Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia

Rio de Janeiro
22 de junho de 2017

epe
Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

BRASIL GOVERNO FEDERAL

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo
Paulo Pedrosa

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Márcio Félix Carvalho Bezerra

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Superintendente
Giovani Vitória Machado

Superintendente Adjunto
Marcelo Ferreira Alfradique

Consultor Técnico
Gabriel de Figueiredo da Costa

Equipe Técnica
Carlos Augusto Góes Pacheco
Cláudia Maria Chagas Bonelli
Lucas José Falarz
Luiz Paulo Barbosa da Silva
Maria Cecília Pereira de Araújo
Gabriel da Silva Azevedo Jorge

URL: http://www.epe.gov.br
Sede
SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 - Brasília – DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
22 de junho de 2017

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 9

2 HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA 11

2.1 Antecedentes da Indústria de Petróleo e de Gás Natural Boliviana 11

2.2 Histórico de Relações entre Bolívia e Brasil no Contexto da Indústria de Gás Natural 20

2.3 O Gasoduto Bolívia – Brasil (GASBOL) 22

2.4 Diversificação das Importações de Gás Natural pelo Brasil 27

3 PANORAMA SOCIOECONÔMICO E ENERGÉTICO DA BOLÍVIA 30

3.1 Caracterização Socioeconômica da Bolívia 30

3.2 Características da Matriz Energética Boliviana 33

3.3 Panorama da Indústria de Gás Natural da Bolívia 37

3.4 Marco Regulatório Atual de Petróleo e Gás Natural da Bolívia 60

4 PERSPECTIVAS PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA 65

4.1 Projeções de Reserva e Produção de Gás Natural 65

4.2 Projeção da Demanda de Gás Natural 68

4.3 Projeção das Exportações de Gás Natural 73

4.4 Projeção do Balanço de Gás Natural 74

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E IMPLICAÇÕES PARA O BRASIL 77

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 80

ANEXO I – PROJETOS RECENTES E PREVISTOS NA BOLÍVIA 87

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	22/06/2017	Publicação Original
1		
2		
3		

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Dados Operacionais do GTB 27
Tabela 2 - Campos em produção, por Departamento 39
Tabela 3 - Evolução da produção e oferta potencial de gás natural na Bolívia 59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução do marco legal e regulatório de petróleo e gás natural na Bolívia 19
Figura 2 – Esquemático da composição acionária da TBG 24
Figura 3 – Mapa esquemático das estações de medição e de compressão do trecho boliviano do GASBOL 26
Figura 4 – Importações brasileiras de gás natural, por origem 28
Figura 5 - Projeção do PIB da Bolívia, Brasil e Argentina 31
Figura 6 - Oferta de energia primária na Bolívia em 2014 34
Figura 7 - Uso final de energia por fonte na Bolívia em 2014 35
Figura 8 - Uso final de energia por setor na Bolívia em 2014 36
Figura 9 - Uso de gás natural por setor na Bolívia em 2014 37
Figura 10 - Produção bruta de gás natural em 2015, por empresa 38
Figura 11 - Produção bruta de gás natural em 2015, por departamento 39
Figura 12 - Reservas provadas de gás natural da Bolívia 40
Figura 13 - Poços exploratórios perfurados *versus* investimentos em exploração 41
Figura 14 - Produção bruta de gás natural *versus* investimento 42
Figura 15 - Produção bruta de gás natural na Bolívia 43
Figura 16 - Evolução da razão Reserva/Produção na Bolívia 44
Figura 17 - Malha de Gasodutos de Transporte na Bolívia e Campos Produtores 46
Figura 18 - Infraestrutura de Gás Natural - La Paz, Cochabamba, Chuquisaca e Santa Cruz 48
Figura 19 - Infraestrutura de Gás Natural - Potosí, Tarija, Chuquisaca e Santa Cruz 51
Figura 20 - Infraestrutura de Gás Natural - Santa Cruz 52
Figura 21 - Mercado interno de gás natural 54
Figura 22 - Volumes Médios Anuais de Exportação de Gás Natural 56
Figura 23 - Preços de exportação de gás natural boliviano 57
Figura 24 - Exportações totais da Bolívia - 2014 58
Figura 25 - Balanço de gás natural na Bolívia de 2007 a 2015 60
Figura 26 – Organograma institucional vigente na Bolívia 61
Figura 27 - Previsão de produção de gás natural por operador 67
Figura 28 - Investimentos em Exploração e Produção (2006 a 2025) 68
Figura 29 - Projeção da demanda total de gás natural 69
Figura 30 - Localização de projetos de industrialização na Bolívia 72
Figura 31 - Balanço de gás natural (projeções FMI) 75

1 INTRODUÇÃO

A Bolívia iniciou o fornecimento de gás natural ao Brasil em 1999, através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Desde então, o Brasil passou a importar volumes crescentes deste hidrocarboneto da Bolívia, não só pelo GASBOL, mas também pelo Gasoduto Lateral Cuiabá, que teve sua operação iniciada em 2001. Em 2014, o Brasil importou uma média de 32,82 milhões de m^3/dia por meio dos dois gasodutos, sendo o maior volume de gás natural fornecido pela Bolívia ao Brasil desde 1999. Ainda em 2014, a importação de gás boliviano foi essencial na oferta de gás natural, uma vez que representou um terço da oferta total deste combustível (MME, 2015). Além disso, o atendimento das demandas de importantes regiões industriais brasileiras (como a Região Sul e parte do Estado de São Paulo) é feito em grande parte pelo gás natural boliviano transportado através do GASBOL, o que faz esta fonte de oferta ser relevante ao Brasil.

Além da importância para o atendimento do mercado consumidor brasileiro, a venda de gás natural é significativa para a Bolívia, pois representa mais de 50% das exportações deste país. A entrada dos recursos financeiros continua contribuindo para as políticas sociais do governo boliviano e o desenvolvimento econômico dessa nação. Devido a este desenvolvimento econômico, outros setores da economia aumentaram sua participação no PIB e a atividade de produção e comercialização de gás natural, que já foi 28% do PIB boliviano em 2005, passou a representar 8% em 2013 (World Bank, 2016).

O fornecimento de gás natural pela Bolívia tem sido constante, devido à importância econômica e geopolítica dessa atividade. Mesmo durante o período de nacionalização dos ativos da Petrobras na Bolívia, houve continuidade do fornecimento (Gosmann, 2011). Entretanto, o processo de nacionalização ocorrido na Bolívia em 2006 gerou uma resposta do governo brasileiro, por intermédio da Petrobras, no sentido de garantir a segurança energética do abastecimento de gás natural do País. Houve a implantação de terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), a ampliação da infraestrutura de transporte de gás natural e o desenvolvimento da produção de campos de gás natural. Com isso, buscou-se maior diversificação na oferta de gás natural ao Brasil e, consequentemente, redução na dependência de gás natural em relação à Bolívia.

O contrato de fornecimento de gás natural para o Brasil, que vence em 2019, fez do País o maior parceiro comercial da Bolívia, fornecendo condições para a melhora da economia e a sustentação financeira de políticas sociais durante as últimas décadas. O cenário para a renovação do contrato impõe desafios à Bolívia devido à necessidade de atrair investimentos em E&P e incorporar novas reservas de gás que deem sustentação ao novo contrato. Outros desafios que se colocam para a Bolívia são as perspectivas de manutenção de baixos preços no mercado internacional do gás natural e o aumento de concorrência de fornecimento da *commodity*, via outras alternativas de oferta para o Brasil, como o GNL importado e o gás natural oriundo do Pré-Sal.

Desta maneira, o objetivo deste documento é analisar a atual situação do setor de gás natural na Bolívia, dentro de aspectos técnicos e geopolíticos da indústria do petróleo e gás natural,

assim como outros setores e projetos que possam impactar a oferta e a demanda de gás natural neste país. Existem questões a serem esclarecidas, entre elas: i) se as reservas de gás natural bolivianas serão suficientes para atender aos contratos de exportação para o Brasil nos próximos anos simultaneamente a outras obrigações da Bolívia (priorização ao atendimento de seu mercado interno e cumprimento dos contratos de exportação firmados com a Argentina); ii) se o plano de investimentos proposto pelo governo boliviano será suficiente para a incorporação de novas reservas e a manutenção da produção de gás natural no longo prazo, permitindo a renovação dos contratos.

No que se refere à estruturação do presente estudo, além desta introdução (Capítulo 1), o documento está organizado em quatro capítulos principais. O Capítulo 2 discorre sobre o histórico da indústria de gás natural na Bolívia, incluindo os aspectos principais que levaram à construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). No Capítulo 3 é apresentado o panorama energético e socioeconômico da Bolívia, destacando-se a Indústria de Gás Natural. Já o Capítulo 4 discorre sobre a as perspectivas de evolução da indústria de gás natural neste país. Finalmente, no Capítulo 5, traçam-se as considerações finais acerca do panorama da indústria de gás natural boliviana e suas implicações para o Brasil.

2 HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA

A indústria de gás natural boliviana, assim como o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural do país, passou por várias mudanças em termos de estratégia e fatores legais e regulatórios que ainda influenciam a percepção por parte dos agentes do risco de investir no país. O entendimento dos condicionantes políticos e sociais que acompanharam estas mudanças é de primordial importância para se analisarem as negociações dos contratos de intercâmbio de gás natural que ocorreram entre a Bolívia e os países vizinhos, e as novas negociações que irão ocorrer nos próximos anos.

Sendo assim, o presente capítulo apresenta o histórico da Indústria Petrolífera e de Gás Natural Boliviana, incluindo a descrição das etapas de evolução de seu marco regulatório. É traçado um histórico do desenvolvimento dos projetos do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e do Gasoduto Lateral-Cuiabá, da assinatura do contrato de fornecimento de gás natural até os dias atuais, e é realizada uma análise acerca da recente diversificação das importações de gás natural pelo Brasil, por meio dos terminais de regaseificação de GNL.

2.1 Antecedentes da Indústria de Petróleo e de Gás Natural Boliviana

O histórico de exploração e produção dos recursos naturais bolivianos iniciou-se com a extração da prata pelos colonizadores do século XVI. Além da prata, a pauta de exportações da Bolívia incluía no final do século XIX a borracha e o guano (comercializado pelos ingleses como fertilizante e pelo nitrato dele extraído para elaboração de explosivos). Um novo ciclo econômico se abriu no início do século XX com a descoberta de grandes jazidas de estanho no altiplano da Bolívia. Outro acontecimento histórico foi a Guerra do Chaco[1], travada com o Paraguai, na qual a Bolívia também perdeu parte de seu território. E o terceiro foi a Guerra do Pacífico[2], travada com o Chile, na qual a Bolívia perdeu seu acesso ao Oceano Pacífico (Gosmann, 2011).

[1] A Guerra do Chaco foi resultado, por um lado, da busca da Bolívia em obter um acesso ao Oceano Atlântico por meio da Bacia do Rio da Prata e, por outro, do interesse do Paraguai em potenciais depósitos de petróleo na região. A disputa pelo território ao norte do Rio Pilocomayo durou de 1932 a 1935 e, ao final do conflito, o Paraguai acabou ganhando territórios em relação aos limites existentes antes do conflito.

[2] A Guerra do Pacífico foi travada entre 1879 e 1884 por Bolívia, Peru e Chile pelo controle da região do Deserto do Atacama, sendo motivada pela disputa dos depósitos de nitrato. 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. Em 1929, o Chile firmou um tratado de paz com o Peru, no qual se acordou a divisão dos territórios de Tacna e Arica, atual fronteira entre os dois países.

Após o estanho, a indústria petrolífera ganhou importância, principalmente em 1921, ano de entrada no país da empresa Standard Oil Company, por meio da compra da empresa boliviana[3] que explorava o petróleo na região do Chaco, próxima a fronteira com o Paraguai e com a Argentina.

A Bolívia foi afetada indiretamente pela Grande Depressão da década de 1930, uma vez que sua economia era dependente da exportação do estanho, cuja venda estava decrescendo. A crise foi agravada pela decisão do governo em entrar em guerra contra o Paraguai pelo controle do Chaco Boreal, região contestada pelos dois países, onde se supunha haver grandes reservas petrolíferas. A guerra terminou com a derrota da Bolívia e agravando o descontentamento com as condições sociais e políticas existentes.

Neste contexto, ganhou força o nacionalismo econômico e a mobilização política dos militares, bem como a valorização do papel do Estado no aproveitamento dos recursos petrolíferos do país (Duarte e Saraiva, 2009).

O primeiro processo de nacionalização ocorreu em 1936, no governo do Presidente Coronel David Toro, que expropriou e confiscou os bens da Standard Oil e, em 21 de dezembro de 1936, oficializou através de decreto a criação da estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) para realizar as atividades de E&P no país. Desde a sua fundação, a empresa detinha o direito legal de monopólio, em nome do Estado, sobre as atividades de exploração, produção, refino, transporte, armazenagem e exportação dos hidrocarbonetos bolivianos. Qualquer empresa, nacional ou estrangeira, interessada em operar em alguma dessas atividades teria que estabelecer Contratos de Associação (*contratos de asociación*)[4] com a YPFB, nos quais a estatal seria majoritária (participação superior a 50%).

A Bolívia se converteu, então, no primeiro país latino-americano a estatizar sua indústria petrolífera[5], com a nacionalização da Standard Oil, mediante uma indenização de US$ 1,7 milhão (Fuser, 2011).

Já em 1955, após as dificuldades enfrentadas pelo setor petrolífero boliviano desde a estatização[6], o presidente Victor Paz Estenssoro autorizou o retorno das petroleiras

[3] As primeiras concessões para exploração e produção de petróleo na Bolívia datam de 1865. Contudo, somente em 1913, com o investimento do empresário Luíz Lavandez, impulsionado pelo sucesso exploratório que ocorria nos EUA, foi perfurado com sucesso o primeiro poço em território boliviano. Posteriormente, essas concessões de Lavandez foram revendidas para a Standard Oil, obtendo diversos sucessos exploratórios a partir de 1924.

[4] No contrato de *asociación*, a YPFB tem a opção de se associar a uma empresa titular de um contrato de operação que tenha comprovada a comercialidade de sua descoberta. O contrato estabelecerá a participação sobre a produção para cada uma das partes. No caso de associação, a YPFB reembolsa o titular (em dinheiro ou com parte da produção) um percentual dos custos diretos em exploração dos poços que obtiveram sucesso na produção. A YPFB assume os benefícios e riscos derivados das operações de maneira proporcional à sua participação, estabelecida em contrato.

[5] Esse processo de estatização do setor petrolífero ocorrido na Bolívia ocorreu em um momento em que diversos países adotaram uma postura de nacionalização de suas indústrias. O México nacionalizou, em 1938, o setor petrolífero controlado por empresas americanas, devido principalmente a conflitos trabalhistas (EPE, 2016). O Irã expropriou, em 1951, a Anglo-Iranian Oil Company, e o Egito, em 1956, a Suez Canal Company. O Chile expropriou, em 1971, a indústria de mineração de cobre, controlada por empresas estrangeiras. Recentemente, a Argentina anunciou a nacionalização da YPF, que era controlada pela empresa espanhola Repsol.

[6] Dentre as dificuldades enfrentadas, podem ser citados a redução do interesse internacional nos recursos de hidrocarbonetos bolivianos após a nacionalização da Standard Oil, bem como problemas políticos e econômicos decorrentes da Guerra do Chaco.

internacionais, invocando a necessidade de atrair capitais externos para reverter o déficit fiscal e acelerar o crescimento econômico. Em 1956, foi aprovado o Código do Petróleo, que permitia novamente que empresas estrangeiras exercessem atividades de E&P de petróleo e gás natural na Bolívia, com a contrapartida do pagamento de 18% da venda da produção.

De 1964 a 1982, o poder foi coordenado pelas Forças Armadas bolivianas até a transição à democracia, quando houve um aumento das liberdades civis e políticas, apesar da profunda crise econômica em que se encontrava a Bolívia (Duarte e Saraiva, 2009).

No início da década de 1960, a Gulf Oil descobriu importantes reservas de petróleo e gás natural nos departamentos de Tarija e Cochabamba, sendo que, em 1968, a Gulf já respondia por 80% da produção de petróleo e por 90% da produção de gás natural na Bolívia. Com a segunda nacionalização dos hidrocarbonetos, em 17 de outubro de 1969, o Estado boliviano assumiu novamente o controle sobre os recursos de gás natural do país, nacionalizando a empresa Gulf Oil e permitindo que fossem assinados apenas Contratos de Partilha de Produção (*contrato de producción compartida*)[7] com a YPFB. Em 1972, o quadro regulatório foi novamente alterado pela nova Lei Geral dos Hidrocarbonetos, a qual manteve os direitos de propriedade do Estado sobre as jazidas de petróleo e gás natural no subsolo, mas permitiu a participação de empresas privadas através de Contratos de Operação (*contrato de operación*)[8] com a YPFB[9].

Com o Decreto Supremo nº. 21.060, de 29 de agosto de 1985, estabeleceu-se a "Nova Política Econômica" (NPE), que tinha por objetivo principal o combate à hiperinflação, tentando conter o déficit público através da elevação das receitas da YPFB. Eliminaram-se as políticas protecionistas em vigor desde 1952, aboliu-se o controle de câmbio, reduziram-se os gastos públicos, abriu-se o país aos investimentos estrangeiros diretos e iniciou-se a privatização de empresas estatais e a abertura de atividades econômicas como eletricidade, telecomunicações, transportes e hidrocarbonetos. Ademais, realizou a capitalização da YPFB, resultando na divisão da companhia em três unidades separadas, sendo uma na área de transporte (Transredes S.A., controlada pela Enron e pela Shell), e as restantes no setor de E&P (YPFB Chaco S.A., controlada pela BP Amoco, e YPFB Andina S.A., controlada por um convênio de produtores argentinos liderados pela Repsol/YPF).

Com a NPE, o panorama da economia boliviana, antes dependente da exportação do estanho, passou a ter na exportação de hidrocarbonetos a principal fonte de renda. Os novos

[7] Nos contratos de *producción compartida*, uma empresa nacional ou estrangeira executa, com seus próprios meios e por sua exclusiva conta e risco as atividades de exploração e produção, em nome da YPFB. O titular do contrato tem uma participação na produção, mensurada no ponto de fiscalização, após a dedução dos *royalties*, impostos e participações.

[8] Nos contratos de *operación*, o titular executa, com seus próprios meios e por sua exclusiva conta e risco as atividades de exploração e produção, em nome da YPFB, nas áreas definidas em contrato, tendo direito a uma remuneração pela sua participação durante a fase de produção. A YPFB não realiza nenhum investimento, e não assume qualquer risco ou responsabilidade em investimentos ou resultados relacionados ao contrato, cabendo exclusivamente ao titular o aporte do capital, instalações, equipamentos, materiais, pessoal, tecnologia, dentre outros insumos.

[9] À YPFB coube o exercício do monopólio nos segmentos de transporte, refino e comercialização.

movimentos sociais bolivianos passaram a reivindicar o aumento do controle, ou mesmo a nacionalização dos hidrocarbonetos.

Em 01 de novembro de 1990, buscando a atração de investimentos privados e estrangeiros para a indústria petrolífera (tanto para o segmento *upstream* como para o transporte de gás natural e segmento *downstream*), o Congresso Nacional, sob o governo do então presidente Jaime Zamora, instituiu uma nova Lei de Hidrocarbonetos, a qual autorizou contratação ou parcerias empresariais entre empresas privadas e estrangeiras e a YPFB para o exercício de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na Bolívia. À YPFB foi atribuída a responsabilidade pela exploração e produção de hidrocarbonetos em todo o território nacional, atividades estas que poderiam ser realizadas unicamente pela YPFB ou através de Contratos de Operação e Contratos de Associação.

As reformas implantadas influenciaram o desenvolvimento do setor de petróleo e gás natural no primeiro governo de Gonzalo Sánchez de Lozada, entre 1993 e 1997, uma vez que propiciaram um ambiente favorável para o estabelecimento de empresas transnacionais (privatização da estatal YPFB e regime tributário atrativo). Os campos de petróleo e gás natural, bem como as refinarias, passaram a ser administrados por empresas estrangeiras (Petrobras, Repsol-YPF e British Petroleum). Foram realizados grandes investimentos privados nas atividades de E&P, gerando um rápido e significativo aumento nas reservas de gás natural.

A Lei de Capitalização nº. 1.544/1994 foi promulgada em razão de um novo modelo de desenvolvimento, baseado em investimentos privados. Neste processo de capitalização, o Estado cedeu 50% de sua participação acionária e do controle administrativo de suas empresas estatais a investidores estrangeiros, em troca de efetivos investimentos. Neste contexto, a YPFB deixou de ser a única empresa envolvida nas atividades de exploração, produção e refino de hidrocarbonetos, passando a gerir os contratos para o Estado Boliviano. Os outros 50% das ações foram distribuídos da seguinte maneira: 48% entre os cidadãos bolivianos com mais de 21 anos de idade (completos em 31/12/1995), e 2% aos empregados da YPFB. Nesse sistema de capitalização, buscou-se a expansão da capacidade de produção, através dos investimentos estrangeiros (Lima, 2006).

A Lei de Hidrocarbonetos nº. 1.689/1996, que revogou a Lei de Hidrocarbonetos de 01 de novembro de 1990, estabeleceu que a exploração e produção de hidrocarbonetos seria realizada exclusivamente por meio de empresas privadas mediante contratos de "risco compartilhado"[10]. A Lei também definiu uma nova classificação para as reservas de petróleo e

[10] Conforme definido pela Lei de Hidrocarbonetos, de 30 de abril de 1996, o direito de exploração e produção de campos petrolíferos, bem como a comercialização, é exercido pelo Estado através da YPFB, a qual celebraria, necessariamente, contratos de "risco compartilhado" (*contratos de riesgo compartido*) com empresas nacionais ou estrangeiras, por tempo limitado. Funcionalmente, tratar-se ia de um tipo de contrato de associação (também referido internacionalmente como contratos de *Joint Venture*), definindo um operador privado. Todavia, segundo Vargas (2007), tais contratos se assemelhavam efetivamente a um regime de taxas/royalties (equivalente à concessão), nos quais a contratada assumia riscos e custos exploratórios, sem real compartilhamento de custos pelo governo (carregamento financeiro), e, após a declaração de comercialidade da descoberta, recebia a titularidade do produto da lavra na boca do poço, com livre disposição, em contrapartida ao pagamento de taxas,

gás natural, ao estabelecer uma diferenciação entre os campos "novos" e os "existentes". Os campos "novos" seriam os campos que iniciassem a produção a partir da promulgação da Lei enquanto que os "existentes" eram aqueles que já se encontravam em produção naquela data. Para cada uma das duas categorias, passava a ser aplicado um regime fiscal distinto.

As empresas responsáveis pelas atividades de E&P nos campos "novos" deveriam pagar ao Estado 18% do valor da produção (inferior aos 50% dos contratos que vigoravam desde a Lei de Hidrocarbonetos anterior, adotada no governo de Paz Zamora), calculados da seguinte maneira: 11% de *regalia departamental* (em benefício do departamento de onde se originou a produção); 1% de *Regalía Nacional Compansatória* (em benefício dos departamentos de Beni e Pando, de acordo com a Lei nº.981/1988); e 6% de participação devida à YPFB, por intermédio do Tesouro Nacional. Já os campos "existentes" estavam sujeitos a um pagamento total de 50%, compostos pelos mesmos 18% dos campos "novos" mais 19% a título de Participação Nacional e 13% de *Regalía Complementar* (sendo essas duas últimas destinadas ao Tesouro Nacional). Nesse sentido, para aumentar a atratividade do negócio, houve uma redução significativa do *government take* para campos "novos" na Bolívia.

Em 26 de junho de 1996, a Lei de Hidrocarbonetos nº. 1.731 alterou o critério de classificação dos campos: somente permaneceriam sob o título de "existentes" os campos em produção cujas reservas fossem classificadas como "provadas". Já os demais campos seriam considerados como "novos". A medida valeria também para as reservas a serem declaradas no futuro. Desta forma, cerca de 85% das reservas de gás em território boliviano – incluindo os campos que, operados por empresas estrangeiras, já exportavam sua produção – foram automaticamente classificados na categoria "novos campos", levando a uma redução da cobrança de seus impostos e taxas de 50% para 18%. Entre esses campos reclassificados como "novos" estavam as principais reservas gasíferas bolivianas até então conhecidas: os campos de Margarita (operado pela Repsol-YPF), Itaú (Total) e San Alberto e San Antonio (Petrobras).

A meta do governo nesta época era capitalizar a YPFB para que ela centralizasse as atividades de E&P e comercialização de hidrocarbonetos. Os gasodutos e oleodutos da YPFB foram transferidos para a empresa capitalizada Transredes. A administração de outros dutos (inclusive polidutos) foi confiada á empresa privada Oil Tanking. No refino, as duas importantes refinarias da Bolívia forma transferidas para a Empresa Boliviana de Refinación (EBR), cuja composição do capital era 60% da Petrobras e 40% da Pérez Companc[11]. Os terminais de estocagem foram transferidos para a *Compañía Logística de Hidrocarburos Boliviana* (CLHB), da Oil Tanking (Lima, 2006).

---

royalties e outras obrigações (pagamentos pela ocupação ou retenção da área). Ao se firmar um contrato de "risco compartilhado" com a YPFB para exploração, produção ou comercialização do produto da lavra, a empresa vencedora da licitação pública internacional adquiria o direito de explorar, produzir, extrair, transportar e comercializar a produção obtida (art. 24º). As empresas que já mantinham contratos de operação ou associação com a YPFB tinham a opção por continuar com os contratos vigentes até o término dos mesmos, ou poderiam converter seus contratos para a modalidade de "risco compartilhado", de acordo com a Lei 1.689/1996 em vigor.

[11] Posteriormente, em 2003, com a aquisição da Perez Companc, a Petrobras alterou o nome da EBR para *Petrobras Bolívia Refinación*, passando a utilizar sua própria marca nos postos.

Ademais, o Decreto Supremo nº. 24.806, de 4 de agosto de 1997, manteve a norma jurídica de que o Estado era proprietário dos recursos de gás natural no subsolo (Regime Dominial). Não obstante, a nova norma estabeleceu que as empresas contratadas receberiam a titularidade do produto da lavra na boca do poço.

A participação do Investimento Estrangeiro Direto (IED) no setor de hidrocarbonetos sobre o total de IED no país, que em 1996 representava 13%, passou a representar 42% em 2002. Neste período, a Petrobras tornou-se a maior investidora externa na Bolívia, com ativos totalizando 18% do PIB do país (Duarte e Saraiva, 2009). Também neste período, a Petrobras garantiu a compra da produção local de gás natural boliviano, baseado em uma regra de preços indexados a três tipos de óleos combustíveis internacionais, até o limite da capacidade de transporte do GASBOL, a fim de estimular os investimentos em E&P na Bolívia. Em contrapartida, garantiu o direito de preferência de fornecimento para o Brasil a partir dos campos onde fosse operadora, sempre que os volumes superassem 8 milhões de m^3/dia já alocados aos fornecedores bolivianos que antes exportavam gás natural para a Argentina, além de obter da YPFB uma participação nos campos de San Alberto e San Antonio, então em fase de exploração (Torres Filho, 2002).

Em 2003, Gonzalo Lozada renunciou à presidência, após uma série de protestos populares. O então vice-presidente Carlos Mesa, que assumiu em 17 de outubro de 2003, com o apoio do Congresso, comprometeu-se a convocar uma Constituinte e rever a Lei de Hidrocarbonetos em vigor, elevando a participação governamental sobre o petróleo e o gás natural de 18% para 50%. Todavia, esta proposta teve oposição das empresas petrolíferas (incluindo a Petrobras), que defendiam a manutenção dos contratos petrolíferos vigentes.

Carlos Mesa convocou, então, um referendo visando legitimar a aplicação de uma nova lei de hidrocarbonetos, que não diferia muita da legislação então em vigor. A questão do gás natural e hidrocarbonetos foi o tema de um plebiscito, realizado em julho de 2004, no qual a população aprovava uma maior taxação e controle estatal dos recursos. O plebiscito resultou no projeto de uma nova lei de hidrocarbonetos, onde se propunha a criação de um novo tributo sobre a produção de petróleo e gás natural, aumentando assim a arrecadação do Estado, mas a transferência de titularidade do produto da lavra permaneceriam na boca do poço. Isso gerou mais protestos no país, culminando com a renúncia definitiva de Mesa em 06 de junho de 2005.

Apesar de tentativas do governo do presidente Mesa em encontrar um acordo que não prejudicasse os investimentos das empresas estrangeiras, alegando a possibilidade de prejuízos à economia boliviana, a Câmara dos Deputados aprovou um projeto de lei (Lei Geral de Hidrocarbonetos nº. 3.058, de 17 de maio de 2005) com medidas mais restritivas às empresas petrolíferas do que àquelas previstas na versão que o poder executivo tinha enviado para apreciação do Congresso (Fuser, 2013).

Diante das indefinições em relação à sanção da Lei de Hidrocarbonetos recém-aprovada, houve retomada dos movimentos sociais de oposição, o que resultou na decisão por antecipação das eleições presidenciais.

Na eleição presidencial de 19 de dezembro de 2005, o candidato Juan Evo Morales Ayma, líder do Movimento Rumo ao Socialismo (MAS) venceu com maioria absoluta (53,7% dos votos, frente a 28,6% de seu principal opositor, Jorge Quiroga), tornando-se o primeiro presidente boliviano de origem indígena. Assumiu o poder em 22 de janeiro de 2006, com uma proposta nacionalizante dos recursos energéticos nacionais que abrangia a recuperação do controle estatal sobre os hidrocarbonetos, a reconstrução da YPFB e a mudança dos contratos com as petroleiras internacionais a fim de que o Estado pudesse auferir maiores rendas com o *government take* e, também, para que obtivesse maior controle nas atividades petrolíferas no país (Fuser, 2013).

Sendo assim, em 1° maio de 2006, foi sancionado o Decreto de Nacionalização dos Hidrocarbonetos n°. 28.701. O decreto, também denominado "*Decreto Heroes del Chaco*" em homenagem à Guerra do Chaco, determinou a nacionalização do setor de hidrocarbonetos, incluindo 56 campos produtores, dutos e refinarias[12]. A medida afetou, além da Petrobras, empresas multinacionais, como a Repsol YPF, a British Gas, a British Petroleum e a Total.

O Decreto Supremo n°. 28.701/2006 transferiu para a YPFB as ações dos cidadãos bolivianos[13] e nacionalizou as ações necessárias para que esta empresa controlasse no mínimo 50% mais uma nas empresas Chaco S.A.; Andina S.A.; Transredes S.A., Petrobras Bolivia Refinación S.A. e Compañia Logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A. A partir de 1° de maio de 2006, de acordo com o art. 4, inciso I do Decreto Supremo n°. 28.701/2006, o percentual de apropriação da renda por parte do Estado, ao menos nos campos mais produtivos, como os da Petrobras, aumentou para 82%[14].

Durante seis meses de negociação, a Petrobras e demais empresas estrangeiras atuantes na indústria de petróleo optaram por continuar a operar na Bolívia sob as novas regras definidas pelo marco regulatório, o qual ampliou a participação governamental do Estado boliviano na receita do petróleo e do gás natural (*government take*) e garantiu formalmente o controle estatal sobre a indústria de hidrocarbonetos na Bolívia.

O art. 2° do Decreto Supremo n°. 28.701/2006 estabeleceu que, a partir de 1° de maio de 2006, as empresas que, naquela data, produziam petróleo e gás natural na Bolívia, deveriam transferir a propriedade de toda sua produção à YPFB, que passaria a ser responsável pela

[12] O Decreto Supremo n°. 28.701, de 01 de maio de 2006, foi embasado em artigos constitucionais que declaram os hidrocarbonetos um patrimônio inalienável do Estado e que todas as empresas em território boliviano estão submetidas à soberania, às leis e à autoridade da República. Basicamente, o processo de nacionalização proposto por Evo Morales, nos termos do Decreto n°. 28.701/2006, visava: (i) reafirmar a propriedade estatal sobre o petróleo e o gás natural, conforme estipula a Constituição; (ii) aumentar as receitas fiscais do Estado mediante a renegociação dos contratos com as empresas estrangeiras; (iii) estabelecer o protagonismo estatal no setor de hidrocarbonetos com a recuperação, por meio da YPFB, do controle acionário sobre os ativos das empresas "capitalizadas" durante os governos anteriores; (iv) criar as bases para uma política de industrialização capaz de permitir à Bolívia transformar o gás natural em produtos de maior valor agregado, como, por exemplo, na indústria de fertilizantes (Fuser, 2013).

[13] Transferiu-se para a YPFB, gratuitamente, as ações dos cidadãos bolivianos que faziam parte do Fundo de Capitalização Coletiva nas empresas de petróleo Chaco S.A., Andina S.A. e Transredes S.A.

[14] Em 2006, os dois campos explorados pela Petrobras, San Alberto e San Antonio, respondiam por 64 bilhões de m^3 de gás natural, correspondendo a 10% das reservas totais da Bolívia. Em agosto de 2005, a Petrobras respondeu por 57% da produção total de gás natural em solo boliviano (ANP, 2006).

comercialização, definindo, para tal, as condições, volumes e preços, tanto no mercado interno, como no mercado externo. Já o artigo 5º estabelecia que o Estado boliviano passaria a deter o controle das atividades de produção, transporte, refino, armazenagem, distribuição, comercialização e industrialização dos hidrocarbonetos no país. Assim, as empresas signatárias dos novos contratos tornar-se-iam apenas operadoras, sendo remuneradas somente pela prestação de serviços.

Em 2007, foi sancionado o Decreto 29.130, que permitia que a YPFB realizasse associações para a exploração e a produção de hidrocarbonetos desde que sua participação fosse igual ou superior a 51% (Vargas, 2007).

Em 2009, a Constituição boliviana foi alterada, mantendo a validade da Lei nº. 3.058/2005, porém modificando o tratamento jurídico para a exploração e a produção em novos campos. Ficou então estabelecido que estas atividades se dariam por meio de Contratos de Prestação de Serviços (*prestación de servicios*)[15] firmados entre a YPFB e outras empresas.

A evolução do marco legal e regulatório de petróleo e gás natural na Bolívia é esquematizada na Figura 1, sendo indicados os tipos de contrato que poderiam ser celebrados em cada período.

[15] Segundo o Artigo 362º da Constituição, "*se autoriza a YPFB suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. La suscripción de estos contratos no podrá significar en ningún caso pérdidas para YPFB o para el Estado. II. Los contratos referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de la Asamblea Legislativa Plurinacional. En caso de no obtener esta autorización serán nulos de pleno derecho, sin necesidad de declaración judicial ni extrajudicial alguna*".

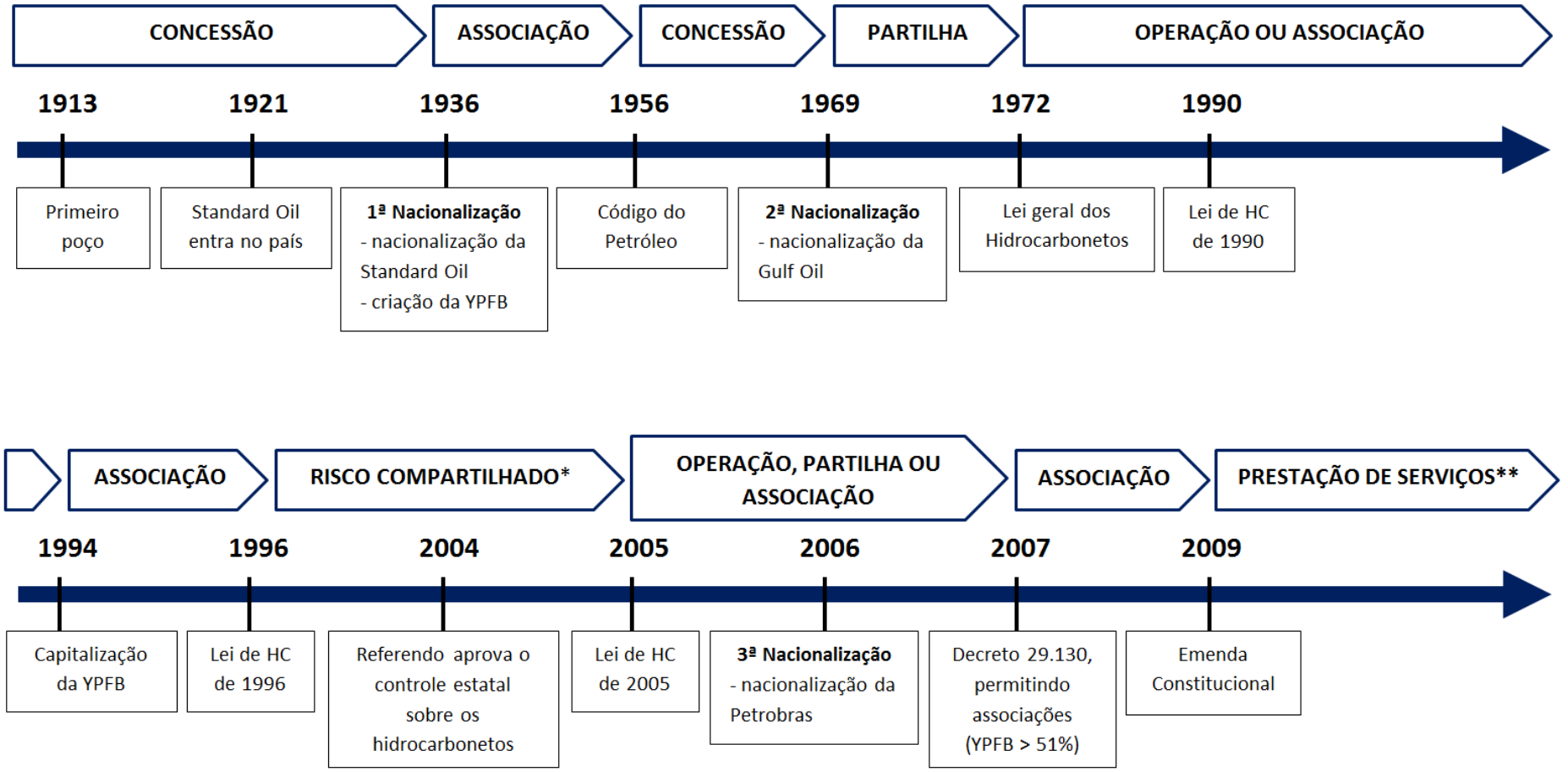


Figura 1 – Evolução do marco legal e regulatório de petróleo e gás natural na Bolívia

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: * - os contratos de risco compartilhado adotados eram, funcionalmente, equiparáveis a um regime de tributação e royalties/concessão, segundo Vargas (2007), visto que não havia, de fato, investimentos da contraparte estatal; ** - os contratos de prestação de serviços são, do ponto de vista da funcionalidade contratual, similares aos contratos de operação, porém com termos mais restritivos em relação às atividades prestadas por empresas estrangeiras; HC – hidrocarbonetos.

2.2 Histórico de Relações entre Bolívia e Brasil no Contexto da Indústria de Gás Natural

O Tratado Sobre a Saída e o Aproveitamento do Petróleo Boliviano, firmado em 25 de fevereiro de 1938, foi o marco inicial da cooperação entre Brasil e Bolívia na indústria petrolífera. Dentre os pontos acordados no tratado, estavam incluídos estudos topográficos e geológicos para determinar o valor industrial das jazidas subandinas, a construção e a operação de oleodutos que deveriam ser concedidos pela Bolívia a empresas brasileiras-bolivianas, o comprometimento do Brasil em construir refinarias e a infraestrutura necessária para a distribuição do petróleo e derivados no mercado brasileiro, e garantias de imunidade tributária ao petróleo boliviano (Gosmann, 2011).

Durante a década de 1970, com a crise energética mundial, o Brasil já estudava alternativas de abastecimento de gás natural através da importação de países vizinhos. As escolhas energéticas brasileiras dos anos 1970/80 privilegiaram o aproveitamento dos recursos domésticos, buscando a autossuficiência energética (como projetos de E&P de petróleo, grandes hidrelétricas, programa nuclear e do álcool combustível). A partir do início da década de 1990, as diretrizes da política energética passaram a considerar a necessidade de diversificação da matriz energética brasileira devido a questões estratégicas, ao mesmo tempo em que a questão ambiental ganhava relevância. O gás natural despontou como alternativa para a substituição, principalmente do óleo combustível, no setor industrial.

Entre 1990 e 1997, a participação do gás natural na matriz energética brasileira praticamente dobrou. Porém, apesar do crescimento do consumo de gás natural no País neste período (principalmente nas Regiões Sudeste e Sul), o crescimento da oferta nacional não seria capaz de atender a toda a demanda projetada para os próximos anos. Segundo Holanda (2001), a insuficiência da oferta de gás natural para o mercado nacional poderia ser atribuído, principalmente, à insuficiência de investimentos na expansão da produção e ao impacto do Plano Real sobre o nível de crescimento da economia e consequente pressão sobre o consumo de insumos energéticos (especialmente no aumento do consumo de energia elétrica).

A crescente demanda de gás natural para a geração de energia elétrica se acentuou devido à progressiva diminuição do potencial hidrelétrico do Sul-Sudeste, onde se concentra a maior parte da atividade industrial do País. Ademais, o nível historicamente elevado das taxas de juros então praticadas no Brasil reforçou a competitividade das termelétricas a gás natural, devido ao tempo menor de construção (quando comparado a empreendimentos hidrelétricos) e a localização próxima a centros de carga, reduzindo gastos com transmissão a longa distância (Holanda, 2001).

Diante de uma possibilidade de insuficiência no atendimento da demanda interna de gás natural, havia, como soluções possíveis, a importação de gás natural via GNL, que tinha preços elevados à época, ou através de gasodutos[16].

Em relação à importação via gasodutos, já na década de 1980 se cogitava a possibilidade de importação de gás natural boliviano e, também, do gás argentino e peruano. Em um primeiro momento, o gás natural boliviano, mais do que o argentino ou o peruano, era o que melhor atendia aos requisitos econômicos (vantagens competitivas da importação via gasoduto contra a importação de GNL, segundo avaliação da Petrobras na época). Pela perspectiva da Bolívia, a exportação de gás natural para o Brasil seria uma solução para atenuar as dificuldades enfrentadas pelo mercado de gás natural boliviano (deficiência na rede de infraestrutura, ausência de mercado consumidor, restrição de investimentos na recuperação de campos existentes e na exploração de novas províncias gasíferas) desde a virtual paralização das exportações para a Argentina, uma vez que este país se tornava autossuficiente na produção do insumo.

Em 17 de agosto de 1992, Brasil e Bolívia firmaram um contrato que estabelecia as bases para a compra de gás boliviano pelo Brasil, prevendo o fornecimento de 8 a 16 milhões de m^3/dia de gás natural por um gasoduto que cruzaria a fronteira entre Porto Suárez (Bolívia) e Corumbá (Brasil). O contrato de compra do gás natural boliviano fazia parte da estratégia de criação de condições para aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, do patamar de 2% no início da década de 1990, para 12% em 2012. Do lado brasileiro, sua implementação ficaria a cargo da Petrobras, então executora exclusiva do monopólio estatal sobre a exploração, produção, exportação, importação e transporte de petróleo e gás natural.

Foram fixadas, também, as bases para a participação da Petrobras nas atividades de exploração, produção, comercialização, transporte e distribuição de hidrocarbonetos na Bolívia. Na mesma data, foi firmado entre a YPFB e a Petrobras um acordo preliminar de compra e venda de gás natural, sendo que os dois governos firmaram o Acordo de Alcance Parcial sobre Promoção do Comércio entre Brasil e Bolívia (Fornecimento de Gás Natural), que entre os principais pontos estabelecia a não imposição de barreiras ao comércio de gás natural entre as duas nações, a garantia do direito de passagem em dutos e o compromisso de mútuo respeito aos contratos firmados no âmbito do Acordo.

Mesmo com as vantagens identificadas, já existiam, à época da negociação do contrato básico (fevereiro de 1993), dúvidas quanto à capacidade das reservas bolivianas de atendimento à demanda brasileira durante os vinte anos de vigência do contrato. Em 1996, o volume estimado de reservas provadas de gás natural na Bolívia totalizava 85 bilhões de metros cúbicos, suficientes para atender às importações do Brasil durante quinze anos. Segundo avaliação da Petrobras, os cinco anos restantes do contrato seriam atendidos caso as reservas prováveis e possíveis bolivianas passassem à categoria de reservas provadas. Assim,

[16] De acordo com Holanda (2001), na década de 1980, a Construtora Norberto Odebrecht já havia proposto a compra de GNL argelino, vinculada à exportação de bens e serviços brasileiros. Também foi considerada a possibilidade de importação de GNL proveniente da Bacia Austral, na Argentina. Todavia, nenhuma das duas opções prosperou naquele momento.

considerando a incorporação dessas reservas, o total disponível de reservas provadas bolivianas alcançaria 142 bilhões de metros cúbicos (Holanda, 2001). Desse modo, a opção pela importação do gás natural da Bolívia não excluía, em fase posterior, a importação do gás natural da Argentina e do Peru[17].

2.3 O Gasoduto Bolívia – Brasil (GASBOL)

O projeto do Gasoduto Bolívia – Brasil (GASBOL) teve início a partir da assinatura da *Carta de Intenções sobre o Processo de Integração Energética entre Bolívia e Brasil*, em novembro de 1991. Em março de 1992, o Ministério de Minas e Energia (Brasil) e o *Ministerio de Minería y Metalurgia* (Bolívia) estabeleceram que a compra e venda do gás natural boliviano era uma decisão política prioritária para o processo de integração e crescimento dos dois países.

Em 17 de fevereiro de 1993, a Petrobras e a YPFB assinaram o Contrato de Compra e Venda, condicionando sua eficácia à obtenção de financiamentos que viabilizassem economicamente o processo de construção de um gasoduto interligando as áreas de produção bolivianas ao mercado brasileiro (Coutinho *et al.*, 2000). Em 1996, a implantação do GASBOL foi incluída pelo governo Brasileiro entre os empreendimentos considerados prioritários no âmbito do Programa Brasil em Ação e, em junho de 1997, com o equacionamento das fontes de recurso do projeto, a obra foi iniciada. Em 2000, no ano seguinte da operação comercial do GASBOL, o gás boliviano já correspondia a 26% da oferta brasileira de gás natural. Este percentual atingiu 32,8% no ano de 2015, permanecendo neste patamar até o presente.

A operação do trecho norte, que se estende desde a fronteira do Brasil com a Bolívia até o Estado de São Paulo, foi iniciada em julho de 1999 e, a do trecho sul, ligando o Estado de São Paulo ao Estado do Rio Grande do Sul, em abril de 2000. O investimento total foi estimado em US$ 2,2 bilhões, sendo US$ 1,7 bilhão relativo ao trecho brasileiro (Coutinho *et al.*, 2000).

O projeto do GASBOL compreendeu a construção de um duto com 3.150 km de extensão, desde a cidade de Rio Grande, na Bolívia, até Canoas, no Estado do Rio Grande do Sul (sendo 557 km em território boliviano e 2.593 km em território brasileiro), com uma capacidade de transporte de 32,85 milhões de m^3/dia no início do trecho boliviano (GTB, 2015). O gasoduto tem 32 polegadas de diâmetro no trecho de Rio Grande até Campinas/SP, onde se divide em dois ramais de 24 polegadas. O primeiro tramo vai até Guararema/SP, onde se conecta ao sistema de gasodutos existente na Região Sudeste e o segundo segue até Araucária/PR. De Araucária/PR a Porto Alegre/RS, o diâmetro do duto se reduz até 16 polegadas.

[17] Segundo estratégia da Petrobras, uma das vantagens atribuídas à opção de importar gás natural da Bolívia seria a relativa facilidade de futuras ligações com os sistemas gasíferos argentino e peruano (Holanda, 2001). Uma das possibilidades levantadas seria utilizar o GASBOL para transportar não apenas o gás boliviano, como também o gás natural proveniente da Bacia Noroeste da Argentina e, eventualmente, de Camisea, em um eventual escoamento do gás natural peruano através da rede de gasodutos da Bolívia.

O gasoduto foi inicialmente projetado para integrar os campos de gás bolivianos ao mercado consumidor brasileiro, principalmente visando o atendimento da demanda industrial. Todavia, o escopo do projeto foi ampliado a partir dos planos de intensificação do uso do gás natural na geração termelétrica no Brasil. Ademais, o projeto do gasoduto possuía um viés geoeconômico que propiciava a inserção do Brasil e da Bolívia em um plano regional visando, além do reforço do processo de integração energética regional, a estabilização macroeconômica, o fortalecimento das instituições democráticas e a abertura das legislações domésticas ao capital internacional.

Para operar o projeto foram formadas duas companhias independentes: uma delas opera o serviço de transporte pelo gasoduto do lado boliviano, a Gas Transboliviano S.A. (GTB), e a outra pelo lado brasileiro, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). A Petrobras financiou e construiu o empreendimento nos dois lados da fronteira, assumindo a posição de carregador exclusivo do gás natural boliviano até o volume de 30,1 milhões de m^3/dia. Para tanto, foram firmados os contratos de compra de longo prazo de Quantidade Diária Contratual base – QDCb (16 milhões de m^3/dia) e de Quantidade Diária Contratual adicional – QDCa (14 milhões de m^3/dia), com cláusula *take-or-pay*, garantindo por vinte anos o pagamento por um volume mínimo de gás natural, independentemente de vir ou não a poder movimentar essa oferta para o mercado brasileiro. Sobre o segundo contrato, QDCa, vale ressaltar que este tinha como objetivo principal o atendimento à demanda de gás natural das termelétricas do programa prioritário termelétrico – PPT (CNI, 2010).

Paralelamente, foi concebido pela Petrobras o mecanismo do *Transportation Capacity Option* (TCO), acordado originalmente em agosto de 1995, o qual reforçou, através do projeto do GASBOL, a atratividade do processo de capitalização boliviano para os investidores internacionais a fim de auxiliar os planos de expansão do setor gasífero Boliviano, especialmente na expansão de suas reservas[18]. O TCO teve pagamento antecipado e auxiliou na amortização dos custos referentes à ampliação do duto no trecho Rio Grande/Bolívia – São Paulo/Brasil para 32", com capacidade de movimentação de 30,1 milhões de m^3/dia.

Os contratos iniciais do gás natural do GASBOL para as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) estabeleciam faixas diferenciadas de preços para a molécula e o transporte. Para os volumes sob o contrato básico (8 a 16 milhões de m^3/dia), o preço estabelecido foi de US$ 2,55/MM Btu, sendo US$ 0,90 /MMBtu relativo ao gás natural na boca do poço e US$ 1,60 /MMBtu pelo transporte. Entretanto, para os quatro primeiros anos, definiu-se um preço máximo equivalente a 85% do preço do óleo combustível A1 (alto teor de enxofre), a fim de contribuir para a competitividade em relação ao gás natural nacional, principalmente para a

[18] Para os fornecimentos adicionais ao contrato básico, realizados sob a modalidade TCO, o preço na boca do poço foi fixado em US$ 1,20 /MMBtu, acima do preço básico de referência do contrato de fevereiro de 1993 (US$ 0,95 /MMBtu). A tarifa de transporte desses volumes adicionais foi limitada a US$ 0,08 /MMBtu, equivalendo ao custo operacional da tarifa total de transporte, de US$ 1,60 /MMBtu (a parcela restante, de US$ 1,52 /MMBtu, se referia à amortização do investimento em infraestrutura). Ademais, ficou estabelecido que durante os vinte primeiros anos de operação do GASBOL, o TCO remuneraria tarifas de transporte de gás natural da ordem de US$ 383 milhões, pagos pela Petrobras, com financiamento do BNDES, às empresas transportadoras do lado brasileiro e boliviano, à medida que os fornecimentos realizados sob esse instrumento fossem sendo realizados (Holanda, 2001).

geração de energia elétrica, e, para os volumes relativos ao TCO, o preço seria de US$ 2,20 /MMBtu (Holanda, 2001).

A seguir, as transportadores envolvidas nos fluxos contratuais do GASBOL pelo lado boliviano e pelo lado brasileiro, além do gasoduto Lateral-Cuiabá, são descritas mais detalhadamente.

2.4.1. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)

A principal atividade econômica da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), sociedade anônima brasileira de capital fechado estabelecida em 18 de abril de 1997, é a operação do trecho brasileiro do GASBOL. Atualmente, a TBG tem a seguinte composição acionária19: 51% Gaspetro; 29% BBPP Holdings Ltda.; 12% YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda; e 8% GTB-TBG Holdings S.À.R.L. (TBG, 2015), conforme esquematizado na Figura 2.

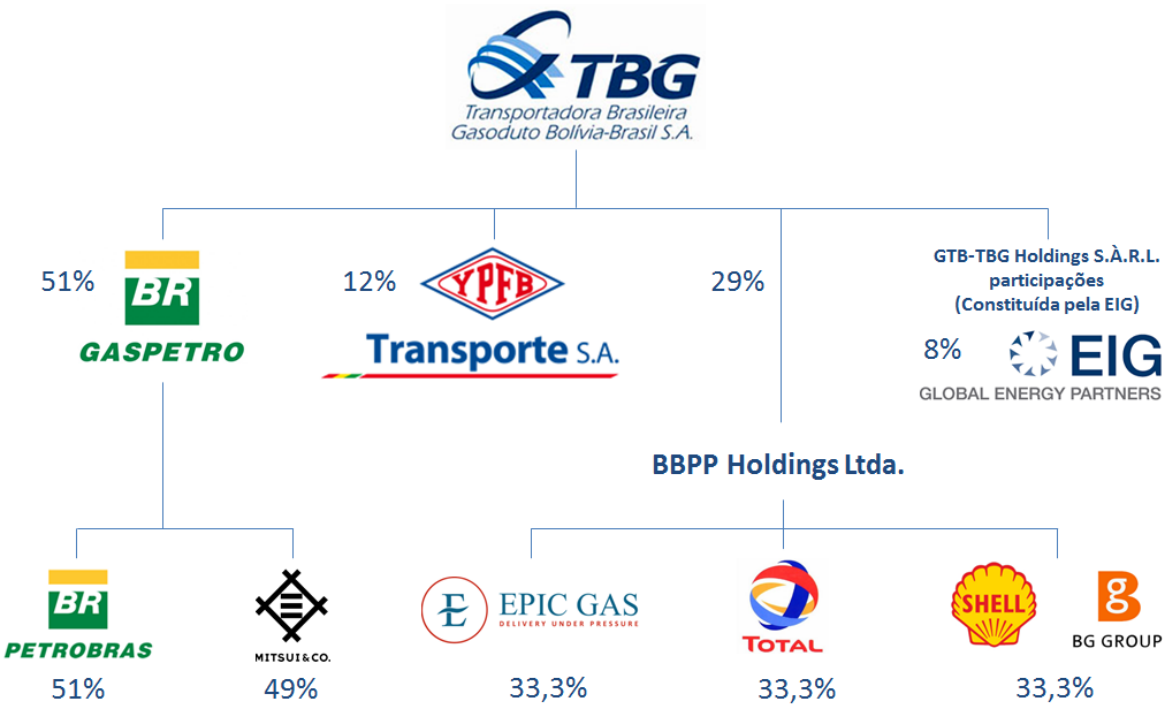


Figura 2 – Esquemático da composição acionária da TBG

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: composição acionária da BBPP Holdings Ltda no final do ano de 2012 (PETROBRAS GÁS S.A., 2012).

[19] Em 2012 houve alterações na composição acionária entre os sócios minoritários da TBG. Em março, a Bear Gás Participações Ltda. adquiriu a totalidade das ações que pertenciam à AEI América do Sul Holding Ltda. Posteriormente, em julho, a Bear Gás Participações Ltda. vendeu a totalidade de suas ações (8%) para a GTB-TBG Holdings S.À.R.L., empresa constituída pela EIG – Global Energy Partners (TBG, 2016).

Com extensão de 2.593 quilômetros, o trecho do GASBOL controlado pela TBG tem início em Corumbá/MS e termina na cidade de Canoas/RS, garantindo o abastecimento de CDLs, termelétricas e refinarias de 136 municípios em cinco estados brasileiros.

A recuperação dos investimentos no GASBOL está garantida pelos contratos de serviço de transporte com duração de vinte a quarenta anos, na modalidade *ship or pay* (na qual os usuários do serviço de transporte devem pagar pela capacidade de transporte contratada, independentemente do volume transportado). O término da autorização de operação do GASBOL pela TBG ocorrerá em 2039, conforme Lei nº. 11.909/2009.

As características dos contratos de transporte vigentes celebrados pela TBG estão relacionadas a seguir (TBG, 2015):

- Contrato de transporte de quantidades básicas (*Transportation Capacity Quantity* - TCQ): volume contratual de 18 milhões de m^3/dia, com prazo de duração de vinte anos, em regime *take-or-pay*, e vigência até 31 de dezembro de 2019;

- Contrato de transporte de quantidades adicionais (*Transportation Capacity Option* - TCO): é um contrato de compra antecipada de parte da capacidade de transporte do duto, sendo a Petrobras titular dessa capacidade adicional de transporte. O volume contratual estimado passará de 5,675 milhões de m^3/dia para 5,35 milhões de m^3/dia e, posteriormente, de 5,35 milhões de m^3/dia para 6 milhões de m^3/dia, com pagamento antecipado e prazo de duração de quarenta anos e vigência até 04 de setembro de 2041;

- Contrato de transporte de quantidades complementares (*Transportation Capacity Extra* - TCX): para 6 milhões de m^3/dia, com prazo de duração de vinte anos e vigência até 31 de dezembro de 2021;

- Contrato de transporte resultante do Concurso Público de Alocação da Capacidade (CPAC 2007): para uma capacidade adicional de 5,2 milhões de m^3/dia no trecho sul do gasoduto, entre Paulínia e Araucária, com prazo de duração de vinte anos e vigência até setembro de 2030.

2.4.2. Gas Transboliviano S.A. (GTB)

A Gas Transboliviano S.A. (GTB), empresa subsidiária da YPFB, é responsável pela administração e operação do sistema de transporte de gás natural da seção boliviana do GASBOL, a qual conta com 557 km de comprimento e dutos de 32 polegadas. Este trecho do gasoduto parte da estação de medição Río Grande, próximo à cidade de Santa Cruz de la Sierra, e atravessa as províncias de Cordillera e Germán Bush até alcançar a fronteira com o Brasil, na estação de medição de Mutún.

Além de duas estações exclusivas de medição, em Rio Grande e Mutún (onde ocorre a transferência de custódia do gás natural para a Petrobras), a seção boliviana do GASBOL conta com quatro estações de compressão, a saber: Izozog, Chiquitos[20], Roboré e Yacuses.

A GTB, regida pela *Ley de Empresas Públicas* (Lei nº. 466, de 26 de dezembro de 2013) possui em sua composição acionária a participação da YPFB Transporte S.A. (51%), da EIG Bolívia Pipeline AB (38%) e da Petrobras Gás S.A.[21] (Gaspetro - 11%).

Figura 3 – Mapa esquemático das estações de medição e de compressão do trecho boliviano do GASBOL

Fonte: GTB, (2015).

As operações comerciais de transporte de gás natural da GTB iniciaram-se em julho de 1999. Ao longo dos anos, a empresa vem transportando volumes de gás natural do contrato GSA para

[20] A estação de Chiquitos é responsável por comprimir o gás natural proveniente da estação de compressão de Izozog e, também, por realizar o despacho e a medição do gás natural direcionado para o Gasoduto San Mathias – Cuiabá.

[21] Apesar de ter realizado em dezembro de 2015 a venda de participação de 49% da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. (Mitsui-Gás), dentro do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019, a Petrobras retirou do grupo de ativos vendidos as participações na Gás TransBoliviano (11%), Gasoduto Bolívia-Brasil (51%), projeto Gemini (40%) e ICC (100%), bem como a Transportadora Nortebrasileira de Gás (TNG), a Transportadora do Meio Norte (TMN), e a Transportadora Sul Brasileira (TSB).

o Brasil, além de volumes para o abastecimento do mercado interno boliviano. Os dados de capacidade do gasoduto são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados Operacionais do GTB

Trecho	Capacidade Total de Transporte (MM m^3/d)	Capacidade Máxima Instalada (MM m^3/d)	Capacidade Contratada Firme * (MM m^3/d)	Capacidade Total de Transporte Disponível (MM m^3/d)	Capacidade Contratada Interruptível (MM m^3/d)
Río Grande – Chiquitos	32,29	32,85 + 2,21 **	32,29	0,653 ***	3,82 ****
Chiquitos - Mútun	30,08	32,85	30,08	0,653 ***	2,83 ****

Notas: * - Quantidade líquida de gás utilizado pelo sistema, capacidade marginal e serviços adicionais segundo contratos TCQ, TCO e TCX Bolívia.
** - São 32,85 milhões de m^3/dia para entrega em Mutún e 2,212 milhões de m^3/dia para entrega em Chiquitos.
*** - De acordo com o estabelecido contratualmente, esta capacidade disponível está reservada à YPFB.
**** - A Capacidade Contratada Interruptível inclui o mercado interno e a exportação. Para a exportação, esta capacidade contratada interruptível é de 2,27 milhões de m^3/dia em qualquer um dos tramos.

Fonte: GTB, (2016).

2.4.3. Gasoduto Lateral – Cuiabá

O Gasoduto Lateral-Cuiabá é o segundo gasoduto para importação de gás natural oriundo da Bolívia, tendo entrado em operação dois anos após o GASBOL. O empreendimento foi concebido com o objetivo de participar de uma concorrência pública internacional lançada pela Eletrobrás em 1996, a fim de contratar capacidade de geração para suprir a demanda por energia elétrica do Estado do Mato Grosso.

O Gasoduto Lateral-Cuiabá iniciou sua operação em agosto de 2001, pertencendo inicialmente ao consórcio formado pela Enron (50%), Shell (37,5%) e Transredes (proprietária do sistema de dutos da Bolívia, com 12,5%). Com 267 km de extensão em território brasileiro e 363 km em território boliviano (totalizando 645 km), liga o trecho boliviano do GASBOL a Cuiabá/MT, passando por San Matias (Bolívia), e no Brasil, pelas cidades de Cáceres, Nossa Senhora do Livramento, Poconé e Várzea Grande, todas no Estado do Mato Grosso. Com diâmetro de 18 polegadas e capacidade de transporte de 2,2 milhões m^3/dia, o gasoduto é operado pela empresa GasOcidente do Mato Grosso Ltda.

2.4 Diversificação das Importações de Gás Natural pelo Brasil

No início de 2006, após as declarações quanto à estratégia de nacionalização que seria adotada pela Bolívia, as preocupações com possíveis implicações de uma interrupção no fornecimento de gás natural para as regiões Sudeste e Sul do Brasil exigiram 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 de novembro de 2006, O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução nº. 4, estabelecendo diretrizes e recomendações para a implantação de terminais de regaseificação de GNL, de maneira a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural. A implantação do projeto foi declarada prioritária e emergencial com o objetivo de mitigar riscos de falha no suprimento e diversificar as fontes fornecedoras de gás natural importado.

Além disso, no ano seguinte à nacionalização da Bolívia, descobertas de petróleo leve na região do Pré-Sal brasileiro alteraram o panorama na indústria brasileira de petróleo e gás natural. Este fator poderia afetar o poder de barganha da Bolívia na renegociação do contrato de fornecimento.

Após 2006, e sobretudo entre 2008 e 2009, com o início da operação dos primeiros terminais de regaseificação de GNL no Brasil (Pecém/CE e Baía de Guanabara/RJ), as fontes de importação de gás natural começaram a ser diversificadas. Além do fato do GNL ser adquirido no mercado *spot* e selecionado dentre as cargas disponíveis de diversas origens, a entrada em operação destes terminais diminuiu a dependência brasileira das importações da Bolívia. O gás natural importado da Argentina era e continuou sendo utilizado apenas em ocasiões pontuais para despacho de uma usina termelétrica em Uruguaiana/RS.

A Figura 4 apresenta as importações brasileiras, por origem, desde 2000. As importações proveninentes da Argentina e da Bolívia referem-se a importação via gasodutos, enquanto as de outros países referem-se à importação e regaseificação de GNL.

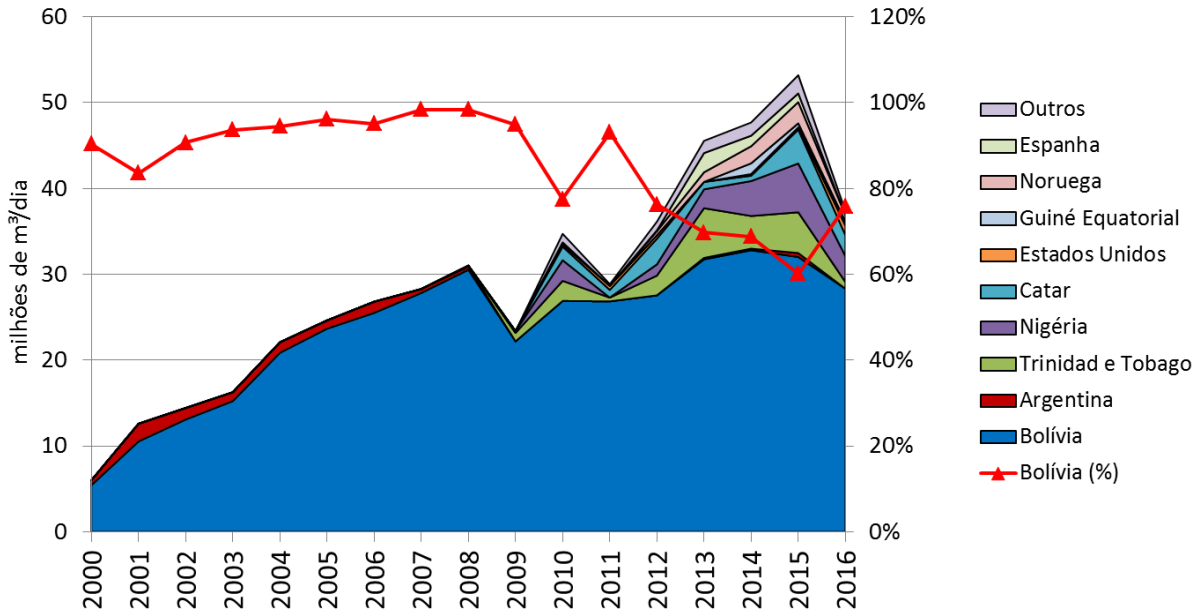


Figura 4 – Importações brasileiras de gás natural, por origem

Fonte: Elaboração própria EPE.

É possível observar um aumento nas importações brasileiras de gás natural desde 2000, com redução gradual da participação da Bolívia como origem das importações de quase 100% em 2007 para 60% em 2015. Estes dados estão de acordo com o que foi estabelecido na Resolução CNPE nº 4 de 21 de novembro de 2006, no sentido de mitigar riscos de falha no suprimento e diversificar as fontes fornecedoras de gás natural importado. No ano de 2016 (média de janeiro a novembro), observou-se um novo aumento da participação das importações bolivianas, devido à redução da necessidade de importação de GNL para despacho de térmicas.

3 PANORAMA SOCIOECONÔMICO E ENERGÉTICO DA BOLÍVIA

Os objetivos deste capítulo são apresentar um resumo das variáveis importantes acerca do cenário socioeconômico na Bolívia e avaliar o atual cenário energético no país, como as características da matriz energética boliviana, com foco na indústria de gás natural nos segmentos de *upstream* e *downstream*. Também são apresentadas as características principais do marco regulatório vigente no país.

3.1 Caracterização Socioeconômica da Bolívia

O Estado Plurinacional da Bolívia possui uma extensão territorial de 1.098.581 km^2 e localiza-se na região central da América do Sul, participando dos sistemas hidrográficos da Bacia do Prata, dos Andes e da Amazônia. A Bolívia é dividida política e administrativamente em nove departamentos[22] (Chuquisaca, La Paz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Tarija, Santa Cruz, Beni e Pando), 112 províncias e 339 municípios. A capital do país e sede do governo é a cidade de La Paz (INE, 2015).

A maior parte da população está concentrada em Santa Cruz (28%), La Paz (26%) e Cochabamba (17%). Apresenta uma população total de 10,8 milhões de habitantes, sendo que 68,5% residem nas áreas urbanas. Projeta-se que em 2020 a população da Bolívia será de 12,6 milhões de pessoas (FMI, 2015). O país tem população jovem: cerca de 53% dos habitantes têm menos de 25 anos de idade. Mais da metade da população é de ameríndios, vivendo em áreas rurais. Os principais grupos são quíchua e aimará, descendentes de incas. De acordo com dados oficiais (INE, 2016), em 2000, 66,4% da população viviam abaixo da linha de pobreza – desses, 45,2% em pobreza extrema. Em 2013, o percentual da população que vivia abaixo da linha de pobreza caiu para 39,1% - desses, 18,9% em pobreza extrema.

A taxa de analfabetismo da população entre 15 e 24 anos é extremamente baixa. Em 1997, o número de analfabetos nessa faixa etária correspondia a 2,6% e, em 2014, o percentual estimado reduziu para 0,6% da população (EPB, 2015).

Em 2006, o governo da Bolívia implementou um plano nacional de desenvolvimento[23] com o objetivo de promover políticas de distribuição da riqueza e a ampliação e a diversificação da matriz produtiva, buscando a transição de um modelo agrário exportador para uma economia industrial. Nesse sentido, a Bolívia planeja fortalecer o país como um centro de integração

[22] Departamentos são as principais divisões administrativas de alguns países, como Bolívia, Paraguai, Colômbia, França e Uruguai. São estabelecidos pelo governo central, que exerce sua autoridade através de um prefeito.

[23] *Plan Nacional de Desarrollo: Bolivia Digna, Soberana, Democrática y Productiva para la construcción del Vivir Bien (PND 2006-2011).*

energética na região do Cone Sul, com a exportação de gás natural e eletricidade para os países vizinhos.

A Bolívia obteve bons resultados na economia nos últimos anos, o que tem refletido no aumento do Produto Interno Bruto (PIB), cujo crescimento médio anual foi de 4,28% de 2000 a 2015, e na redução da pobreza extrema. Entretanto, em 2015, o crescimento da economia boliviana sofreu com a queda dos preços do petróleo e do gás natural. A inflação estimada para 2016 foi de 3,9%, aumentando para 5,1% em 2017 (FMI, 2016a).

Para o ano de 2016, é previsto um crescimento menor, uma vez que o comércio externo ainda será prejudicado pelos baixos preços do petróleo e gás natural nos mercados externos (uma vez que estes responderão pela maior parte das exportações do país, cerca de 45%). Todavia, projeta-se um crescimento médio anual de 3,6% do PIB boliviano durante o período de 2016 a 2021, superior ao crescimento de países vizinhos, como Argentina e Brasil (FMI, 2016a). A Figura 5 mostra um comparativo da projeção do PIB para estes países.

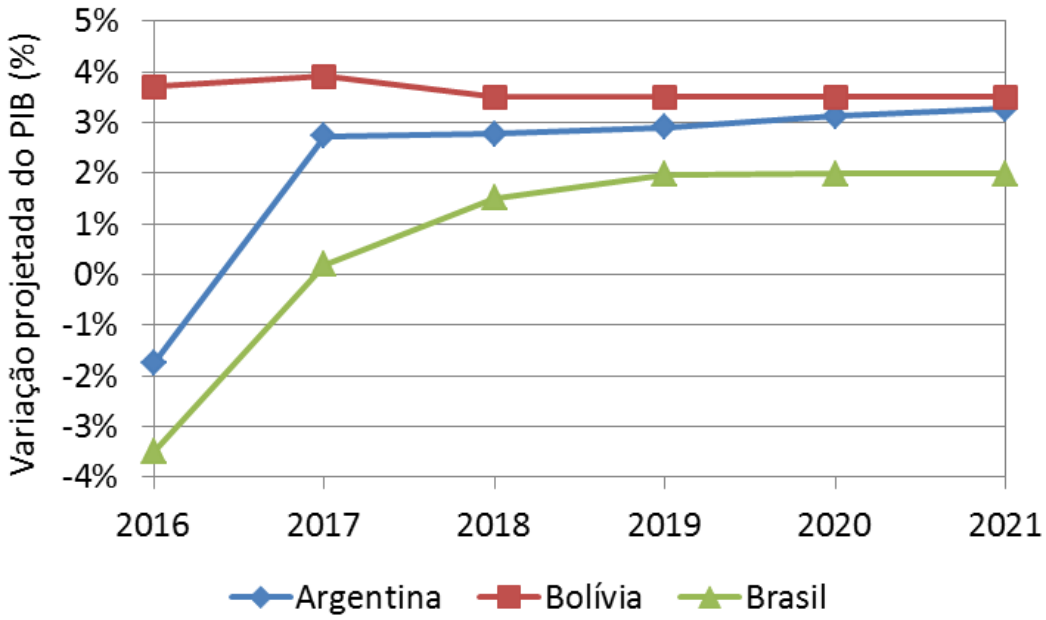


Figura 5 - Projeção do PIB da Bolívia, Brasil e Argentina

Fonte: Elaboração própria EPE com base em FMI (2016a) e FMI (2017).

Nota: os valores de 2016 a 2018 para o Brasil foram atualizados com base em FMI (2017), e os valores restantes referem-se a dados reportados em FMI (2016a).

O país é rico em jazidas minerais, como prata, estanho, ferro e zinco, e de hidrocarbonetos, principalmente de gás natural. Nos departamentos de Beni, Pando e Santa Cruz estão as terras mais produtivas da agropecuária boliviana, e em Tarija e Santa Cruz estão as maiores reservas de hidrocarbonetos. A mineração sempre teve destaque na economia boliviana. Começou com a prata, que foi o principal produto de exportação boliviano dos tempos de colônia até o século XIX. Nas oito primeiras décadas do século passado, o estanho se tornou o produto central do país, mas a partir dos anos 1980 os preços do estanho começaram a cair no

mercado internacional. Com o fechamento das minas, 84% dos trabalhadores ligados à Corporação Mineira da Bolívia (Comibol), estrutura central da indústria mineradora, foram demitidos.

Nos últimos anos, as exportações continuaram concentradas nas atividades extrativas de hidrocarbonetos e minerais. No ano de 2014, as duas atividades foram responsáveis por 66,9% das exportações (51,2% das exportações foram de hidrocarbonetos e 15,8% de minerais). As exportações de minérios tiveram um aumento nas receitas de aproximadamente quatro vezes em 2014 quando comparado a 2006. O total de investimentos neste setor foi superior a US$ 2 bilhões no período de 2006 a 2014. Entre os investimentos previstos para o setor de produção de minérios há projetos de construção de uma planta de produção de cloreto de potássio e sulfato de potássio, uma planta de carbonato de lítio, uma planta de fundição e refino de zinco, uma siderúrgica em Mutún e uma planta de fabricação de arames (INE, 2015).

Os investimentos no setor de hidrocarbonetos no período de 2006 a 2014 alcançaram uma média anual de US$ 1,02 bilhão, quantia 175% maior que a média anual do período 2001 a 2005. Somente no ano de 2014, os investimentos na indústria de petróleo e gás natural totalizaram US$ 2,11 bilhões. Como resultado dessa política de investimentos, a renda petrolífera aumentou progressivamente, passando de US$ 673 milhões em 2005 para US$ 5,49 bilhões em 2014 (EPB, 2015).

O gás natural é o principal produto de exportação da Bolívia, sendo o Brasil e a Argentina os principais importadores deste hidrocarboneto. No período de 2006 a 2014, a Bolívia teve investimentos médios de US$ 1,02 bilhão por ano, sendo que em 2014 o valor investido neste setor da economia foi superior a US$ 2 bilhões. Até 2020, estão previstos investimentos em exploração e produção, bem como novos projetos na área de produção de fertilizantes e na área petroquímica, como a construção de uma planta de propileno e polipropileno (INE, 2015).

Os produtos dos setores agropecuário e industrial representaram 33,1% das exportações da Bolívia em 2014. No que concerne às importações em 2014, 79% do total importado correspondiam a matérias primas e bens de capital (EPB, 2015).

O setor agropecuário representa 10% do PIB boliviano, sendo que as oleaginosas e os cereais são os cultivos mais importantes da Bolívia. Apesar de ter ocorrido um aumento de 62% na superfície cultivada em relação a 2000, há ainda inúmeros desafios neste setor, tais como: o baixo rendimento dos cultivos, o acesso limitado a tecnologias, a falta de qualificação profissional na área rural, o acesso limitado a créditos e insumos e a pouca cobertura dos sistemas de irrigação. Até 2020, há previsão de investimentos no setor agropecuário, com projetos para a criação de uma empresa estatal de produção de alimentos, o aumento do acesso à irrigação e mecanização e a facilitação na obtenção de créditos (INE, 2015).

A produção industrial da Bolívia é concentrada em microempresas (92% das unidades produtivas), tendo como principais produtos exportados o ouro, a soja e seus derivados, e o estanho. Para o desenvolvimento deste setor, são previstos investimentos em complexos industriais (adoçantes, têxtil, madeira, matérias-primas, transformação de produtos amazônicos, batata, grãos, lácteos, couros, carnes, coca, frutas e hortaliças), além da

implementação de Centros Tecnológicos de Inovação e Centros de Inovação Produtiva (INE, 2015). Há previsão de implantação de cinco "Complexos Produtivos Industriais Estratégicos", a saber (INE, 2015):

1. Complexo de gás natural: desenvolvimento da indústria de fertilizantes, GLP, GNL e a indústria petroquímica;
2. Complexo do aço: vinculado ao desenvolvimento da indústria derivada do aço (por exemplo, materiais de construção);
3. Complexo do lítio: relacionado à indústria derivada do lítio (por exemplo, baterias, indústria automotiva, parque energético);
4. Complexo metalúrgico: atividades vinculadas à fundição e industrialização de minérios;
5. Complexo da energia: desenvolvimento da atividade energética (por exemplo, energia solar e eólica).

O governo boliviano estima em US$ 48,5 bilhões a quantidade de recursos financeiros para investimento nos projetos de desenvolvimento de cada setor econômico. Além do exposto acima, os recursos financeiros consideram investimentos no setor elétrico (projetos de geração hidrelétrica, termelétrica, energia nuclear e energias alternativas), construção civil (rodovias, ferrovias e aeroportos), e turismo (INE, 2015).

Em 2012, foram nacionalizadas as ações da *Empresa Transportadora de Electricidad* em favor da *Empresa Nacional de Electricidad* (ENDE), consolidando o controle do Estado sobre o setor energético no país. Em 2006, o percentual da população urbana e rural com acesso à eletricidade correspondia a 92,2% e 38,4% respectivamente. Em 2014, o atendimento da população urbana avançou para 96,7% e da população rural para 64,4%. A meta do governo para 2020 é alcançar 100% dos domicílios urbanos e 90% dos domicílios rurais com acesso à energia elétrica. Prevê-se, inclusive, a utilização de painéis solares para atender às populações rurais mais afastadas (EPB, 2015).

Em relação aos domicílios atendidos por gás canalizado, entre 1994 e 2005 haviam sido instaladas 28.021 conexões de gás domiciliares. Após a nacionalização (2006 a 2015), cerca de 582 mil residências passaram a ser atendidas com fornecimento de gás natural (deste total, 4,2% atendidos pelo sistema virtual de distribuição por GNL). A previsão do governo para o período de 2016 a 2020 é que o número de domicílios atendidos alcance mais de um milhão de habitações - sendo 11,5% atendidas pelo sistema virtual, principalmente nos departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Santa Cruz, Beni e Pando (EPB, 2015).

3.2 Características da Matriz Energética Boliviana

Em 2014, a oferta de energia primária na Bolívia foi de 23,6 milhões de tep[24]. Os hidrocarbonetos representaram aproximadamente 95% desse montante, sendo o gás natural o principal energético produzido no país – cerca de 80,7% da oferta total de energia primária (MHE, 2015a). A Figura 6 mostra a distribuição da oferta de energia primária por fonte na Bolívia, em 2014.

Quando comparada com o Brasil, observa-se que a Bolívia não dispõe de uma matriz energética com participação significativa de fontes renováveis - apenas 5%, contra 44% do Brasil (MME-EPE, 2015). A Bolívia tem vários projetos para aproveitar a hidroeletricidade, o que pode aumentar a participação desta fonte no futuro.

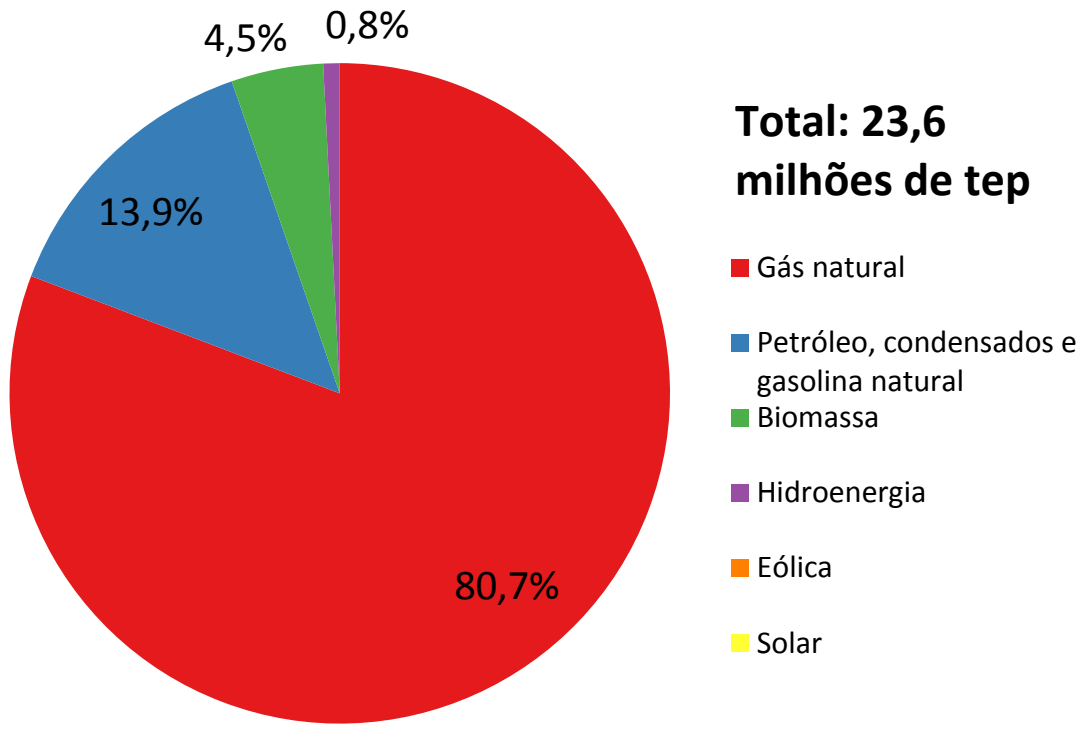


Figura 6 - Oferta de energia primária na Bolívia em 2014

Fonte: MHE (2015a).

Já a matriz de energia final na Bolívia mostra que os derivados de petróleo representam a maior parcela do que é usado internamente, apesar deste país ser um grande produtor de gás natural – sendo este o segundo combustível de maior uso final (23% do total). O uso total de energia foi de 6,4 milhões de tep em 2014, correspondendo a 27% da energia primária oriunda do país. O óleo diesel foi o combustível mais demandado internamente em 2014,

[24] tep = toneladas equivalentes de petróleo.

representando quase um quarto do uso final de energia. A gasolina é o terceiro combustível de maior participação na matriz de uso final, seguida pela biomassa (MHE, 2015a).

A Figura 7 mostra a participação de cada fonte energética no uso final de energia, em 2014. A comparação com a matriz brasileira mostra algumas similaridades: a maior parte do uso final de energia advém dos derivados de petróleo. Além disso, o percentual de participação de biomassa na matriz energética final é similar ao do Brasil (17%, contra 14% na Bolívia).

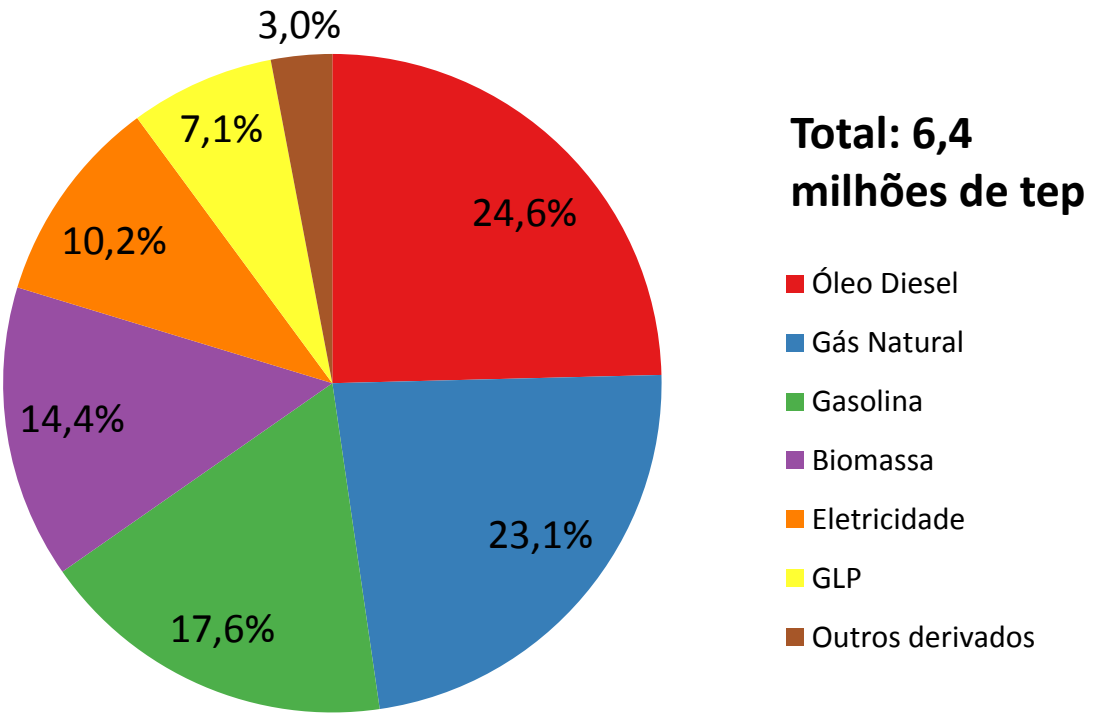


Figura 7 - Uso final de energia por fonte na Bolívia em 2014

Fonte: MHE, 2015a.

O segmento industrial é o maior consumidor de gás natural do país[25], seguido pelo setor de transportes, o qual consome 2,7 milhões de tep, ou 43% do total. O gás natural também tem potencial para ter maior consumo no setor de transportes, dado que responde por apenas um quinto do uso de energia final. Caso semelhante ocorre com o segmento residencial, onde esse energético atende apenas 8% do mercado. Neste setor, a biomassa e o GLP atenderam 70% da energia demandada em 2014. A expansão do gás natural para outras regiões da Bolívia pode contribuir para a expansão do uso do energético nestes setores. O uso final de energia

[25] Aproximadamente metade do uso de energia do setor industrial é atendido pelo gás natural. Há, contudo, potencial para maior utilização desse energético, dado que 36% da energia provém da biomassa.

por setor é apresentado na Figura 8, e o uso de gás natural por setor é apresentado na Figura 8.

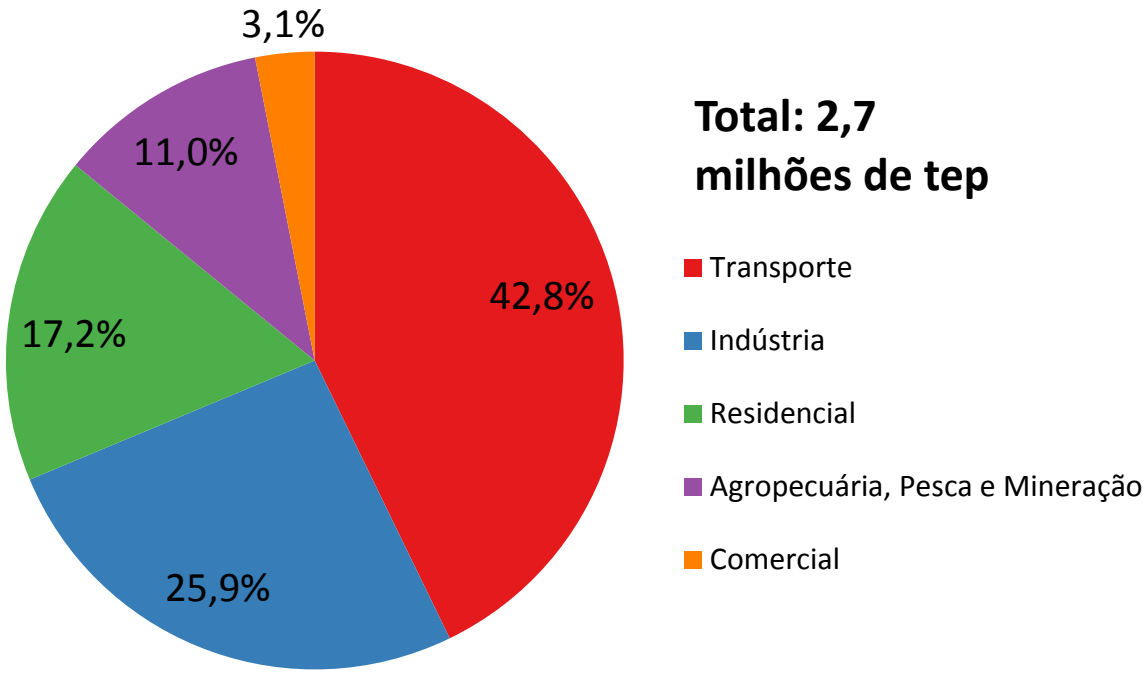


Figura 8 - Uso final de energia por setor na Bolívia em 2014

Fonte: MHE, 2015a.

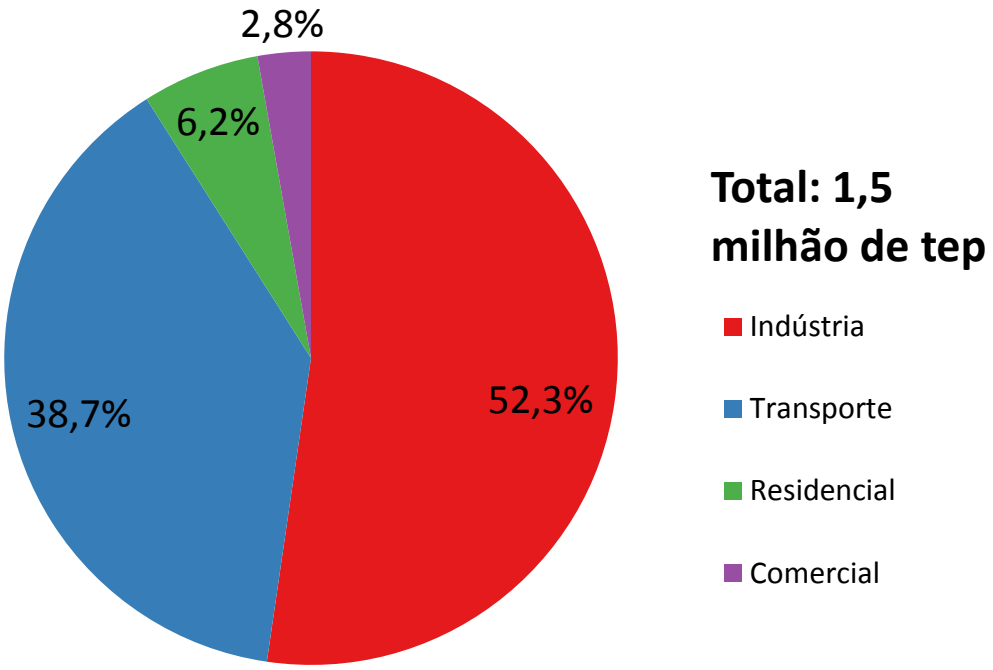


Figura 9 - Uso de gás natural por setor na Bolívia em 2014

Fonte: MHE, 2015a.

3.3 Panorama da Indústria de Gás Natural da Bolívia

Esta seção trata sobre o desenvolvimento da indústria do gás natural na Bolívia até o quadro atual. Nas próximas subseções serão abordadas a evolução da Bolívia com relação a reservas e produção de gás natural e a infraestrutura de transporte de gás natural existente. O consumo interno, as exportações e o balanço de gás natural da Bolívia também serão discutidos na sequência.

3.3.1 Reserva e Produção de Gás Natural

Acredita-se que metade da área da Bolívia tenha potencial para conter hidrocarbonetos (PUCCI, 2000), tendo o governo buscado melhorar o ambiente de negócios para atividade exploratória nos últimos anos. Apesar da redução do investimento estrangeiro realizado após as nacionalizações do governo Evo Morales, a quantidade de poços exploratórios têm aumentado juntamente com os investimentos nacionais neste setor (YPFB, 2015a). O governo boliviano tem procurado promover a entrada de investimentos estrangeiros para a exploração de gás natural, pois tem a necessidade de aumentar as reservas destes hidrocarbonetos a fim de manter o atendimento dos contratos de exportação e o consumo interno no futuro.

A Bolívia possuia, em agosto de 2014, 58 campos em produção sob 41 contratos de operação vigentes na época. Estes possuíam características de campos de gás associado, e eram operados por nove empresas, sendo elas YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A, Petrobras Argentina, Pluspetrol, Vintage, Matpetrol, Repsol E&P Bolivia, BG Bolivia S.A. e Petrobras Bolivia S.A. (MHE, 2014).

Em 2014, os investimento nas atividade de *upstream* foram de US$ 1,23 bilhão, sendo que 72,5% deste valor veio de empresas privadas e o restante de empresas do governo da Bolívia (YPFB, 2015b). A produção de gás natural, neste mesmo ano, foi concentrada por 4 empresas (Petrobras Bolivia, Repsol E&P Bolivia, YPFB Andina, YPFB Chaco), sendo que elas produziram cerca de 95% do total naquele ano. A Figura 10 mostra a participação de cada empresa na produção bruta de gás natural na Bolívia em 2015.

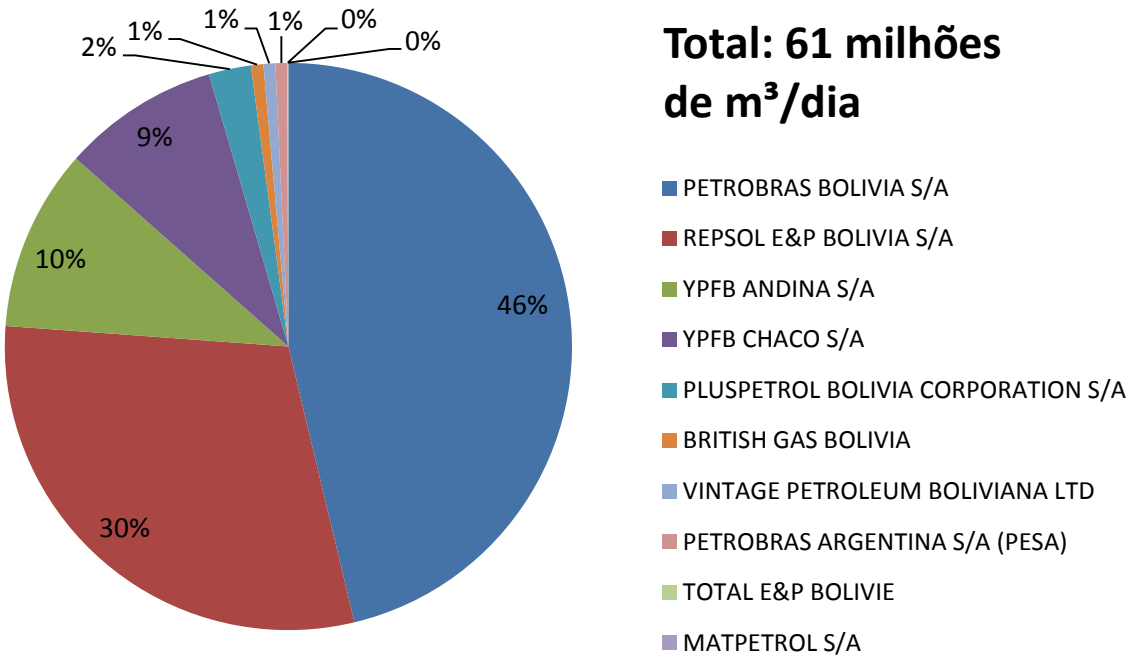


Figura 10 - Produção bruta de gás natural em 2015, por empresa

Fonte: Elaborado a partir de ANH (2015).

A Figura 11 mostra a distribuição de produção por departamento. Tarija é responsável por 2/3 da produção total da Bolívia. Neste departamento estão localizados os três maiores campos produtores: Sábalo, San Alberto (ambos operados pela Petrobras) e Margarita – Huacaya, o qual está dividido entre os departamentos de Tarija e Chuquisaca. Santa Cruz, Cochabamba e Chuquisaca respondem, respectivamente, por 18%, 11% e 3% da produção total de gás natural.

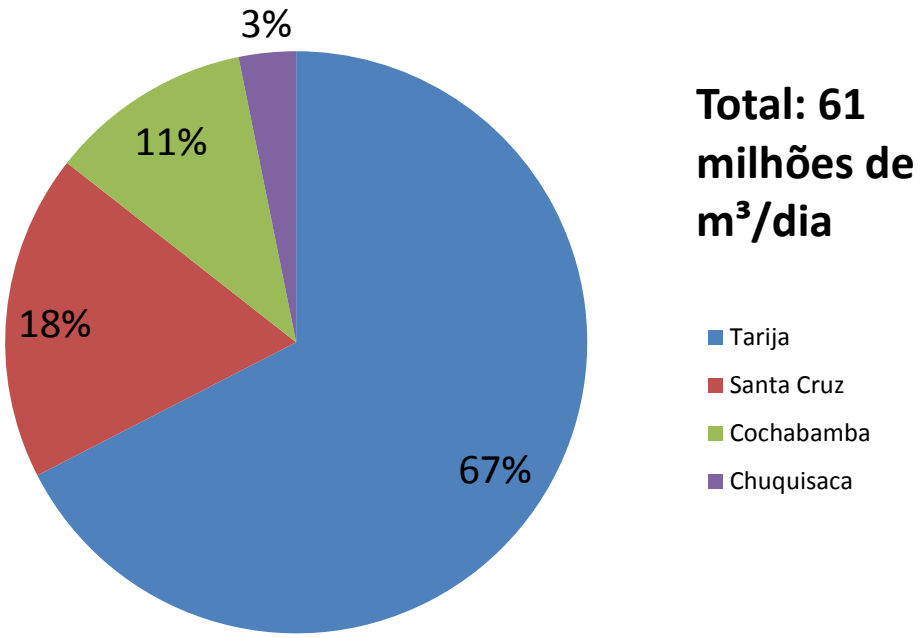


Figura 11 - Produção bruta de gás natural em 2015, por departamento

Fonte: Elaborado a partir de ANH (2015).

Em 2015, se encontravam em produção 65 campos, em 41 contratos de operação distribuídos de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 - Campos em produção, por Departamento

Departamento	Número de Campos
Chuquisaca	2
Cochabamba	10
Santa Cruz	39
Tarija	13
Tarija-Chuquisaca	1
TOTAL	**65**

Fonte: YPFB, 2015a.

Dos contratos de exploração e produção firmados em 2015, quinze foram contratos firmados e protocolizados entre 2008 e 2015 (com um potencial de 452,8 bilhões de m^3 e um montante de investimentos da ordem de US$ 2,73 bilhões) e outros três contratos estão aguardando a decisão da YPFB[26] (MHE, 2015b).

O forte crescimento das reservas bolivianas de gás natural pode ser percebida após 1998 e foi possível devido aos investimentos decorrentes da privatização e liberalização do setor petrolífero (VIERA, 2008). Entretanto, uma certificação das reservas realizada em 2009 apontou um valor consideravelmente menor para as reservas provadas de gás natural da Bolívia (Fundación Milenio, 2010). Somado à percepção de risco regulatório e político do país por parte dos agentes, este fato contribuiu para a redução da confiança no potencial do país como produtor desse energético, com consequente incerteza quanto à viabilidade a longo prazo da exportação de gás natural da Bolívia. Em 2015, o volume estimado das reservas provadas de gás natural era de 281 bilhões de m^3 (vide Figura 12).

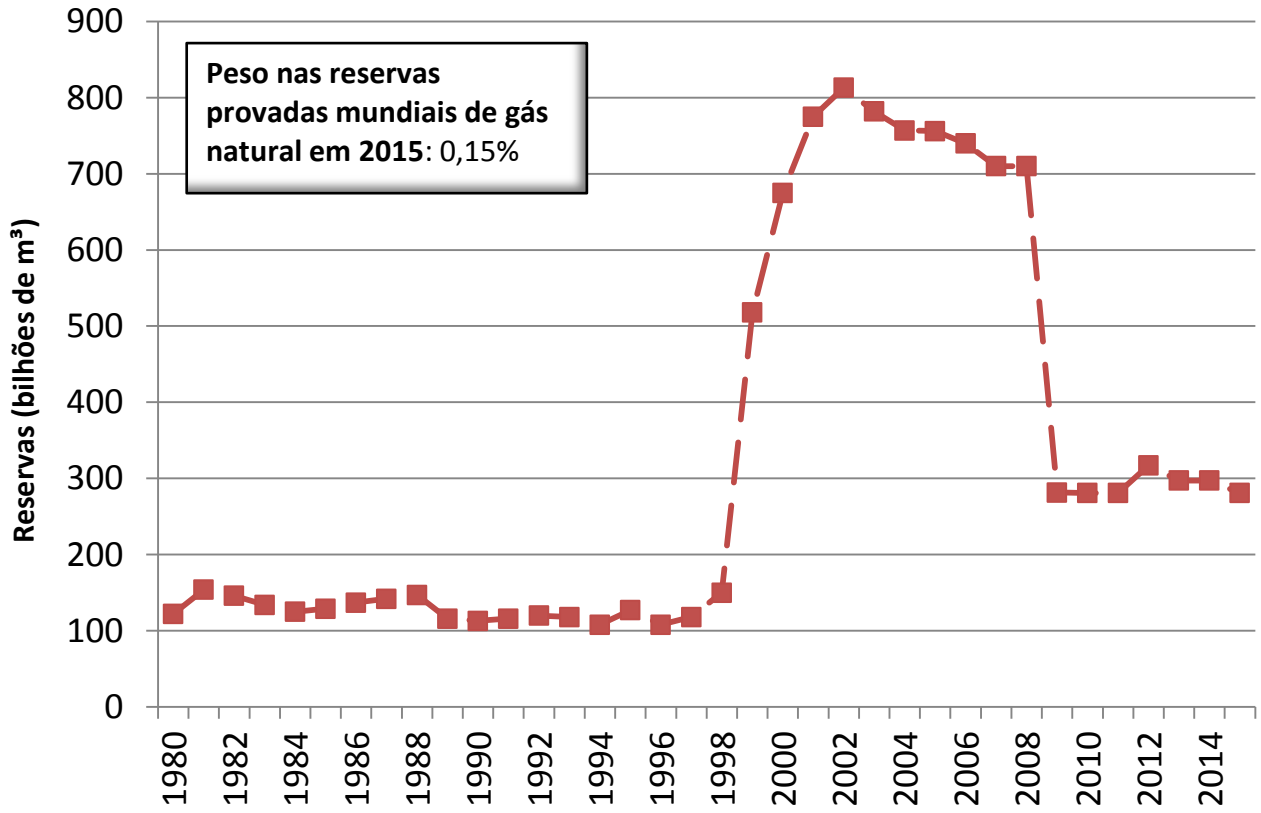


Figura 12 - Reservas provadas de gás natural da Bolívia

Fonte: Elaborado a partir de BP (2016).

Nota: a queda em 2009 deve-se à certificação realizada neste ano.

[26] Estes três contratos são da Petrobras Bolívia S.A., nas áreas de Sunchal, San Telmo e Astillero, totalizando um potencial de 170,2 bilhões de m^3 (MHE, 2015b).

Os investimentos efetuados em exploração no período de 2006-2014 alcançaram um montante acumulado de US$ 1,27 bilhão, tendo sido perfurados um total de 47 poços exploratórios. O desembolso anual neste período e a evolução das perfurações são ilustrados na Figura 13, a seguir.

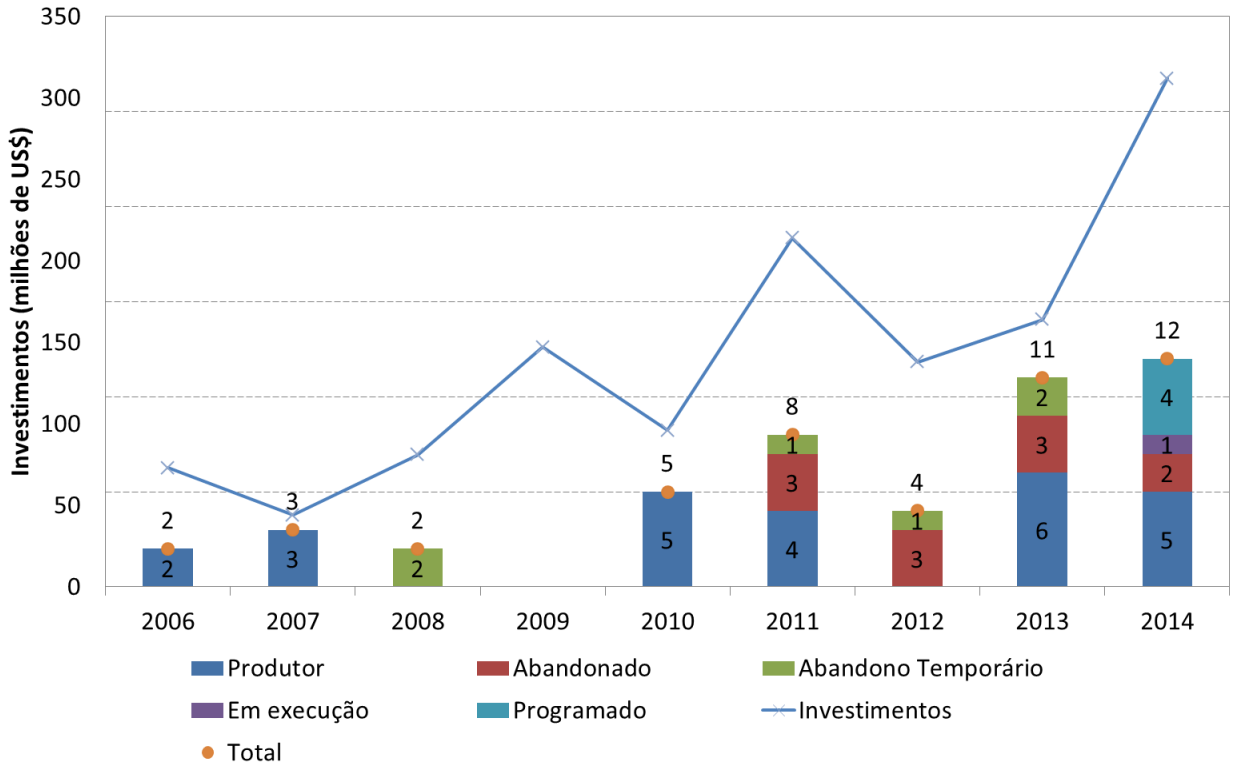


Figura 13 - Poços exploratórios perfurados *versus* investimentos em exploração

Fonte: YPFB, (2015a).

A produção de gás natural obteve um aumento gradual entre os anos de 2006 e 2014 (acumulando um total de US$ 4,47 bilhões), como mostra a Figura 14, devido a investimentos destinadas ao aumento e manutenção da produção. Porém, houve uma retração da produção em 2009, ocasionada pela redução de exportações ao mercado brasileiro, que demandou volumes menores de gás natural da Bolívia em decorrência da crise econômica do ano de 2008, que afetou a economia brasileira, notavelmente os setores industriais e de geração de energia elétrica, principais segmentos consumidores do gás natural boliviano.

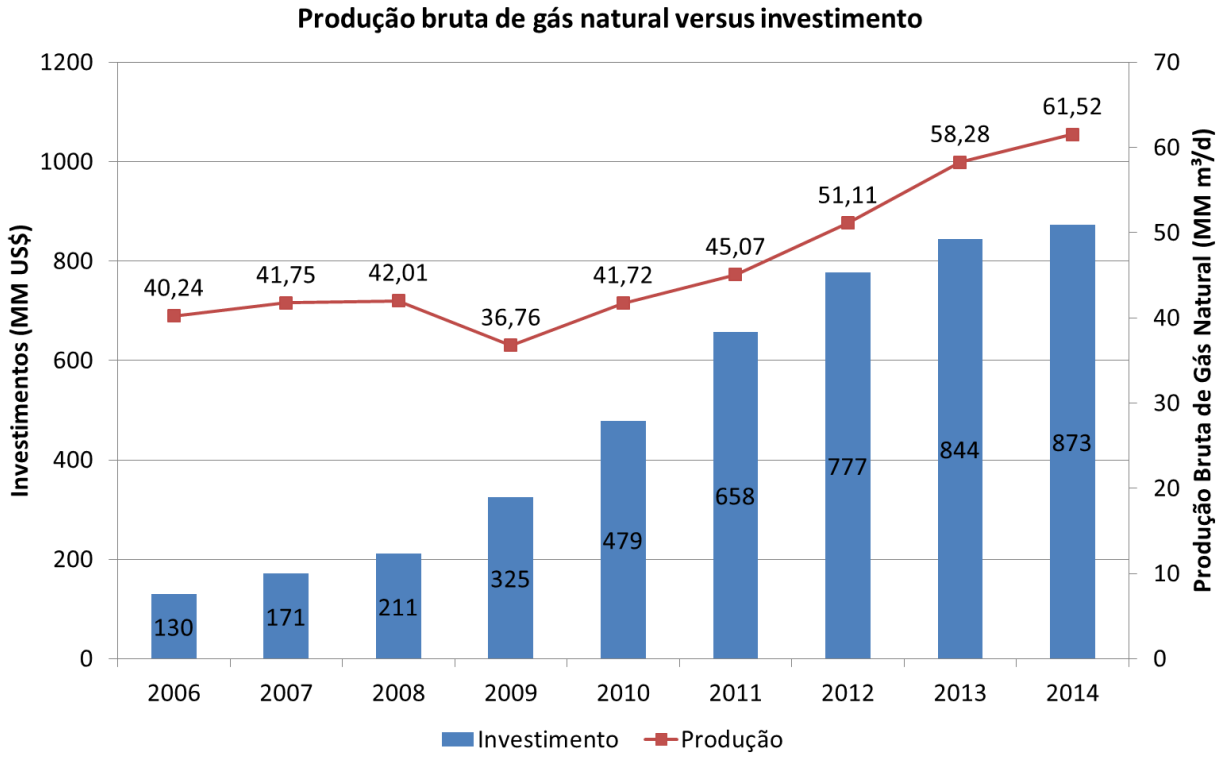


Figura 14 - Produção bruta de gás natural *versus* investimento

Fonte: YPFB, (2015a).

Para atender os contratos firmados com Brasil e Argentina, a Bolívia precisou incrementar sua capacidade de processamento das plantas, passando de 57,3 milhões de m^3/dia em 2006 para 91,8 milhões de m^3/dia em 2014, um crescimento de 60% (YPFB, 2015a). Dado que, em 2014, a produção média total de gás natural registrada foi de 61,52 milhões de m^3/dia, existe uma capacidade ociosa. Esta é decorrente dos seguintes fatores: declínio natural dos reservatórios que abastecem as plantas de processamento; campos maduros com produção remanescente mínima; depreciação dos equipamentos; e instalações existentes não adequadas aos novos campos de desenvolvimento (YPFB, 2015a).

De 1998 até 2015, a produção de gás natural teve um aumento de 414% (Figura 15), alcançando a média de 61 milhões de m^3/dia, sendo a maior produção da história da Bolívia. O aumento da produção acompanhou o incremento dos investimentos nesta área.

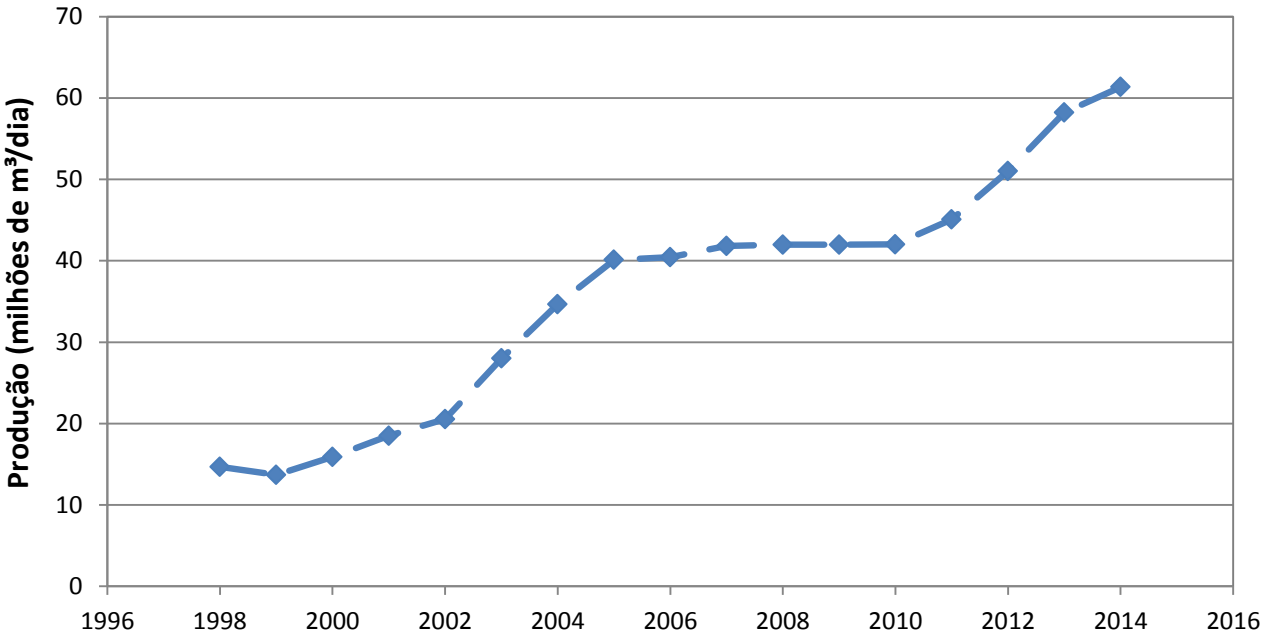


Figura 15 - Produção bruta de gás natural na Bolívia

Fonte: Elaborado a partir de ANH (2016).

A partir dos dados de reservas e de produção, estimou-se a razão Reserva/Produção (R/P) no período de 1998 a 2014, como mostra a Figura 16. Observa-se o declínio constante desta razão desde o ano 2000, quando o valor era de 116 anos, até 2014, quando o R/P indicou o valor de 13 anos. A revisão na quantidade de reservas provadas e o aumento da produção de gás natural explicam boa parte dessa redução.

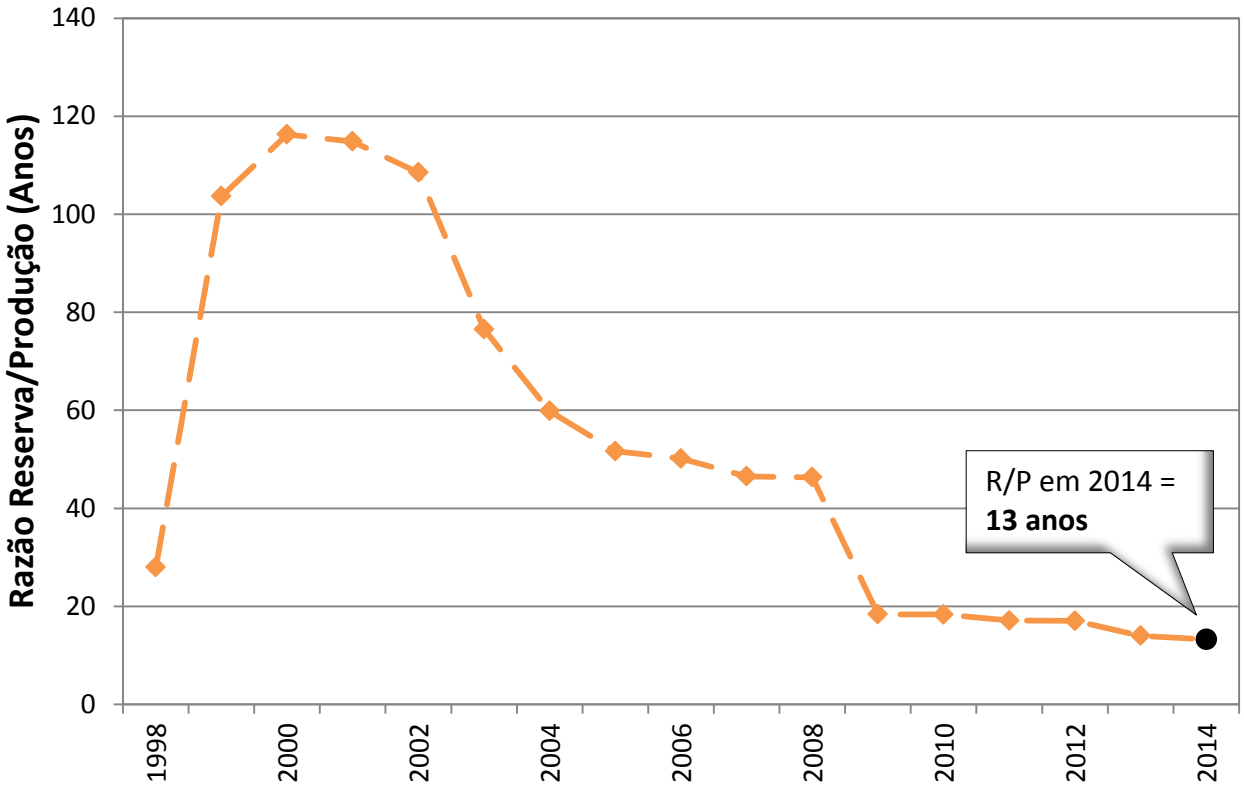


Figura 16 - Evolução da razão Reserva/Produção na Bolívia

Fonte: Elaborado a partir de BP (2015) e ANH (2015).

Nota: a queda em 2009 deve-se à certificação realizada neste ano.

Apesar da produção crescente, alguns campos já estão entrando em fase final de produção, como: La Vertiente, Escondido, Palo Marcado, Los Suris, Vuelta Grande, Colpa, Caranda, Carrasco, Paloma, Víbora, Sirari, entre outros. Outro ponto que agrava essa situação é que não há descobrimento de novos campos para repor a produção.

O declínio natural dos campos tem se tornado um problema crítico. A baixa produção e o OPEX elevado desses campos tem dificultado a aprovação de programas como o PTP (*Programas Trabajo y Pressupuestos*), criados para orientar os investimentos e as atividades de fornecimento de hidrocarbonetos para o mercado interno e externo. Existem também problemas estruturais na Bolívia que limitam ou restringem a execução de atividades relacionadas à produção. Os tempos excessivos e os processos burocráticos nos trâmites de licenças e permissões ambientais e sociais são alguns deles.

O aumento da receita fiscal gerada pela indústria petrolífera boliviana permitiu à Bolívia apresentar superávit nas contas públicas, além do aumento do investimento público e a implementação de programas sociais, visando melhorias na distribuição de renda e redução da pobreza. O volume de *royalties* e participações pagos ao *Tesoro General de la Nación* (TGN) totalizou, em 2014, US$ 1,08 bilhão e, em 2015, US$ 782 milhões (VMEEH, 2015). Caso se considere toda a renda petrolífera gerada com as atividades de E&P (incluídos o IDH, a participação da YPFB, as *regalias* e participações ao TGN, *patentes*, impostos e taxas sobre o segmento *upstream*), o montante arrecadado em 2014 totalizou US$ 5,5 bilhões, um

crescimento de 716% quando comparado ao montante de US$ 673 milhões, arrecadado em 2006 (MHE, 2015b).

3.3.2 Infraestrutura de Transporte de Gás Natural

Esta seção destina-se a descrever, ainda que de forma sucinta, a infraestrutura da malha integrada boliviana, frisando suas principais características e particularidades.

A malha de gasodutos de transporte da Bolívia possuía, em dezembro de 2015, cerca de 4.365 km de extensão, concentrando-se próxima aos campos produtores, e conectando-os aos grandes centros urbanos e às fronteiras, para exportação. Além dos gasodutos, a Bolívia ainda conta com 2.606 km de oleodutos e 1.512 km de polidutos (ANH, 2015). A Figura 17 ilustra a malha atual da Bolívia e a localização das áreas de produção bolivianas. Ressalta-se que os dois únicos departamentos que não possuem gasodutos de transporte são El Beni e Pando, regiões com predomínio rural, pouco industrializadas.

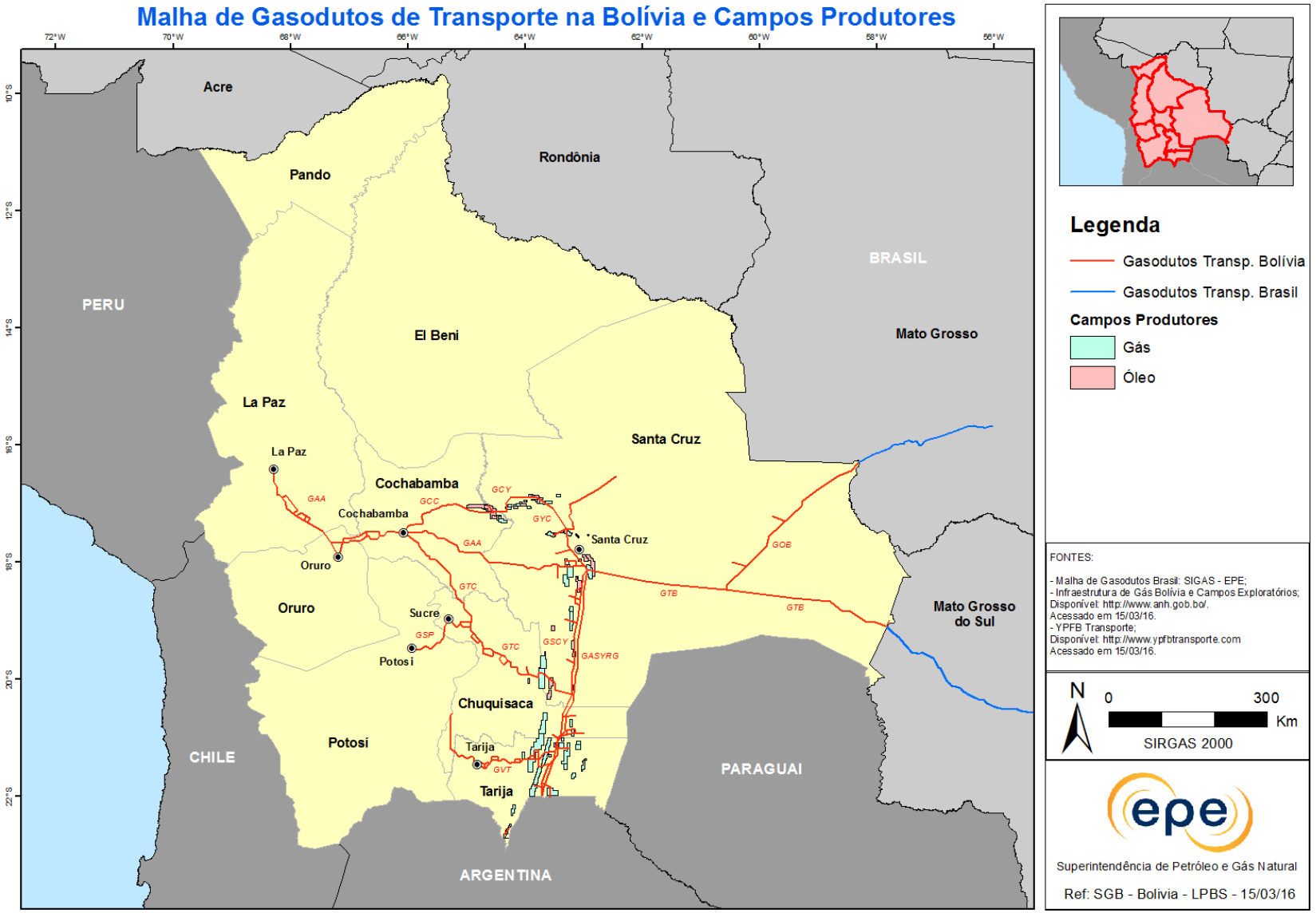


Figura 17 - Malha de Gasodutos de Transporte na Bolívia e Campos Produtores

O transporte por dutos é operado por quatro empresas da Corporação: YPFB Transporte S.A., YPFB Logística S.A., YPFB Transierra S.A. e Gas TransBoliviano S.A. (GTB). A YPFB Logística S.A. opera a grande parte dos gasodutos que atendem a demanda interna e uma parte da demanda externa (destinada a Argentina). A empresa divide os gasodutos da malha de transportes em três grandes sistemas: Mercado Interno Sul (inclui os gasodutos GTC, GSP e GVT), Mercado Interno Ocidente (inclui os gasodutos GAA e GCC) e Mercado de Exportação (GCY, GYC e GSCY).

Parte integrante do Mercado Interno Ocidente e um dos principais gasodutos do país, o GAA corta quatro dos principais departamentos da Bolívia: Santa Cruz, Cochabamba, Oruro e La Paz. Através de 780 km de gasodutos e com a capacidade máxima de 2,16 milhões de m^3/dia, o GAA transporta gás natural desde a cidade de Rio Grande em Santa Cruz até a capital boliviana La Paz. Possui diâmetros que variam de 6 a 12 polegadas entre *loops* e tramo principal, que foram construídos de acordo com o crescimento da demanda na região.

O segundo maior gasoduto de transporte do país é o GTC, com 626 km de extensão, o qual pertence ao sistema Mercado Interno Sul da YPFB. Este gasoduto liga a cidade de Cochabamba até a cidade de Taquiperenda no departamento de Santa Cruz, com um ramal que parte de Tarabuco até Sucre no departamento de Chuquisaca. O GTC liga uma importante demanda no departamento de Cochabamba à região sudeste da Bolívia com grande concentração de campos produtores. Este gasoduto conta com uma capacidade máxima de 0,83 milhão de m^3/dia, com diâmetros que variam de 6 a 10 polegadas entre *loops* e o tramo principal.

O ramal de Tarabuco a Sucre, parte integrante do GTC supracitado, possui 44 km e se conecta na cidade de Sucre ao Gasoduto GSP que leva gás natural até a cidade de Potosí, capital do departamento que leva este mesmo nome. O gasoduto possui 100 km de extensão, tem capacidade máxima de 0,19 milhão de m^3/dia e possui diâmetro de 4 e 6 polegadas. Trata-se do único gasoduto de transporte que passa pelo departamento de Potosí.

Outros gasodutos de grande relevância no mercado de gás natural boliviano são aqueles que conectam Carrasco no noroeste do departamento de Santa Cruz a Río Grande. Trata-se dos GCY, GYC e um trecho do GSCY que totalizam 279 km de extensão, com capacidade máxima de cerca de 7 milhões de m^3/dia, ligados diretamente a produção para exportação. Possuem trechos com diâmetros de 8 e 12 polegadas e conectam importantes campos de produção como Carrasco, Víbora, Cascabel e Yapacani a Rio Grande, estratégico *hub* boliviano, fazendo parte do sistema de Mercado de Exportação da YPFB.

Em Carrasco, o GCY se conecta ao Gasoduto GCC que liga os campos dessa região ao *hub* de Cochabamba. O GCC, integrante do Mercado interno Ocidente, com 16 polegadas de diâmetro e capacidade máxima de 3,4 milhões de m^3/dia, segue a faixa de servidão do Oleoduto OCC e transporta gás natural até importantes mercados consumidores no oeste boliviano.

Todos os gasodutos supracitados nesta seção encontram-se melhor detalhados na Figura 18, com os pontos de entrada e retirada de gás na malha, as estações de compressão, bem como os campos produtores.

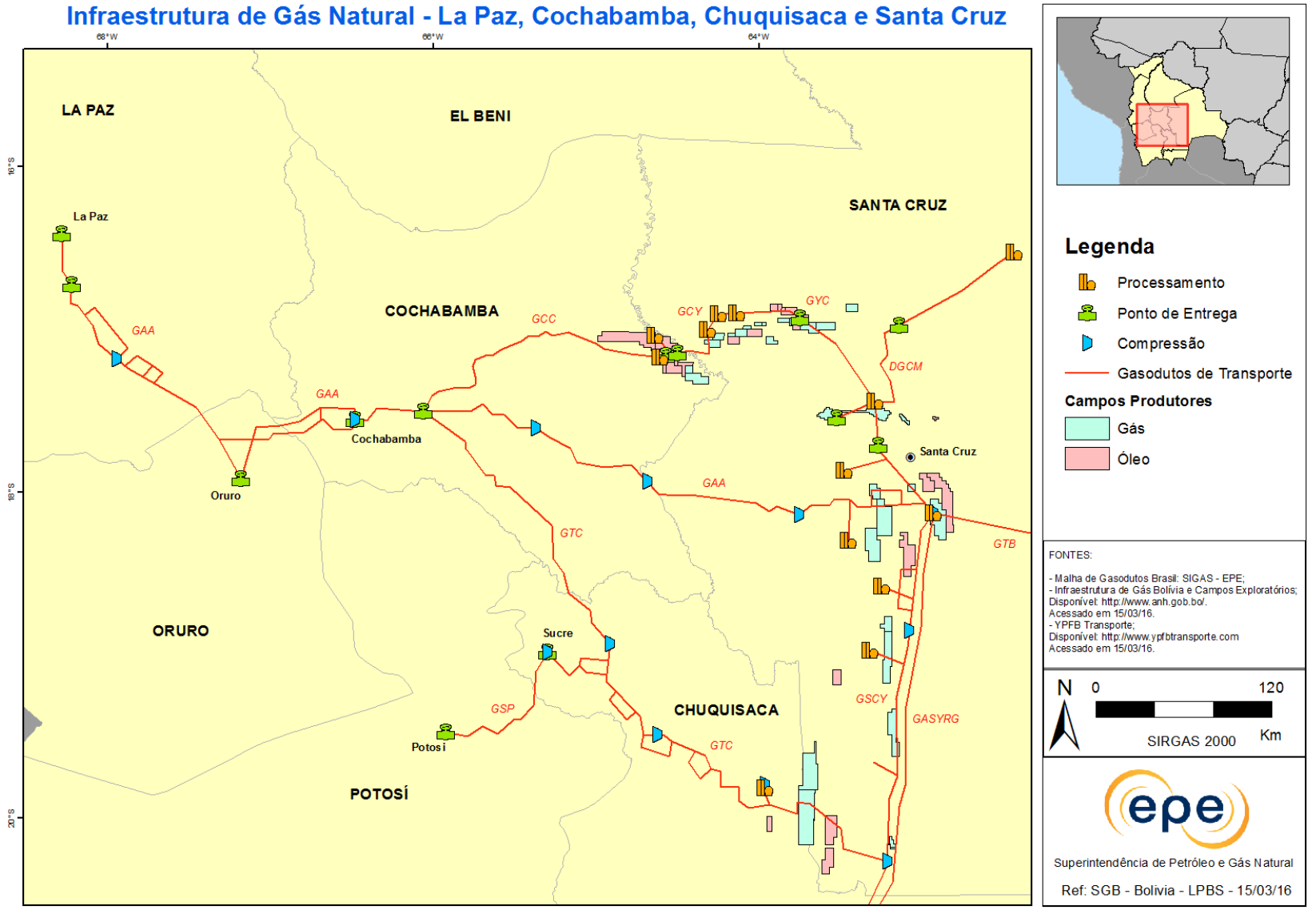


Figura 18 - Infraestrutura de Gás Natural - La Paz, Cochabamba, Chuquisaca e Santa Cruz

Mais ao sul da Bolívia, no departamento de Tarija, com 260 km de extensão se encontram o GVT e o DGTP, integrantes do sistema Mercado Interno Sul, que conectam Villamontes a Tarija e a El Puente. Com capacidade máxima de 1,81 milhão de m^3/dia, o gasoduto possui em sua maioria diâmetro de 10 polegadas e é responsável por conectar as produções dos poços de Margarita e Huayco à malha integrada boliviana, bem como abastecer a capital do departamento, Tarija.

No sentido de interconectar as principais áreas produtoras bolivianas e viabilizar a exportação de gás natural boliviano para a Argentina e, no sentido reverso, para o Brasil (via GASBOL), dois gasodutos paralelos foram construídos ligando Río Grande a Yacuiba, mesmo que em períodos distintos: o GASYRG e o YABOG (atual GSCY).

O Gasoduto GASYRG foi construído pelas empresas proprietárias dos blocos de San Alberto e San Antonio, agrupadas no consórcio Transierra S.A. Este consórcio é formado pela Petrobras (44,5%), Empresa Petrolera Andina (44,5%) e Total (11%). A Transierra transportará o gás natural durante 40 anos desde Yacuiba, em Tarija, até Río Grande, onde se conecta com o GASBOL. O principal objetivo da construção deste gasoduto foi aumentar os volumes de gás natural destinados à exportação para o Brasil. Finalizado em 2002, o GASYRG possui atualmente 431 km de extensão, 32 polegadas e capacidade máxima de 17,6 milhões de m^3/dia.

O GSCY (ex-YABOG) conecta o departamento de Santa Cruz a Yacuiba no extremo sul da Bolívia, na fronteira com a Argentina. Da cidade de Río Grande até Yacuiba são 441 km de gasoduto com diâmetro de 24 polegadas e capacidade máxima de até 13,2 milhões de m^3/dia. Em operação desde 1972, o YABOG contou com o financiamento do Banco Mundial para ser construído. O contrato firmado entre Argentina e Bolívia previa o envio de gás boliviano durante vinte anos, em um volume máximo de 4,5 milhões de m^3/dia. Além de interesses geopolíticos da Argentina em relação à Bolívia, o que motivou a construção do YABOG foi a queda da produção de gás natural na Argentina na década de 1960, em função de políticas governamentais de controle de preços aos consumidores residenciais e industriais, o que acabou por prejudicar os investimentos do setor em exploração de novas áreas. Alguns anos após o início da operação do gasoduto, foram descobertas novas reservas de gás natural na Argentina, levando à uma sobreoferta de gás natural em seu mercado interno, ocasionando uma queda dos preços a patamares inferiores àqueles pagos à Bolívia, que deixou de ser competitivo.

O contrato entre Bolívia e Argentina expirou em 1992, contudo este país continuou importando volumes residuais de gás natural boliviano até a entrada de operação do GASBOL. Entretanto, em 2006, quando a Argentina novamente necessitou importar gás boliviano, o agora GSCY voltou a ser utilizado em sua plena capacidade, por meio de um novo contrato, com duração de vinte anos, entre a YPFB e Energía Argentina S.A. (Fuser, 2013).

Com intuito de ampliar os volumes de exportação de gás natural à Argentina, o Gasoduto Juana Azurduy (GIJA) foi inaugurado em 2011. Possui 48 km de extensão (13 km na Bolívia e 35 km na Argentina) e 32 polegadas de diâmetro, com capacidade máxima de transporte de 11 milhões de m^3/dia, o que aumentou de 7,7 a 10 milhões de m^3/dia as exportações para a

Argentina na época. Conecta os campos de produção bolivianos nas proximidades de Yacuiba, em Campo Grande, até a fronteira com Argentina (Madrejones) e de lá se conecta com seu homólogo no lado argentino que exporta o gás natural da Bolívia até Campo Durán, na província de Salta, na Argentina.

A Figura 19 mostra em detalhes os gasodutos GVT/DGTP, GASYRG, GSCY, GIJA, juntamente com as áreas de produção locais e pontos relevantes da malha interligada boliviana. Em detalhe os campos Sábalo, Itaú e San Alberto da Petrobras.

Com suas obras iniciadas em 1997, o trecho do GASBOL boliviano, conhecido como Río Grande – Mútun, conta com 557 km de extensão, 32 polegadas de diâmetro e capacidade máxima de 32,85 milhões de m^3/dia. Operado pela GTB (Gas TransBoliviano S.A.), conta também com 4 estações de compressão em Izozog, Chiquitos, Robore e Yacuses e uma estação de transferência de custódia em Mútun, fronteira com o Brasil em Mato Grosso do Sul.

Em Chiquitos, juntamente com a estação de compressão, encontra-se também a interconexão com o Gasoduto Río San Miguel – San Matías, que é operado e de propriedade da GOB (GasOriente Boliviano). Este transporta gás natural boliviano até a fronteira com o Brasil em San Matías, divisa com Mato Grosso, onde se conecta ao gasoduto da GasOcidente, conhecido como Lateral Cuiabá, transportando o gás até a termelétrica da Empresa Pantaneira de Energia, em Cuiabá. O Gasoduto Río San Miguel – San Matías possui 362 km de extensão e 18 polegadas de diâmetro, com capacidade máxima de 4 milhões de m^3/dia e conclusão das obras no ano de 2000.

Na Figura 20 destacam-se os gasodutos da GTB e da GOB, com as respectivas estações de compressão e pontos de entrada e retirada de gás natural da malha.

A capacidade de transporte de hidrocarbonetos cresceu no período de 2010 a 2014, o qual permitiu atender um aumento médio anual de 0,67 milhão de m^3/dia para o mercado interno e de 16,76 milhões de m^3/dia para o mercado externo. Apesar disso, a operação dos dutos enfrenta dificuldades como a falta de capacidade de transporte no mercado interno para atender o crescimento da demanda em algumas regiões do país. O mercado de exportação interruptível não tem a capacidade e a infraestrutura de transporte disponível para a produção adicional. O sistema atual se encontra trabalhando no limite em alguns trechos (YPFB, 2015a).

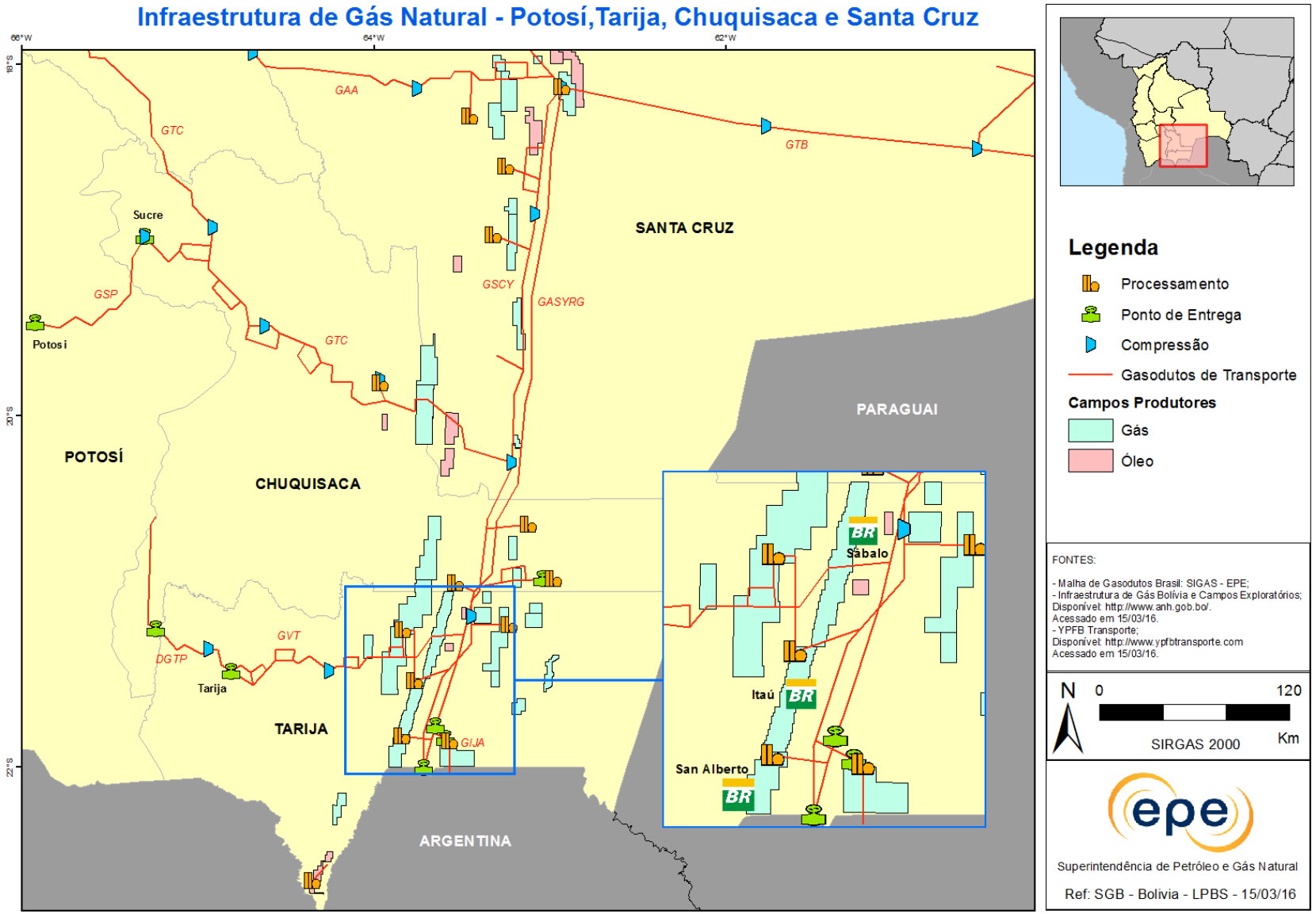


Figura 19 - Infraestrutura de Gás Natural - Potosí, Tarija, Chuquisaca e Santa Cruz

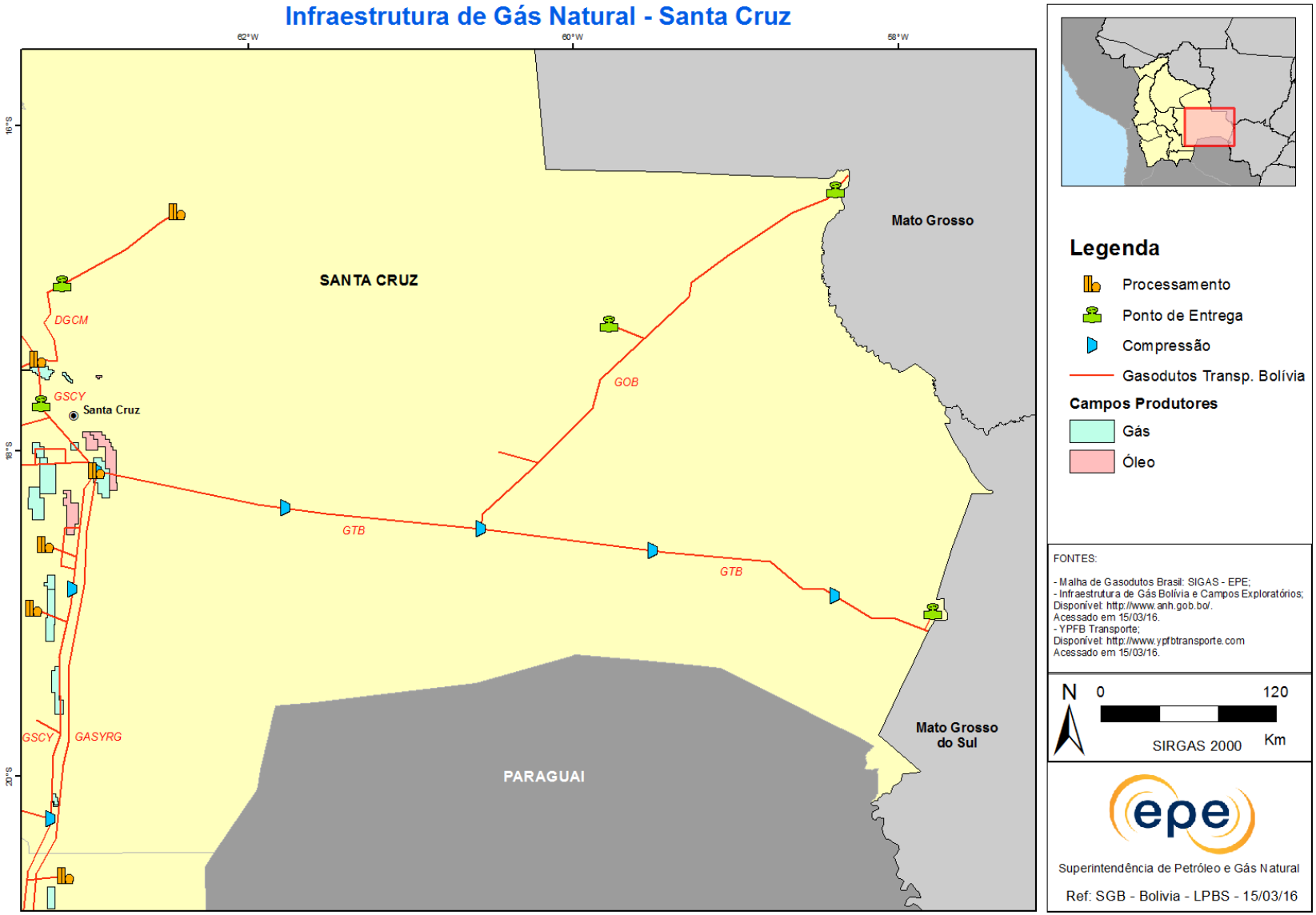


Figura 20 - Infraestrutura de Gás Natural - Santa Cruz

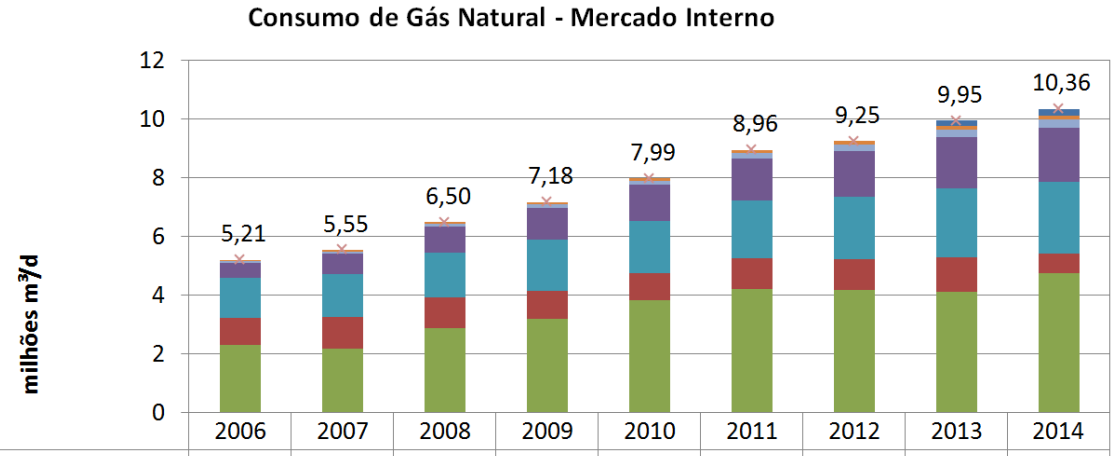
3.3.3 Demanda de Gás Natural

Esta seção analisa a evolução da demanda interna boliviana e o cenário atual de consumo de gás natural.

Atualmente, o mercado doméstico consome cerca de 20% do total de gás natural produzido na Bolívia. Os setores residencial, comercial, industrial e GNV consomem 45,5% do mercado interno, enquanto que o setor de geração de energia corresponde por 46%. Os consumidores diretos, aqueles que se conectam diretamente na malha de transporte de gasodutos (tais como as refinarias e plantas de processamento, que utilizam o gás natural como combustível, assim como algumas industrias) correspondem a 6,3%, enquanto que o consumo da PSL de Río Grande representa 2,4% do consumo do mercado interno boliviano (YPFB, 2015a)[27].

Além dos novos consumidores residenciais que foram conectados à rede de gás, as vendas de veículos a GNV em 2015 aumentaram 5,2% em relação a 2014, associado ao anúncio, pela Agência Nacional de Hidrocarbonetos em 2014, da construção de 26 novas estações de serviço de gás natural comprimido (GNC) em La Paz. Os dados de consumo de gás natural no país revelam um tendência de crescimento, com valores de 9,95 milhões de m^3/dia e 10,36 milhões de m^3/dia em 2013 e 2014, respectivamente (YPFB, 2015a). A Figura 21 apresenta a evolução do consumo de gás e a participação dos diferentes setores no mercado interno.

[27] Estes dados são compatíveis com os reportados por especialistas do setor (BMI, 2015a)



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PSL - Río Grande	-	-	-	-	-	-	-	0,19	0,24
Comercial	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,11	0,11	0,12	0,14
Residencial	0,06	0,07	0,09	0,12	0,14	0,18	0,21	0,25	0,28
GNV	0,52	0,70	0,89	1,09	1,24	1,43	1,56	1,75	1,82
Industrial	1,34	1,47	1,52	1,73	1,76	1,99	2,14	2,36	2,47
Consumidores Diretos	0,94	1,08	1,04	0,95	0,94	1,03	1,05	1,16	0,65
Usinas Termelétricas	2,30	2,17	2,89	3,21	3,82	4,22	4,18	4,12	4,76
Total	5,21	5,55	6,50	7,18	7,99	8,96	9,25	9,95	10,36

Figura 21 - Mercado interno de gás natural

Nota: PSL – Planta Separadora de Líquidos; Consumidores Diretos são os clientes que se conectam diretamente na malha de transporte de gasodutos, tais como as refinarias e plantas de processamento que utilizam o gás natural como combustível, assim como algumas industrias.

Fonte: YPFB (2015a).

No passado, o consumo de gás natural destinado ao mercado interno representava 4,5% da energia primária consumida no país. Desde 2006, o governo boliviano adotou como estratégia a alteração na matriz energética, com a massificação do uso de gás natural, em substituição ao uso de combustíveis líquidos, como o diesel, gasolina e GLP. No período de 2006 a 2014 a taxa média de crescimento anual do consumo de gás ficou em 5,16% e saltou de 5,22 milhões de m^3/dia para 10,36 milhões de m^3/dia. Entre os setores que mais contribuíram para este crescimento estão a geração de energia elétrica e a distribuição de gás natural residencial.

Em 2014, o setor de geração elétrica consumiu aproximadamente 4,72 milhões de m^3/dia, representando 46% do consumo de gás natural no mercado interno. Em 2005, este setor consumiu 2,17 milhões de m^3/dia, apresentando um crescimento de aproximadamente 120% até 2014 (YPFB, 2015a). Estão sendo realizados investimentos para aumento da capacidade de geração de energia elétrica, dentre eles as usinas termoelétricas de Warnes e de Gran Chaco, que juntas aportarão pelo menos 400 MW ao sistema. Outro setor que tem uma parcela significativa também no mercado interno é o consumo industrial, que representa 23% da demanda total de gás natural.

O consumo de gás natural para o mercado de gás natural veicular (GNV) aumentou de 0,52 para 1,82 milhão de m^3/dia, representando um incremento de aproximadamente 250%. Isto se

deve ao aumento no número de carros convertidos a gás natural, ultrapassando 270 mil veículos em 2013.Vale ressaltar que, em 2005, eram apenas 40 mil (YPFB, 2015a).

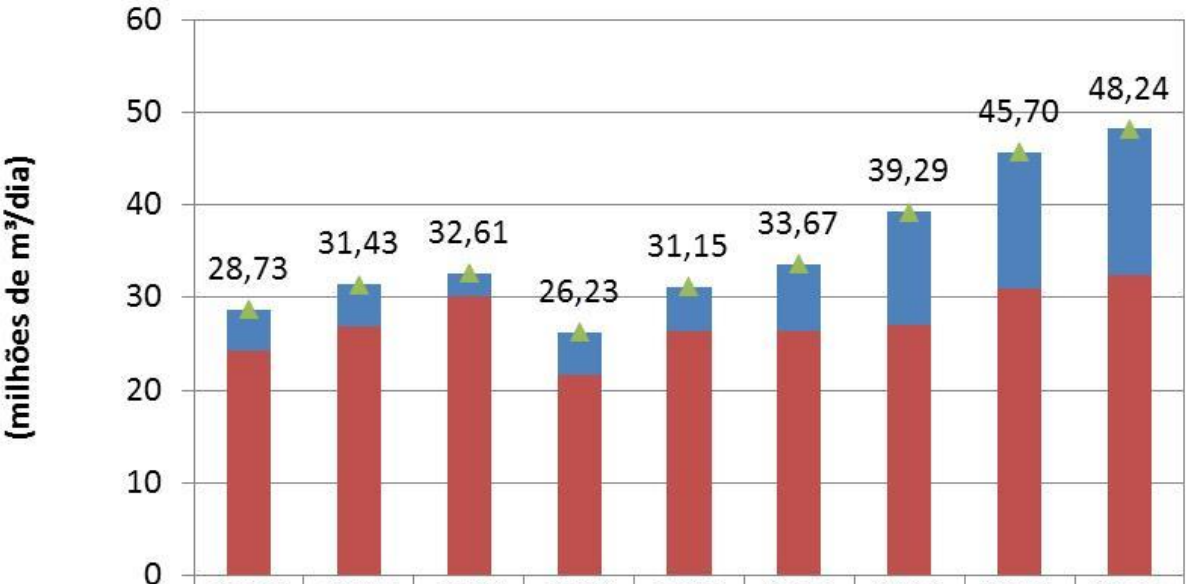
Houve grande investimento no aumento da rede de distribuição de gás natural, aumentando o número de residências com acesso ao gás natural causando um aumento de 367% no consumo de gás no segmento doméstico.

Recentemente, entrou em operação no país uma planta de liquefação de gás natural tendo como objetivo alcançar populações remotas. A planta, na região de Rio Grande, departamento de Santa Cruz, foi inaugurada em fevereiro de 2016 e tem permitido que o GNL seja transportado em caminhões cisternas até estações satélites de regaseificação, para que possa ser entregue a redes de distribuição em 27 localidades populacionais, distribuídas em seis diferentes departamentos (YPFB, 2016a).

3.3.4 Exportações de Gás Natural pela Bolívia

As exportações de gás natural aumentaram gradualmente de 2006 a 2014, exceto no ano de 2009, devido à redução na demanda brasileira causada pela crise econômica de 2008, que afetou, principalmente, os setores industrial e de geração de energia elétrica, maiores consumidores do gás natural boliviano.

A Figura 22 apresenta a evolução da exportação de gás natural para o Brasil e para a Argentina, entre os anos de 2006 e 2014.



	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Argentina	4,52	4,55	2,49	4,57	4,77	7,35	12,22	14,74	15,72
Brasil	24,21	26,88	30,12	21,66	26,38	26,32	27,07	30,96	32,53
Total	28,73	31,43	32,61	26,23	31,15	33,67	39,29	45,70	48,24

Figura 22 - Volumes Médios Anuais de Exportação de Gás Natural

Fonte: Elaboração própria com base em YPFB (2015a) e YPFB (2015b).

Tanto o Brasil como a Argentina aumentaram a importação de gás natural da Bolívia nos últimos anos. Há um contrato previamente assinado entre Bolívia e Argentina para aumento da importação de gás natural, de 18 para 27,7 milhões m³/dia, até 2017. O contrato foi prorrogado até 2026, apesar de a Argentina ter reduzido seus compromissos de importação, uma vez que foi incapaz de cumprir as suas obrigações. Já o contrato entre Bolívia e Brasil prevê a importação de gás natural na faixa entre 24,0 e 30,1 milhões de m³/dia, tendo a Bolívia aumentado temporariamente as vendas de gás para o Brasil para atendimento da demanda em função da redução da geração hidrelétrica no Brasil devido, principalmente, às condições climáticas (TBG, 2015).

A Figura 23 apresenta os preços médios anuais de exportação de gás natural para o Brasil (GSA) e para a Argentina (ENARSA) durante o período de 2000 a 2015[28]. No caso dos preços de gás natural praticados no mercado interno boliviano, estes variaram entre US$ 0,77/MM Btu e US$ 1,23/MM Btu, registrando o valor de US$ 1,12/MM Btu em 2015.

[28] Para o ano de 2015, os preços correspondem ao período entre janeiro e outubro, sendo os quatro últimos meses dados preliminares.

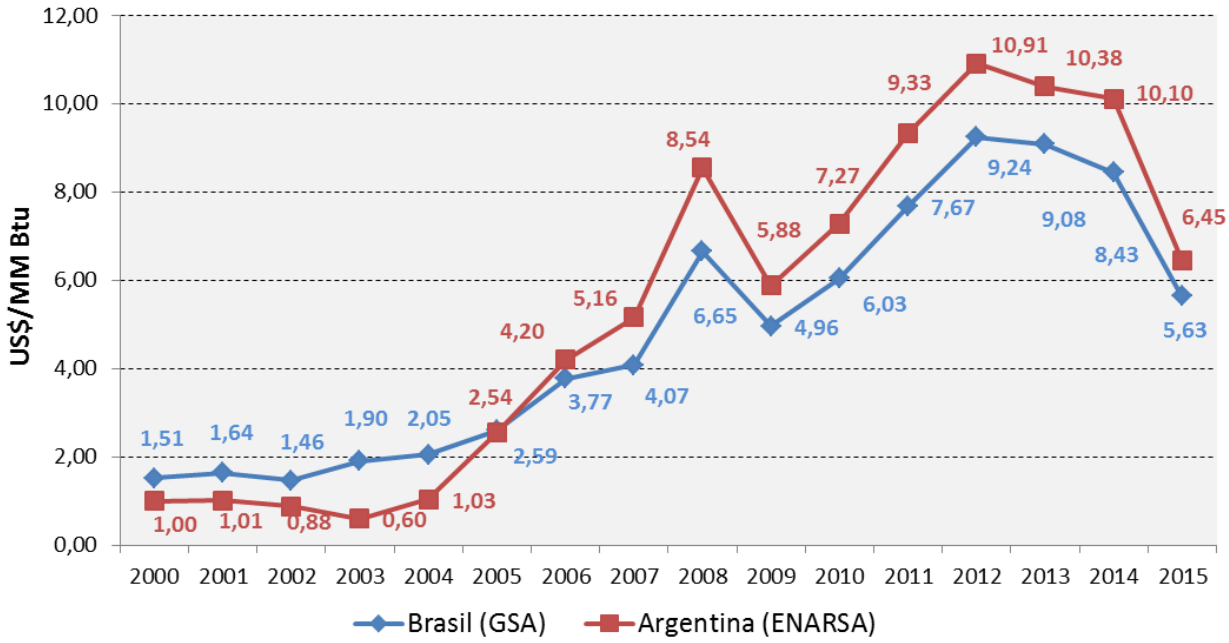


Figura 23 - Preços de exportação de gás natural boliviano

Fonte: VMEEH, 2015.

Em 2014, segundo dados da IBCE (2015), o total das exportações bolivianas atingiu US$ 12,9 bilhões e as exportações de gás natural para Brasil e Argentina, US$ 5,98 bilhões. A venda do gás natural representa 47% das exportações, sendo o Brasil responsável por 63% e Argentina por 37%, tornando esta atividade crítica para a Bolívia. A Figura 24 ilustra os valores obtidos com as exportações da Bolívia, destacando-se aqueles obtidos com exportação de gás natural para o Brasil e a Argentina.

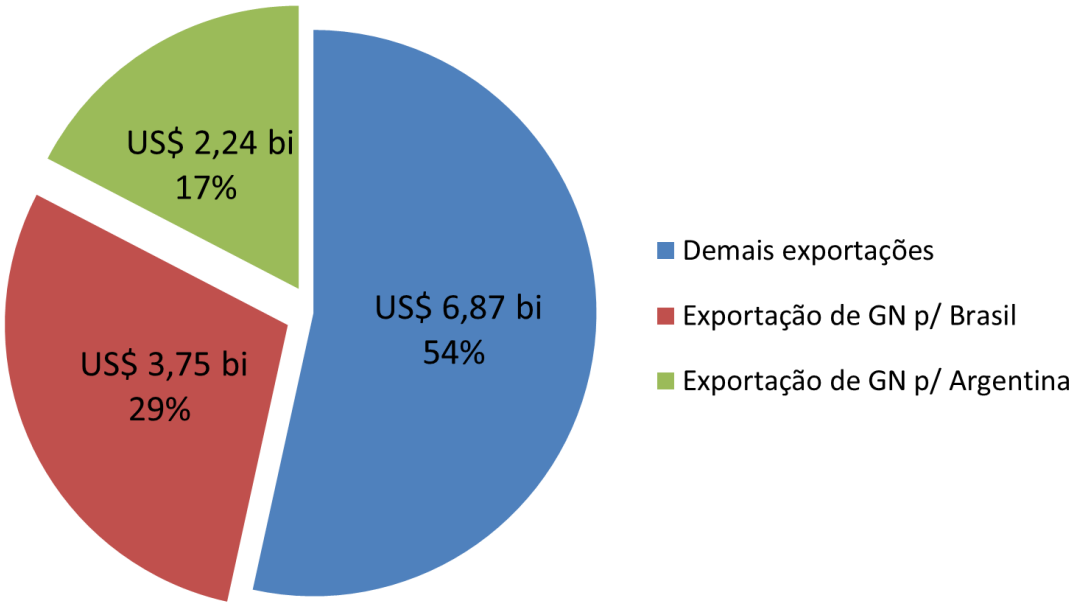


Figura 24 - Exportações totais da Bolívia - 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de IBCE, 2015.

Percebe-se que as exportações de gás natural boliviano, responsáveis por 42,3% da pauta total de exportações da Bolívia em 2015 (INE, 2016), são extremamente dependentes da demanda do Brasil e Argentina. Em 2015 a arrecadação das exportações de hidrocarbonetos foi estimada em US$ 3,97 bilhões, quase 40% menor do que o valor registrado para o ano anterior (INE, 2016).

Esta sujeição das exportações boliviana aos fatores conjunturais e estruturais que afetam o crescimento econômico do Brasil e Argentina, demonstram uma vulnerabilidade para economia boliviana. A queda global nos preços do petróleo e gás natural ocasionaram a queda do preço do gás natural exportado pela Bolívia, uma vez que os contratos estão atrelados ao preço do petróleo e/ou uma cesta de derivados.

3.3.5 Balanço de Gás Natural Boliviano

Esta subseção discorre sobre o balanço de gás natural na Bolívia, demonstrando, principalmente, a importância de suas exportações para o mercado deste país.

Desde 2007 a produção bruta de gás natural na Bolívia aumentou 46%, proporcionando o atendimento às crescentes demandas de gás natural tanto internas quanto externas. Já o volume consumido nas unidades de E&P e o volume convertido em líquido aumentaram apenas 12% e 2%, respectivamente. Com isso, o volume de gás não disponibilizado ficou em

torno de 3 milhões de m³/dia em todo o período, apesar do crescimento da produção. A Tabela 3 apresenta a evolução da produção de gás natural.

Tabela 3 - Evolução da produção e oferta potencial de gás natural na Bolívia

(milhões de m³/dia)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produção Nacional	**40,24**	**41,72**	**41,99**	**36,74**	**41,71**	**45,07**	**51,11**	**58,44**	**61,02**	**61,01**
Injeção	3,03	2,16	0,88	1,35	0,30	0,01	-	-	-	-
Queima e perda	0,41	0,22	0,22	0,19	0,24	0,32	0,20	0,27	0,19	0,48
Consumo E&P	0,76	0,78	0,8	0,78	0,78	0,80	0,90	0,93	0,91	0,87
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,49	0,45	0,47	0,49	0,50	0,56	0,55	0,52
Consumo Transporte	0	0,8	0,85	0,9	0,96	1,05	1,10	1,18	1,87	1,27
Disponibilizado	**35,50**	**37,24**	**38,74**	**33,08**	**38,96**	**42,41**	**48,40**	**54,84**	**57,50**	**57,76**

Fonte: MME, 2015.

Conforme destacado anteriormente, a produção de gás natural na Bolívia apresenta declínio em 2009 em virtude da crise econômica que afetou o Brasil, grande demandante do gás boliviano.

Como pode ser observado na Figura 25, a maior parte da produção de gás natural na Bolívia é destinada ao mercado brasileiro; a participação da exportação ao Brasil chegou a representar 79% da oferta de gás natural em 2008, mas, gradualmente, esse percentual caiu para 55% em 2015. Neste período, a exportação para Argentina apresentou o maior crescimento, saindo de 4,6 milhões de m³/dia em 2007, para 15,89 milhões de m³/dia em 2015, mais que triplicando o volume comercializado. Embora a demanda do mercado interno tenha dobrado no período, ainda representa cerca de 17% do gás disponibilizado.

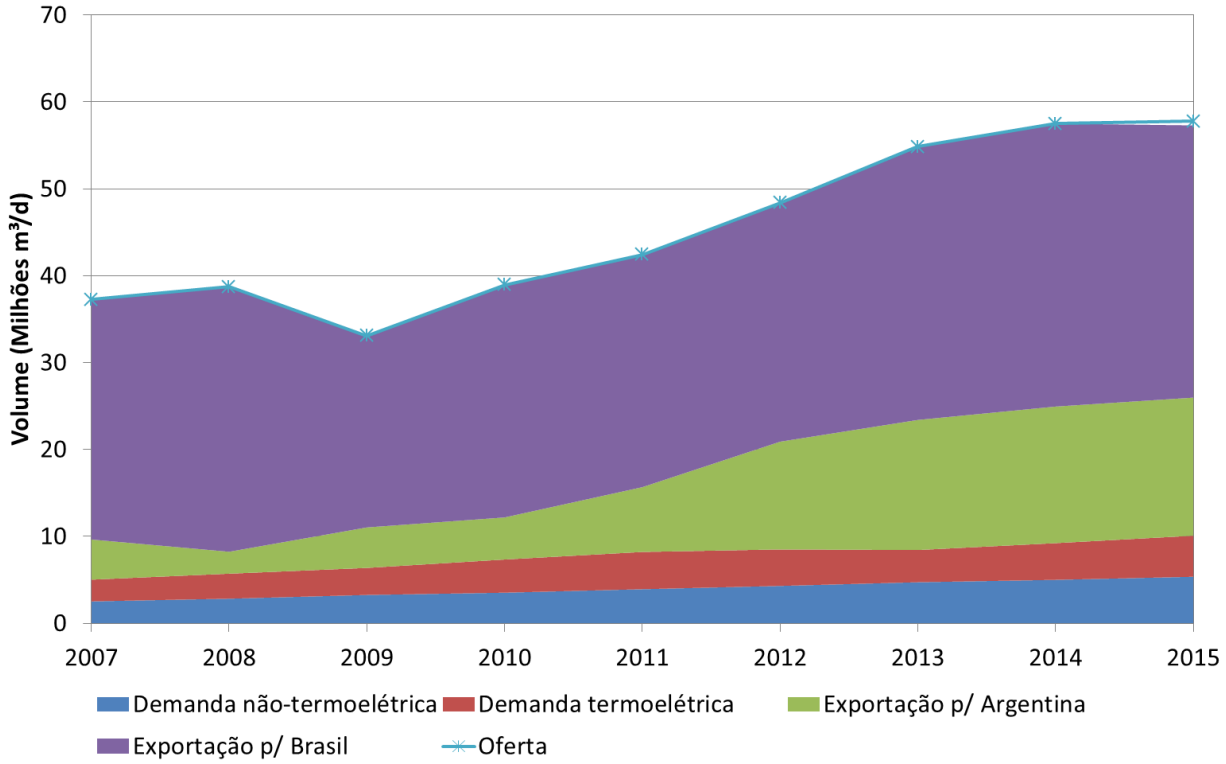


Figura 25 - Balanço de gás natural na Bolívia de 2007 a 2015

Fonte: MME, 2015.

3.4 Marco Regulatório Atual de Petróleo e Gás Natural da Bolívia

Atualmente, o marco legal do setor de Hidrocarbonetos é regido, em sua base, pela *Constitución Política del Estado* (de 07 de fevereiro de 2009), pela *Lei de Hidrocarburos* nº. 3.058, de 17 de maio de 2005 e pelo Decreto Supremo nº. 28.701, de 01 de maio de 2006, conhecido como "*Héroes del Chaco*". Ademais, auxiliam na regulamentação do setor o *Plan Nacional de Desarrollo*, o *Plan Quinquenal*, dentre outros[29].

O Ministério de Hidrocarbonetos e a Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH) são os órgãos responsáveis pela regulação e regulamentação das atividades petrolíferas[30]. As principais atribuições do *Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos* (VMEEH) são a proposição de políticas e normas para a promoção das atividades de exploração e produção no território boliviano, com o objetivo de aumentar as reservas e garantir a oferta de

[29] Dentre as lei e decretos mencionados, outros marcos normativos e normas auxiliam na regulamentação para a análise e avaliação de contratos de serviços petrolíferos, tais como: Ley nº 3.740 de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos; D.S. nº. 2.549 – Áreas Reservadas para YPFB; D.S. nº 459 – Áreas Reservadas, Atribuciones del MHE y YPFB; R.M. 150-2010 y 262-2011 (Assignación de Áreas Reservadas) e R.M. 130-2009 – Reglamento de las Unidades de Siguimiento y Control.

[30] O segmento *downstream* passou a ser regulado pelo *Sistema de Regulación Sectorial* (SIRESE), através da Superintendência de Hidrocarburos.

hidrocarbonetos no mercado interno e, também, para a diversificação do mercado externo, a fim de garantir as receitas fiscais oriundas das atividades petrolíferas.

Na Figura 26 é apresentado o organograma institucional vigente na Bolívia relevante para o setor de petróleo e gás natural.

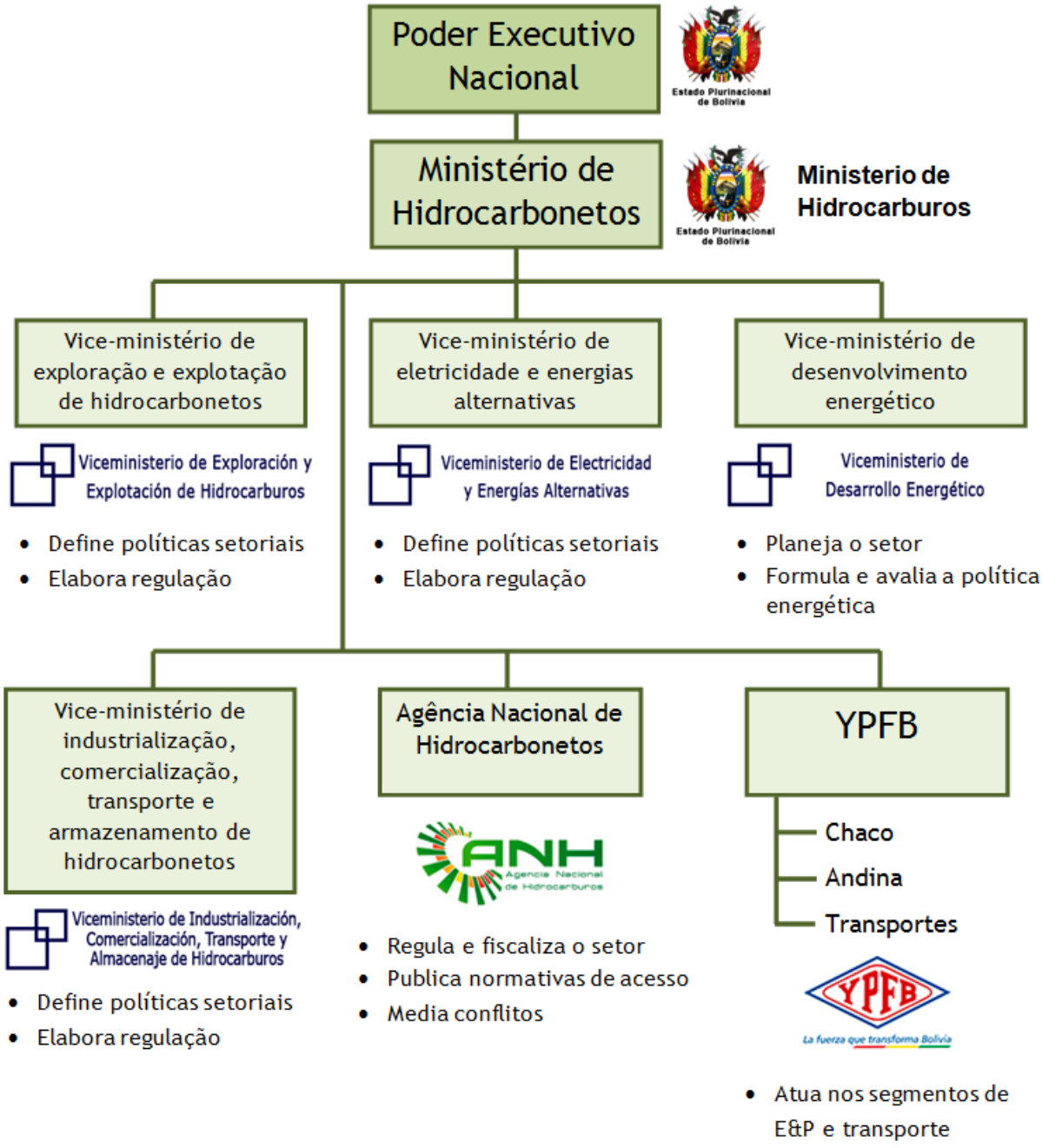


Figura 26 – Organograma institucional vigente na Bolívia

Fonte: Elaboração própria EPE.

A principal meta da Lei 3.058, de 17 de maio de 2005, é a "*execução e cumprimento dos resultados do referendo de 18 de julho de 2004, que expressam a decisão do povo da Bolívia*" (art. 2º), o que implicou a ab-rogação da Lei de Hidrocarbonetos nº. 1.689/1996. Ainda de acordo com o art. 4º da Lei nº. 3.058/2005, o gás natural e demais hidrocarbonetos são tratados como recursos estratégicos, capazes de colaborar com os objetivos de desenvolvimento econômico e social do país e com a política exterior da Bolívia, incluindo a saída ao Oceano Pacífico. A Lei estabelece que as jazidas de hidrocarbonetos são de domínio direto, inalienável e imprescritível do Estado, e que nenhum contrato poderá conferir a terceiros a propriedade das jazidas de hidrocarbonetos e do produto da lavra na boca do poço e nem antes do ponto de fiscalização[31]. São definidos na Lei de Hidrocarbonetos de 2005 três tipos de contratos possíveis (Contrato de Partilha de Produção, Contrato de Associação, Contrato de Operação), porém em 2009 as alterações na Constituição definiram que só poderiam ser assinados contratos de Prestação de Serviços, realizando determinadas atividades da cadeia produtiva mediante remuneração.

Segundo a Lei nº. 3.058/2005, uma vez iniciada a produção, o titular é obrigado a entregar à YPFB, no ponto de fiscalização, a totalidade dos hidrocarbonetos produzidos. Deste total entregue à YPFB, o titular tem direito a uma remuneração (segundo as cláusulas do contrato de operação) ou a uma participação na produção de hidrocarbonetos (no caso dos contratos de partilha de produção e contratos de associação). De acordo com o art. 17º da referida Lei, as atividades de prospecção, exploração, comercialização, transporte, armazenagem, refino e industrialização dos hidrocarbonetos e derivados são de responsabilidade do Estado, sendo exercidas por intermédio de entidades autárquicas ou através de outorgas e contratos por tempo limitado, com sociedades mistas ou pessoas privadas. O prazo máximo de vigência dos contratos (Contratos de Partilha de Produção – art. 72º, Operação – art. 77º ou Associação – art. 81º) celebrados entre empresas nacionais ou estrangeiras (públicas ou privadas) com a YPFB, para atividades de E&P, foi estabelecido em quarenta anos.

Ademais, é estabelecido na Lei nº. 3.058/2005 um imposto adicional de 32% (*Impuesto Directo a los Hidrocarburos* – IDH[32]), além dos *royalties* de 18% já existentes (art. 55, § 3º), totalizando uma carga tributária de 50% sobre o valor da produção. A quantia arrecadada por meio desse novo imposto é dividida entre as regiões departamentais da Bolívia (províncias), municípios, universidades, comunidades indígenas, Forças Armadas e o Tesouro Geral da Nação.

De acordo com o art. 55º, §3º, a soma das rendas estabelecidas de 18% por *royalties* e de 32% do IDH não deve ser, em nenhum caso, menor do que 50% do valor da produção dos

[31] De acordo com o art. 16º, "*los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos ni de los hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el punto de fiscalización. El Titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al Estado, la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por éste*".

[32] A Lei de Hidrocarbonetos nº. 3.058/2005 orignou ao "*impuesto directo a los hidrocarburos (IDH). Créase el IDH que se aplicará em todo el território nacional, a la producción e hidrocarburos em Boca de Pozo, que se medirá y pagará como las regalias, de acuerdo a lo estabelecido em la presente Ley y su regulamentación.*"

hidrocarbonetos em favor do Estado Boliviano. Há também a possibilidade de conceder incentivos tributários para projetos de industrialização, de redes de gasodutos e de instalações domiciliares. As tarifas de distribuição de gás natural por redes devem contemplar subsídios para comunidades de menor renda, microempresas, saúde pública, eletrificação rural, turismo e GNV.

No que se refere à tributação da atividade de produção de gás natural, o art. 4º do Decreto Supremo nº. 28.701/2006 preceitua que, para os campos cuja produção tenha sido superior a 100 milhões de pés cúbicos/dia em 2005, os valores decorrentes dessa atividade seriam distribuídos da seguinte forma: 82% para o Estado (18% de *royalties*; 32% a título do Imposto Direto sobre Hidrocarbonetos e 32% de participação adicional na produção destinados à YPFB) e 18% para as companhias produtoras, de modo a serem cobertos tanto os custos de operação como a depreciação de seus investimentos.

Quanto aos campos com produção inferior a 100 milhões de pés cúbicos/dia, a distribuição é de 50% para a Bolívia (18% de *royalties* e 32% de imposto direto) e 50% para as empresas produtoras. Cabe ao *Ministério de Hidrocarburos y Energía* analisar, caso a caso, por meio de auditorias, os montantes investidos pelas companhias no segmento de produção, seus custos operacionais e a rentabilidade auferida em cada campo.

A exploração e a produção de hidrocarbonetos só podem ser realizadas pela YPFB ou por companhias que firmaram contratos de serviços com a estatal. O art. 15º da Lei de Hidrocarbonetos estabelece que uma companhia atuante na indústria petrolífera boliviana não pode ter mais do que 15% de funcionários estrangeiros em seu quadro de funcionários.

A YPFB possui exclusividade do direito a construir e operar dutos para transportar sua própria produção e de terceiros. A prioridade de atendimento é ao mercado interno, com direcionamento dos investimentos para o aumento da capacidade de produção, transporte e armazenagem de GLP, gás natural e derivados, reduzindo gargalos de abastecimento e captando novos usuários.

O Ministério de Hidrocarbonetos é encarregado de definir a política de preços no ponto de fiscalização para o pagamento de *royalties* (*regalias*), retribuições e participações. A nova lei de hidrocarbonetos também estabelece em seu art. 114º que as comunidades e povos campesinos, indígenas e originários, independentemente de seu tipo de organização, deverão ser consultados de maneira prévia, obrigatória e oportuna quando se pretenda desenvolver qualquer atividade hidrocarbonífera prevista na legislação, com a finalidade de atingir um acordo ou obter um consentimento das referidas comunidades. A lei não exige que as reservas a serem exploradas estejam localizadas nos territórios das referidas comunidades para que a respectiva consulta seja obrigatória, indicando a intenção de ampliar o poder decisório desses grupos quanto à questão da exploração dos recursos naturais do país.

Sobre o desenvolvimento de atividades de E&P em áreas de proteção ambiental, o governo poderá expropriar a área de interesse mediante o pagamento de indenizações, uma vez que as atividades de E&P de hidrocarbonetos são consideradas atividades estratégicas de interesse público. O Decreto Supremo nº. 2.366/2015 autoriza as atividades de E&P de petróleo e gás natural em alguns parques nacionais, os quais são categorizados pela Constituição (art. 298, §

11º) como reservas ecológicas e áreas de proteção ambiental[33]. O decreto é válido para contratos novos ou já existentes, contanto que as empresas se comprometam em mitigar quaisquer possíveis impactos decorrentes da atividade exploratória, e que contribuam com 1% do total do investimento em ações direcionadas para a redução da pobreza e para o desenvolvimento econômico da localidade afetada.

Dentre outras medidas legislativas em vigor que buscam o estabelecimento de condições mais atrativas de investimento na Bolívia, visando ao incremento de suas reservas, podem ser citadas a Lei nº. 708/2015 (com normas de arbitragem e conciliação de diferentes setores da economia[34]), e a Lei de Incentivos à Exploração e Produção Hidrocarbonífera, de 05 e dezembro de 2015, a qual prevê a criação de um fundo para financiar o estabelecimento de incentivos na forma de garantia de um preço mínimo para a produção de petróleo e condensado associados à produção de gás natural[35] (CNI, 2016).

[33] Tal decisão do governo teve por objetivo tentar reverter a situação de queda nas reservas provadas bolivianas de gás natural, levando a expandir a fronteira hidrocarbonífera. Por outro lado, o Decreto Supremo nº. 2.298 acelera o processo de consulta prévia para as atividades de extração de hidrocarbonetos, reduzindo-o a 45 dias. Caso os povos indígenas originários da localidade selecionada para as atividades extrativas não respondam ao pedido de consulta no prazo estabelecido, a norma permite prescindir da mesma e continuar com o trâmite de licença mediante uma resolução administrativa. Isto pode ser interpretado como uma tentativa de agilizar o processo de outorga de novos blocos exploratórios, apesar da limitação imposta ao direito de participação da população indígena.

[34] A referida lei regula a conciliação e arbitragem, atuando como meios alternativos para resolução de eventuais conflitos contratuais e extracontratuais. Passa-se a reconhecer a participação da decisão arbitral estrangeira, proporcionando maior segurança jurídica aos investidores.

[35] Em regiões onde já ocorre exploração de petróleo e condensados, o incentivo pode variar entre US$30/bbl e US$ 50/bbl, dependendo da cotação internacional do petróleo. Em regiões produtoras não tradicionais, os incentivos variam entre US$ 35/bbl e US$ 55/bbl. Os incentivos ao petróleo não têm prazo de duração definido, contudo, para os condensados associados à produção de gás natural, o incentivo terá duração entre 20 e 25 anos.

4 PERSPECTIVAS PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA

Nesta seção serão apresentadas as previsões de reservas, produção e demanda de gás natural na Bolívia. Além disso, serão apresentadas as previsões de exportação do país para o Brasil e a Argentina, bem como a projeção do balanço de gás natural, segundo o Fundo Monetário Internacional - FMI, até 2025.

4.1 Projeções de Reserva e Produção de Gás Natural

A YPFB pretende investir para aumentar as reservas provadas de gás natural em 52 áreas disponíveis para exploração, uma vez que o governo considera a existência de um potencial ainda inexplorado de gás natural. A projeção de investimento no desenvolvimento de recursos de gás natural no país é estimado por consultorias especializadas em U$S 16 bilhões até 2025 (BMI, 2015b). Tal investimento inclui a atuação do governo na aprovação de contratos de exploração e no aumento de áreas disponíveis para exploração, bem como atividades de pesquisa e desenvolvimento neste setor.

Quanto aos contratos, o governo boliviano tem planos no curto prazo para aprovação de seis novos contratos para exploração de gás em áreas de concessão atribuídas às unidades de YPFB. Em 2016, foram autorizados três contratos de exploração e produção: dois terão suas atividades realizadas nas áreas de Carohuaicho 8A e Carohuiacho 8B, ambas em Santa Cruz, e um será realizado na área Oriental, localizada entre Santa Cruz e Chuquisaca. Estes três contratos têm previsão de investimento de U$S 250 milhões até 2020. Estima-se que as áreas Carohuaicho 8A, Carohuiacho 8B e área Oriental apresentem recursos potenciais de 9,91 bilhões de m^3; 8,50 bilhões de m^3 e 4,36 bilhões de m^3, respectivamente. A área de Carohuaicho terá participação total da YPFB Chaco, enquanto que ambas as áreas Carohuaicho 8B e Oriental terão participação das empresas YPFB Andina (50%, empresa operadora) e YPFB Chaco (50%) (ANH, 2016).

Em relação às áreas disponíveis para exploração, o presidente Evo Morales assinou um decreto (Decreto Supremo nº. 2.366, de maio de 2015) que autoriza a exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas de proteção ambiental exigindo, em contrapartida, a incorporação e uso de tecnologias mais adequadas para minimizar o impacto ambiental. Tal decreto mostrou-se controverso e ressalta a pressão do governo em aumentar as reservas em meio à incerteza sobre os níveis atuais de sustentabilidade da produção e das exportações do país. Em setembro de 2015, ativistas ambientais e residentes locais fizeram protesto contra exploração no departamento de Tarija, através da decisão de anular cerca de 137 mil hectares da reserva Tariquia para exploração de hidrocarbonetos pelas empresas BG, Chaco e Petrobras (BMI, 2015a).

Quanto às atividades de pesquisa e desenvolvimento na área de exploração, desde 2015 foram programadas atividades de aquisição e reprocessamento sísmico, perfuração de poços exploratórios e modelagem de reservatórios[36]. Todavia, apesar dos esforços reportados pela YPFB, avaliações de especialistas revelam uma postura cautelosa quanto às perspectivas de aumento das reservas provadas a curto prazo, havendo a previsão de depleção destas reservas de cerca de 20% entre 2016 e 2024 (BMI, 2015b). Porém, em relação ao médio e longo prazos, há uma série de acordos de investimento e exploração com diferentes empresas que poderiam reforçar a posição das reservas provadas da Bolívia.

Quanto aos recursos não convencionais de gás natural do país, estima-se que a Bolívia possua 1,03 trilhão de m³ de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas*. Em relação à América do Sul, a Bolívia tem recursos de *shale gas* semelhantes à Colômbia, com 1,56 trilhão de m³ e Chile, com 1,36 trilhão de m³. Por outro lado, outros países da América do Sul possuem estimativas maiores, tais como Argentina, com 22,71 trilhões de m³; Brasil, com 6,94 trihões de m³; Venezuela, com 4,73 trilhões de m³; e Paraguai, com 2,12 trilhões de m³ (EIA, 2013).

Em fevereiro de 2013, a YPFB anunciou que seriam iniciados estudos preliminares nas bacias de *shale gas* da Bolívia, mais especificamente na formação de Los Monos. O acordo da YPFB com a YPF, na Argentina, também poderia ser conveniente para ambos os países. No entanto, ainda não há informações sobre acordos neste sentido até o momento.

A recuperação das atividades de exploração e produção através de diversos projetos em andamento e com previsão de início nos próximos anos podem justificar essa previsão, apesar da ausência de descobertas significativas nos últimos anos e do baixo nível das reservas atuais. Já a avaliação da YPFB, em horizonte menor de previsão, prevê crescimento de 1,2% entre 2016 e 2019, com valores variando de 64,8 milhões de m³/dia a 65,6 milhões de m³/dia (YPFB, 2015a).

Segundo a YPFB, os projetos mais importantes para o incremento da produção no período entre 2016 e 2019 estão relacionados às atividades programadas pela Total E&P (Blocos Ipati e Aquio - projeto Incahuasi), Repsol (Campos Margarita - Huacaya) e Petrobras (Campos Sábalo e San Alberto). A Figura 27 mostra a previsão de produção de gás natural por operador.

Observa-se um aumento significativo na previsão de produção da empresa Total, com variação entre 0 e 13 milhões de m³/dia em um período de cinco anos (YPFB, 2015a), devido principalmente à produção nos campos do projeto Incahuasi, operados pela empresa. Este projeto, localizado a 200 km ao norte do Campo Sábalo, terá uma planta de processamento de gás natural e condensados, com capacidade de produção inicial de 6,5 milhões de m³/dia. O projeto prevê o transporte do gás natural produzido através de um gasoduto de 103 km, com 30 polegadas de diâmetro, até o Gasoduto GSCY. O projeto também prevê o transporte

[36] Em 2015, havia 22 projetos de exploração de hidrocarbonetos em andamento na Bolívia, sendo a maior parte – aproximadamente 70% - localizada no Departamento de Tarija. Nesse mesmo ano, a YPFB planejou o reprocessamento de 46.000 km de sísmica 2D e 4.500 km² de sísmica 3D. Também foi concedida aprovação em 2015 para realização de estudos sísmicos em Huacaya, San Antonio e Tacobo-Curiche em uma área de 3.068 km² pelas empresas Repsol, Petrobras e Pluspetrol, respectivamente (BMI, 2015a; BMI, 2015b).

de condensado através de gasoduto de 16 km e 8 polegadas até o Oleoduto OCSZ-2 (Total E&P BOLÍVIA, 2016).

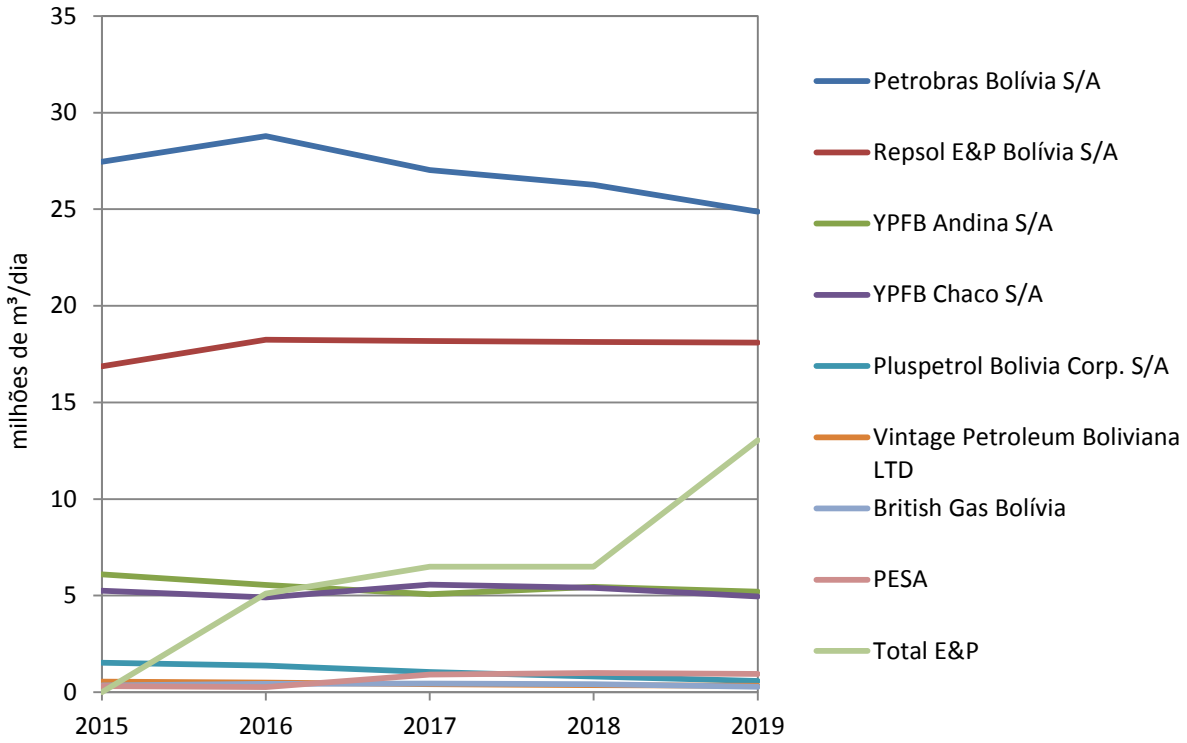


Figura 27 - Previsão de produção de gás natural por operador

Fonte: YPFB, 2015a.

De acordo com analistas de mercado internacionais, estima-se uma redução da previsão da razão Reserva/Produção (R/P) de 36% entre 2016 e 2024 (BMI, 2015b). Esta queda baseia-se principalmente na diminuição na quantidade de reservas previstas e no aumento da produção prevista. A YPFB prevê que as reservas atuais são suficientes para manter a produção de gás até 2024. Entretanto, há outros estudos que concluem que tal produção pode declinar ainda em 2017. Consequentemente, há incertezas quanto à viabilidade da exportação de gás natural da Bolívia a longo prazo. As autoridades governamentais têm rejeitado tais previsões, mas estes questionamentos ressaltam o panorama da queda das reservas.

Neste sentido, o governo vem promovendo uma política de investimentos no setor de E&P com vistas a reverter este cenário de declínio de reservas de gás natural. A Figura 28 mostra o total de investimentos realizados entre 2006 e 2015, nos segmentos de Exploração e Produção, bem como a projeção para o ano de 2025. O montante estimado de investimentos para o segmento de E&P, no quinquênio 2015 – 2019, alcança US$ 7,46 bilhões. Entre 2020 e 2025, o aporte está estimado em US$ 9,43 bilhões, segundo estimativas do governo boliviano.

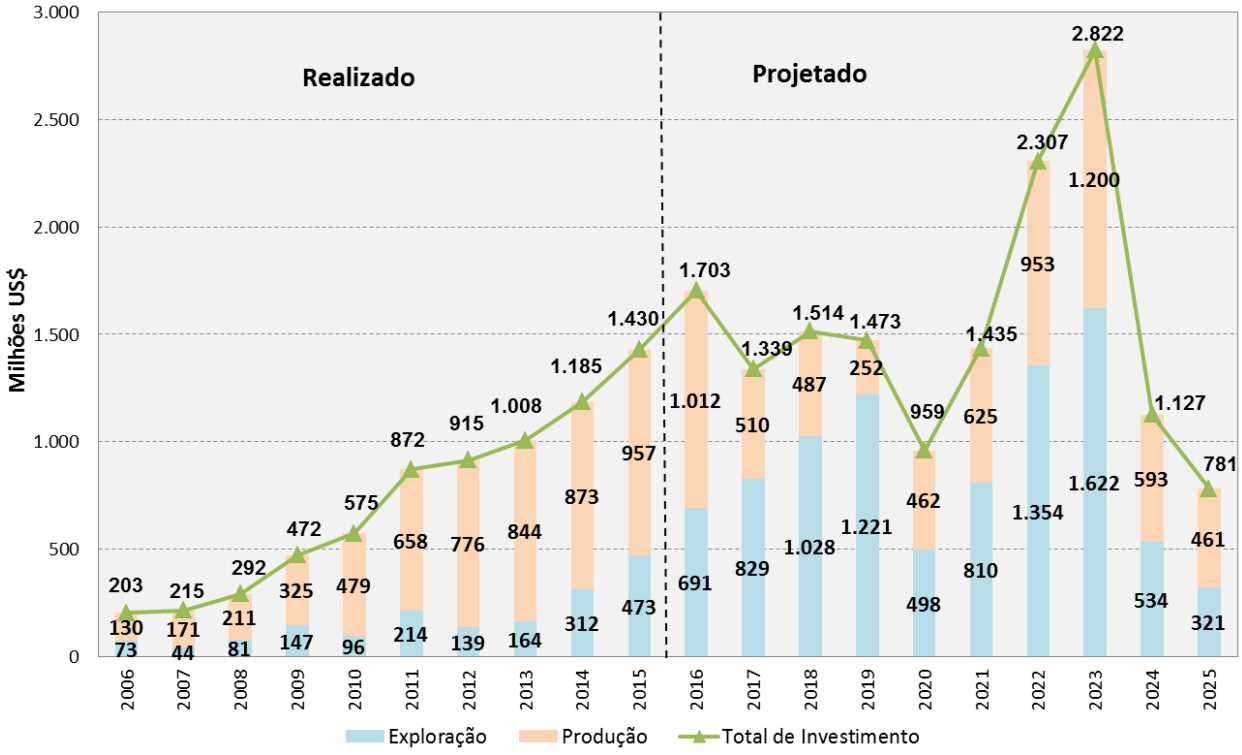


Figura 28 - Investimentos em Exploração e Produção (2006 a 2025)

Fonte: VMEEH, 2015.

Mais recentemente, o MHE, da Bolívia, assinou um contrato com o Consórcio Caipipendi, composto por Repsol (37,5%), Shell (37,5%) e YPFB (25%), para o desenvolvimento dos campos de gás natural de Boicobo e Boyuibe. Estima-se que os campos tenham mais de 140 bilhões de metros cúbicos - bcm de gás natural *in place* e os investimentos excedam US$ 1 bilhão, dos quais metade já pode ser investida nos próximos 5 anos (ENERDATA, 2016).

4.2 Projeção da Demanda de Gás Natural

O consumo interno de gás natural na Bolívia deve continuar aumentando, devido às políticas internas de uso deste combustível. Entretanto, questiona-se se o aumento na demanda doméstica ainda vai permitir que existam volumes de gás natural excedentes para exportação. A seguir, discute-se sobre o aumento da projeção da demanda de gás natural e os principais projetos e consumidores que a suportarão.

É previsto um aumento do consumo doméstico de gás natural a uma taxa de 3,7% entre 2016 e 2024, em função das políticas de intensificação do uso de gás natural atualmente aplicadas, e das projeções de consumo relativas a diferentes projetos de industrialização (BMI 2015b).

Quanto às políticas de intensificação do uso de gás natural, a YPFB tem como um dos objetivos estratégicos para o período de 2016 a 2019 a consolidação do uso de gás natural no mercado interno. Prevê-se que esta consolidação se dará através da ampliação do sistema de distribuição de gás natural através de dutos e GNL, bem como a instalação de novas estações de serviço de gás natural veicular (YPFB, 2015a).

A Figura 29, a seguir, ilustra a projeção de demanda de gás natural para o mercado interno e externo entre 2016 e 2019, segundo a YPFB. Tal como pode se observar na Figura, dentro do horizonte de tempo analisado, o mercado interno mantém uma tendência crescente, com variação entre 14,97 milhões de m^3/dia, em 2016, para 18,25 milhões de m^3/dia, em 2019. Já o mercado externo continuará a ser o maior consumidor de gás natural boliviano, aumentando seu consumo de 50,88 milhões de m^3/dia, em 2016, para 52,30 milhões de m^3/dia em 2019 (YPFB, 2015a).

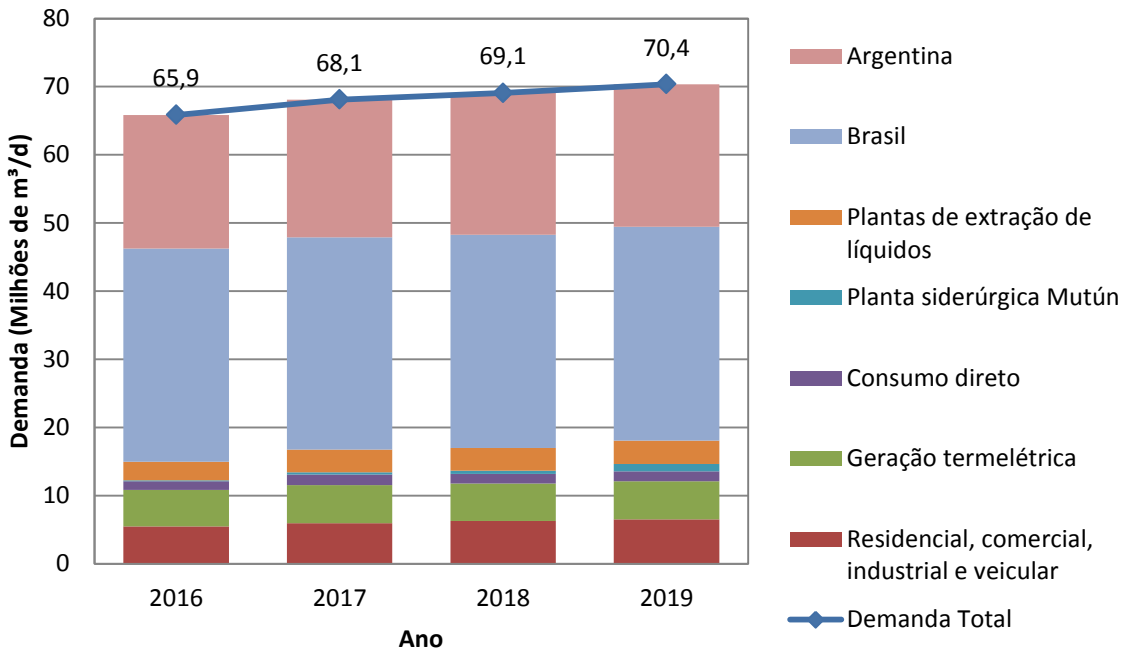


Figura 29 - Projeção da demanda total de gás natural

Fonte: Elaborado a partir de YPFB (2015a).

Há diversos projetos de industrialização que também aumentarão a demanda de gás natural e agregarão valor na cadeia de comercialização de gás natural na Bolívia a curto prazo, tais como: planta siderúrgica de Mutún e planta de amoníaco e uréia. No médio prazo, estão previstas para entrada em operação as plantas petroquímicas de propileno e polipropileno, além da planta de etileno e polietileno. Por outro lado, as plantas de separação de líquidos de Gran Chaco e de Rio Grande, bem como a planta de GNL, em Rio Grande, já se encontram em operação.

Em relação à Planta Siderúrgica de Mutún, localizada em Santa Cruz, a companhia indiana Jindal Steel and Power adquiriu 50% do depósito de minério, localizado na cidade de Porto Suarez, no departamento de Santa Cruz, em junho de 2006, sendo elaborado um projeto de

risco compartilhado entre esta e a estatal Comibol. Em 2012 o projeto de Mutún foi suspenso pela desistência da campanhia Jindal, após uma disputa com o governo sobre os termos do acordo (BN Americas, 2016a). Em 30 março de 2016, o governo boliviano assinou o contrato de instalação e funcionamento com a empresa Sinosteel Equipament & Engeneering, que irá executar o projeto de construção do complexo siderúrgico de Mutún. A empresa deverá industrializar laminados leves, destinados, principalmente, para a construção civil[37] (Ministerio de Minería y Metalurgia, 2016). A planta processará 650 mil toneladas de ferro para uma produção anual de cerca de 150 mil toneladas de aço destinadas ao mercado interno a partir de 2018 (VARONA, 2016).

A planta de amônia e uréia, localizada em Bulo Bulo (Cochabamba), está em período de construção, com 96% das obras concluídas, com previsão de conclusão das obras e início de operação em janeiro e março de 2017, respectivamente (PL, 2016a). Inicialmente a planta irá demandar 1,42 milhões de m^3 de gás natural. Sua produção, destinada ao setor de fertilizantes nitrogenados e agroquímicos, deverá atender aproximadamente 20% do consumo interno, enquanto que o restante será destinado à exportação, principalmente para Brasil e Argentina. A produção está prevista em 2.100 ton/dia de fertilizantes (BN Americas, 2016b). Vale ressaltar há um projeto a curto prazo para transporte do fertilizante produzido na planta em Bulo Bulo até Puerto Suarez, cidade próximo à fronteira com o Brasil, através de modais rodoviário e ferroviário (PL, 2016b).

Quanto às plantas petroquímicas, a planta de propileno e polipropileno será construída em Gran Chaco e está prevista para entrada de operação em 2021, sendo que a maior parte de sua produção será destinada à exportação. Já a planta de etileno e polietileno também ficará localizada em Gran Chaco e está prevista para entrar em operação em 2025 (VÁSQUEZ, 2015). Neste projeto, seriam utilizados 2 milhões de m^3/dia e 0,8 milhões de m^3/dia de gás natural para o processo de produção principal e para geração elétrica, respectivamente (YPFB, 2015a). Os estudos de engenharia conceitual de ambas as plantas já foram realizados pela empresa italiana Tecnimont (VÁSQUEZ, 2015).

Vale ressaltar que a Petrobras pretende viabilizar a retomada das obras da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, em Três Lagoas/MS, através de acordo com uma das empresas que já manifestaram interesse no projeto. A Unidade já havia atingido cerca de 80% de avanço físico da execução do projeto (SNA, 2016).

A planta de separação de líquidos de Rio Grande, localizada em Santa Cruz, iniciou suas operações em 2013, com capacidade de processamento de 5,6 milhões de m^3/dia de gás natural. Possui capacidade de produção de 361 toneladas por dia de GLP, 350 barris por dia de gasolina natural e 195 barris por dia de pentano. A YPFB destina a maior parte da produção

[37] Para a viabilização do projeto, localizado em Puerto Suárez (departamento de Santa Cruz), serão investidos US$ 422,6 milhões, sendo 15% advindos dos recursos do governo boliviano (Tesoro General de la Nación – TGN) e 85% dos recursos oriundos da empresa chinesa. Esta terá um prazo de três anos para implantar a unidade industrial e deixá-la plenamente operacional, quando, um ano depois, será entregue à estatal boliviana. A planta terá uma capacidade anual de processamento de 650 mil toneladas de ferro esponja (sendo que 86 mil toneladas serão destinadas à exportação) e 150 mil toneladas de aço para construção (EFE, 2016).

de GLP para o abastecimento do mercado interno, enquanto que o excedente é exportado para Paraguai, Peru e Uruguai (BN Americas, 2016c).

A planta de GNL, em Rio Grande, foi inaugurada em fevereiro de 2016, com capacidade de geração de 210 toneladas métricas por dia de GNL. Esta planta tem permitido beneficiar 27 municípios do país, que se encontram afastados da malha de gasodutos, através do transporte de GNL em caminhões criogênicos até estações satélite de regaseificação. Desta forma, o gás pode ser entregue a redes de distribuição em domicílios, comércio, indústria e estações de serviço de GNV. Segundo a YPFB, há a possibilidade de ampliação de abastecimento a outras regiões, de acordo com a demanda e a viabilidade de transporte (YPFB, 2016a).

Já a planta de separação de líquidos de Gran Chaco, localizada em Tarija, iniciou suas operações em agosto de 2015, e tem capacidade de processamento máxima de 32,3 milhões de m^3/dia de gás natural para produção de 3.144 toneladas por dia de etano, 2.240 toneladas por dia de GLP, 1.650 barris por dia de gasolina natural e 1.044 barris por dia de isopentano (BN Americas, 2016d; YPFB, 2015a). Entretanto, em março de 2016, foi reportado que tal planta opera abaixo de sua capacidade instalada, o que foi atribuído à pouca disponibilidade de mercado para o GLP (HB, 2016).

Maiores informações sobre projetos recentes e previstos das empresas YPFB e ENDE são apresentadas no Anexo I. A Figura 30, a seguir, mostra a localização dos principais projetos de industrialização da Bolívia, em construção e em operação.

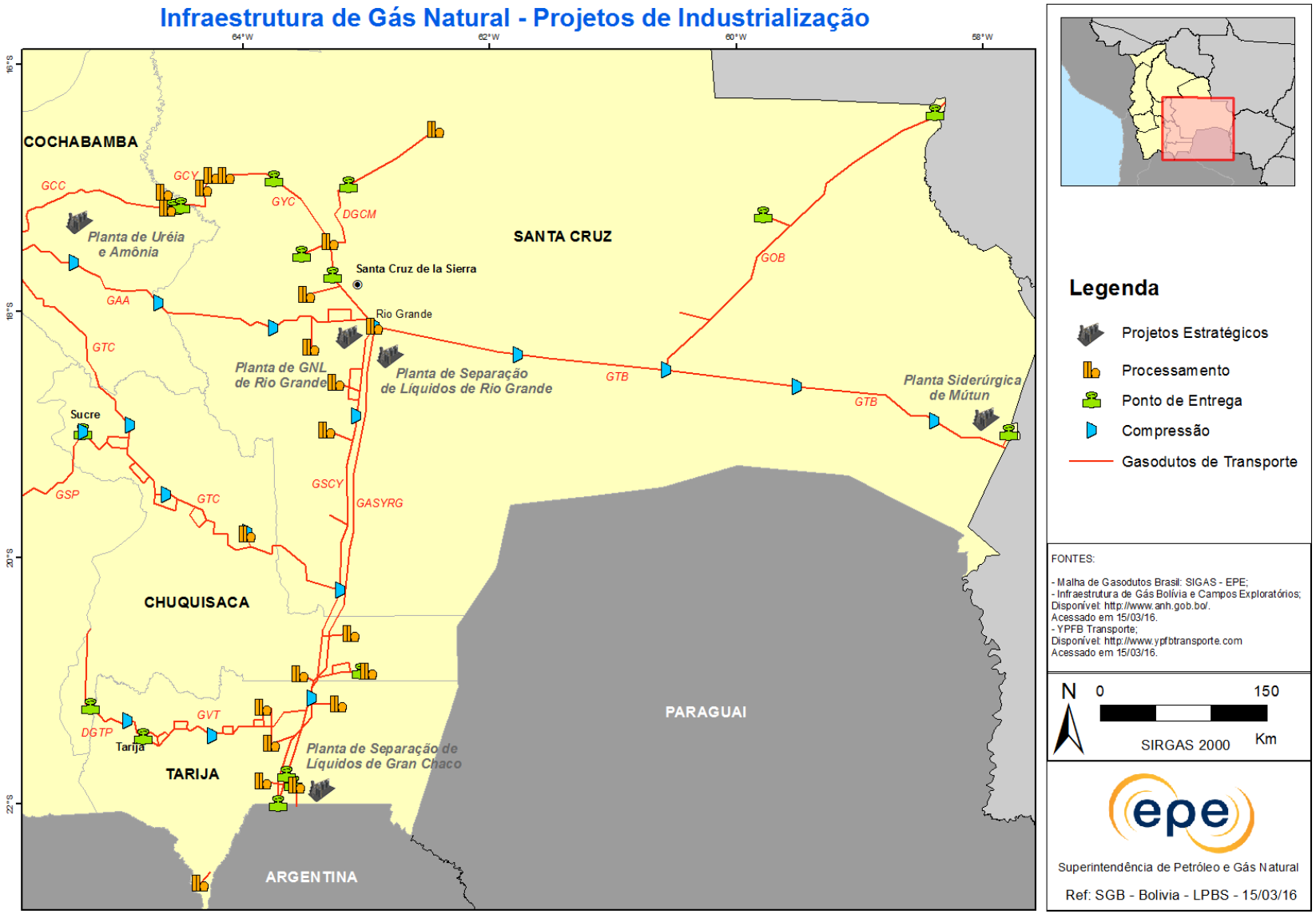


Figura 30 - Localização de projetos de industrialização na Bolívia

Cabe ressaltar que, em 2009, através do Decreto Supremo nº. 368, foi criada a Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH), cuja missão é "*substituir o padrão de exportador primário de hidrocarbonetos, desenvolvendo a industrialização destes para prover um maior valor agregado e assim contribuir para o crescimento soberano do país*" (EBIH, 2014).

4.3 Projeção das Exportações de Gás Natural

A Bolívia atualmente exporta gás natural através de gasodutos para o Brasil e a Argentina. Essas exportações de gás natural representam cerca de metade do total das exportações bolivianas, tornando-as fundamentais para a economia do país. As tarifas de exportação de gás natural são definidas no início de cada trimestre, com base em uma cesta de combustíveis e óleo diesel relacionada aos preços do petróleo a nível mundial.

A YPFB prevê crescimento de 9% na exportação de gás natural entre 2016 e 2019, com variação entre 48,0 milhões de m³/dia e 52,3 milhões de m³/dia no período (YPFB, 2015a).

Em relação à exportação de gás natural para a Argentina, o contrato estabelecido entre YPFB e ENARSA[38] foi assinado em 2007, com uma duração de 20 anos. As partes realizaram diferentes negociações ao longo do período de 2007 a 2009 até chegarem a um acordo em 2010, que motivou a assinatura do primeiro aditamento ao contrato, que entrou em vigor em 1º de maio deste mesmo ano. A partir de julho de 2011, toda a exportação de gás natural foi realizada através do Gasoduto Internacional Juana Azurduy (GIJA). Em julho de 2012 foi assinado um Contrato Interruptível de Compra e Venda de Gás de volumes excedentes da quantidade diária contratual entre as partes, estabelecida no aditamento de 2010, por quinze anos. Neste contrato foram contemplados volumes máximos de 2,7 milhões de m³/dia em 2012 e 3,3 milhões de m³/dia em 2013 (ENARSA, 2016).

Em médio e longo prazos, parte do atual mercado de exportação de gás natural poderá estar em risco em função do potencial significativo de gás não convencional existente na Argentina e das grandes descobertas no Brasil, as quais aumentariam a produção local de ambos os países.

Em 2013, a Bolívia iniciou a exportação de GLP produzido na Planta de Separação de Líquidos de Rio Grande para o Paraguai e Uruguai e, em 2014, iniciou a exportação para o Peru (YPFB, 2014). Foi firmado um acordo comercial de compra e venda de GNL entre a YPFB e a empresa peruana Energigas S.A.C. Assim, o GNL produzido na planta de GNL de Rio Grande, após abastecimento do mercado interno, será então exportado para o sul do Peru (YPFB, 2016b).

[38] *Energía Argentina Sociedad Anónima* (ENERSA) é a empresa pública argentina dedicada à exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, além da geração, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Há ainda a possibilidade de acesso a futuros terminais de GNL na costa peruana do Oceano Pacífico através de conexão ao Gasoduto Sul Peruano, em construção, o que pode vir a impactar significativamente a indústria de gás natural boliviana e permitir a diversificação de exportação do gás natural produzido.

Quanto à possibilidade de exportação de gás natural para o Chile, vale ressaltar as questões de disputas territoriais ainda não resolvidas entre este país e a Bolívia. Tais questões foram originadas na Guerra do Pacífico (1879-1883), na qual a Bolívia foi derrotada e perdeu o acesso ao Oceano Pacífico. Em 1904 foi assinado um Tratado de Paz, o qual marcaria o fim dos conflitos entre os países. Entretanto, tal tratado deu início a uma longa disputa diplomática acerca dos territórios relativos ao Tratado. Esta disputa continuou até 1978, em que o fracasso da negociação entre os presidentes na época provocou o rompimento das relações diplomáticas entre Bolívia e Chile[39]. Recentemente, em abril de 2013, a Bolívia entrou com uma ação contra o Chile perante a Corte Internacional de Justiça de Haia com o objetivo de negociar a concessão de uma saída soberana ao Oceano Pacífico para a Bolívia. A Corte decidiu reconhecer a demanda boliviana e prosseguir com a ação. Em julho de 2015, o Chile afirmou que está disposto a restabelecer as relações diplomáticas com a Bolívia, apesar da reivindicação do governo boliviano perante a Corte Internacional de Justiça. Por outro lado, a Bolívia só aceita retomar relações com o Chile após reaver o acesso ao Oceano Pacífico (Dario, 2015).

4.4 Projeção do Balanço de Gás Natural

Em relação à oferta, vale ressaltar que os Campos Sábalo, Alberto e Itaú entrarão em uma etapa de declínio de produção entre os anos 2016 e 2019. A maior oferta de produção de gás virá dos campos Aquío e Incahuasi no período considerado. Neste sentido, a YPFB reporta que é importante um acompanhamento adequado da implementação dos projetos destes últimos campos, a fim de satisfazer a demanda dos mercados interno e externo de maneira oportuna (YPFB, 2015a).

[39] Em 2002, os protestos populares durante o governo de Gonzalo Lozada se tornaram extremamente violentos após o governo Boliviano anunciar uma possibilidade de acordo com o Pacific LNG Consortium, composto pelas empresas Repsol YPF (37,5%), BG Group (37,5%) e Pan-American Energy (braço da BP, com 25,0%). O acordo destinava-se a desenvolver e exportar gás natural boliviano para os mercados do México e dos Estados Unidos, através de um gasoduto ligando a Bolívia ao Chile, a fim de acessar a costa do Oceano Pacífico. A partir do Chile o gás natural seria liquefeito e exportado para a América do Norte. No entanto, a idéia foi rechaçada devido ao ressentimento da população com o Chile, desde a Guerra do Pacífico, no qual a Bolívia perdeu seu acesso ao mar (Lozada, 2014).

Em relação à demanda, o mercado interno de consumo mantém uma tendência crescente até chegar a 18,25 milhões de m³/d em 2019. Já os mercados de exportação continuarão sendo os consumidores da maior parte do gás produzido (YPFB, 2015a).

As projeções do FMI (2016b) apontam para um cenário similar. A Figura 31 resume o balanço de gás natural na Bolívia projetado pelo FMI, considerando projeções próprias para a demanda doméstica (baseadas nos projetos apresentados no Anexo I), assim como a renovação dos contratos vigentes com o Brasil e a Argentina, tanto em termos de volumes mínimos (contratos firmes) quanto máximos (contratos flexíveis). Com base nas características dos projetos típicos de E&P, são apresentadas três projeções de produção – de baixa, de referência e de alta.

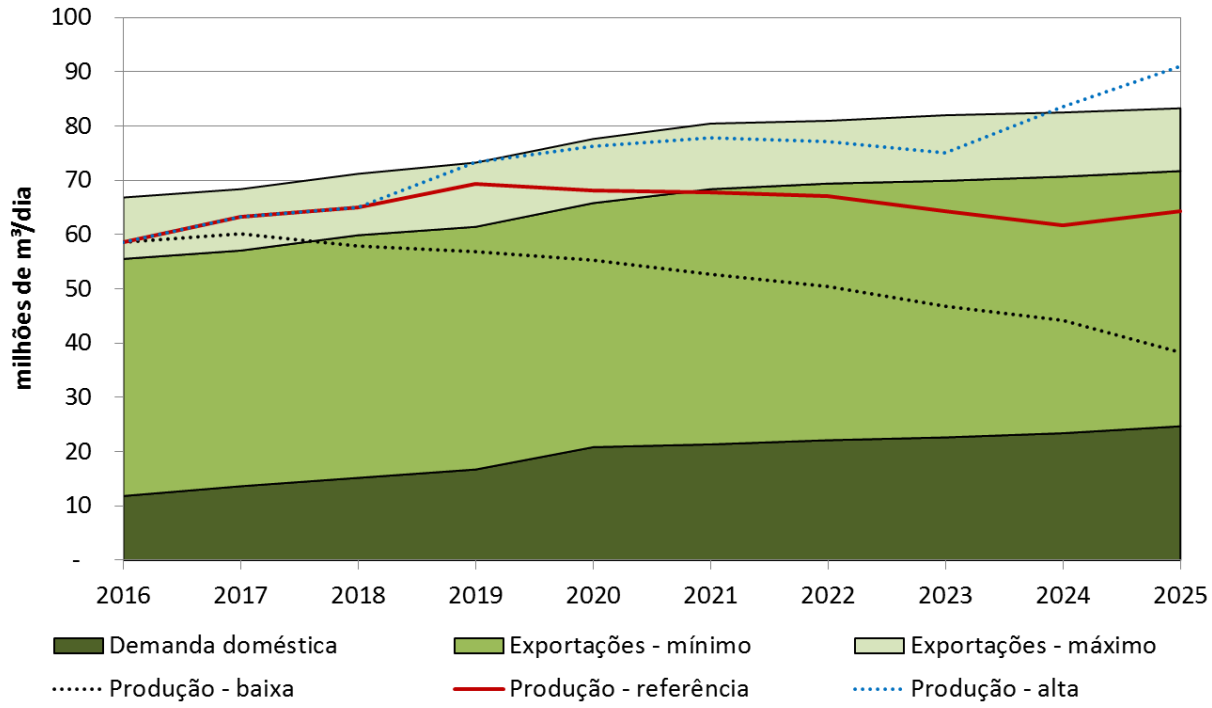


Figura 31 - Balanço de gás natural (projeções FMI)

Fonte: Adaptado de FMI (2016b).

A existência de recursos potenciais de gás natural na Bolívia, com viabilidade econômica satisfatória, unida à perspectiva de crescimento do mercado, permitem concluir que do ponto de vista técnico o cenário para investimento em exploração e produção de hidrocarbonetos no país é favorável. Cabe ressaltar, a este respeito, que os investimentos em exploração de petróleo e gás natural por parte da YPFB aumentaram cerca de quatro vezes entre 2012 e 2016, e devem continuar aumentando nos próximos anos (FMI, 2016b).

Além disso, novas descobertas têm sido reportadas por algumas empresas como a Repsol, que anunciou a descoberta de 113 bilhões de m³ de reservas possíveis nos blocos de Boicobo, Ipaguazu e Boyuy (REUTERS, 2016). Outras empresas iniciaram recentemente a produção em

alguns de seus projetos, como a Total, que iniciou no final de 2016 a produção no campo de gás natural e condensado de Incahuasi, com capacidade de produção de 50.000 barris de óleo equivalente – boe por dia. Uma segunda fase de desenvolvimento do campo está em fase de avaliação (TOTAL, 2016).

Entretanto, a percepção de risco político e regulatório por parte dos agentes pode ser um fator importante a ser levado em conta no momento da definição dos investimentos. Sendo assim, as incertezas em relação à exportação de gás natural no país devem ser levadas em conta para a análise dos volumes contratuais de exportação que serão negociados nos próximos anos, uma vez que altos quantitativos de investimentos e incorporação de novas reservas se mostram necessários para que ambos os contratos possam ser renovados nos volumes atuais.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E IMPLICAÇÕES PARA O BRASIL

Em um contexto de integração energética, o GASBOL possibilitou à Bolívia monetizar suas reservas, aumentando o nível, o investimento e a relevância da indústria do gás natural nesse país. Ao mesmo tempo, a disponibilização de gás natural em território brasileiro contribuiu para o desenvolvimento do mercado consumidor de gás natural e colaborou para uma diversificação da matriz brasileira de importação de bens energéticos, favorecendo o aumento da segurança energética do Brasil.

Em relação à garantia do abastecimento de gás natural por parte da Bolívia, os aspectos principais a serem considerados na renovação do contrato de fornecimento de gás natural, a partir de 2019, envolvem a avaliação do potencial das reservas bolivianas vis-à-vis a magnitude da demanda brasileira e argentina, bem como ao atendimento do mercado boliviano. O aspecto de cautela se refere, justamente, à situação das reservas bolivianas de gás natural, que apresentam uma relação reserva/produção de cerca de treze anos, podendo vir a ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua demanda doméstica e dos compromissos de exportação de gás natural firmados com a Argentina e com o Brasil.

Há a possibilidade de que, enquanto permanecerem baixos os preços dos hidrocarbonetos no mercado mundial, o ritmo de investimentos se mantenha reduzido e tenha que ser avaliado frente aos outros países da América Latina, prejudicando o plano de incorporação de novas reservas de gás natural na Bolívia. Isto vale tanto para as empresas estatais quanto para as multinacionais, e pode influenciar tanto os investimentos em desenvolvimento de novos campos quanto para aumento da produção em campos que já produzem.

Ademais, há incertezas por parte das empresas estrangeiras para o investimento no setor de petróleo e gás boliviano, tais como o risco político, a exploração direcionada predominantemente para o gás natural, o mercado doméstico ainda limitado, o fato de os preços serem regulados pelo governo, e a produção concentrada em apenas três áreas (Margarita, San Antonio e Sabalo). Em particular, o presente documento abordou diversos marcos históricos que mostram diversas mudanças, reversões e redefinições políticas e regulatórias, as quais contribuíram para a percepção de um ambiente de negócio incerto, o que dificulta a tomada de decisão de investimento.

Nesta hipótese, somado a um cenário de crescimento estável do consumo doméstico nos próximos anos, a oferta de gás natural da Bolívia poderia não ser suficiente para o atendimento de seus contratos de exportação de gás natural nas condições atualmente acordadas, apesar do grande potencial de suas jazidas. No entanto, do ponto de vista da arrecadação governamental sobre as vendas de gás natural, pode não ser possível uma substituição maciça das vendas para o Brasil e para a Argentina

por vendas no mercado interno, uma vez que os preços internos são subsidiados, o que faz com que a arrecadação das vendas internas seja menor do que no caso da exportação.

Por outro lado, a fim de mitigar o impacto da queda dos preços dos hidrocarbonetos na economia, o governo boliviano vem implementando um conjunto de medidas, tais como: reativação dos campos maduros de petróleo e gás natural; inicio da exploração de hidrocarbonetos em áreas de proteção; direcionamento de um maior volume de gás natural para a produção de ureia (agregando maior valor à produção e possibilitando aumentar a exportação de GLP); manutenção da operação da planta de separação de líquidos de Gran Chaco, operacionalização da Planta de Amônia e Ureia e da Planta de GNL; início da construção do Complexo de propileno e polipropileno, dentre outros (INE, 2015).

Caso o plano de investimento para o setor de E&P e para o segmento *downstream* programado pelo governo Boliviano para o próximo quinquênio seja implementado dentro do cronograma estabelecido, não somente o abastecimento do mercado interno boliviano seria possível, como também poderiam se tornar viáveis o cumprimento dos contratos de exportação de gás natural para Argentina e Brasil e sua renegociação. Neste sentido, algumas descobertas têm sido reportadas recentemente, assim como previsões de investimento para seu desenvolvimento. É necessário considerar outros fatores, externos à produção de hidrocarbonetos na Bolívia, que influenciam a questão da renegociação dos contratos de exportação de gás natural boliviano, pelo GASBOL, ao Brasil. No curto prazo, devido ao período de crise econômica enfrentada pelo Brasil e pela Argentina, a projeção de crescimento do PIB é baixa para os dois países, mantendo as expectativas de níveis de importação nos patamares atuais ou, mesmo, em volumes menores.

Do ponto de vista do abastecimento do mercado brasileiro, o possível enfraquecimento da capacidade boliviana de exportação de gás natural poderia ser contrabalançada pelo aumento da produção doméstica (*onshore* e Pré-Sal), pela continuidade da importação de GNL (que seguirão alinhadas ao cenário de despacho termelétrico do País) ou mesmo por uma eventual possibilidade de outras interconexões energéticas no Cone Sul (como a ligação com as reservas de Camisea, no Peru, ou a possibilidade de monetização das jazidas de *shale gas* argentino no médio/longo prazo, que poderiam abastecer o mercado brasileiro).

Sendo assim, devido aos motivos já expostos, considera-se que é provável a renovação do contrato de compra de gás natural boliviano pelo Brasil após 2019, porém os novos contratos podem contemplar volumes menores do que os negociados nos contratos atuais.

Além disso, é provável que a Petrobras não fique responsável pela totalidade da contratação, uma vez que há um processo de desverticalização do setor de gás natural em andamento no Brasil, incluindo a separação societária entre carregadores

e transportadores, o que favorece a entrada de novos agentes como importadores de gás natural para atender à demanda nacional.

É razoável supor que ocorra a renovação do contrato de fornecimento firme de 16 milhões de m³/dia (QDCb) por parte da Petrobras. Considerando, porém, que neste caso a infraestrutura de transporte já construída e amortizada teria uma grande ociosidade, pode ser viável a importação de volumes adicionais pela Petrobras ou diretamente por outras empresas, como CDLs e/ou outros comercializadores dos Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Alternativamente, o prazo contratual e o regime de fornecimento (firme x flexível) também poderiam variar para dar maior garantia à renovação.

Ademais, há um interesse mútuo de política externa de longo prazo entre os dois países no âmbito de uma integração regional, mais ampla, que pode ter influência na tomada de decisão dos Governos e na definição de instrumentos que favoreçam a renovação do contrato de fornecimento de gás natural da Bolívia para o Brasil. A relevância da renda gaseífera para a Bolívia é outro fator que favorece a renovação do contrato com o Brasil.

Todavia, para que ocorra a contratação, em base firme, de volumes adicionais a 16 milhões de m³/dia de fornecimento para o Brasil (até o limite de 14 milhões de m³/dia adicionais), será preciso que a Bolívia incorpore novas descobertas às suas reservas provadas de gás natural em tempo hábil (até 2019-2020). Apesar das descobertas recentes em 2016 (blocos operados pela Repsol) e das perspectivas de novas descobertas em campanhas exploratórias (vide, por exemplo, anúncio de uma segunda fase do bloco operado pela Total), ainda há muitas incertezas em relação aos volumes a serem incorporados às reservas provadas de gás natural da Bolívia, conferindo lastro à renovação do contrato de fornecimento para o Brasil.

Nesse sentido, será um desafio significativo incorporar reservas provadas na Bolívia em tempo hábil para a renovação dos contratos de fornecimento para o Brasil de 30 milhões de m³/dia. Por isso, espera-se que os volumes adicionais aos 16 milhões de m³/dia sejam inferiores ao limite de 14 milhões de m³/dia.

Quanto aos preços que serão negociados, entende-se que eles dependerão da competição do gás natural boliviano com o gás natural brasileiro que deve estar disponível nos próximos anos, como aquele proveniente do Pré-Sal, e também com o GNL, que desde 2015 tem sido importado a preços menores do que aqueles que eram praticados no mercado internacional à época da assinatura dos contratos originais entre o Brasil e a Bolívia.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, R. (2006). *A nacionalização do gás e petróleo na Bolívia à luz do direito internacional*. USP. Revista da Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, vol. 101, jan/dez 2006, pp. 479-513.

ANH. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, (2015). *Audiencia Pública de Rendición de Cuentas Parcial 2015*. Bolívia: Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Disponível em: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico.html>. Acesso em 04 mar. 2016.

_____. _____, (2016). *El Gobierno destinará más de 250 millones de dólares para exploración*. Disponível em: <http://www.anh.gob.bo/index.php?N=noticias&O=718>. Acesso em: 19 abr. 2016.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2006). *Nota Técnica nº. 012/2006-SCM, Considerações da SCM/ANP acerca do Decreto Supremo nº 28.701 editado pela Bolívia em 01 de maio de 2006*. Brasília: Agência Nacional do Petróleo, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, maio de 2006.

BMI Research. BUSINESS MONITOR INTERNATIONAL, (2015a). *Bolivia Oil & Gas Report Q1 2016*. BMI´s Industry Report & Forecast Series, Business Monitor International, London: UK., October 2015.

_____. _____, (2015b). *Bolivia Oil & Gas Report Q4 2015*. BMI´s Industry Report & Forecast Series, Business Monitor International, London: UK., July 2015.

_____. _____, (2016). *Bolivia Oil & Gas Report Q2 2016*. BMI´s Industry Report & Forecast Series, Business Monitor International, London: UK., January 2016.

BN AMERICAS, (2016a) *El Mutún*,.Santiago, 26 jan. 2016. Disponível em: <http://subscriber. bnamericas.com/es/project-profile/mineria/el-mutun-el-mutun>. Acesso em: 12 fev. 2016.

_____, (2016b). *Planta de Amoniaco Y Urea Complexo Petroquimico*. Santiago, 15 jan. 2016. Disponível em: <http://subscriber.bnamericas.com/Subscriber/es/project-profile/petroquimicos/planta-de-amoniaco-y-urea-complejo-petroquimico-amoniaco-y-urea-bulo-bulo/>. Acesso em: 15 fev. 2016.

_____, (2016c). *Planta de Separación de Líquidos en Río Grande*. Santiago, dez. 2016. Disponível em: <http://subscriber.bnamericas.com/Subscriber/es/project-profile/petroleoygas/planta-de-separacion-de-liquidos-en-rio-grande-separacion-de-liquidos-rio-grande/>. Acesso em: 21 dez. 2016.

_____, (2016d). *Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco*. Santiago,. Ago. 2016. Disponível em: <http://www.bnamericas.com/project-profile/es/planta-de-separacion-de-liquidos-gran-chaco-planta-de-separacion-de-liquidos-gran-chaco>>. Acesso em: 21 dez. 2016.

BP, (2016). BP Statistical Review of World Energy June 2016. Disponível em: <http://www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 19 dez. de 2016.

CNI, CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, (2010). *A Indústria e o Brasil. Gás natural - uma proposta de política para o País*. Confederação Nacional da Indústria. Brasília: CNI, 2010.

_____. _____, (2016). *Reestruturação do setor de gás natural: uma agenda regulatória*. Confederação Nacional da Indústria. Brasília: CNI, 2016.

COUTINHO, E.; GOMES, A.; FARIA, E.; OLIVEIRA, H., (2000). *Gasoduto Bolívia-Brasil*. BNDES, Área de Projetos de Infraestrutura, nº. 45, abril 2000. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br>. Acesso em: 28 jan. 2016.

DARIO, D. M. (2015). *O litígio entre Bolívia e Chile e a saída boliviana para o mar*. Mundorama, Brasília, 25 set. 2015. Disponível em: <http://www.mundorama.net/2015/09/25/o-litigio-entre-bolivia-e-chile-e-a-saida-boliviana-para-o-mar-por-diogo-monteiro-dario/>. Acesso em: 26 fev. 2016.

DUARTE, B.; SARAIVA, T., (2009). *As mudanças no panorama regulatório boliviano e suas consequências para o mercado de gás natural no Brasil*. Projeto Final do Curso de Engenharia do Petróleo. Rio de Janeiro: Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, janeiro 2009.

EBIH. EMPRESA BOLIVIANA INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS, (2014). *Industrialización Petroquimica en Bolivia*. Cochabamba, 2014. Disponível em <www.ebih.gob.bo/pdfs/Industrializacion_Petroquimica_Bolivia.pdf>. Acesso em: 01 ago. 2015.

EFE. AGÊNCIA EFE, (2016). *La china Sinosteel instalará una planta siderúrgica en una mina de hierro de Bolivia*. La Paz: Agencia EFE. 31 mar. 2016. Disponível em: <http://www.efe.com/efe/america/economia/la-china-sinosteel-instalara-una-planta-siderurgica-en-mina-de-hierro-bolivia/20000011-2882281>. Acesso em : 08 abr. 2016.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2013). *World Shale Resource Assessments*. Washington, set 2015. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>. Acesso em 11 jan. 2016.

ENARSA. ENERGIA ARGENTINA S.A., (2016). *Compra Venta de Gás Natural a Bolivia*. Ministerio de Energía e Mineria. Buenos Aires, 2016. Disponível em: <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/125-gas-de-bolivia>. Acesso em: 17 mar. 2016.

ENERDATA, (2016). *Repsol signs deal to develop two large gas fields in Bolivia*. Notícia de 28 de outubro 2016. Disponível em: <http://www.enerdata.net/enerdatauk/press-and-publication/energy-news-001/repsol-signs-deal-develop-two-large-gas-fields-bolivia_38745.html>. Acesso em: 26 jan. 2017.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2016). *Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México*. Diretoria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, EPE-DPG-SPT-Abast-NT-01-2016, EPE, Rio de Janeiro. Setembro de 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/NT_Mexico%202016set.pdf>. Acesso em: 26 dez. 2016.

EPB. ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA, (2015). *Plan de Desarrollo Económico Y Social 2016 – 2020 en el Marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien*. Diciembre 2015. PDES 2016 – 2020. Estado Plurinacional de Bolivia. Disponível em: <http://www.planificacion.gob.bo/>. Acesso em: 09 mar. 2016.

FMI. FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL. (2015) *World Economic Outlook Database*. Outubro de 2015. Disponível em: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015/02/index.htm>. Acesso em: 10 jan. 2016.

_____._____, (2016a). *World Economic Outlook Database, October 2016*. International Monetary Fund. Disponível em: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/02/weodata/weoselgr.aspx>. Acesso em: 25 jan. 2017.

_____._____, (2016b). *Bolivia - 2016 Article IV Consultation — Press Release; Staff Report; and Statement by the Executive Director for Bolivia*. Dezembro de 2016. International Monetary Fund. Disponível em: < https://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2016/cr16387.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2017.

_____._____, (2017). *World Economic Outlook Update, January 2017*. International Monetary Fund. Disponível em: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/update/01/pdf/0117.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2017.

FUNDACIÓN MILENIO, (2010). *Reservas de Gas Natural em Bolivia*. Informe Nacional de Coyuntura. Nº 71. 22 de outubro de 2010. Disponível em: <http://www.fundacion-milenio.org/Informe-Nacional-de-Coyuntura/coy-71-reservas-de-gas-natural-en-bolivia.html>. Acesso em: 01 dez. 2015.

FUSER, I., (2011). Conflitos e contratos – A Petrobras, o nacionalismo boliviano e a interdependencia do gás natural (2002 – 2010). Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência Política. São Paulo: Universidade de São Paulo.

_____, (2013). *O mito da generosidade: contradições da política externa brasileira no contexto da nacionalização do gás natural boliviano*. Anais do V Simpósio Internacional Lutas Sociais na América Latina. Grupo de Estudo de Políticas da

América Latina, ISSN 2177-9503, 10 a 13/09/2013. Disponível em: <http://www.uel.br/grupo-pesquisa/gepal/>. Acesso em: 08 jan. 2016.

GOSMANN, H., (2011). *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, Instituto de Relações Internacionais. Brasília: Universidade de Brasília, 2011.

GTB. GAS TRANSBOLIVIANO S.A., (2015). *2014 Memoria Anual*. Gas Transboliviano S.A.; YPFB. 2015. Disponível em: <http://www.gtb.com.bo>. Acesso em: 23 dez. 2015.

_____. _____, (2016). *Home-Page Institucional*. Disponível em: <http://www.gastransboliviano.com/gasoducto/gas/SitePages/Inicio.aspx>. Acesso em: 18 jan. 2016.

HB. Hidrocarburosbolivia, (2016). *Técnicas Reunidas afirma que Gran Chaco está lista al 100%.* Disponível em: <http://www.hidrocarburosbolivia.com/noticias-archivadas/594-downstream-archivado/downstream-01-01-2016-01-07-2016/72239-tecnicas-reunidas-afirma-que-gran-chaco-esta-lista-al-101.html?start=40>. Acesso em: 26 dez. 2016.

HOLANDA, Francisco M., (2001). *O gás natural no Mercosul: uma perspectiva brasileira*. Instituto Rio Branco, Fundação Alexandre de Gusmão, Brasília: FUNAG, 2001.

IBCE. INSTITUTO BOLIVIANO DE COMERCIO EXTERIOR, (2015). *Cifras del Comercio Exterior Boliviano – Gestión 2014*. Santa Cruz, Bolívia, 2015. Disponível em: <http://ibce.org.bo/images/publicaciones/ce-229-Cifras-Comercio-Exterior-Boliviano-2014.pdf>. Acesso em: 08 de jan. de 2016.

INE. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (2015a). *Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 - En El Marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien*. Disponível em: <http://www.ine.gob.bo/>. Acesso em: 10 jan. 2016.

_____. _____, (2016). *Resumen Estadístico – Comercio Exterior*. Instituto Nacional de Estadística. Disponível em: <http://www.ine.gob.bo/>. Acesso em: 18 fev. 2016.

LA RAZÓN, (2017). *Planta opera en mayo y se alista contratos con Argentina y Brasil para vender fertilizantes*. Notícia de 7 de março de 2017. Disponível em: < http://www.la-razon.com/economia/Planta-Amoniaco-Urea-Brasil-Argentina_0_2668533172.html >. Acesso em: 20 mar. 2017.

LIMA, P., (2006). *Alterações na Política de Petróleo e Gás da Bolívia e Seus Impactos Sobre o Brasil*. Brasília: Consultoria Legislativa. Câmara dos Deputados, Estudo Julho/2006.

LOZADA, V., (2014). *Why do foreign oil companies continue to operate in exploration and production activities in Bolivia´s hydrocarbon industry after its 2006 nationalization?* Santiago: Instutio de Estudios Internationales, Universidad de Chile, 2014.

MHE. MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA, (2014). *De la Nacionalización a la Industrialización*. La Paz, Agosto de 2014.

_____. _____, (2015a). *Balance Energético Nacional*. La Paz, 2015. Disponível em: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo>. Acesso em: 10 jan. 2015.

_____. _____, (2015b). *Audiencia Publica de Rendición de Cuentas Final Gestión 2015*. Bolívia: Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Disponível em: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico.html>. Acesso em 04 mar. 2016.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2015). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: MME, nº 94 de. Jan/2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 02 abr. 2015.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2016). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: MME, nº 107 de. Jan/2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em: 30 dez. 2016.

MME-EPE. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA E EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2015). *Balanço Energético Nacional - BEN*. Brasília, 2015.

PETROBRAS, (2015). Conclusão de Unidades de Fertilizantes: resposta ao Estado de S.Paulo. 5 de agosto de 2015. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conclusao-de-unidades-de-fertilizantes-resposta-ao-estado-de-s-paulo.htm.> Acesso em: 23 dez. 2016..

PETROBRAS GÁS S.A., (2012). *Relatório Anual de Administração 2012*. Disponível em: <http://www.novamoinhos.com/catalogos/Gaspetro_DORJ(2).pdf>. Acesso em: 21 mar. 2017.

PL. PRENSA LATINA, (2016a). *Próxima a su terminación planta de urea y amoníaco em Bolivia*. Agencia Informativa Latinoamericana. Disponível em: <http://prensa-latina.cu/index.php?o=rn&id=39147&SEO=proxima-a-su-terminacion-planta-de-urea-y-amoniaco-en-bolivia>. Acesso em: 23 dez. 2016.

_____. _____, (2016b). *YPFB administra novas atividades exploratórias do gás na Bolívia*. Agencia Informativa Latinoamericana. Disponível em: <http://www.prensalatina.com.br/index.php/component/content/?o=rn&id=2766&SEO=ypfb-administra-novas-atividades-exploratorias-do-gas-na-bolivia&Itemid=4>. Acesso em: 23 dez. 2016.

PUCCI, Juan Carlos, (2000). *Bolivia's sedimentary basins hold large gas, oil potential*. Oil & Gas Journal. Disponível em: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-98/issue-20/exploration-development/bolivias-sedimentary-basins-hold-large-gas-oil-potential.html>. Acesso em: 01 mar. 2016.

REUTERS, (2016). *Repsol makes major natural gas discovery in Bolivia -govt and co*. Notícia de 19 de fevereiro de 2016. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/bolivia-gas-repsol-idUSL2N15Z01G>. Acesso em: 21 mar. 2017.

SNA. SOCIEDADE NACIONAL DE AGRICULTURA, (2016). *Fertilizantes: Petrobras quer retomar obra de unidade em MS*. Disponível em: <http://sna.agr.br/fertilizantes-petrobras-quer-retomar-obra-de-unidade-em-ms/>. Acesso em: 24 jan. 2017.

TBG. TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A., (2015). *Demonstrações Contábeis 2014*. TBG, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/pt_br/publicacoes/relatorios-e-demonstracoes-contabeis.htm>. Acesso em: 03 jun. 2015.

_____. _____, (2016). *Home-Page institucional*. TBG. Disponível em: <http://web.tbg.com.br/ra2012/estrutura-societaria.html>. Acesso em: 05 jan. 2016.

TORRES FILHO, Ernani, (2002). *O Gasoduto Brasil-Bolívia: impactos Econômicos e Desafios de Mercado*. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.9, nº. 17, Jun. 2002, pp. 99-116. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br>. Acesso em: 04 jan. 2016.

TOTAL, (2016). *Bolivia: Total starts up production at Incahuasi gas field*. Notícia de 3 de agosto de 2016. Disponível em: <http://www.total.com/en/media/news/press-releases/bolivia-total-starts-production-incahuasi-gas-field>. Acesso em: 21 mar. 2017.

TOTAL E&P BOLÍVIA, (2016). *Bloques Ipati y Aquio*. Disponível em: <http://epbolivia.total.com/contenido.php?id=10>. Acesso em 29 jan. 2016.

VARGAS, M. V. (2007). *Bolivia's new contract terms: operating under the nationalization regime*. OGEL - Oil, Gas & Energy Law Intelligence, October 2007.

VÁSQUEZ, Wálter, (2015). Dos plantas petroquímicas tienen al menos cinco anos de retraso. La Paz, 7 de setembro de 2015. Disponível em: < http://www.la-razon.com/index.php?_url=/suplementos/financiero/plantas-petroquimicas-anos-retraso-financiero_0_2338566240.html>. Acesso em: 28 dez. 2016.

VIERA, Marco Antonio Urioste, (2008). *Gas Politics and Economics in Bolivia: How Would It Affect the Development of the Potential Gas Market in Chile and Brazil?*. Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy. Disponível em: <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=CAR-12_10_811514661.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2015.

VARONA, J.M., (2016). *Bolivia: En El Mutún, para la industrialización del acero*. Prensa Latina. Agencia Informativa Latinoamericana.Disponível em: <http://prensa-latina.cu/index.php?o=rn&id=34730&SEO=bolivia-en-el-mutun-para-la-industrializacion-del-acero 23 de dezembro de 2016>. Acesso em: 23 dez. 2016.

VMEEH. VICEMINISTERIO DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, (2015). *Audiencia Pública de Rendición de Cuentas Parcial 2015. Bolívia: Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Disponível em: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico.html>. Acesso em 04 mar. 2016.

_____. _____, (2016). *Audiencia Pública de Rendición de Cuentas Parcial 2015. Bolívia: Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Disponível em: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico.html>. Acesso em 04 mar. 2016.

WORLD BANK, (2016). *Natural Gas Rents (% of GDP)*. Disponível em: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.NGAS.RT.ZS>. Acesso em: 10 fev. 2016.

YPFB, YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS, (2014). *YPFB exportó 10.303 toneladas métricas de GLP a Paraguay, Uruguay y Perú*. Disponível em: <http://www.ypfb.gob.bo/es/14-noticias/203-ypfb-export%C3%B3-10-303-toneladas-m%C3%A9tricas-de-glp-a-paraguay,-uruguay-y-per%C3%BA.html>. Acesso em: 27 dez. 2016.

YPBF. YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS, (2015a). *Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2015 - 2019*. YPBF, La Paz. Disponível em: <http://www.ypfb.gob.bo/index.php/otros/97-plan-de-inversiones>. Acesso em: 29 mai. 2015.

_____. _____, (2015b). Boletín Estadístico Gestión 2014. YPBF, La Paz. Disponível em: <http://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/86-boletines.html?download=955:bolet%C3%ADn-estad%C3%ADstico-2014>. Acesso em: 07 jan. 2016.

_____. _____, (2016a). YPFB pone en marcha Planta de GNL que beneficiará a varias poblaciones de Bolivia. YPBF, La Paz. Disponível em: <http://www.ypfb.gob.bo/en/14-noticias/544-ypfb-pone-en-marcha-planta-de-gnl-que-beneficiar%C3%A1-a-varias-poblaciones-de-bolivia.html>. Acesso em: 27 dez. 2016.

_____. _____, (2016b). YPFB exportará GNL a Perú aperturando un nuevo mercado para el gas boliviano. Disponível em: http://ypfbgasypetroleo.com.bo/2016/sala-de-prensa/ypfb-exportara-gnl-a-peru-aperturando-un-nuevo-mercado-para-el-gas-boliviano/108>. Acesso em: 28 dez. 2016.

Anexo I – Projetos recentes e previstos na Bolívia

Tabela I.1 – Projetos da Yacimientos Petrolíferos Bolívia - YPFB

Projeto	Progresso	Estimativa de Conclusão	Custo e outras informações
Planta de separação de líquidos de Rio Grande	Operacional em agosto de 2013	Produção iniciada em agosto de 2013	- Custo de projeto de US$ 160 milhões, financiado por empréstimo do Banco Central da Bolívia - BCB à YPFB - 80% da produção para uso interno
Planta de separação de líquidos de Gran Chaco	Operacional em agosto de 2015	Produção iniciada em agosto de 2015	- Custo de projeto de US$ 688 milhões, financiado por empréstimo do BCB à YPFB - Exportação de GLP para Peru e Paraguai - Etano e GLP para uso interno na indústria *downstream*
GNL	Operacional em fevereiro de 2016	Produção iniciada em fevereiro de 2016	- Custo de projeto de US$ 445 milhões, financiado em parte pelo BCB - O projeto irá permitir a entrega de gás em áreas atualmente não atendidas
Planta de amônia e ureia	Próximo à compleição em outubro de 2016	Maio de 2017[1]	- Custo de projeto de US$ 955 milhões, financiado por empréstimo do BCB à YPFB - Capacidade de 1.200 ton/dia de amônia que são convertidas em 2.100 ton/dia de ureia[1]
Planta de polietileno	Início da construção previsto para início de 2017	Final de 2021	- Custo de projeto projetado em US$ 2.089 milhões, com US$ 1.847 milhões financiados pelo BCB

Fonte: adaptado de FMI (2016b), com exceção das informações sinalizadas por nota.

Nota: [1] La Razón (2017).

Tabela I.2 – Projetos da Empresa Nacional de Electricidad Bolivia - ENDE

Projeto	Progresso em dezembro/2016	Estimativa de Conclusão	Outras informações
Usina termelétrica Entre Rios	Completo	Final de 2010	- 110 MW
Usina termelétrica del Sur	Completo	2014	- 160 MW
Usina termelétrica Warnes	Completo	Abril de 2015	- 200 MW
Projeto eólico Qollpana	Em construção	Final de 2016	- 24 MW
Projeto hidrelétrico Misicuni	Em construção	2017	- 120 MW - Custo estimado em US$ 137 milhões - Financiamento pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento - IDB e Transportadora de Gas Del Norte - TGN
Projeto usina solar Uyuni	Em construção	2017	- 60 MW - Custo estimado em US$ 94 milhões - Financiamento pelo BCB
Projeto usina solar Oruro	Em construção	Final de 2017	- 50 MW - Custo estimado em US$ 54,5 milhões - Financiamento pelo Fundo para Revolução industrial Produtiva - FINPRO
Projeto hidrelétrico San Jose	Em construção	Abril de 2018	- 124 MW - Custo estimado em US$ 245 milhões - Financiamento pelo IDB e Banco de Desenvolvimento da América Latina - CAF
Ampliação da UTE Entre Rios	Contrato assinado	Final de 2019	- 380 MW - Custo estimado em US$ 463 milhões - Financiamento pelo BCB
Ampliação da UTE del Sur	Contrato assinado	Final de 2019	- 320 MW - Custo estimado em US$ 463 milhões - Financiamento pelo BCB - Linha de transmissão para Argentina sendo construída paralelamente
Ampliação da UTE Warnes	Financiamento do BCB obtido	Final de 2019	- 280 MW - Custo estimado em US$ 406 milhões - Financiamento pelo BCB
Projeto hidrelétrico Miguilas	Em construção	2020	- 200 MW - Custo estimado em US$ 448 milhões - Financiamento pelo BCB

Fonte: adaptado de FMI (2016b).