

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
INSTITUTO DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS

INTEGRAÇÃO GASÍFERA NA AMÉRICA DO SUL: Estudo dos  
casos dos gasodutos Bolívia-Brasil (GASBOL) e Lateral-Cuiabá no  
contexto das relações bilaterais Bolívia-Brasil

HUGO LEONARDO GOSMANN

Brasília

2011

HUGO LEONARDO GOSMANN

INTEGRAÇÃO GASÍFERA NA AMÉRICA DO SUL: Estudo dos casos dos gasodutos Bolívia-Brasil (GASBOL) e Lateral-Cuiabá no contexto das relações bilaterais Bolívia-Brasil

Monografia apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília

Orientador: Prof. Dr. Alcides Costa Vaz

Brasília

2011

*Aos dois amores de minha vida,*

*Giuliana e Pedrinho.*

## RESUMO

Este trabalho busca compreender os desafios associados à construção de empreendimentos de integração energética tomando por base o estudo dos casos dos dois gasodutos entre Bolívia e Brasil, o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e o Gasoduto Lateral-Cuiabá. Para entender em que contexto esses gasodutos foram construídos o trabalho faz inicialmente uma retrospectiva do relacionamento bilateral entre os dois países na área de hidrocarbonetos, desde o final dos anos 1930. Em seguida, faz uma análise detalhada de como foram desenvolvidos os dois projetos para demonstrar que por se tratarem de empreendimentos que geram interdependência de longo prazo, os aspectos econômicos e políticos envolvidos não devem ser dissociados, como ilustram as lições aprendidas com o processo de nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia, em 2006, que pôs à prova esses dois gasodutos transnacionais. Ao final é discutida a nova geopolítica do gás natural e as transformações por que vem passando o mercado mundial desse energético para colocar luz sobre os desafios à integração gasífera na América do Sul impostos pelo reposicionamento brasileiro em relação à sua segurança energética e pelo ambiente de negócios desfavorável na Bolívia após a nacionalização empreendida pelo Governo de Evo Morales.

**Palavras-chave:** integração energética, geopolítica do gás natural, gasoduto transnacional, segurança energética, América do Sul.

## **ABSTRACT**

This work explores the challenges associated with the construction of energy integration projects taking as a reference the two natural gas pipelines between Bolivia and Brazil, the “Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)” and the “Gasoduto Lateral-Cuiabá”. To understand in which context these two pipelines were constructed this work presents a retrospective of the bilateral relationship between the two countries in the hydrocarbon sector, since late 1930’s. Following, it analyses how both projects were developed in order to show that economic and political aspects should not be separated when dealing with infrastructures that generate long-term interdependence, something illustrated by the lessons learned from the nationalization of the hydrocarbon sector in Bolivia, in 2006, and its effects. In the end, the new geopolitics of natural gas and the ongoing transformations in its market are discussed in order to shed light over the challenges involved in the integration process in South America posed by the reorientation of Brazil’s energy security policy and also by the unstable business environment that resulted from the nationalization carried by the Government of Evo Morales in Bolivia.

**Keywords:** energy integration, geopolitics of natural gas, transnational pipeline, energy security, South America.

## **LISTA DE FIGURAS E TABELAS**

Figura 1: Gasodutos de importação de gás natural da Bolívia.....	25
Figura 2: Modelo de Governança do Projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil .....	29
Figura 3: Modelo de Governança do Projeto do Gasoduto Lateral-Cuiabá.....	33
Figura 4: Mercado global de gás natural – passado recente.....	39
Figura 5: Mercado global de gás natural – visão de futuro.....	39
Figura 6: Indicadores de Governança na Bolívia nos anos 2009, 2006 e 1996 .....	43
Tabela 1: Evolução do PIB do Brasil e da Bolívia nos anos de funcionamento do GASBOL e peso das exportações de gás natural ao Brasil no PIB da Bolívia.....	21
Tabela 2: Corrente de comércio do Brasil com os países da América do Sul .....	22
Tabela 3: Balança comercial do Brasil com os países da América do Sul .....	22
Tabela 4: Composição acionária das transportadoras GTB e TBG .....	28

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	8
CAPÍTULO 1. O GÁS NATURAL E AS RELAÇÕES BILATERAIS BOLÍVIA-BRASIL .....	10
1.1 Antecedentes históricos .....	10
1.2 A concretização da integração gasífera entre os dois países .....	18
1.3 A interdependência econômica gerada pelo Gasoduto Bolívia-Brasil .....	20
1.4 Nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia .....	23
CAPÍTULO 2. OS GASODUTOS ENTRE BOLÍVIA E BRASIL .....	25
2.1 Uma palavra sobre as peculiaridades da indústria de gás natural .....	26
2.2 O Gasoduto Bolívia-Brasil .....	27
2.3 O Gasoduto Lateral-Cuiabá .....	32
2.4 Lições aprendidas .....	35
CAPÍTULO 3. DESAFIOS À INTEGRAÇÃO GASÍFERA NA AMÉRICA DO SUL FRENTE À NOVA GEOPOLÍTICA DO GÁS NATURAL .....	37
3.1 A nova geopolítica do gás natural .....	37
3.2 A reorientação do Brasil em relação à segurança energética do gás natural e as descobertas do pré-sal .....	41
3.3 O ambiente de negócios na Bolívia após a nacionalização de 2006 e as alternativas do país para monetizar suas reservas de gás .....	43
3.4 Desafios à integração gasífera na América do Sul .....	46
CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	52

## INTRODUÇÃO

A América do Sul é um espaço privilegiado em termos de energia. O continente dispõe de reservas abundantes de petróleo e gás natural, de rico potencial hidrelétrico e de vastas áreas propícias para o cultivo de matérias-primas para biocombustíveis, sem falar no potencial eólico e solar e nas reservas de minerais importantes para a área energética, como o urânio e o lítio. Além da diversidade de recursos energéticos nos países da América do Sul, há também grande complementaridade entre as necessidades energéticas desses países, o que abre espaço para a integração física por meio de obras de infraestrutura como usinas hidrelétricas na fronteira, linhas bidirecionais de transmissão de energia elétrica ou dutos de longa distância, sejam eles para transportar petróleo, derivados ou gás natural, por exemplo.

O Brasil é o maior país da América do Sul em termos de território e o que detém o maior produto interno bruto, fazendo fronteira com dez dos outros doze países do continente. Embora haja espaço amplo para aprofundar a interligação física com seus vizinhos, a infraestrutura de intercâmbio energético existente ainda é modesta, especialmente se comparada à existente na Europa ou entre Estados Unidos, Canadá e México. As duas principais são a Usina Hidrelétrica de Itaipu, com o Paraguai, e o Gasoduto Bolívia-Brasil, com a Bolívia. As que restam são poucas: os gasodutos Lateral-Cuiabá e Uruguaiana Porto-Alegre Trecho 1, com a Bolívia e a Argentina, respectivamente, e as interconexões elétricas com o Uruguai, em Rivera, com a Argentina, em Garabi I/II e Uruguaiana, e com a Venezuela, em Boa Vista.

Por um lado, é sabido que a falta de integração no continente tem raízes históricas, mas, por outro, deve-se reconhecer que a tarefa é complexa, pois vai além do mero equacionamento das questões técnico-econômicas envolvidas. No caso de gasodutos transnacionais construídos em países onde há pouca estabilidade política e jurídica, pré-requisitos essenciais para a atração de capital privado, os desafios são ainda maiores. É por isso que questões geopolíticas acabam tendo papel decisivo na concretização desse tipo de projeto. Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é compreender melhor os desafios associados à construção de empreendimentos de integração energética entre países tomando por base o estudo dos casos dos dois



gasodutos entre Bolívia e Brasil, o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e o Gasoduto Lateral-Cuiabá.

Para entender em que contexto esses gasodutos foram construídos o **Capítulo 1** faz uma retrospectiva histórica dos pouco mais de setenta anos de relacionamento entre Bolívia e Brasil na área de hidrocarbonetos. O capítulo descreve o conteúdo dos acordos firmados entre os dois países e as condições políticas em que foram negociados. Discute, ainda, as consequências da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil em termos de interdependência econômica entre os dois países e, por fim, relembra o processo de nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia, em 2006, e suas implicações.

No **Capítulo 2** são estudados os dois projetos de gasoduto que ligam os dois países. Além dos detalhes relativos ao modelo de governança de cada um dos empreendimentos, muito distintos um do outro, são analisados os impactos decorrentes da nacionalização e as lições aprendidas ao longo do processo, de forma a colocar luz sobre os desafios necessários para viabilizar a construção de gasodutos transnacionais de longa distância.

O tema da integração gasífera em um cenário de reconfiguração da geopolítica do gás natural é o foco do **Capítulo 3**. Nele são abordadas as transformações por que vem passando o mercado mundial de gás natural e as implicações de sua globalização. Tendo esse novo cenário como pano de fundo, faz-se uma análise de como ficam os planos de integração gasífera na América do Sul em função da reorientação da política de segurança energética do Brasil e da deterioração do ambiente de negócios na Bolívia após a nacionalização. Por fim, nas **Considerações Finais** faz-se um apanhado geral da argumentação construída ao longo do trabalho.

## **CAPÍTULO 1. O GÁS NATURAL E AS RELAÇÕES BILATERAIS BOLÍVIA-BRASIL**

O aproveitamento das reservas bolivianas de petróleo e gás natural é assunto sempre presente na pauta das relações entre Bolívia e Brasil no passado recente. Este capítulo apresenta os principais marcos da aproximação energética entre os dois países, com ênfase no período que vai da assinatura dos primeiros acordos sobre o aproveitamento do petróleo boliviano pelo Governo Vargas, no final da década de 1930, até a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, no final da década de 1990. Apresenta, também, o papel do gás natural na economia boliviana e o processo que resultou na nacionalização, em 2006, do setor de hidrocarbonetos na Bolívia. A contextualização apresentada neste capítulo será o pano de fundo para as discussões a serem empreendidas nos capítulos seguintes.

### **1.1 Antecedentes históricos**

Pelo menos três fatos marcantes na história da Bolívia ainda hoje influenciam o comportamento do país no cenário internacional. O primeiro é o passado histórico de espoliação dos seus recursos naturais, que teve início com a extração da prata pelos colonizadores no século XVI. O segundo é a Guerra do Pacífico, travada com o Chile, na qual a Bolívia perdeu sua saída para o Oceano Pacífico. E o terceiro é a Guerra do Chaco, travada com o Paraguai, na qual o país também perdeu parte do seu território.

As riquezas naturais em solo boliviano sempre foram abundantes. No século XVI, as minas da região de Potosí chegaram a garantir à Coroa espanhola a exportação de quase a metade da prata do mundo, respondendo pela sua principal fonte de receita. A exploração da prata foi seguida pela exploração do estanho, dos nitratos, da borracha e do petróleo, quase sempre às custas da população local e guiada por interesses estrangeiros. Conforme observa o Professor Eugênio Rezende de Carvalho:

“Embora não seja um caso único na história universal, a trágica história da nação boliviana poderia ser resumida, desde as suas origens coloniais, à história de um país vítima secular da ambição e

espoliação externa de seus extraordinários recursos naturais, mediante o uso de seus próprios recursos humanos [...] (DE CARVALHO, 2006).”

Atualmente, o gás natural e a soja respondem pela maior parte do PIB da Bolívia. E a próxima riqueza a ser explorada parece ser o lítio, matéria-prima indispensável na fabricação das baterias para carros elétricos, abundante na região de Uyuni, a maior reserva mundial desse mineral. Ao que tudo indica, a base da economia boliviana continuará sendo, por muito tempo, a exploração de seus recursos naturais.

A Guerra do Pacífico, travada entre 1879 e 1884 por Bolívia, Peru e Chile pelo controle da região do Deserto do Atacama, por seu turno, foi motivada pela disputa por ricos depósitos de nitratos, principal matéria-prima na fabricação de fertilizantes e explosivos. Após a recusa de uma companhia anglo-chilena em aceitar a decisão da Bolívia de aumentar os impostos sobre o mineral extraído em seu território, o país, apoiado pelo Peru, entrou em guerra com o Chile. Ao final desta, o Chile havia anexado toda a costa boliviana, incluindo o porto de Antofagasta, e parte do território peruano. Com o Peru, em 1929, após anos de disputa, o Chile firmou tratado de paz, no qual se acordou a divisão dos territórios de Tacna y Arica, atual fronteira entre os dois países (BLACK, 2008, p. 151). A reivindicação por uma saída para o mar passou a ser a principal plataforma da política externa boliviana desde então e o relacionamento entre Peru e Chile ainda é marcado por contenciosos relativos à demarcação de limites, como o caso recente da fronteira lateral-marítima entre os dois países.

Por fim, a Guerra do Chaco foi resultado, por um lado, do desejo da Bolívia de ganhar acesso ao Oceano Atlântico por meio da Bacia do Rio da Prata e, por outro, do interesse do Paraguai em potenciais depósitos de petróleo da região. A disputa pelo território ao norte do Rio Pilocomayo durou três anos, de 1932 a 1935, e ao final da guerra o Paraguai acabou ganhando território em relação aos limites existentes antes do conflito (BLACK, 2008, p. 152-153). A derrota na Guerra do Chaco se deu para um exército menos numeroso e mais fraco militarmente, o que afetou a autoestima boliviana e reforçou as cicatrizes da Guerra do Pacífico.

As consequências desses acontecimentos estão vivamente presentes no imaginário boliviano e, por isso, devem ser levadas em conta para se entender o

contexto em que se travam as discussões políticas internas na Bolívia e também as relações do Estado boliviano com outros países, especialmente os seus vizinhos. Em relação ao Brasil, a Bolívia também teve conosco disputa territorial no início do século XX, relativa à Questão do Acre, mas felizmente o desfecho foi amigável, não tendo havido conflito armado entre os dois países, a exemplo do que ocorreu em todos os demais casos de demarcação das nossas fronteiras nacionais, especialmente aqueles concluídos no período em que o Barão do Rio Branco foi o titular da chancelaria brasileira.

O contencioso foi resolvido com o Tratado de Petrópolis, de 17 de novembro de 1903, marco importante no relacionamento bilateral Bolívia-Brasil<sup>1</sup>. Por meio dele os dois países concordaram em permutar parte de seus territórios. O território boliviano cedido ao Brasil, correspondente ao atual Estado do Acre, era ocupado por seringueiros brasileiros que haviam desbravado a região em busca da borracha. Por sua vez, o território brasileiro cedido à Bolívia correspondia a uma pequena extensão do Estado do Mato Grosso, de modo que a fronteira entre os dois países nesse trecho se desse por elementos naturais, no caso o Rio Madeira-Mamoré. Em razão da não equivalência entre os dois territórios, o Brasil comprometeu-se a pagar à Bolívia como indenização a quantia de dois milhões de libras esterlinas (Artigo III), além de outras compensações pelo negócio.

Os termos do tratado refletiram também, como esperado, as consequências da Guerra do Pacífico. Além da indenização, o tratado previa a assinatura de acordo de comércio e navegação que estabelecesse liberdade de trânsito terrestre e de navegação fluvial e ainda a possibilidade de a Bolívia manter agentes aduaneiros em alfândegas brasileiras (Artigos V e VI). Além disso, o Brasil oferecia como compensação a construção em território brasileiro de uma ferrovia entre o porto de Santo Antônio, no Rio Madeira, até Guajará-Mirim, no Rio Mamoré, com um ramal até a cidade de Villa-Bella, na confluência dos Rios Beni e Mamoré (Artigo VII), de forma a possibilitar o escoamento de produtos bolivianos, especialmente a borracha,

---

<sup>1</sup> O Tratado de Petrópolis entrou em vigor por meio do Decreto nº 5.161, de 10 de março de 1904, disponível para consulta no sítio da Divisão de Atos Internacionais do Ministério das Relações Exteriores, <http://www2.mre.gov.br/dai/biboliv.htm>.

pelo Oceano Atlântico. Por tudo isso, o Tratado de Petrópolis funcionou com instrumento efetivo de consolidação dos laços entre os dois vizinhos.

A acomodação dos interesses de ambas as partes em torno da Questão do Acre e a mudança de percepção da Bolívia após a Guerra do Chaco, quando passou a ver que o Brasil seria um mercado natural para o seu petróleo, permitiram a reaproximação dos dois países, favorecida pelo momento vivido pelo Brasil durante o Governo de Getúlio Vargas. Como bem observa Paulo Neto,

“Na década de 1930, o início do desenvolvimento da política de substituição das importações, pautada pela industrialização nacional, despertava no governo Vargas o interesse de estreitar laços econômicos com países vizinhos potencialmente capazes de oferecer matéria-prima energética indispensável para aprofundar e consolidar o novo modelo de desenvolvimento econômico [...]. O governo vislumbra, então, a possibilidade de se conseguir o abastecimento energético nacional pela aproximação diplomática com a Bolívia (PAULO NETO, 2007, p. 11)”.

O Tratado sobre a Saída e o Aproveitamento do Petróleo Boliviano, firmado em 25 de fevereiro de 1938, foi o pontapé inicial no relacionamento entre Bolívia e Brasil no setor de hidrocarbonetos<sup>2</sup>. Alguns conceitos contidos nesse tratado continuam presentes na atual agenda bilateral dos dois países, passados mais de setenta anos. Eram cinco os principais pontos acordados no tratado.

O primeiro dizia respeito à realização de estudos topográficos e geológicos e também sondagens para “determinar o verdadeiro valor industrial das jazidas petrolíferas da zona subandina” (Artigo I). Uma comissão de técnicos dos dois países conduziria os estudos na zona petrolífera boliviana e os custos, estimados em US\$ 1,5 milhão, seriam igualmente divididos entre os dois países (Artigos II e III), sendo que o Brasil adiantaria de imediato a sua parte (Artigo V). Além disso, o tratado previa que essas despesas efetuadas pelos Governos dos dois países com os estudos seriam reembolsadas com juros de 3,5% ao ano pelas empresas que viessem a explorar posteriormente a área (Artigo IV).

---

<sup>2</sup> O Tratado sobre a Saída e o Aproveitamento do Petróleo Boliviano entrou em vigor por meio do Decreto nº 3.131, de 5 de outubro de 1938, disponível para consulta no sítio da Divisão de Atos Internacionais do Ministério das Relações Exteriores, <http://www2.mre.gov.br/dai/biboliv.htm>.

O segundo ponto dizia respeito ao compromisso do Governo da Bolívia em permitir que a exploração do petróleo na zona subandina se desse por empresas binacionais brasileiro-bolivianas, como contrapartida do adiantamento de recursos pelo Brasil. Essas empresas deveriam dar prioridade ao Brasil na destinação do petróleo produzido, desde que o mercado interno boliviano estivesse devidamente atendido. Apenas o excedente poderia ser exportado, preferencialmente através do território brasileiro (Artigo VI). A ordem de prioridade das exportações tem efeito direto sobre a segurança energética do importador e constitui cláusula fundamental em acordos bilaterais de compra e venda de gás natural, conforme será discutido mais adiante.

O terceiro ponto tratava da construção e da exploração de oleodutos, que deveriam ser concedidas pela Bolívia a empresas brasileiro-bolivianas. A cláusula previa o direito à livre passagem pelo território brasileiro e estabelecia que os oleodutos deveriam se dirigir à fronteira com o Brasil ou então a um porto sobre o Rio Paraguai (Artigo VII). O equacionamento da questão dos direitos de passagem figura como cláusula de especial relevância quando se trata da construção de dutos que vinculam dois ou mais países.

O quarto ponto dizia respeito ao aproveitamento do petróleo boliviano. O Brasil se comprometia em instalar refinarias e a infraestrutura necessária para a distribuição do petróleo e de seus derivados no mercado brasileiro, em igualdade de condições com o petróleo de outras origens. Além disso, previa que fossem fomentadas atividades industriais relacionadas ao seu aproveitamento, não havendo menção se esse aproveitamento se daria no lado boliviano ou no lado brasileiro da fronteira, mas deixando a entender que poderia se dar em ambos (Artigos VIII e IX). A exportação de matérias-primas em detrimento do seu aproveitamento interno para a posterior exportação de produtos de maior valor agregado ainda levanta questionamentos com certa recorrência na Bolívia, principalmente em razão da condição de subdesenvolvimento do país.

O último ponto abordado no tratado foi a garantia de imunidade tributária ao petróleo e seus derivados de origem boliviana, além da igualdade de condições em relação a tarifas de transporte ferroviário (Artigo X). Ao tratado foram ainda anexadas notas complementares que definiram como zona de estudo, exploração e

produção petrolífera a área compreendida entre os rios Parapetí e Ichilo, na Bolívia. A delimitação mais precisa dessa área foi acordada por meio de Notas Reversais datadas de janeiro de 1952.

Em complemento ao Tratado sobre a Saída e o Aproveitamento do Petróleo Boliviano foi também assinado, na mesma data, o Tratado sobre Ligação Ferroviária<sup>3</sup>. O acordo previa a construção de vários trechos ferroviários, o mais importante deles entre Santa Cruz de la Sierra e Corumbá, que daria acesso as principais áreas petrolíferas, permitindo o escoamento da produção. O Governo brasileiro comprometia-se também a financiar a parte da Bolívia no empreendimento, previsto o reembolso com juros em 20 prestações anuais ou então em quantidade equivalente de petróleo ou gasolina.

Os Tratados de 1938 foram, de fato, os precursores do relacionamento bilateral Bolívia-Brasil na área de hidrocarbonetos. Juntos amarravam os principais pontos necessários para a concretização da integração energética entre os dois países, indo da fase de pesquisa exploratória ao consumo final, passando pelas etapas intermediárias da cadeia, sem descuidar das questões logísticas e tributárias envolvidas. Dois importantes conceitos que hoje balizam o contrato relativo ao gasoduto Bolívia-Brasil, por exemplo, nele já estavam presentes: a prioridade brasileira na destinação do gás natural exportado pela Bolívia e a imunidade tributária do produto em ambos os lados da fronteira.

Vilarino (2010, p. 46) observa que a aproximação do governo boliviano com o Brasil após o fim da Guerra do Chaco, ultimada com a assinatura dos Tratados de 1938, fez parte de uma estratégia de obtenção de apoio e proteção do maior país da região contra novas investidas de vizinhos ao território da Bolívia, que havia sido reduzido em mais da metade em função dos diversos conflitos em que o país se envolveu por causa de suas riquezas naturais. Ressalta, no entanto, que a Segunda Guerra Mundial e outras questões internas no Brasil impediram o avanço na

---

<sup>3</sup> O Tratado sobre Ligação Ferroviária entrou em vigor por meio do Decreto nº 3.130, de 5 de outubro de 1938, disponível para consulta no sítio da Divisão de Atos Internacionais do Ministério das Relações Exteriores, <http://www2.mre.gov.br/dai/biboliv.htm>.

implementação do Tratado, tendo as negociações sido retomadas apenas 20 anos depois, no Governo Juscelino Kubitschek.

Sobre isso Paulo Neto observa que

“Diante [...] da necessidade de assegurar o abastecimento de combustível indispensável ao desenvolvimento industrial brasileiro pretendido pelo Plano de Metas, o presidente Kubitschek, ao assumir a presidência, retomaria os entendimentos com a Bolívia. [...] A idéia era estender ao território boliviano a influência brasileira como contraponto ao interesse argentino pelas regiões de Duran e Madrejores, nas quais havia ocorrido, naquele período, descobertas de petróleo (PAULO NETO, 2007, p. 13).”

Em janeiro de 1958, foi negociado um conjunto de instrumentos conhecidos como Acordos de Roboré<sup>4</sup>. Em essência, a maior parte dos pontos relativos à questão do aproveitamento do petróleo boliviano, negociados no âmbito desses acordos, eram os mesmos dos Tratados de 1938, no entanto, a alteração de um ponto central levaria, posteriormente, ao malogro dos acordos. A zona de estudos definida em 1938 seria dividida em duas áreas, a maior delas, com 60% do total original, seria explorada pela empresa boliviana YPFB – Yacimientos Petroliferos Fiscales Boliviano, criada em 1936. A área restante, correspondente a 40% do total, deveria ser explorada por empresas privadas de capitais brasileiros, exclusivamente (Artigo I da Nota Reversal Número 6). Além da redução da área na qual o Brasil poderia atuar, pois os Tratados de 1938 haviam previsto a exploração de toda a zona por empresas boliviano-brasileiras, a Petrobras, que havia sido criada em 1953 e tinha o monopólio da exploração no Brasil, estava excluída do processo.

Paulo Neto (2007, p. 14) destaca que “considerados lesivos à Petrobras e ao Brasil, os Acordos de Roboré geraram polêmica nos círculos nacionalistas e no Congresso brasileiro” ao que Vilarino complementa dizendo

“Os que não aprovavam a existência da Petrobrás aproveitaram o episódio de Roboré para atacá-la e sabotá-la, aqui e na Bolívia, e os

---

<sup>4</sup> Seguro Vilarino (2006, p. 47) os Acordos de Roboré, assinados em 29 de março de 1958, constituem um total de 31 documentos (10 convênios, 11 protocolos e 10 notas reversais). O conteúdo das notas reversais de números 6 e 7, que tratam da questão do petróleo, são apresentados em (VILARINO, 2006, p. 358-365). No sítio da Divisão de Atos Internacionais do Ministério das Relações Exteriores consta apenas a Ata da Entrevista em Corumbá e Roboré dos Ministros das Relações Exteriores do Brasil e da Bolívia firmada em 28 de janeiro de 1958 por ocasião da negociação dos acordos.



que a defendiam moveram campanhas para que esses acordos não a enfraquecessem (VILARINO, 2010, p. 47)”.

Como resultado desse embate, que reviveu de certa maneira a campanha “O Petróleo é Nosso”, os acordos mais uma vez não se tornaram realidade.

Para a discussão que está no foco deste trabalho, os Acordos de Roboré trouxeram à pauta um novo e importante elemento, o gás natural. O Artigo VII da Nota Reversal Número 6 estabelece que “a Bolívia compromete-se a vender e o Brasil a comprar, nas condições e preços do mercado internacional, todo o gás natural produzido pelas empresas privadas de capitais brasileiros” na área de exploração a elas destinada. Adicionalmente, o Artigo XIII previa a possibilidade de construção de um gasoduto entre os dois países, caso houvesse produção e reservas suficientes para justificar o empreendimento.

Mas foi entre Bolívia e Argentina, no início da década de 1970, que foi construído um gasoduto, chamado de YABOG, o primeiro a interconectar dois países da América do Sul. Além dos interesses geopolíticos argentinos em relação à Bolívia, o que impulsionou a construção desse gasoduto foi a queda na produção de gás natural na Argentina na década de 1960, em razão de políticas governamentais de controle de preços aos consumidores residenciais e industriais que prejudicaram os investimentos do setor em exploração de novas áreas. Ao contrário do Brasil, a Argentina tinha um mercado desenvolvido de gás natural muito antes de se interessar pelo fornecimento de gás boliviano e, por isso, precisava garantir o suprimento de seu mercado (VICTOR, JAFFE e HAYES, 2006).

À época, o interesse brasileiro estava mais voltado para a hidroeletricidade e a negociação do Tratado de Itaipu com o Paraguai. O Brasil, no entanto, manteve as atenções em relação ao potencial fornecimento de gás natural pela Bolívia, tendo firmado, em 1974, um Acordo Complementar de Cooperação Industrial que previa a exportação de gás natural pela Bolívia em troca da compra pelo Brasil de produtos de um complexo industrial a ser instalado na fronteira (VICTOR, JAFFE e HAYES, 2006). O Brasil voltava a considerar a possibilidade de importação do gás boliviano em razão das consequências econômicas da crise internacional do petróleo. Bandeira (2006) observa, entretanto, que “o presidente Ernesto Geisel esquivou-se de cumprir o compromisso, pois julgava a Bolívia um país muito instável e não queria que

houvesse tanto gás”. Por mais vinte anos o projeto de integração energética seria postergado.

Alguns anos depois do início da operação do gasoduto YABOG, foram descobertas novas reservas de gás na Argentina que inundaram o mercado, fazendo o preço cair a valores inferiores àqueles pagos à Bolívia. A Argentina perdeu então o interesse pelo gás boliviano e houve uma crise entre os dois países por causa do preço do gás que, após acordo, foi reduzido em 20% em 1987. A Bolívia voltou-se novamente ao mercado brasileiro como potencial destino para o seu gás natural. O contrato entre Bolívia e Argentina expirou em 1992, mas a Argentina continuou importando volumes de gás natural da Bolívia até que o gasoduto com o Brasil entrasse em operação, alguns anos mais tarde (VICTOR, JAFFE e HAYES, 2006).

## **1.2 A concretização da integração gasífera entre os dois países**

A partir da segunda metade dos anos 1980, em um contexto de redemocratização, a abordagem dos dois países passou de geopolítica para geoeconômica. Mesmo com as novas descobertas na bacia de Campos, o governo brasileiro estudou alternativas para importar o gás boliviano. Paralelamente, a iniciativa privada, especialmente o empresariado de São Paulo e da Região Sul, empreendeu esforços para avaliar a viabilidade econômica dessa importação. Num primeiro momento, a Petrobras não se mostrou muito entusiasmada com a ideia, mas em razão do interesse do Governo do Estado de São Paulo na interiorização da indústria paulista e da pressão em relação a questões ambientais, acabou paulatinamente revendo sua posição (PAULO NETO, 2007, p. 89).

A partir do início da década de 1990, as diretrizes da política energética passaram a considerar a necessidade de diversificar a matriz energética e a questão ambiental ganhava relevância. Em 1992, foi realizada no Rio de Janeiro, a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, na qual se estabeleceram as bases para o Protocolo de Quioto sobre redução de emissão de gases de efeito estufa. O gás natural despontou então como alternativa para a substituição, principalmente, do óleo combustível no setor industrial, contribuindo para a diminuição da emissão de gases de efeito estufa e de resíduos particulados.

Em 17 de agosto de 1992, os dois governos firmaram Acordo que estabelecia as bases para a compra de gás natural boliviano pelo Brasil<sup>5</sup>. O Acordo previa o fornecimento de 8 a 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural por um gasoduto que cruzaria a fronteira entre Porto Suárez, na Bolívia, e Corumbá, no Brasil. Acertaram ainda que seriam fixadas as bases para a participação da Petrobras nas atividades de exploração, produção, comercialização, transporte e distribuição de hidrocarbonetos na Bolívia. Na mesma data, YPFB e Petrobras firmaram contrato preliminar de compra e venda de gás natural e os dois governos firmaram o Acordo de Alcance Parcial sobre Promoção de Comércio entre Brasil e Bolívia (Fornecimento de Gás Natural)<sup>6</sup>, que entre os principais pontos estabelecia a não imposição de barreiras ao comércio de gás natural entre os dois países, a garantia de direitos de passagem em dutos e o compromisso mútuo de respeito aos contratos firmados no âmbito do Acordo.

Em 17 de fevereiro do ano seguinte, foi firmado o Acordo referente ao contrato definitivo entre YPFB e Petrobras<sup>7</sup>, cujos principais termos são os seguintes:

- 1) A compra de gás boliviano se daria pelo período de 20 anos, com fornecimentos diários de 8 a 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em gasoduto que iria de Rio Grande, na Bolívia, a Curitiba, no Brasil.
- 2) Seriam firmados acordos e contratos específicos para a participação da Petrobras no mercado boliviano.
- 3) Previsão de revisão contratual para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.
- 4) Previsão de que seriam tomadas as medidas necessárias para garantir a isenção tributária sobre os bens e serviços envolvidos na construção do gasoduto e também no transporte do gás natural.

---

<sup>5</sup> O Acordo, por troca de Notas Reversais, sobre a Compra e a Venda de Gás Natural Boliviano está disponível para consulta no sítio da Divisão de Atos Internacionais do Ministério das Relações Exteriores, <http://www2.mre.gov.br/dai/biboliv.htm>.

<sup>6</sup> O Acordo de Alcance Parcial sobre Promoção de Comércio entre Brasil e Bolívia (Fornecimento de Gás Natural) entrou em vigor por meio do Decreto nº 681, de 11 de novembro de 1992, disponível para consulta no sítio da Presidência da República, <http://www.planalto.gov.br/legislacao>.

<sup>7</sup> O Acordo, por troca de Notas Reversais, sobre a Venda de Gás Boliviano ao Brasil, a propósito do Contrato Definitivo entre PETROBRÁS E YPFB está disponível para consulta no sítio da Divisão de Atos Internacionais do Ministério das Relações Exteriores, <http://www2.mre.gov.br/dai/biboliv.htm>.

- 5) Previsão de que seriam tomadas as medidas necessárias para obtenção de financiamento internacional para o projeto.

Posteriormente, o contrato entre YPF e Petrobras sofreu algumas alterações, por meio de aditivos, até que em 16 de agosto de 1996, foi firmado um novo contrato em substituição ao anterior, com vigência até o ano de 2019. Dias antes, em 5 de agosto de 1996, tinha sido firmado o Acordo para Isenção de Impostos Relativos à Implementação do Projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil<sup>8</sup>.

### **1.3 A interdependência econômica gerada pelo Gasoduto Bolívia-Brasil**

Do ponto de vista econômico, Brasil e Bolívia situam-se em extremos opostos no espectro de países da América da Sul. O Brasil é maior economia do continente, a Bolívia uma das menores. O PIB *per capita* da Bolívia é o menor da América do Sul, o do Brasil um dos maiores. O Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil é mais de 100 vezes maior do que o da Bolívia, US\$ 2 trilhões contra US\$ 19 milhões, segundo estimativas do Fundo Monetário Internacional (FMI) para o ano de 2010<sup>9</sup>.

Apesar das disparidades, os dois países estão ligados umbilicalmente por meio de um empreendimento que criou laços de interdependência de longo prazo entre eles, o Gasoduto Bolívia-Brasil. Para o Brasil, a importação de gás natural da Bolívia é fundamental para compor a oferta ao mercado interno brasileiro. Para a Bolívia, é fundamental na composição do seu PIB.

Em 2000, ano seguinte ao início da operação comercial do GASBOL, o gás boliviano já correspondia a 26% da oferta brasileira. Esse percentual foi subindo até atingir 50% no ano de 2005, permanecendo desde então próximo desse patamar, com pequenas variações para mais ou para menos. Os mercados do Mato Grosso do Sul e dos Estados da Região Sul são abastecidos exclusivamente com o gás natural boliviano e mais da metade do mercado de São Paulo também. Até 2019, quando vence o contrato entre YPF e Petrobras, o gás natural boliviano continuará sendo importante elemento na composição da oferta interna brasileira.

---

<sup>8</sup> O Acordo para Isenção de Impostos Relativos à Implementação do Projeto do Gasoduto Brasil-Bolívia entrou em vigor por meio do Decreto nº 2.142, de 5 de fevereiro de 1997, disponível para consulta no sítio da Presidência da República, <http://www.planalto.gov.br/legislacao>.

<sup>9</sup> World Economic Outlook Database, October 2010 (<http://www.imf.org/>).

Para a Bolívia, a exportação de gás natural pelo GASBOL correspondeu, em 2010, a 11% do PIB (ver Tabela 1). Além disso, o abastecimento interno do mercado de combustíveis do país, especialmente o de GLP<sup>10</sup> e o de gasolina, depende da produção do gás natural. Na Bolívia, os derivados leves são extraídos do líquido que vem misturado ao gás natural extraído. Segundo dados do Boletim de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia<sup>11</sup>, a produção de gás natural na Bolívia, em 2010, esteve próxima da sua capacidade máxima, que é de 42 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Desse total, cerca de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia são destinados ao mercado interno, restando cerca de 34 milhões de m<sup>3</sup>/dia para exportação. Como a capacidade de importação da Argentina é limitada a 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, se não houver produção para a exportação para o Brasil, não há matéria-prima para produzir derivados para o mercado interno boliviano.

**Tabela 1:** Evolução do PIB do Brasil e da Bolívia nos anos de funcionamento do GASBOL e peso das exportações de gás natural ao Brasil no PIB da Bolívia

	<b>PIB Brasil (US\$ bilhões)</b>	<b>PIB Bolívia (US\$ bilhões)</b>	<b>Importações de gás boliviano (FOB) (US\$ bilhões)</b>	<b>Peso no PIB boliviano (%)</b>
1999	573,12	8,30	0,01	0%
2000	642,42	8,41	0,11	1%
2001	552,84	8,15	0,17	2%
2002	500,27	7,92	0,33	4%
2003	555,54	8,09	0,41	5%
2004	665,55	8,81	0,56	6%
2005	890,05	9,57	0,78	8%
2006	1.093,49	11,53	1,26	11%
2007	1.366,22	13,29	1,47	11%
2008	1.635,52	16,60	2,68	16%
2009	1.574,04	17,46	1,59	9%
2010	2.023,53	19,18	2,13	11%

**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados do *World Economic Outlook Database 2010* do Fundo Monetário Internacional e dados do SISCOMEX do Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior.

<sup>10</sup> GLP é o gás liquefeito de petróleo, conhecido como “gás de cozinha”.

<sup>11</sup> Os Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do Ministério de Minas e Energia estão disponíveis na seção Publicações do sítio <http://www.mme.gov.br/>

Do ponto de vista comercial, a Bolívia é o país da América do Sul com a quarta maior corrente de comércio com o Brasil e o único com o qual temos um déficit recorrente na balança comercial (ver Tabelas 2 e 3). Em 2010, o Brasil importou cerca de US\$ 2,23 bilhões em produtos de 128 categorias e exportou US\$ 1,16 bilhão em produtos de 3.886 categorias. O saldo final foi negativo em US\$ 1,1 bilhão, sendo que 95% das importações corresponderam ao gás natural.

**Tabela 2:** Corrente de comércio do Brasil com os países da América do Sul

(em US\$ milhões)	2010	2009	2008
ARGENTINA	32.956,71	24.066,62	30.864,06
CHILE	8.361,52	5.331,38	8.743,29
VENEZUELA	4.686,56	4.191,93	5.688,96
BOLIVIA	3.395,90	2.568,98	3.993,45
COLOMBIA	3.275,01	2.368,97	3.124,32
PARAGUAI	3.159,31	2.269,34	3.145,08
URUGUAI	3.105,26	2.600,42	2.662,28
PERU	2.927,94	1.973,37	3.254,69
EQUADOR	1.035,57	679,64	920,55
SURINAME	63,59	47,57	75,81
GUIANA	28,37	19,47	21,08
GUIANA FRANCESA	5,56	6,28	10,59

**Fonte:** SISCOMEX - Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior.

**Tabela 3:** Balança comercial do Brasil com os países da América do Sul

(em US\$ milhões)	2010	2009	2008
ARGENTINA	4.088,33	1.503,31	4.347,18
BOLIVIA	-1.070,26	-730,52	-1.722,31
CHILE	155,21	-17,79	840,11
COLOMBIA	1.117,16	1.233,13	1.465,84
EQUADOR	921,80	596,78	835,38
GUIANA	28,23	17,49	20,49
GUIANA FRANCESA	5,43	6,24	10,03
PARAGUAI	1.936,51	1.098,46	1.830,04
PERU	1.113,19	1.004,75	1.342,62
SURINAME	63,16	32,77	18,00
URUGUAI	-43,11	119,73	625,97
VENEZUELA	3.021,38	3.028,75	4.611,42

**Fonte:** SISCOMEX - Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior.

#### 1.4 Nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia

Um dos episódios que abriu caminho para a chegada de Evo Morales à presidência da Bolívia está diretamente relacionado com a exportação de gás natural. Trata-se do projeto *Pacific LNG*, um consórcio de empresas formado por Repsol, British Gas e Pan American Energy, que tinha por objetivo o escoamento de gás boliviano até um porto no Chile, onde o gás seria liquefeito para então ser exportado por meio de navios metaneiros para os Estados Unidos. A concepção do projeto tinha partido de entendimentos entre os presidentes Ricardo Lagos, do Chile, e Hugo Banzer, da Bolívia, que tentaram, a partir de 2000, reestabelecer as bases do relacionamento entre os dois países após 22 anos do rompimento de suas relações diplomáticas. O gás passaria pelo território chileno livre de impostos até chegar às margens do Oceano Pacífico, onde a Bolívia disporia de um pedaço do território chileno em forma de comodato para instalar e operar uma planta de liquefação de gás natural. A instalação de uma “Zona Econômica Especial” seria a maneira pela qual o Chile resgataria sua dívida histórica com a Bolívia após a Guerra do Pacífico (GUZMÁN, 2010).

Em 2003, violentos protestos contra esse projeto levaram à renúncia do Presidente Sánchez de Lozada. O movimento liderado por sindicatos, líderes indígenas e camponeses exigia a nacionalização das reservas de gás e recebeu apoio de Evo Morales, que tinha perdido o segundo turno da eleição presidencial do ano anterior. O vice Carlos Mesa assume e, em maio de 2005, é aprovada a Lei de Hidrocarbonetos, que eleva os impostos e royalties sobre a produção de gás e petróleo de 18% para 50%. Manifestações exigindo a completa nacionalização continuam e Mesa renuncia em junho de 2005. Após a convocação de eleições, Evo Morales assume como o primeiro presidente indígena do país, investido de legitimidade histórica e política. Em 1º de maio de 2006, cumpre a promessa de campanha por meio do Decreto Supremo N° 28.701<sup>12</sup>, que nacionaliza o setor de hidrocarbonetos.

---

<sup>12</sup> O texto do Decreto N° 28.701, de 1º de maio de 2006, assim como o da Lei de Hidrocarbonetos, de 2005, podem ser acessados no sítio <http://bolivia.infoleyes.com/>

Os principais pontos estabelecidos no Decreto são os seguintes:

- 1) Toda a produção de hidrocarbonetos deverá ser entregue à YPF, que assumirá a sua comercialização, definindo as condições, os volumes e os preços para o mercado interno e externo (Artigo 2).
- 2) Somente poderão permanecer operando no país as empresas que assinarem em um prazo de 180 dias novos contratos acatando o disposto no Decreto Supremo (Artigo 3).
- 3) Durante o período de transição, para os campos com produção superior a 2,83 milhões de m<sup>3</sup>/dia, 82% do valor da receita da produção ficará com o Estado (18% de royalties e participações, 32% de Imposto Direto sobre Hidrocarbonetos – IDH e 32% de participação especial para a YPF) e 18% ficará com as companhias (para cobrir custos de operação, amortização e utilidades). O valor definitivo das participações das empresas que constarão dos novos contratos de exploração e produção dependerá de auditorias feitas pelo Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da Bolívia (Artigo 4).
- 4) O Estado toma o controle e a direção da produção, transporte, refino, armazenamento, distribuição, comercialização e industrialização dos hidrocarbonetos do país (Artigo 5).
- 5) A YPF passa a deter o controle acionário das empresas Chaco, Andina, Transredes e Companhia Logística de Hidrocarburos da Bolívia, capitalizadas em governos anteriores, e também das refinarias da Petrobras.

A majoração da tributação no período de transição, descrita no item 3, afetou os campos de San Antonio e San Alberto, operados pela Petrobras. Além disso, a nacionalização da empresa Transredes, descrita no item 5, transferiu à YPF o controle sobre os trechos internos dos gasodutos de exportação de gás natural ao Brasil. Além disso, a YPF passou a ser a responsável pela nomeação das exportações, ou seja, pela definição dos volumes e do destino do gás natural. Ao final do período de transição, todas as empresas que atuavam no país assinaram os novos contratos de concessão, o que acabou por demonstrar que embora as novas condições fossem menos favoráveis do que as anteriores os investimentos dessas empresas continuaram sendo remunerados adequadamente.



## CAPÍTULO 2. OS GASODUTOS ENTRE BOLÍVIA E BRASIL

Do ponto de vista estritamente econômico, há alguns requisitos mínimos para a viabilidade de um projeto de construção de um gasoduto de longa distância para transporte de gás natural. Se o projeto se tratar de um gasoduto transnacional, fatores adicionais precisam ser considerados, como o político e o regulatório.

O objetivo deste capítulo é fazer uma análise dos dois projetos de gasoduto para importação de gás natural boliviano pelo Brasil, mostrados na Figura 1. O primeiro é o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que a despeito de não dispor inicialmente de todos os requisitos econômicos, foi construído no âmbito de um acordo entre os dois países e hoje opera eficientemente, podendo ser tratado como um exemplo de sucesso. O segundo é o Gasoduto Lateral-Cuiabá, que foi construído por agentes privados sem a interferência do Governo, portanto dispunha dos requisitos econômicos mínimos, mas que desde 2008 não está transportando gás natural, a despeito de haver demanda para tal.

O que se deseja ilustrar é que o fator econômico não é condição necessária nem suficiente para garantir o sucesso de um empreendimento de infraestrutura que gera relações de interdependência entre dois países no longo prazo.



**Figura 1:** Gasodutos de importação de gás natural da Bolívia

## 2.1 Uma palavra sobre as peculiaridades da indústria de gás natural

O gás natural depende da existência de uma infraestrutura dedicada para ser transportado. Não é como o petróleo, que pode facilmente ser acondicionado em tanques para a movimentação em qualquer modal de transporte<sup>13</sup>. Na maioria das vezes, as reservas de gás natural estão distantes do mercado consumidor e são necessários grandes investimentos na construção de gasodutos ou de plantas de liquefação para fazê-lo chegar ao usuário final.

Na análise da viabilidade da construção de um projeto de gasoduto, *grosso modo*, três pontos devem ser equacionados. O primeiro é a existência, no local de origem do gasoduto, de reservas suficientes para o suprimento do projeto ao longo de toda a sua vida útil. O segundo é a existência de demanda suficiente no local de destino, para um preço de gás natural que remunere tanto os investimentos na exploração e produção como também na construção do gasoduto. Por fim, o terceiro é a viabilidade técnica, econômica e ambiental do duto em si, ou seja, se para a oferta e a demanda identificadas, o dimensionamento e o traçado do gasoduto são factíveis técnica e ambientalmente e a tarifa de transporte a ser cobrada ao longo da vida do projeto é competitiva para o consumidor e suficiente para remunerar o transportador com taxa de retorno razoável.

O equacionamento desses pontos é fundamental no projeto de um gasoduto, pois uma vez que ele esteja concretizado, passa a ser um custo afundado para o seu proprietário, por se tratar de uma infraestrutura para uso específico. Além disso, praticamente todo o investimento no projeto é desembolsado antes de o gasoduto entrar em operação. Por essa razão, a decisão final de investimento depende da existência de contratos de longo prazo que sustentem o projeto, necessários também para a aprovação de financiamentos em instituições financeiras, quando for o caso.

Nesses contratos há sempre cláusulas de transferência de risco. As de *Ship-or-Pay (SoP)* estabelecem que aquele que compra a capacidade de transporte pagará por

---

<sup>13</sup> As ferrovias foram o primeiro meio de transporte de petróleo em larga escala. Tanto é que a unidade de medida utilizada até hoje para o petróleo cru, o barril, equivalente a 159 litros, é uma herança dos tempos em que o escoamento da produção era feito em barris por ferrovias, nos primórdios da indústria petrolífera nos Estados Unidos, na segunda metade do século XIX.

ela independentemente do uso, o que dá segurança para o transportador, dono do gasoduto, transferindo o risco para o carregador, dono da capacidade e do gás natural que trafega por ele. Da mesma forma, os carregadores firmam com os produtores cláusulas de *Delivery-or-Pay (DoP)*, que estabelecem o dever de o produtor entregar o volume de gás solicitado, e cláusulas de *Take-or-Pay (ToP)*, que estabelecem o dever de o carregador pagar por um volume mínimo de gás natural, independentemente da retirada, garantindo assim a remuneração dos investimentos em exploração e produção.

Qualquer que seja o gasoduto, tais peculiaridades da indústria do gás natural e, especialmente, da atividade de transporte, serão levadas em conta nas fases de projeto. Em alguns casos, no entanto, alguns pré-requisitos podem ser flexibilizados a depender da disposição à tomada de riscos pelos agentes envolvidos, conforme será ilustrado ao longo deste capítulo.

## **2.2 O Gasoduto Bolívia-Brasil<sup>14</sup>**

A concepção do projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) se deu no âmbito dos acordos firmados entre os dois países, descritos em detalhes na Seção 1.2. A construção do empreendimento, propriamente dita, se deu por meio da constituição de duas empresas, a Gas TransBoliviano (GTB), responsável pelo trecho na Bolívia, e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), responsável pelo trecho no Brasil. A atual composição acionária das duas empresas, mostrada na Tabela 4, mantém praticamente a mesma estrutura inicial. A principal mudança está no lado da GTB, onde a participação da YPFB corresponde à participação original da Transredes, nacionalizada em 2006.

---

<sup>14</sup> A elaboração desta seção foi subsidiada, entre outras fontes, pelas informações disponíveis nos sítios das transportadoras GTB (<http://www.gtb.com.bo/>) e TBG (<http://www.tbg.com.br/>).

**Tabela 4:** Composição acionária das transportadoras GTB e TBG

<b>GTB (Bolívia)</b>		<b>TBG (Brasil)</b>	
Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	11%	Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)	51%
BG Overseas Holding Ltd	2%	BBPP Holding Ltda	29%
EPED B Comany (El Paso)	2%		
YPFB Transporte S.A.	51%	Transredes do Brasil Holding S.A.	12%
AEI Bolívia C.V.	17%	AEI América do Sul Holding Ltda	4%
Shell Gas Latin América B.V.	17%	Bear Gás Participações Ltda	4%

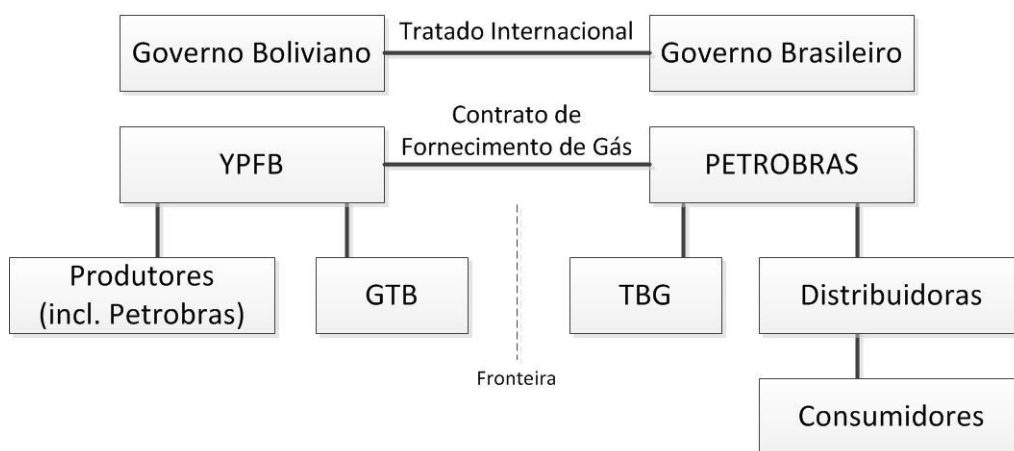
**Fonte:** Sítos da GTB e da TBG.

O modelo de governança do projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil, descrito a seguir, é mostrado na Figura 2. Os acordos internacionais firmados por Brasil e Bolívia, entre os quais se deve destacar o Acordo de Alcance Parcial sobre a Promoção de Comércio entre Bolívia e Brasil (Fornecimento de Gás Natural), assinado em 17 de agosto de 1992, e o Acordo sobre a Venda de Gás Boliviano ao Brasil, a propósito do contrato definitivo entre YPFB e Petrobras, firmado em 17 de fevereiro de 1993, dão respaldo a todos os demais contratos firmados entre as empresas envolvidas. O contrato principal é o contrato de compra e venda de gás natural entre YPFB e Petrobras, que estabelece os volumes e as condições de fornecimento. A transferência de custódia do gás natural se dá na fronteira entre os dois países.

Do lado boliviano, a YPFB tem contratos de exploração e produção firmados com produtores, entre eles a própria Petrobras, operadora dos campos de produção de San Alberto e San Antonio, e também contratos de transporte firmados com transportadores, especialmente a GTB, dona do trecho boliviano do gasoduto. Do lado brasileiro, a Petrobras tem um contrato de transporte com a TBG, dona do trecho brasileiro do gasoduto, e contratos de compra e venda de gás natural com as distribuidoras estaduais, que ancoram a importação.

A concretização do projeto só foi possível graças a um intrincado arranjo de financiamentos, descrito em detalhes em (VICTOR, JAFFE e HAYES, 2006), envolvendo o BNDES/Finame, a Cooperação Andina de Fomento, agências de fomento e exportação, o Banco Europeu de Investimento, o Bird e o BID, além do

aporte de acionistas e da venda antecipada de serviços. O custo total do projeto foi de cerca de US\$ 2 bilhões, sendo US\$ 1,6 milhão no lado brasileiro e US\$ 400 milhões no lado boliviano. As dificuldades na obtenção de financiamento para o projeto se deram não apenas por causa das incertezas regulatórias na Bolívia, como era de se esperar, mas também das incertezas no Brasil, que havia recém flexibilizado o monopólio da Petrobras no setor, e, ainda, por causa da falta de maturidade do mercado brasileiro de gás natural.



**Figura 2:** Modelo de Governança do Projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil

Sobre essa questão e também a importância do projeto no âmbito do relacionamento entre os dois países Paulo Neto escreve:

“Se, por um lado, estava evidente o caráter político que movia o interesse brasileiro em encetar a cooperação energética com a Bolívia, por outro, a natureza econômica do projeto era pautada por certo grau de incerteza. [...] A importação de gás natural boliviano assumia, portanto, para o governo brasileiro o caráter de um projeto que tenderia a transcender o espectro de um acordo eminentemente comercial. Em virtude de sua característica de longo prazo e da sua natureza estratégica possibilitaria sedimentar vínculos ainda mais estreitos entre os dois países, renovando os rumos do relacionamento bilateral (PAULO NETO, 2007, p. 16).”

O caráter estratégico do projeto, inserido em um contexto maior, o da integração na América do Sul, e também a firme decisão política do Brasil de levá-lo adiante, suplantaram algumas fragilidades econômicas do projeto. Por um lado, as reservas provadas bolivianas eram insuficientes para garantir o suprimento pelos 20 anos de contrato. Havia apenas reservas prováveis suficientes, mas que dependeriam

de confirmação posterior. Por outro, no Brasil havia demanda potencial, mas o mercado era pouco desenvolvido, tanto que nos primeiros anos de operação do GASBOL a Petrobras não conseguiu cumprir integralmente a retirada dos volumes previstos nas cláusulas de ToP, tendo que pagar antecipadamente por volumes não retirados. Só a partir de 2005 a situação se reverteu. A decisão final de investimento foi tomada, portanto, sob a existência de alguns riscos para o projeto.

O trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil, que se inicia em Rio Grande – um povoado indígena 40Km ao sul de Santa Cruz de la Sierra – e vai até a divisa com o Brasil, em Corumbá, tem 557 Km de extensão. O trecho brasileiro, que se inicia na fronteira e vai até Porto Alegre, atravessando 5 estados e 137 municípios, tem 2.593 Km. O diâmetro do gasoduto vai decrescendo de 32 polegadas na Bolívia até 16 polegadas em Porto Alegre, sendo que a capacidade total de importação é de 30,08 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O GASBOL é o maior gasoduto da América do Sul e iniciou a operação comercial em julho de 1999.

As principais condições de fornecimento estabelecidas no contrato, de maneira bem simplificada, são:

- 1) Fornecimento pelo período de 20 anos, até 2019;
- 2) Volume de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia com ToP anual de 80%, ou seja, 24 milhões de m<sup>3</sup>/dia;
- 3) Preferência no fornecimento de gás ao Brasil, em relação a terceiros;
- 4) Compra e venda de gás natural com isenção de tributos na importação e na exportação e sem restrições não tarifárias;
- 5) Preço do gás reajustado trimestralmente, com correção pela cotação de uma cesta de óleos no mercado internacional.

Desde o início do fornecimento, nunca houve interrupção do envio de gás natural pela Bolívia por questões políticas, nem mesmo nos períodos mais tensos que se seguiram à nacionalização do setor de hidrocarbonetos, em 2006. Na verdade, em termos de volumes de gás natural, a nacionalização, em si, não afetou em nada as importações brasileiras pelo GASBOL. Duas coincidências que nada tinham a ver com os eventos na Bolívia, porém, contribuíram para a imagem negativa em relação à segurança do suprimento boliviano para as regiões Sudeste e Sul do País.

A primeira, ainda em 2006, antes da nacionalização, foi a ocorrência de fortes chuvas que danificaram um duto de escoamento de condensado próximo dos campos de produção na Bolívia, o que exigiu o acionamento de um plano de contingência por parte da Petrobras e a redução da importação até que o problema fosse corrigido. A segunda ocorreu em outubro de 2007, em momento de pleno aquecimento da demanda, com o GASBOL operando na capacidade máxima pela primeira vez desde o início de operação. Em razão de uma decisão judicial que obrigou a Petrobras a fornecer gás natural a uma usina termelétrica no Mato Grosso do Sul sem que houvesse contrato firmado entre as partes, a empresa teve de cortar parte dos volumes entregues às distribuidoras do Rio de Janeiro e de São Paulo, que vinham sendo retirados acima dos limites estabelecidos em contrato. A liminar foi rapidamente revertida, mas as sequelas para o mercado foram grandes, especialmente para o mercado de gás natural veicular. Além disso, a imagem que permaneceu foi a de que o fornecimento de gás boliviano não era confiável, a despeito de o problema nada ter havido com a Bolívia.

Após o processo de nacionalização, a Bolívia chegou a pleitear a majoração do preço de gás natural estabelecido no contrato entre Petrobras e YPFB, especialmente após ter firmado um convênio com a Argentina para exportação de gás a preços superiores aos praticados para o Brasil, mas isso não se concretizou. Em contrapartida, posteriormente, o Brasil aceitou pagar um adicional pela parte das frações líquidas de gás natural acima do poder calorífico estabelecido em contrato, em montantes de no mínimo US\$ 100 milhões anuais e no máximo US\$ 180 milhões<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Segundo nota publicada no sítio da Petrobras pela área de relacionamento com investidores (<http://www.petrobras.com.br/ri>), o acordo foi concretizado com a assinatura de aditivo ao contrato, em 18 de dezembro de 2009.

### 2.3 O Gasoduto Lateral-Cuiabá<sup>16</sup>

O gasoduto Lateral-Cuiabá é um segundo gasoduto de importação de gás da Bolívia, sobre o qual pouco se fala quando se trata do tema do gás boliviano. Esse gasoduto entrou em operação dois anos depois do GASBOL, mas diferentemente deste não teve qualquer participação direta do Governo brasileiro ou da Petrobras na sua negociação ou construção. Seguindo a lógica de mercado, o empreendimento foi concebido com o objetivo de participar de uma concorrência pública internacional lançada pela Eletrobrás em 1996 para contratar capacidade de geração e energia para suprir as necessidades do Estado do Mato Grosso.

O chamado “Projeto Integrado Cuiabá” consistia de usina térmica a gás natural com capacidade de 480MW, a ser construída em Cuiabá, capital do Estado do Mato Grosso, e um gasoduto com extensão de 642 Km que, partindo da Bolívia, cruzaria a fronteira em San Matias (Bolívia) indo até a capital Cuiabá. O projeto seria ancorado por meio de um contrato de capacidade<sup>17</sup> com o setor elétrico brasileiro, que garantiria a remuneração dos investimentos na usina e no gasoduto. A concepção e a execução do projeto foram realizadas pelas empresas Enron e Shell Gas Latin America<sup>18</sup>, com 100% de recursos próprios (*equity*), sem financiamentos.

Quatro empresas foram criadas para estruturar o negócio. A Empresa Produtora de Energia (EPE), nome fantasia Pantanal Energia, seria a dona da usina termelétrica. A empresa GasOriente Boliviano (GOB) seria dona do trecho boliviano do gasoduto e a empresa GásOcidente Mato Grosso (GOM) seria dona do trecho brasileiro do gasoduto. A quarta empresa, chamada Transborder Gas Service, seria a responsável por contratar o gás natural na Bolívia e as capacidades de transporte nos gasodutos, para então vendê-lo à EPE.

---

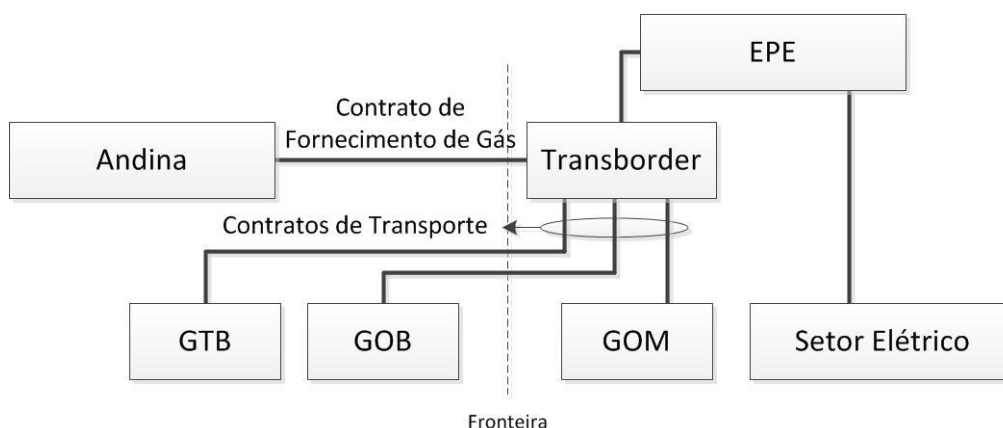
<sup>16</sup> A elaboração desta seção foi subsidiada pelas informações disponíveis nos sítios na internet das empresas envolvidas com o Gasoduto Lateral-Cuiabá (Pantanal Energia, GasOriente e GasOcidente) e também a partir de entrevista realizada com o Diretor-Presidente da Empresa Pantanal Energia, Fábio Garcia, em março de 2010.

<sup>17</sup> Contrato de capacidade é um contrato no qual a usina recebe para estar disponível para gerar, ou seja, recebe independentemente da geração de energia.

<sup>18</sup> Os ativos da Enron, após sua falência, foram gerenciados pela Prisma Energia até sua venda à Ashmore Energy International (AEI), que adquiriu posteriormente também a parte da Shell.



A Transborder fechou contrato de compra e venda de gás natural com a empresa produtora Andina, controlada à época pela Repsol, no volume de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, a serem entregues em Rio Grande, na Bolívia, pelo período de 21 anos, com ToP de 80% e DoP de 100%. O preço base negociado estava próximo daquele negociado pela Petrobras no contrato com a YPFB, com uma diferença importante, a cláusula de reajuste previa a correção pela inflação americana ao produtor<sup>19</sup> ao invés da variação da cotação de uma cesta de óleos no mercado internacional. A Transborder contratou ainda capacidade de transporte firme com SoP de 100% com a GTB, no trecho Rio Grande até a Estação Chiquitos do GASBOL, com a GasOriente Boliviano (GOB), no trecho Estação Chiquitos do GASBOL até a fronteira em San Matias, e com a Gás Ocidente do Mato Grosso (GOM), no trecho entre a fronteira e Cuiabá. O modelo de governança é mostrado na Figura 3.



**Figura 3:** Modelo de Governança do Projeto do Gasoduto Lateral-Cuiabá

A construção foi iniciada no segundo semestre de 1999 e concluída em junho de 2001 e o projeto custou cerca US\$ 750 milhões, dos quais aproximadamente US\$ 450 milhões foram destinados à térmica e US\$ 300 milhões ao gasoduto. O trecho boliviano do Gasoduto Lateral-Cuiabá, que se inicia na Estação de Chiquitos e vai até a divisa com o Brasil em San Matías, tem 362 Km de extensão. O trecho brasileiro, que se inicia na fronteira e vai até Cuiabá, tem 267 Km. Ambos os trechos

<sup>19</sup> *Producer Price Index (PPI)*

têm 18 polegadas de diâmetro e capacidade de transporte de 2,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O início da operação comercial se deu em 7 de março de 2002.

Nos anos seguintes à entrada em operação comercial tudo transcorria como planejado, até que a nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia, em 2006, causou sério revés ao projeto. O Decreto Supremo estabeleceu que apenas a YPFB poderia comercializar e exportar gás natural na Bolívia, o que de imediato tornou nulo o objeto do contrato entre a Trasborder e a Andina, cujo controle acionário também havia sido tomado pela YPFB. Em tese, a YPFB deveria ter assumido os compromissos da Andina, mas não aceitou as bases do contrato, exigindo que as condições fossem revistas. Em setembro de 2007, o fornecimento de gás natural foi interrompido até que um novo contrato fosse firmado entre a YPFB e a EPE. Houve fornecimento intermitente até março de 2008, depois disso a interrupção foi completa.

A YPFB passou a dar prioridade para a Argentina em detrimento da EPE porque o país tinha assinado um convênio com a Bolívia, em 2006, para a compra de gás natural a valores superiores aos praticados para o Brasil. O valor pago pela EPE estava muito defasado em função da escalada do preço do petróleo no mercado internacional em relação à inflação americana. A EPE não teve sucesso nas negociações com os bolivianos e pediu a intervenção do Governo brasileiro que fechou, em 2007, um acordo com o Governo boliviano estabelecendo o fornecimento a preços equivalentes aos pagos pela Petrobras, do volume total do contrato, de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, até 2019. Depois esse volume foi ajustado para 1,1 milhão de m<sup>3</sup>/dia no período de 2007 a 2009.

O acordo não foi cumprido pela Bolívia, que reiteradamente declarou motivo de força maior para não enviar o volume combinado. No decorrer do processo, percebeu-se que o preço não era o principal problema, já que o acordo firmado entre os dois governos considerava o alinhamento aos preços pagos pela Petrobras. Na realidade, o país já estava com dificuldades de cumprir todos os seus compromissos de exportação e optou por dar prioridade para aqueles que lhe davam maior retorno. Construído sob a lógica estritamente econômica, o projeto do Gasoduto Lateral-Cuiabá foi impactado por questões políticas delicadas, que exigiram tempo e esforço para serem equacionadas. A percepção dos empreendedores é de que a relevância do

projeto para o Estado do Mato Grosso e para o sistema elétrico ficou diluída na extensa agenda de questões que estavam em jogo nas negociações entre os dois países, em um momento de pouca serenidade e de muita preocupação com a segurança energética da principal região industrial do Brasil.

Passados três anos sem suprimento de combustível, em 2010, a fim de encontrar uma alternativa para retomar o funcionamento do gasoduto e da usina termelétrica, a EPE buscou a Petrobras e iniciou negociações no sentido de arrendar a usina térmica para a estatal, de modo que o fornecimento de gás natural se realizasse amparado no contrato já existente com a YPFB para o GASBOL. Diante da perspectiva de ver milhões de dólares em investimentos sem retorno, a única solução encontrada foi buscar abrigo no contrato de compra e venda de gás natural que estava amparado pelos tratados internacionais entre os dois países.

## **2.4 Lições aprendidas**

Os exemplos do GASBOL e do Gasoduto Lateral-Cuiabá demonstram, por um lado, que o fator econômico de fato não é condição necessária nem suficiente para garantir o sucesso de um empreendimento de infraestrutura que gera relações de interdependência entre dois países no longo prazo. Por outro lado, reforçam o papel das normas internacionais no processo e a necessidade de participação dos Governos, especialmente quando não há marcos regulatórios consolidados entre os países envolvidos.

A experiência negativa com o Gasoduto Lateral-Cuiabá se repetiu com o gasoduto de importação de gás argentino em Uruguaiana/RS, também construído por agentes privados sem a participação dos respectivos Governos. Em 2008, o país vizinho, que enfrentava restrição na oferta interna de gás natural, estabeleceu um imposto de exportação sobre o produto que, na prática, inviabilizou a sua importação pelo Brasil. Isso não aconteceria no caso do GASBOL, pois há um tratado específico entre os dois países que proíbe tal prática.

Os problemas gerados por esses dois casos foram internalizados nas discussões do novo marco regulatório do setor, que estavam ocorrendo no Congresso Nacional ao longo de 2008. Tanto que o art. 36 da Lei 11.909, de 4 de março de 2009, conhecida como “Lei do Gás”, trouxe para o âmbito do Ministério de Minas e

Energia a prerrogativa de autorizar novos gasodutos de importação. Ficou claro o entendimento do Governo brasileiro de que futuros problemas deveriam ser evitados e, por isso, a construção desse tipo de empreendimento deveria ser conduzida como uma questão de Estado e com o devido amparo em tratados internacionais.

### **CAPÍTULO 3. DESAFIOS À INTEGRAÇÃO GASÍFERA NA AMÉRICA DO SUL FRENTE À NOVA GEOPOLÍTICA DO GÁS NATURAL**

O mercado mundial de gás natural vem passando por mudanças estruturais nos últimos anos, em razão, principalmente, do aumento da participação do gás natural liquefeito – GNL nas movimentações transnacionais do produto e da viabilização econômica da recuperação de novos tipos de reservas. O objetivo deste capítulo é discutir os desafios à integração gasífera na América do Sul frente à emergência de uma nova geopolítica do gás natural, considerando o reposicionamento brasileiro em relação à sua segurança energética, ocorrido após a nacionalização do setor de hidrocarbonetos na Bolívia, em 2006, e também o congelamento das perspectivas bolivianas de ampliação da produção e da exportação de gás natural em função da deterioração do ambiente de negócios no país após o mesmo episódio.

#### **3.1 A nova geopolítica do gás natural**

O interesse em monetizar reservas distantes de centros de consumo foi o vetor de dezenas de projetos de integração gasífera ao redor do mundo, a partir do início da década de 1970. Hoje, o gás russo cruza terceiros países até chegar à Alemanha e países vizinhos. O gás do norte da África cruza para a Europa continental por duas rotas de gasodutos que passam por debaixo do Mar Mediterrâneo, uma para a Espanha e outra para a Itália. O gás da Noruega cruza o Mar do Norte em direção ao Reino Unido, e deste para a Bélgica. O gás natural canadense é levado aos Estados Unidos e o americano ao Canadá e ao México, através de uma série de gasodutos transfronteiriços<sup>20</sup>.

Enfim, ao longo da história do gás natural foi sendo construída uma série de interconexões físicas entre as áreas de produção e os mercados consumidores, na

---

<sup>20</sup> O mercado americano é *sui generis*. O país dispõe de uma extensa e ramificada rede de transporte, com cerca de 305.000 milhas de gasodutos, e áreas de produção espalhadas por todo o seu território. A despeito de ser o maior mercado consumidor do mundo (22% do total consumido em 2009) e de ter interconexões por gasodutos com o Canadá e com o México e diversos terminais de importação de GNL, a maior parte do consumo é suprido pela oferta doméstica de gás natural. Em 2009, apenas 12% da oferta de gás veio de importações, dos quais 10% por gasoduto e 2% por terminais de GNL.

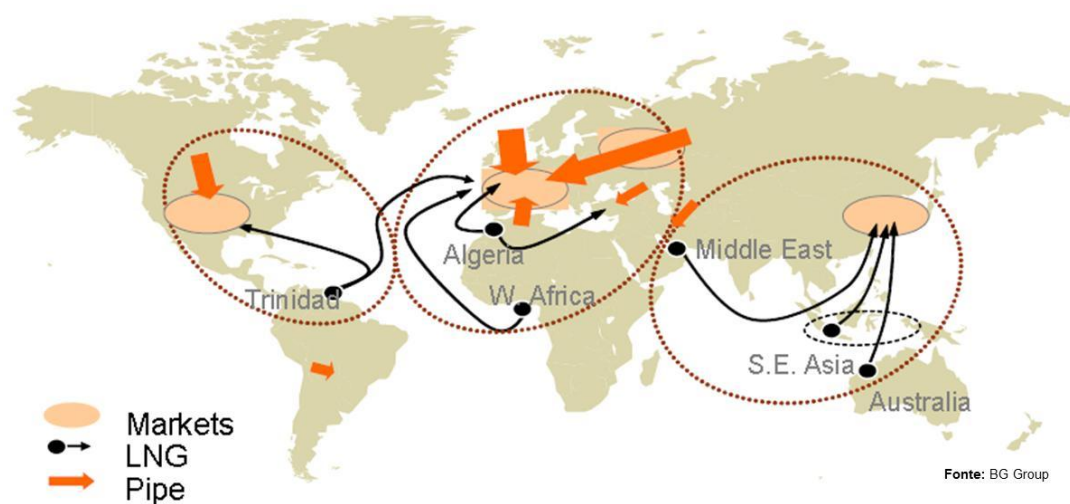
maioria das vezes envolvendo o cruzamento de fronteiras transnacionais. A partir da mesma época, especialmente após a primeira crise do petróleo, o GNL surgiu como alternativa aos gasodutos de longa distância ainda que os custos das plantas de liquefação fossem muito elevados. O Japão teve papel importante como comprador e como desenvolvedor de tecnologia, seguindo a estratégia de diversificar suas fontes de fornecimento para aumentar a segurança energética.

Em razão da necessidade de infraestrutura dedicada para o transporte de gás natural, cada projeto de gasoduto transnacional ou de planta de liquefação, sobretudo os projetos pioneiros, foi negociado em condições de fornecimento e de preço específicas, quase sempre envolvendo acordos bilaterais entre os países (ou trilaterais no caso de gasodutos que passam por terceiros países). Isso acabou por criar mercados regionalizados, com lógica própria de funcionamento e de precificação. Como já mencionado anteriormente, pela própria característica da indústria os projetos precisam ser ancorados por contratos de longo prazo entre as partes, para que seja mitigado o risco decorrente do alto investimento de capital necessário para a construção do empreendimento. Costuma-se dizer então que o gás natural não é uma *commodity* perfeita, como o petróleo, porque as transações comerciais são realizadas com base em diferentes referenciais de preço.

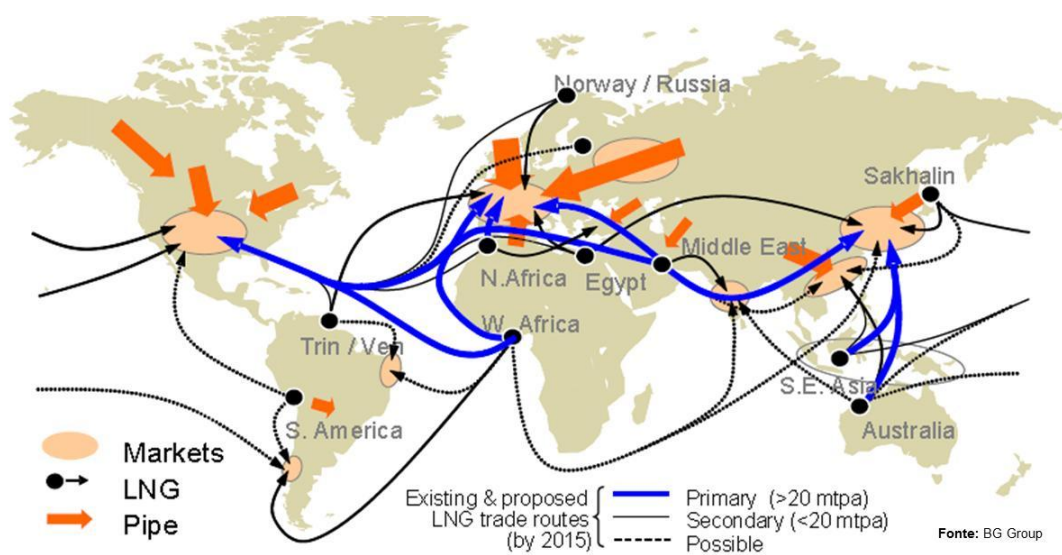
Assim, o mercado mundial de gás natural dividiu-se em três mercados regionais, o americano, o europeu e o asiático, característica esta que está se modificando por causa da intensificação da participação do GNL no volume total transacionado entre os países. A mudança estrutural do mercado também é favorecida pela expansão das redes de gasodutos dentro dos países e pela maturação dos mercados consumidores, que criam as condições para maior abertura e maior competição. As redes mais desenvolvidas estão concentradas nos Estados Unidos e na Europa. E não foi por acaso que nessas duas regiões houve as primeiras experiências de desregulamentação do setor, sob a égide dos Governos Reagan e Thatcher, nos anos 1980, nos Estados Unidos e no Reino Unido, respectivamente.

A Figura 4 mostra o que se poderia chamar de passado recente do mercado global de gás natural, apresentando as principais origens e destinos de gás natural nos três mercados. A Figura 5 mostra a tendência para os próximos anos em termos de integração de mercados, em função da intensificação do papel do GNL. Esta visão de

futuro, que aponta para a reconfiguração da geopolítica do gás natural em decorrência da globalização dos mercados, é corroborada por estudos quantitativos sobre o assunto.



**Figura 4:** Mercado global de gás natural – passado recente



**Figura 5:** Mercado global de gás natural – visão de futuro

Neumann (2009), por exemplo, demonstra evidências da tendência de integração dos mercados de gás natural na Bacia do Atlântico por meio de análise econométrica dos dados de preço nos mercados americano e europeu no período de 1999-2008. Conclui que os preços nas duas regiões deverão convergir até que a diferença entre eles represente apenas os custos de transporte e transação envolvidos. Aune *et al.* (2009) utilizam um modelo numérico do mercado internacional de energia com detalhamentos das regiões de produção e dos gasodutos transnacionais para simular diferentes cenários de oferta e demanda. Concluem que o comércio intercontinental irá crescer e que os preços ficarão mais integrados.

Além da expansão do GNL, a descoberta de novas reservas de gás natural não convencional<sup>21</sup> está causando uma revolução no mercado de gás natural. Em 2010, o Instituto de Tecnologia de Massachussetts conduziu estudo que examina o papel do gás natural numa economia de baixo carbono no horizonte de 50 anos. As principais conclusões apontam alterações significativas na geopolítica do gás natural nos próximos anos, em razão da perspectiva de abundância de reservas recuperáveis ao redor do mundo. A estimativa do volume existente é da ordem de 12.000 TCF a 21.000 TCF, dos quais aproximadamente 9.000 TCF poderiam ser desenvolvidos economicamente com preço inferior a US\$ 4,00/MMBtu<sup>22</sup> no ponto de exportação. Para se ter uma ideia da ordem de grandeza, 9.000 TCF são equivalentes a 86 vezes o consumo mundial total de gás natural em 2009<sup>23</sup>. O estudo conclui que o gás natural terá um papel fundamental na transição para a econômica de baixo carbono (MIT, 2010).

O Conselho Mundial de Energia, também em 2010, elaborou estudo sobre o potencial do *shale gas*. Segundo o estudo, existem cerca de 700 áreas distribuídas em 142 bacias sedimentares ao redor do mundo com potencial para produzir *shale gas*,

---

<sup>21</sup> O gás natural não convencional é aquele cuja extração é mais difícil do que a que utiliza métodos tradicionais. Os três principais tipos de gás não convencional são o gás de folhelho (*shale gas*), o gás produzido a partir do carvão (*coalbed methane*) e o gás de areias betuminosas (*tight sands*).

<sup>22</sup> A unidade MMBtu (milhão de Btu) é utilizada como medida de energia e corresponde a aproximadamente 27 m<sup>3</sup> de gás natural, se considerado o poder calorífico de 9.400 kcal/m<sup>3</sup>.

<sup>23</sup> Em 2009, o consumo mundial foi de 2.940 BCM (bilhões de metros cúbicos) ou 104 TCF (trilhões de pés cúbicos), segundo o *BP Statistical Review of World Energy June 2010* (BP, 2010). Em 2010, o consumo total do Brasil foi de apenas 22,5 BCM ou 66 milhões de m<sup>3</sup>/dia (MME, 2011).



sendo que os estudos de maior credibilidade apontam reservas da ordem de 16.000 TCF, dos quais aproximadamente 60% são recuperáveis. Esse potencial descortina um cenário de preços deprimidos com impactos diretos no mercado de GNL (WORLD ENERGY COUNCIL, 2010). Apenas nos Estados Unidos, as reservas de *shale gas* são da ordem de 420 TCF a 870 TCF, dos quais aproximadamente 400 TCF poderiam ser desenvolvidas a custo inferior a US\$ 6/MMBtu na cabeça do poço<sup>24</sup> (MIT, 2010).

Num cenário de abundância de gás natural e de mercados integrados por meio do GNL, a construção de gasodutos de longa distância perde força, especialmente em regiões instáveis politicamente. Preocupações com a segurança energética decorrentes de problemas como o vivido pelo Brasil com a Bolívia, ou por Alemanha e Rússia com a Ucrânia, reforçam essa tendência. O contencioso com a Ucrânia em torno dos valores da tarifa de passagem do gás russo causou pânico no mercado alemão, fortemente dependente das importações. À exceção de ligações entre países da União Europeia, a passagem de gasodutos por terceiros países é complexa de se equacionar, tanto é que a Rússia já tem projeto pronto de um novo gasoduto de exportação para a Europa passando por debaixo do mar Báltico, evitando assim intermediários.

### **3.2 A reorientação do Brasil em relação à segurança energética do gás natural e as descobertas do pré-sal**

As preocupações com as possíveis implicações de uma interrupção no fornecimento de gás natural para as regiões Sudeste e Sul do País após a nacionalização na Bolívia exigiram, de imediato, o reposicionamento das autoridades brasileiras do setor energético em relação à questão da segurança energética. A alternativa disponível para mitigar os riscos de abastecimento era a antecipação de projetos de importação de GNL que estavam sendo conduzidos pela Petrobras.

Em 21 novembro de 2006, o Conselho Nacional de Política Energética aprovou a Resolução N° 4, estabelecendo diretrizes e recomendando ações para a implantação

---

<sup>24</sup> O termo “cabeça do poço” faz parte do jargão da indústria do petróleo e corresponde ao ponto de medição na saída do poço de produção.

de terminais de importação de GNL, de maneira “a garantir o suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural”<sup>25</sup>. A implantação dos projetos foi declarada “prioritária e emergencial” com o objetivo de “mitigar riscos de falha no suprimento” e “diversificar as fontes fornecedoras de gás natural importado”. Para reduzir o tempo médio de implantação dos projetos, que é de cinco anos para terminais fixos em terra, a Petrobras optou por uma tecnologia pioneira de terminais de regaseificação flutuantes, que podem entrar em operação de 24 a 36 meses após o início da construção.

Em dezembro de 2008, foram concluídas as obras do terminal de Pecém, no Ceará, com capacidade de regaseificação de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, um mês depois estava concluído o terminal da Baía da Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Ambos começaram a operar no início de 2009. A capacidade adicional de importação de 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia corresponde a 70% da capacidade de importação da Bolívia. Ainda que ela esteja comprometida com o atendimento da demanda das usinas termelétricas no período de seca, a segurança energética do Brasil ficou mais confortável. Em 2010, o GNL correspondeu a 23% da oferta média de gás importado, sendo que nos meses de pico de despacho termelétrico chegou a 40%. Foram importadas mais de 30 cargas provenientes de oito países: Emirados Árabes Unidos, Guiné Equatorial, Nigéria, Reino Unido, Trinidad e Tobago, Catar, Estados Unidos e Peru. Os principais fornecedores foram Trinidad e Tobago, Nigéria e Catar.

Coincidentemente, no ano seguinte à nacionalização, descobertas de petróleo leve na região chamada de pré-sal mudaram completamente o panorama interno da indústria de petróleo e gás natural no Brasil. Os volumes descobertos foram tão significativos que o Governo propôs a alteração do marco regulatório do setor, trocando o modelo de concessão para o de partilha para campos localizados no pré-sal, de modo a maximizar os ganhos que o Estado brasileiro terá com a exploração desses recursos. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (MME, 2010) antevê o Brasil como exportador líquido de petróleo e de gás natural, estando previstos

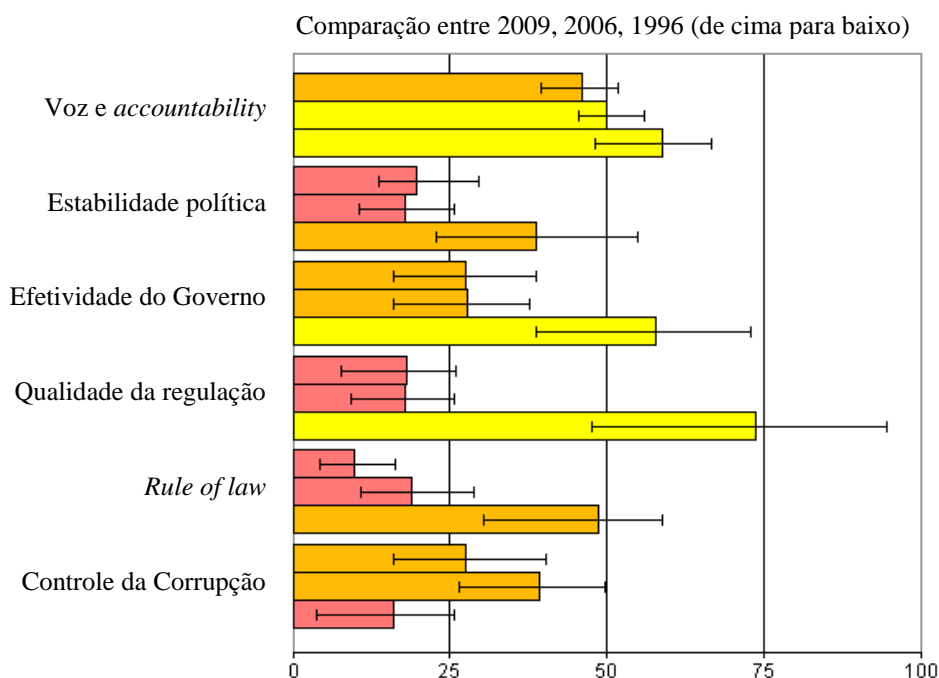
---

<sup>25</sup> A Resolução CNPE nº 4, de 21 de novembro de 2006, está disponível no sítio do Ministério de Minas e Energia (<http://www.mme.gov.br/>).

ainda a instalação de um complexo de liquefação de GNL e de um novo terminal de regaseificação, possivelmente na Bahia, para atender à demanda da região Nordeste. Ou seja, com o pré-sal o Brasil voltou-se novamente para o Oceano Atlântico.

### 3.3 O ambiente de negócios na Bolívia após a nacionalização de 2006 e as alternativas do país para monetizar suas reservas de gás

O ambiente de negócios na Bolívia após a nacionalização piorou muito, com consequências negativas para a indústria de petróleo e gás natural no país. A Figura 6 apresenta os indicadores de governança da Bolívia nos anos 1996, 2006 e 2009, elaborados pelo Banco Mundial. À exceção do quesito “controle da corrupção”, do auge dos investimentos estrangeiro no país, em 1996, ao ano da nacionalização, em 2006, todos os indicadores caíram substancialmente. Os quesitos “estabilidade política”, “qualidade da regulação” e “*rule of law*” ficaram em níveis críticos. Em 2009, três anos após o Decreto Supremo de Evo Morales, os níveis não tinham mudado significativamente.



Fonte: Banco Mundial, *The Worldwide Governance Indicators 2010*.

Figura 6: Indicadores de Governança na Bolívia nos anos 2009, 2006 e 1996

É sabido que o investimento privado em uma economia é afetado diretamente pelo ambiente de negócios no país. A decisão final de investimento não depende apenas da taxa interna de retorno, mas, sobretudo, de garantias de estabilidade política, econômica e regulatória. Quando o ambiente de negócios é favorável, ou seja, quando as regras são claras e estáveis, as empresas sentem-se seguras para aplicar seu capital nas atividades produtivas do país.

Para realizar projetos de grande porte, como os de exploração e produção de gás natural, as empresas dispõem de basicamente duas alternativas de financiamento. A primeira é o *equity finance* – financiamento com recursos próprios – e a segunda o *project finance* – financiamento com recursos de terceiros, na maioria das vezes grandes bancos internacionais. No *equity finance* o custo é mais alto, pois a empresa tem de abrir mão de recursos que poderiam ser aplicados em outros fins, porém a flexibilidade é maior, porque ela controla a aplicação desses recursos. No *project finance* o custo é mais baixo, porque a empresa está captando recursos externos, porém a flexibilidade é pequena, porque o projeto está sujeito à rigorosa aprovação do financiador.

Quando o ambiente de negócios é desfavorável, como é o caso da Bolívia atualmente, dificilmente um banco internacional aprovará o projeto, restando então a opção de aplicar recursos próprios, desde que haja disposição a assumir risco, o que não é o caso das empresas privadas.

Em 2011, após cinco anos da nacionalização, há poucos sinais de retomada de investimentos na Bolívia, pois ainda restam muitas dúvidas sobre os rumos que o país vai tomar daqui para frente. Segundo dados da própria YPFB, o número de poços exploratórios perfurados, que serve como indicação da movimentação da indústria no sentido de ampliar as reservas conhecidas, caiu drasticamente após a chegada de Evo Morales à Presidência. No final da década de 1990, a média de perfuração era de 34 poços por ano, já durante o Governo Morales a média não passou de três. Essa situação ilustra a retração dos investimentos no país e é reflexo da insegurança regulatória gerada pela nacionalização. As piores consequências ainda estão por vir na medida em que a falta de atividade exploratória continuada acarretará no rápido declínio das reservas bolivianas, levando à queda nos níveis de produção e à impossibilidade de cumprir todos os contratos.

Diante dessa realidade, há sérias dúvidas se a Bolívia será capaz de cumprir todos os seus compromissos de exportação. Na realidade, já não vem cumprindo com a Argentina. Em 2006, as empresas estatais dos dois países firmaram contratos para o fornecimento de 7,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2007, de até 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2008 e 2009, e de 27,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia a partir de 2010. O compromisso não está sendo cumprido por duas razões. Primeiro, porque a capacidade de importação do gasoduto que liga os dois países está limitada em 7,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia e os projetos de expansão estão parados. Segundo, porque a Bolívia já está produzindo no limite de sua capacidade para atender ao mercado interno e às exportações pelo GASBOL.

Assim, a expansão da exportação fica prejudicada e novos projetos ficam inviáveis. O novo cenário mundial para o gás natural agrava essa situação e a possível retomada de investimentos em projetos como o de exportação de GNL via Peru ou via Chile dificilmente teria condições de prosperar, mesmo abstraídas as oposições internas ao projeto. A viabilidade econômica do projeto fica comprometida com o preço do gás em baixa, pois além da necessidade de pagar os custos de liquefação e transporte até o mercado consumidor, para escoar o gás da Bolívia é necessário construir um gasoduto cruzando os Andes, empreendimento complexo e caro. Ademais, o mercado potencial, que é o americano, está inundado pelo abundante *shale gas*.

Se a situação na Bolívia fosse outra, não lhe faltariam opções para potencialmente monetizar suas reservas de gás. O país está localizado na *heartland* da América do Sul e, por isso, tem vocação natural para ser o principal centro de integração energética com os vizinhos. A Bolívia faz divisa com a Argentina, o maior mercado consumidor de gás natural da América do Sul. Já tem uma conexão importante com o Brasil que funciona bem e outra que poderia ser retomada no âmbito de novos projetos de integração energética. Faz divisa com o Chile, que depende quase que totalmente de gás importado para abastecer suas residências, indústrias e usinas de geração de eletricidade. E está colada no Peru, outro produtor importante de gás natural que já dispõe de uma planta de liquefação na costa do Pacífico.

A saída para a Bolívia parece mesmo estar no aproveitamento interno do gás natural em algum projeto, algo almejado pelos bolivianos há muito tempo, desde os

primeiros entendimentos com o Brasil em 1938, reforçados nos Acordos de Roboré. O polo gás-químico na fronteira poderia suprir o mercado brasileiro com fertilizantes e outros produtos, no entanto, somente com estabilidade política e regulatória esse projeto tem alguma chance de se concretizar. Ainda assim, dependeria de financiamento externo para sair do papel. Fica evidente que as sequelas da nacionalização, no longo prazo, poderão trazer à Bolívia mais dificuldades do que benefícios no que se refere à capacidade de monetizar suas reservas.

Projetos de expansão da importação pelo Brasil estão fora de cogitação, pelo menos por enquanto. Tudo indica que o próximo movimento significativo no tabuleiro do relacionamento bilateral Bolívia-Brasil no setor de energia ocorrerá em 2019, quando vence o contrato entre Petrobras e YPF. Até lá, o potencial da região do pré-sal estará mais claro e a infraestrutura brasileira mais consolidada, o que deixará a Bolívia com limitado poder de barganha na negociação. Não havendo mudança no ambiente de negócios do país, continuará limitada à capacidade atual de exportação ao Brasil.

### **3.4 Desafios à integração gasífera na América do Sul**

Desde 2006, o processo de integração gasífera na América do Sul está congelado, como também está a perspectiva de se ter a Bolívia como entroncamento gasífero, vocação natural do país por estar na *heartland* do continente. Todas as iniciativas de construção de gasodutos que estavam em pauta foram paralisadas.

Em relação ao Brasil, não há disposição nem ambiente favorável para trazer à pauta a possibilidade de ampliar o GASBOL, por exemplo. O projeto de expansão estava em pleno andamento em 2006 e seria uma alternativa de baixíssimo custo em relação ao investimento inicial, com excelente viabilidade econômica em razão do crescimento da demanda no Sudeste. Por causa da situação política na Bolívia não se concretizou, ou digamos, foi postergado indefinidamente. O mesmo acontece com o projeto do Gasoduto Lateral-Cuiabá, que com cerca de US\$ 40 milhões poderia ter sua capacidade triplicada.

O projeto do Grande Gasoduto do Sul com a Venezuela e a Argentina sumiu da agenda da mesma forma que entrou, de maneira estridente. O projeto passaria por regiões sensíveis da Amazônia e teria custo superior a US\$ 10 bilhões. Além disso,

ficou comprovado que a demanda reprimida existente ao longo do trecho brasileiro não justificava construir um gasoduto de tal monta. O projeto foi deixado para um futuro mais distante. Chegou-se a pensar na hipótese de substituí-lo por um projeto conjunto de GNL, com uma planta de liquefação na Venezuela e plantas de regaseificação no Brasil, na Argentina e no Uruguai, mas a ideia não prosperou.

Em relação à Argentina, os planos de construção do Gasoduto do Nordeste Argentino - GNEA, que permitiria aumentar a capacidade de importação da Bolívia, não avança em razão da falta de contratos firmes e de garantias de fornecimento. O declínio dos investimentos de exploração e produção na Argentina em decorrência da política de preços subsidiados praticada pelo governo argentino agrava o problema. Nas condições atuais é possível dizer, na verdade, que o projeto afetaria negativamente a segurança energética brasileira, pois uma possível ampliação da capacidade de exportação de gás natural da Bolívia para a Argentina aumentaria o poder de barganha desta em relação ao Brasil. Em relação ao cone sul como um todo, as discussões sobre o anel gasífero sulamericano, que integraria todos os mercados da região, também malograram.

Em contrapartida, no curto espaço de tempo de 5 anos, foram instalados terminais de regaseificação no Brasil, na Argentina e no Chile. Uruguai já tem projeto pronto há algum tempo e Colômbia já começou estudos no mesmo sentido. Brasil e Argentina já têm previsão de instalar mais um terminal cada. O fato é que o GNL permite não depender de um único fornecedor, mesmo que seja necessário pagar um pouco mais caro pelo gás natural. Em termos de integração, a desvantagem é que o comércio de GNL, mesmo amparado em contratos de longo prazo, não gera os mesmos desdobramentos que um gasoduto transnacional, que funciona como ligação umbilical entre os países. A história corrobora essa afirmação. Fares (2007) mostra que pouco restou do relacionamento que o Brasil tinha com o Iraque na década de 1980, marcado por intenso programa de comércio bilateral envolvendo petróleo iraquiano e produtos manufaturados brasileiros.

Mais do que retomar projetos de integração gasífera a qualquer custo, parece mais sensato trabalhar no sentido de fortalecer as instituições e avançar no aprofundamento da democracia em todos os países da América do Sul de modo que os projetos de integração venham acompanhados de outras ações que melhorem a

estabilidade política e regulatória dos países. Minimiza-se, assim, a possibilidade de que novas iniciativas sejam estigmatizadas por avanços e retrocessos, como nos casos discutidos neste trabalho.



## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Avanços e retrocessos marcaram o relacionamento entre Bolívia e Brasil na área de hidrocarbonetos nos últimos setenta anos. Desde os primeiros acordos firmados por Getúlio Vargas até a concretização do projeto binacional do Gasoduto Bolívia-Brasil, a Bolívia ora se aproximou do Brasil ora se distanciou, flertando com a Argentina. A despeito de ter firmado com o Brasil, em 1958, o primeiro acordo que previa o aproveitamento de seu gás natural, foi com a Argentina que construiu o primeiro gasoduto de exportação no início dos anos 1970. Mas a descoberta de grandes reservas no noroeste argentino impactou negativamente o projeto, obrigando a Bolívia a se voltar novamente para o lado brasileiro. Finalmente, em período de relativa estabilidade e de abertura da economia boliviana, em fins da década de 1990, os dois países concretizaram a sua integração energética por meio da construção de dois gasodutos.

O Gasoduto Bolívia-Brasil foi resultado do entendimento de dois governos balizados por necessidades complementares de seus países e pelo interesse comum de promover o desenvolvimento e a integração da América do Sul. O Gasoduto Lateral-Cuiabá foi resultado do entendimento entre um conjunto de empresas privadas, com interesses comuns e presença nos dois lados da fronteira. No primeiro, a lógica política prevaleceu sobre algumas fragilidades econômicas. No segundo, a lógica do mercado triunfou. Uma década após a entrada em operação, ao contrário do que se poderia esperar, o primeiro foi bem sucedido e o segundo malogrou. A nacionalização do setor de hidrocarbonetos da Bolívia, em 2006, colocou os dois projetos à prova. Ao final do processo, restou o aprendizado de que em se tratando de um empreendimento binacional que gera interdependência de longo prazo, por um lado, as condições econômicas não são necessárias nem suficientes para garantir o sucesso do projeto e, por outro, as normas internacionais de vinculação mútua são indispensáveis para garantir o sucesso do empreendimento.

Os acontecimentos políticos na Bolívia não ameaçaram apenas a continuidade de dois empreendimentos, mas, sobretudo, a segurança energética da região mais industrializada do Brasil, que dependia do gás boliviano, além de comprometer o funcionamento de uma usina termelétrica importante para o sistema elétrico

brasileiro na região Centro-Oeste. Como resultado, o Governo brasileiro, a despeito de sua simpatia com o Governo de Evo Morales e de seu interesse concorrente em adensar o processo de integração regional com seus vizinhos, tomou as medidas necessárias para mitigar os riscos com o fornecimento boliviano e antecipou os projetos de importação de gás natural liquefeito. Ademais, cuidou de adequar seu marco regulatório interno para evitar que problemas como o vivido pelo Gasoduto Lateral-Cuiabá se repetissem no futuro.

Paralelamente, o cenário mundial para a indústria de gás natural mudou substancialmente. A descoberta de grandes reservas de gás não convencional nos Estados Unidos fez o preço interno do produto cair, impactando negativamente projetos de novas plantas de liquefação ao redor do mundo, entre elas, a do Peru. Embora a projeção de demanda do mercado americano por importações tenha sido revisada para baixo, a participação do GNL nas movimentações transnacionais de gás natural cresceu, chegando a quase um terço do total transacionado em 2009. O aumento dessas transações indica que a globalização do mercado de gás natural está em marcha e num futuro próximo haverá maior integração entre os mercados levando, conseqüentemente, a maior convergência de preços. A transformação do gás natural em uma *commodity* propriamente dita, transacionada com liquidez, é sinônimo de mudança estrutural do mercado mundial de gás natural com implicações diretas sobre novos projetos de gasodutos transnacionais e de plantas de liquefação.

Diante desse novo cenário, as perspectivas de aprofundamento da integração gasífera entre os países da América do Sul deve continuar em compasso de espera. Por um lado, incertezas sobre o preço futuro do gás natural em um mercado globalizado podem protelar decisões de investimentos em novos gasodutos transnacionais de longa distância, por outro, a possibilidade de diversificação das fontes de suprimento decorrente da instalação de terminais de regaseificação de GNL dá maior segurança energética aos países que dependem da importação para atender seus mercados internos. No caso do Brasil, soma-se a isso a perspectiva de, eventualmente, tornar-se exportador líquido de gás natural quando a região do pré-sal estiver em plena produção.

Embora a perspectiva de integração não pareça muito promissora no médio prazo, deve-se continuar envidando esforços no sentido de fortalecer as instituições

democráticas dos países da região e de garantir o aprimoramento da capacidade técnica e regulatória dos Estados, pois esses dois requisitos poderão favorecer a retomada de projetos conjuntos no futuro. A configuração geográfica da América do Sul e as complementaridades energéticas de seus países são elementos que permitem antever um potencial enorme para a integração, por hora desperdiçado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AUNE, F.; ROSENDAHL, K.; SAGEN, E. Globalisation of Natural Gas Markets - Effects on Prices and Trade Patterns. **The Energy Journal, Special Issue. World Natural Gas Markets and Trade: A Multi-Modeling Perspective**, 2009. 39-53.

BANDEIRA, L. A. M. A nacionalização do gás na Bolívia. **Folha de São Paulo**, 12 maio 2006.

BLACK, J. **World History Atlas**. London: Dorling Kindersley Limited, 2008.

BP. **BP Statistical Review of World Energy**. BP. London. 2010.

DE CARVALHO, E. R. Bolívia: uma nação amaldiçoada pelas próprias riquezas naturais? **Revista Princípios**, n. 85, Junho 2006. 62-65.

DEUTCH, J. The Good News About Gas: The Natural Gas Revolution and Its Consequences. **Foreign Affairs**, v. 90, nr. 1, Jan/Feb 2011.

FARES, S. T. O Pragmatismo do Petróleo: as relações entre o Brasil e o Iraque. **Revista Brasileira de Política Internacional**, Brasília, v. 50 (2), p. 129-145, 2007.

GUZMÁN, G. Na saída para o mar, o gás. **Le Monde diplomatique Brasil**, p. 16-17, Ano 4, Número 42, Janeiro 2010.

MIT. **The Future of Natural Gas. An Interdisciplinary MIT Study**. Massachusetts Institute of Technology. Boston. 2010.

MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília. 2010.

MME. **Boletim Mensal da Indústria do Gás Natural**. Ministério de Minas e Energia. Brasília. n.46. 2011.

NEUMANN, A. Linking Natural Gas Markets - Is LNG Doing its Job? **The Energy Journal, Special Issue. World Natural Gas Markets and Trade: A Multi-Modeling Perspective**, 2009. 187-199.

PAULO NETO, F. J. R. **Marcos da Aproximação Energética entre o Brasil e a Bolívia: 1930-1990**. Univeridade de Brasília. Brasília. 2007.

VICTOR, D. G.; JAFFE, A. M.; HAYES, M. H. **Natural Gas and Geopolitics: From 1970 to 2040**. New York: Cambridge University Press, 2006.

VILARINO, R. C. **Os Acordos de Roboré - Brasil, Bolívia e as questões do petróleo, desenvolvimento e dependência no final dos anos 1950**. Tese de Doutorado, Ciências Sociais, PUC. São Paulo. 2006.

VILARINO, R. C. **Imperialismo e subimperialismo na América do Sul, os casos Malvinas e Roboré**. Anais do IV Simpósio Lutas Sociais na América Latina. Londrina: GEPAL. 2010. p. 40-51.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas**. London. 2010.