

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Shale gas e os novos rumos do mercado de gás natural na América do Sul

AUTORES:

Renata Rodrigues de Araújo; Hirdan Katarina de Medeiros Costa

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (PPGE/USP)

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

SHALE GAS E OS NOVOS RUMOS DO MERCADO DE GÁS NATURAL NA AMÉRICA DO SUL

Abstract

South America is rich in energy resources, such as hydrocarbons, hydroelectricity and biofuels. However, this wealth is unevenly distributed. It is often necessary connections between regions and countries. In recent decades, large dams and pipelines were built, involving usually two countries. A new stage of regional integration from the natural gas may be initiated in the coming years, especially if any of the South American countries is able to reproduce the successful American shale gas experience. This study aims to present an overview of the shale gas potential in South America and analyze some challenges and opportunities involved in the local production in the South American countries with the largest volumes of this unconventional gas resource: Argentina, Brazil, Chile and Paraguay.

Introdução

Desde a década de 1970 até o final da década de 1980, a América do Sul viveu anos tumultuados em relação ao setor energético. No período que se sucedeu, as economias da região se estabilizaram e se observou-se uma maior integração energética facilitada pelas reformas neoliberais realizadas em diversos países da região. Uma onda de investimentos possibilitou a construção de linhas de transmissão de energia elétrica e gasodutos, ligando os recursos energéticos à crescente demanda da região.

Até meados de 1990, poucos projetos energéticos (bilaterais ou multilaterais) foram realizados na América do Sul. Neste período, o gasoduto Yabog, construído no início da década de 1970, foi o único gasoduto internacional na região. Sua construção teve como motivação a queda na produção de gás natural na Argentina na década de 1960 (VICTOR et al., 2006). Algumas hidrelétricas começaram a operar: a hidrelétrica binacional de Salto Alto (Argentina-Uruguai), no final da década de 1970; a usina hidrelétrica binacional de Itaipu (Brasil-Paraguai), em meados de 1980 e a usina hidrelétrica binacional (Argentina-Paraguai), no início da década de 1990 (OLADE & Mercados Energéticos, 2003).

Contando com a participação de empresas privadas, mistas e públicas, seis gasodutos foram construídos para ligar as reservas de gás natural da Argentina até o Chile entre 1997 e 1999 (OLADE & Mercados Energéticos, 2003). Em 1999, o Gasbol (gasoduto Brasil-Bolívia) iniciou suas operações. Este gasoduto, com capacidade de 30 milhões de m³ por dia, envolveu a construção de um duto de 3.150 quilômetros para ligar a cidade de Rio Grande, na Bolívia a São Paulo, Rio de Janeiro e Porto Alegre. O Gasbol representou para o Brasil uma oportunidade de diversificação de sua matriz energética, através da expansão da utilização de gás natural. Para a Bolívia, representou um importante impulso para sua economia (TORRES FILHO, 2002). No mesmo período, dutos de menor extensão também foram concluídos, como: o gasoduto Uruguiana- Paraná, em 2000, que forneceu gás argentino à uma usina de energia no sul do Brasil; o gasoduto Madrejonas – Campo Durán, em 2001, que ligava a Bolívia à Argentina e o gasoduto Cruz Del Sur, em 2002, ligando a Argentina ao Uruguai (OLADE & Mercados Energéticos, 2003).

A integração das redes de transmissão de energia elétrica também se expandiu neste período. As instalações de Uruguiana (com capacidade de 50 MW) e de Garabi I e II (cada uma com capacidade nominal de 1.100 MW), inauguradas em 1994, 2000 e 2002 respectivamente, interligaram os sistemas elétricos do Brasil e da Argentina. Entre Brasil e Uruguai havia a interligação de Rivera, composta pela estação conversora de frequência de Rivera, em território uruguaio (RODRIGUES,

2012). A estação foi inaugurada em 2001 e contava com capacidade nominal de 70 MW (ONS, dezembro de 2010). Outras ligações de transmissão de pequena escala também foram construídas entre a Argentina e o Uruguai.

O ano de 2000 marca o início de nova etapa do processo de integração na América do Sul. A visão bilateral perde força e abre espaço para uma visão mais regional. Este período é marcado pela criação do IIRSA (Iniciativa para Integração da Infraestrutura Regional Sul-Americana), programa que reúne os doze países da América do Sul com o objetivo de promover a integração da região através de ações conjuntas para a modernização da infraestrutura de transporte, energia e telecomunicações (OXILIA et al., 2006). Anos mais tarde, em 2003, o Brasil redefine sua política estratégica de integração econômica regional e passa a focar a América Latina, ratificando o desejo de integração na região.

A euforia, no entanto, teve duração curta. Os anos que se seguiram foram marcados por crises financeiras e políticas protecionistas. Em 2001, a Argentina enfrentou uma forte crise econômica. O governo argentino passou a controlar os preços da energia para combater a inflação e ajudar os consumidores durante a crise, tornando o gás natural local relativamente barato para os padrões regionais. Os preços congelados do gás natural impediram o investimento e a produção, estimularam o consumo e conduziram o país a depender de maiores volumes de importações deste recurso energético. Em 2004, a Argentina suspendeu o fornecimento de gás para o Brasil e para o Chile e, em 2008, o país que fora um exportador líquido de gás natural, tornou-se um importador líquido deste recurso. Em 2012, o governo argentino decidiu declarar a exploração e produção de hidrocarbonetos como de “interesse público nacional”. A Argentina também enfrenta dificuldades para atrair investimentos externos, o que pode comprometer a realização de novos projetos.

Em 2006, ocorreu a nacionalização de recursos da Bolívia pelo Presidente Evo Morales. Algumas das consequências da nacionalização boliviana foram a queda de investimentos estrangeiros e desistência de ampliação do Gasbol. Brasil e Chile decidiram investir em plantas de regaseificação para importar gás natural liquefeito (GNL) e complementar sua oferta interna. As situações da Argentina e da Bolívia criaram um ambiente hostil, marcado por desconfianças e ressentimentos.

Uma nova etapa de integração regional a partir do gás natural pode ser iniciada nos próximos anos, sobretudo, se algum dos países sul-americanos for capaz de reproduzir a experiência de sucesso vivenciada pelos Estados Unidos (EUA), comumente denominada como a “revolução do *shale gas*”.

Este estudo tem como objetivo apresentar um panorama das possibilidades de produção de *shale gas* na América do Sul, especificamente, são analisados desafios e oportunidades do desenvolvimento deste insumo nos países sul-americanos que possuem os maiores volumes de recursos deste gás não convencional: Argentina, Brasil, Chile e Paraguai.

Metodologia

A metodologia consiste na descrição da atual situação dos países sul-americanos que detêm o maior volume de recursos e análise de algumas das implicações regionais, caso ocorra produção deste gás não convencional em larga escala na região.

Resultados e Discussão

Desenvolvimento da produção de *shale gas* nos Estados Unidos

As reservas de *shale gas*, principal tipo de gás não convencional, foram descobertas há muitos anos atrás. No entanto, somente em meados dos anos 1990, a inovação tecnológica, envolvendo o uso combinado de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, permitiu o desenvolvimento e a

viabilidade econômica de sua extração. Desde então, iniciou-se a exploração deste recurso na América do Norte, que atualmente concentra 90% da produção mundial. No ano de 2000, a produção de *shale gas* atingia menos de 5% da produção de gás nos EUA. Em 2011, sua participação já era de aproximadamente 34% da produção total de gás no país (cerca de 7,85 trilhões de pés cúbicos de gás natural ou 222,3 milhões de m³) (EIA, 2013).

Estima-se que a produção de *shale gas* nos EUA cresça aproximadamente 5% ao ano entre 2010 e 2035, atingindo 12,3 trilhões de pés cúbicos (350 bilhões de m³) e representando mais de 46% da produção total do país em 2035 (EIA, 2012). Atualmente, observa-se que os baixos preços do gás natural provocaram grandes modificações nos EUA. Mais barato, o gás norte-americano pode aumentar a competitividade da indústria americana e fomentar a criação de empregos, impulsionando a economia. Além disso, a produção de *shale gas* viabilizou a conversão de usinas termelétricas a carvão para gás natural, ampliando a participação do gás natural na geração de energia elétrica (EIA, 2012). O carvão americano excedente está sendo direcionado, sobretudo, ao mercado europeu e asiático (EIA, 2012a).

Há ainda a possibilidade de desenvolvimento da produção local de gás não convencional em outros países. Isto seria possível, pois ao contrário das reservas de gás convencional, que estão fortemente concentradas geograficamente (em especial, em países da ex-URSS e do Oriente Médio), os recursos de *shale gas* estão distribuídos de forma mais diversificada. A produção de *shale gas* em outros países, no entanto, ainda enfrenta resistência, principalmente, em relação aos possíveis impactos ambientais causados pelo fraturamento hidráulico. As questões mais relevantes incluem: preocupações com o uso dos escassos recursos de água potável, a contaminação dos lençóis freáticos, o possível aumento das emissões de gases de efeito estufa e a provável ocorrência de atividade sísmica em regiões onde o fraturamento hidráulico é utilizado.

Possibilidades de desenvolvimento da produção de *shale gas* na América do Sul

A existência de reservas de *shale gas* e de tecnologias para explorá-lo não significa que estes recursos sejam “economicamente recuperáveis”. Ao redor do mundo surgem inúmeros questionamentos a respeito dos fatores de sucesso da produção de *shale gas* nos EUA, bem como se esta experiência pode ser replicável e factível em outros países. Alguns fatores podem ser destacados no sucesso da exploração do gás natural em reservatórios não convencionais, dentre eles (JACOMO, 2014): avanços tecnológicos, em especial no que diz respeito ao fraturamento hidráulico e à perfuração de poços direcionais; conhecimento geológico das rochas de folhelho; e mercado e infraestrutura de transporte de gás natural consolidados. No próximo item, são analisados alguns dos desafios e das oportunidades do desenvolvimento do *shale gas* na Argentina, no Brasil, no Chile e no Paraguai.

Argentina

A Argentina é o maior produtor e consumidor de gás natural na América do Sul, mas a sua produção diminuiu mais de 10% em comparação aos níveis de pico atingidos no ano de 2006 (EIA, 2012a). O gás natural responde por 51,2% da matriz energética do país e por 50% da geração de energia elétrica do país (JACOMO, 2014). Para reverter o declínio constante da Argentina na produção de petróleo e gás, atender a demanda interna e fornecer o suficiente para exportação, a possibilidade de extração e produção de gás não convencional tem sido vista como uma alternativa. Inicialmente, Administração de Informação de Energia (EIA, 2011), estimou que a Argentina possuía 774 trilhões de pés cúbicos (Tcf) (aproximadamente 22 trilhões de metros cúbicos) de recursos tecnicamente recuperáveis de *shale gas* - a terceira maior do mundo, atrás apenas da China e dos Estados Unidos (EIA, 2011). Em 2013, o mesmo órgão revisou as reservas, passando a Argentina a

ocupar o segundo lugar¹ (EIA, 2013a). Há potencial nas bacias Golfo San Jorge e Austral-Magallanes, mas é a Bacia de Neuquén, situada no sudoeste da Argentina, que apresenta o maior potencial para o desenvolvimento de gás não convencional, contendo mais da metade dos recursos de *shale gas* do país (EIA, 2011).

A Argentina reúne várias condições importantes para o rápido desenvolvimento de gás não convencional como: especialização em técnicas de extração e conhecimento prático da geografia local; infraestrutura estabelecida (rede de gasodutos); acesso à água potável (requisito para o fraturamento hidráulico). O país dispõe, por exemplo, de um robusto sistema de tubulação, cuja capacidade tornou-se parcialmente ociosa quando a produção de gás natural convencional no país foi reduzida. Além disso, a Bacia Neuquén, onde os esforços preliminares de exploração de *shale gas* estão ocorrendo, é uma unidade de produção para a extração de gás natural convencional. Assim, a Argentina já possui a maioria da infraestrutura de transporte necessária para um possível desenvolvimento da produção de *shale gas* no país. O fornecimento de água fresca poderia ser feito a partir de vários rios, incluindo os rios Limay e Neuquén, que se encontram-se próximos à Bacia de Neuquén. Para adquirir a experiência e tecnologia necessárias para a exploração dos seus recursos de *shale gas*, a Argentina provavelmente vai precisar que tanto empresas nacionais, quanto estrangeiras participem na exploração. Na Bacia de Neuquén, significativos programas de exploração e produção comercial em estágio inicial estão em andamento. Tais programas são realizados pelas empresas: Apache, EOG, ExxonMobil, Total, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) e empresas de menor dimensão (EIA/ARI, 2013). Notavelmente, a geologia da Bacia de Neuquén parece semelhante à de várias bacias dos EUA, facilitando a adaptação de técnicas de extração atuais.

Os principais obstáculos a serem vencidos pela Argentina estão, sobretudo, relacionados aos aspectos financeiros. O país possivelmente necessitará incentivar empresas estrangeiras a investir no desenvolvimento da produção local de gás não convencional. No entanto, a atração e retenção de investimento estrangeiro têm sido dificultadas devido a políticas governamentais populistas e nacionalismo de recursos. A Argentina mantém o mercado de energia sob controle restrito do governo e apresenta um ambiente regulatório volátil, transformando o país em uma oportunidade de risco para as empresas estrangeiras que poderiam fornecer o investimento tão necessário ao desenvolvimento da produção de gás não convencional.

Brasil

A *Energy Information Administration* (EIA) classifica o Brasil como a décima maior reserva de *shale gas* no mundo, analisando apenas o potencial da bacia do Paraná. Estas reservas estão estimadas em 245 trilhões de pés cúbicos (Tcb) (aproximadamente 7 trilhões de metros cúbicos) (BP, 2013). Segundo a EIA (2013), há indícios de recursos de gás não convencional em três bacias sedimentares terrestres no Vale do Parnaíba (MG), Parecis (MT) e Recôncavo (BA) e na Amazônia. Mas, os reais números, bem como a viabilidade comercial da exploração das reservas só poderiam ser comprovados com perfuração, processo que ainda não foi inicializado no Brasil.

O desenvolvimento do *shale gas* em território brasileiro, aliado a produção proveniente do pré-sal, tende a provocar uma forte expansão da oferta de gás e, paralelamente, estimularia a competição e a queda dos preços. Entretanto, para que isto se concretize, o Brasil precisa vencer muitos obstáculos. No caso do pré-sal, a maior parte do gás está associada a óleo e a CO₂, o que requer separação na plataforma e reinjeção. Este processo é possível, mas custoso. O transporte do insumo para a costa (até 300 km de distância) também demanda investimento em infraestrutura. Já os entraves

¹ A revisão não só aumentou ligeiramente as reservas Argentinas para 802 Tcf, como reduziu as reservas norte americanas de 827Tcf para 482 Tcf (MARES, 2013, *Apud* JACOMO, 2014).

para o *shale gas* incluem: falta de infraestrutura, tamanho do mercado e preços praticados, além das incertezas em relação à quantidade de reservas e as características das jazidas brasileiras.

A Resolução ANP nº 21/2014 regulamentou as atividades de perfuração seguidas de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional (ANP, 2014). Essa norma estabelece mecanismos para mitigar os possíveis impactos e riscos descritos anteriormente neste estudo e fundamenta-se em três pilares: (i) sistema de gestão ambiental; (ii) projeto de fraturamento e (iii) padrões de segurança operacional (LOBO et al., 2014).

Em 28 novembro de 2013, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou a 12ª. Rodada de licitação, oferecendo 240 blocos exploratórios terrestres com potencial para gás natural em sete bacias sedimentares, localizados nos estados do Amazonas, Acre, Tocantins, Alagoas, Sergipe, Piauí, Mato Grosso, Goiás, Bahia, Maranhão, Paraná, São Paulo, totalizando 168.348,42 Km² (ANP, 2013). Foram arrematados 72 blocos e a arrecadação com bônus de assinatura foi de aproximadamente R\$ 165,2 milhões (ANP, 2013a).

Alguns meses após a conclusão da 12ª Rodada de Licitações diversas ações civis públicas² foram deflagradas com o objetivo de impedir o emprego da técnica de fraturamento hidráulico nos blocos arrematados no referido certame. Em linhas gerais, tais ações judiciais ressaltam os riscos ambientais que a utilização desta técnica em reservatórios não convencionais e sustentam que a atividade em questão mereceria uma análise de viabilidade mais aprofundada, mediante prévia a avaliação técnica das bacias sedimentares brasileiras, bem como regulamentação por parte do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA).

Neste contexto, o anúncio do Pré-Edital da 13ª Rodada de Licitações exploração e produção de petróleo e gás natural não faz referência a recursos não convencionais, embora ofereça áreas em que se acredita que há potencial para tais recursos, tais como as bacias sedimentares do Amazonas, Parnaíba e Recôncavo (ANP, 2015).

Recentemente, foi publicado o Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015, que define a competência do IBAMA para expedir licença ambiental em reservatórios não convencionais no país. Esta regra afasta eventual insegurança jurídica que a descentralização dessa competência para os diversos estados poderia causar e sinaliza uma possível intenção do governo brasileiro de não abandonar a exploração de recursos não convencionais, apesar das ações judiciais sofridas.

Chile

Estima-se que os recursos de *shale gas* no país sejam de 64 trilhões de pés cúbicos (aproximadamente 1,8 trilhão de m³) recuperáveis tecnicamente (ARI, 2011). O país conta com um mercado de gás natural bem desenvolvido no centro do Chile, que avançou graças aos projetos de integração com a Argentina e enfrentou dificuldades quando este país deixou de honrar os contratos. O Chile possui políticas governamentais credíveis e pode atrair financiamento para grandes projetos de recursos naturais (MARES, 2013).

Paraguai

Os recursos de *shale gas* tecnicamente recuperáveis no Paraguai foram estimados em 61 trilhões de pés cúbicos (aproximadamente 1,7 trilhão de m³)(ARI, 2011). Mas, o governo e o setor privado ainda não demonstraram interesse em desenvolver uma produção local de *shale gas*. Mares

² Constan, até o momento, os processos: nº 5005509-18.2014.404.7005, distribuído à 1ª Vara Federal de Cascavel/PR, nº 5005610-46.2013.4.01.4003, distribuído à Vara Federal de Florianópolis/PI, e 0006519-75.2014.403.6112, distribuído à 5ª Vara Federal de Presidente Prudente/SP.

(2013) aponta como principal razão deste desinteresse o fato de o mercado interno de energia encontrar-se saturado pela energia obtida a partir da hidrelétrica de Itaipu: o Paraguai vende até 90% de sua quota de energia elétrica para o Brasil, porque não consegue absorvê-la internamente .

Possíveis impactos regionais

Ainda não é possível prever se a Argentina poderá superar o seu próprio ambiente regulatório e produzir *shale gas* em grande escala. Se for bem sucedida, as implicações para o país e para a região serão extensas. O *shale gas* tem o potencial de eliminar déficit de gás natural da Argentina, o que significa que o país sul-americano poderia retomar a exportação de seu gás natural - se puder reunir o investimento suficiente para ir além da fase atual de exploração básica.

O Chile e o Brasil importam gás natural da Bolívia e da Argentina. Estes países, como já mencionado anteriormente, têm complementado suas importações de gás natural com gás natural liquefeito (GNL) a partir de mercados globais - uma operação muito mais cara do que de gás natural fornecido via gasoduto. Um possível desenvolvimento da produção de *shale gas* na Argentina seria uma alternativa vantajosa considerando possíveis negociações a preços mais baixos.

O Brasil, um mercado gasífero emergente, também experimenta a evolução das novas fronteiras com a exploração do pré-sal. O desenvolvimento da indústria de *shale gas* possibilitaria um aumento significativo da oferta de energia e de insumos e, consequentemente, tornaria a indústria química e as empresas intensivas em energia mais competitivas frente a outros países do mundo. Além disso, o país poderia diminuir a sua dependência em relação às suas importações de gás natural e, consequentemente, contribuir para o aumento da oferta de gás natural na região.

Conclusões

Atualmente, o mercado de gás natural americano experimenta grandes transformações graças à produção de *shale gas*. A possibilidade de produção local deste gás convencional em algum país da América do Sul poderia gerar nova fase de integração regional. Na América do Sul, Argentina, Brasil, Chile e Paraguai possuem grande número de recursos de *shale gas*, mas para explorá-los ainda precisam vencer desafios e questionamentos quanto à viabilidade econômica, técnica, regulatória e ambiental que rodeiam o futuro do *shale gas* como fonte de energia não convencional.

O Brasil não apresenta infraestrutura bem desenvolvida e o mercado do gás natural ainda é emergente. A necessária construção de gasodutos ou de termelétricas para o escoamento do gás no Brasil encarece o projeto, podendo inclusive inviabilizá-lo. Com investimentos vultosos é inevitável o impacto no preço final do gás natural. O aumento da oferta de energia traz inúmeros benefícios a um país emergente, que depende disso para manter seu crescimento econômico, mas é preciso ponderar cautelosamente riscos e benefícios.

A Argentina, por sua vez, apresenta uma situação bem diferente. Neste país, o ritmo de exploração de *shale gas* será significativamente influenciado pelas políticas públicas relativas ao nacionalismo de recursos e do mercado interno da energia. Dada a geologia promissora e infraestrutura associada aos vastos recursos de *shale gas* da Argentina, este ambiente regulatório é, talvez, o único impedimento para que a produção de *shale gas* ocorra rapidamente em larga escala. Se o país for capaz de contornar este obstáculo poderá mais uma vez alcançar a autossuficiência energética e, possivelmente, tornar-se um exportador líquido de gás natural, provocando importantes modificações no mercado regional.

Agradecimentos

Ao apoio financeiro por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH04-ANP/MCT da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, à Petrobras e à Universidade de São Paulo-USP.

Referências Bibliográficas

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *ANP regulamenta fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais*. 2014.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *ANP publica pré-edital e minuta de contrato da 13ª rodada*. 2015.

BP. British Petroleum. *Statistical Review of World Energy* - June 2013.

EIA. U.S. Energy Information Administration. *Annual Energy Outlook 2012 with projections to 2035*. 2012.

_____. Countries: *Argentina*. Informe a la provincia de Neuquén. 2012a.

_____. *Today in Energy*. 2013.

EIA/ARI. U.S. Energy Information Administration. *World Shale Gas and Oil Resource Assesment*. 2013.

JACOMO, J. C. P. *Os hidrocarbonetos não convencionais: uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte-americana*. Dissertação (Mestrado) do Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2014.

LOBO, M. P. S.; PILOTO, B. A. M. Fracking. Diretrizes para o fraturamento hidráulico no Brasil (Resolução ANP nº 21/2014). 2014.

MARES, D. R. *Shale Gas in Latin America: Opportunities and Challenges*. Inter-American Dialogue. Julho de 2013.

OLADE Organización Latinoamericana de Energia (OLADE) & Mercados Energéticos. *La Situación Energética en América Latina*. Relatório preparado para a Corporação Andina de Fomento, 2003.

OXILIA, O., FAGA, M. W. *As motivações para a integração energética na América do Sul com base no gás natural*. Petro & Química, Ano XXX, nº 289. São Paulo: Valete Edit., pp. 70-74. 2006.

RODRIGUES, L. A. *Análise Institucional e Regulatória da Integração de Energia Elétrica entre o Brasil e os demais membros do Mercosul*. Dissertação de Mestrado. IEE. USP. São Paulo.

TORRES FILHO, E.T. *O Gasoduto Brasil–Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado*. Revista do BNDES. Rio de Janeiro. V. 9, N. 17. JUN. 2012.

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