, a incerteza de abastecimento futura conjugada a um inexorável aumento de preços leva a crer que a demanda projetada venha a ser substancialmente reduzida, dada a diferença de preço de cerca de 20% para o óleo

combustível. Neste caso, parte dos consumidores industriais dos estados abastecidos pelo gás boliviano poderia substituir o gás natural pelo óleo combustível e, principalmente, o número de novas ligações seria reduzido. Da mesma forma, ainda que não se espere que o atual consumidor de gás automotivo (GNV) migre para combustíveis substitutos, o ritmo de novas conversões de veículos para o gás deve ser substancialmente reduzido.

Assim, a demanda total de gás, que entre 2001 e 2005 cresceu a uma taxa média de aproximadamente 15% a.a., pode reduzir seu crescimento para a ordem de 10% a.a., chegando em 2010 com cerca de 80 milhões m³/dia. Nesse contexto, talvez só com a manutenção dos atuais 30 milhões m³/dia do gás contratado com a Bolívia e a aceleração do desenvolvimento da produção nacional, seja possível atender essa demanda de 80 milhões m³/dia.

**Elaborado pela Área de Infra-estrutura –
Departamento de Gás, Petróleo e Fontes
Alternativas de Energia**

EQUIPE TÉCNICA

Claudia P. Trindade Prates
Ernesto Costa Pierobon
Leonardo Marotta
Paulo Azzi
Ricardo Cunha da Costa
Rodrigo Huet de Bacellar

O BNDES não credencia nem indica quaisquer consultores, pessoas físicas ou jurídicas, como intermediários para facilitar, agilizar ou aprovar operações com o próprio Banco ou com as instituições financeiras credenciadas a repassar seus recursos.

Editado pelo Departamento de Comunicação e Cultura



**Ministério do
Desenvolvimento, Indústria
e Comércio Exterior**

