



Políticas Energéticas para a Sustentabilidade
25 a 27 de agosto de 2014
Florianópolis – SC

Estudo da Viabilidade Econômica dos Projetos de E&P de Gás Natural Não Convencional no Mercado Brasileiro

Edmar Fagundes de Almeida¹

Luciano Losekann²

Manuella Bessada Lion³

RESUMO

Apesar do sucesso da experiência norte americana nas atividades de exploração e produção do gás natural advindo de fontes não convencionais, há dúvidas quanto à extensão dessa trajetória para o mercado brasileiro. A viabilidade econômica do gás não convencional é extremamente dependente de soluções tecnológicas, produtividade dos poços, do custo do investimento e do custo operacional, do acesso ao mercado consumidor, do preço de venda do gás, e, ainda, do aparato institucional/regulatório predominante, envolvendo participações governamentais, conteúdo local, e regulação ambiental. Este trabalho visa dar uma contribuição para o estudo da viabilidade econômica do gás não convencional no Brasil, através da elaboração de um modelo de avaliação econômica de projetos de exploração e produção de campos de gás não convencionais. O modelo é estruturado com um fluxo de caixa descontado, e, a partir das variáveis de entrada, ou os “inputs”, é possível calcular a atratividade do projeto, medida em termos da Taxa Interna de

¹ Professor Associado, Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia – UFRJ, edmar@ie.ufrj.br, +55 (21) 3938.5269.

² Professor Adjunto, Grupo de Economia da Energia, Faculdade de Economia - UFF, luciano.dias.losekann@gmail.com, +55 (21) 3938.5269.

³ Mestranda – Economia Industrial – UFRJ, manuella.lion@ppge.ie.ufrj.br, (+55) 21 3439.0243.

Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). A partir de uma taxa de desconto do projeto igual a 10%, foi possível concluir que a atividade de E&P de gás natural não convencional no mercado brasileiro não é economicamente atrativa perante os dados referentes ao caso base estruturado ao longo do trabalho. A modelagem financeira, ao incorporar as incertezas geológicas, geográficas, tecnológicas e econômicas, busca identificar os fatores de competitividade do gás bem como as barreiras associadas ao desenvolvimento desta indústria no Brasil. A análise da integração da produção de gás com a geração termelétrica, mostrou que a posição de *back-up* das usinas térmicas desfavorece os empreendimentos relacionados às atividades de E&P de gás. Assim, o trabalho enfatiza a importância de uma possível revisão das regras dos leilões a fim de implementar um modelo mais realista e que viabilize os investimentos neste setor.

Palavras-chave: Gás Natural, Recursos Não Convencionais, Viabilidade Econômica

ABSTRACT

Although the North American success in terms of high gas flow rates from shale formations, it remains substantial risks and uncertainty in extending this trajectory to Brazil. The evaluation of the economic feasibility of the Brazilian fields depends in technology solutions and hypothesis such as wells productivity, investments costs, operational costs, gas price, and, fundamentally depends in the regulatory and institutional approach. This study focus in a discounted cash flow model over a twenty years life cycle. The analyses of internal rate of return (IRR) and net present value (NPV) indicate that because of all the complexity and uncertainty of this kind of activity, the development of non- conventional gas in Brazil is not profitable. The model suggest the scenario base, in which the variables assume values more similar from the reality as possible. From this scenario, we are able to make some sensibility analyses, changing patterns of the field's characteristics and others important variables. In spite of the varied utilities of the natural gas, this study consider a thermal been constructed in the head of the well, in a way that it's possible to examine the technologies and costs involved in turning the unconventional resources into proven reserves and then in producing them. Understanding the financial model provides not only an important guidance for the development of the natural gas industry, but even propose the best ways to overcome regulatory, technological and infrastructure barriers.

Keywords: Natural Gas, Unconventional Resources, Economic Feasibility

1. INTRODUÇÃO

O gás natural pode ser usado em variados segmentos, atendendo a determinações ambientais e de segurança. Com relação ao consumo industrial, o gás natural é usado para geração de calor e força motriz, ou como matéria prima na produção de aço, fertilizantes, combustíveis líquidos e outros produtos petroquímicos. No setor residencial e comercial, o gás natural é usado principalmente em aquecedores de água e fogões. Na geração elétrica, caso a ser desenvolvido neste trabalho, o gás natural produz eletricidade através das turbinas ou motores a gás, concorrendo, neste setor, com as demais fontes de geração.

A indústria de gás natural é ainda pouco desenvolvida no Brasil, exigindo assim fluxos de investimento relativamente elevados para o avanço das atividades de exploração e produção (E&P), transporte e distribuição. Se, por um lado, o Brasil ainda importa expressivos volumes de gás natural da Bolívia, através do GASBOL, e de outros países via GNL⁴, por outro, as pesquisas apontam para volumes elevados de recursos tecnicamente recuperáveis de gás tanto em alto mar quanto em terra, podendo ser associado ou não ao petróleo.

O termo não convencional é usado para fazer referência ao gás extraído de rochas com baixa permeabilidade e baixa porosidade, que exigem técnicas avançadas, como o fraturamento hidráulico⁵ e a perfuração horizontal, para sua extração. Almeida e Ferraro (2013) enfatizam que “(...) o fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido na formação, sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha por tração”. Assim, a evolução tecnológica e a difusão destas técnicas abriram novas possibilidades para a indústria de óleo e gás, dinamizando a atividade extrativa e garantindo segurança energética no longo prazo.

Almeida e Ferraro (2013) destacam que os “recursos não convencionais são aqueles cuja formação dos reservatórios independem de armadilhas estruturais ou estratigráficas”. Atualmente, apenas três tipos de reservatórios identificados como não convencionais vêm sendo explorados economicamente: o gás de carvão, o gás de folhelho (*shale gas*) e o gás de arenito de baixa permeabilidade (*tight gas*).

⁴ Até novembro de 2013 os custos de importação de GNL somavam US\$ 2,8 bilhões (FOB).

⁵ A Resolução ANP nº 21/2014 regulamenta as atividades de perfuração dos poços seguida de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

Apesar das dificuldades encontradas nas atividades de E&P do gás não convencional, a disponibilidade de uma oferta segura de gás natural a custos cada vez menores, é capaz de restaurar as vantagens competitivas globais das indústrias intensivas em energia, como a química, alumínio, aço, vidro e outras (IHS, 2011). Além disso, de acordo com o foco deste trabalho, o aumento da participação do gás natural nas usinas termelétricas, consiste em uma estratégia consistente no que tange a superação do trade-off entre sustentabilidade e crescimento econômico, já que o gás natural é o hidrocarboneto com a maior relação hidrogênio/carbono entre os demais concorrentes deste setor. Em outras palavras, devido as características químicas do gás natural, é possível afirmar que este constitui um combustível de transição para o desenvolvimento de uma matriz de baixo carbono. Mesmo com o progresso das fontes renováveis nos últimos anos, devido à forte preocupação ambiental observada em diferentes mercados globais, as fontes de energia fósseis ainda são essenciais para a segurança energética no curto e longo prazo.

Segundo dados do Departamento de Energia Norte Americano (DOE), a produção de gás natural não convencional superou a produção de gás advindo de fontes convencionais desde 2009 (EIA, 2013), levando a uma importante revolução energética nos Estados Unidos, que passaram a atrair indústrias do mundo todo, interessadas na abundância e no baixo preço do insumo produtivo. O processo de industrialização desencadeado pelo boom do *shale gas* no mercado norte americano, foi crucial para que o país conseguisse retomar a atividade econômica, bem como elevar indicadores de renda e emprego da população. Além disso, as pesquisas da Agência Internacional de Energia, IEA (2013), apontam que a ascensão do *shale gas* e do *light tight oil* levarão os EUA a alcançarem a auto suficiência em energia até 2035, superando a posição russa como principal produtor de gás natural do mundo já em 2015.

Neste sentido, a partir de um levantamento bibliográfico e análise da literatura internacional acerca dos custos da exploração e produção de campos de gás natural não convencional de países mais avançados da Europa e dos EUA, foi possível desenvolver a modelagem e a avaliação econômica de campos com características geológicas semelhantes no mercado brasileiro. No entanto, é essencial considerar que cada país é regido por mecanismos de contratação e regimes regulatórios muito diferentes, de tal forma que a aplicação direta dos modelos internacionais não seria recomendada.

A Lei 9.478/1997, além de determinar o mecanismo de leilões para as atividades do *upstream*, criou o arcabouço regulatório para os contratos de concessão a fim de atrair uma maior participação dos investimentos estrangeiros no setor energético brasileiro. O regime de concessão, que é aplicado a aproveitamentos de gás natural não convencional no Brasil, estabelece que a empresa concessionária torna-se proprietária do produto da lavra (petróleo ou gás natural), ao longo do período de concessão, em troca de compromissos exploratórios determinados nos contratos, e do pagamento de tributos, royalties, bônus de assinatura, participação especial e taxa de ocupação e retenção de área⁶.

2. O CENÁRIO BASE

O trabalho estrutura um caso base a partir de valores mais próximos possíveis da realidade extrativa. Ademais, a análise de sensibilidade é feita de acordo com tal cenário, de tal forma que seja possível identificar as variáveis que mais impactam a atratividade do projeto, e, portanto, direcionar o foco da pesquisa para estas variações. A tabela 1 abaixo resume os dados utilizados no cenário base do projeto.

Tabela 1 – O Cenário Base

Ciclo de Vida do Projeto	20 anos
Início da Produção	4º ano do projeto
Programa Exploratório Mínimo	US\$ MM 5,6
Preço do Gás na Boca do Poço	US\$ 5/MMbtu
Preço do Óleo	US\$ 80/bbl
Porcentagem de GLP e Líquidos	5%
Produtividade do Poço	150Mm ³ /dia
CAPEX por poço	US\$ MM 10
OPEX	US\$ 0,8/mcf
Despacho das Térmicas	100%
<i>Royalties</i>	10%
Bônus de Assinatura	US\$ MM 0,84

2.1 Ciclo de Vida e Início da Produção

Foi considerado um período de 3 anos até que as atividades de produção do campo fossem efetivamente viabilizadas. Neste período, ocorrem os custos relativos as atividades de Exploração e Avaliação (E&A). A atividade de exploração é responsável pelos investimentos em operações destinadas a preparação de um programa de trabalhos e estudos magnéticos, gravimétricos e sísmicos. Nesse

⁶ Quando o terreno pertence ao governo federal, não há pagamento pelo seu aluguel, mas sim uma taxa de retenção.

momento são feitas as pesquisas geológicas, geofísicas e a perfuração dos poços exploratórios.

A atividade de avaliação é responsável por avaliar as áreas de descoberta e identificar as jazidas. Nesta etapa é importante avaliar o real potencial do reservatório identificado na fase de exploração, a fim de conceder informações confiáveis sobre o tamanho, a forma e a comercialidade do reservatório.

2.2 Programa Exploratório Mínimo e Bônus de Assinatura

No momento da assinatura do contrato de concessão o consórcio precisa apresentar uma garantia financeira para assegurar os investimentos assumidos de acordo com um Programa Exploratório Mínimo estipulado pela agência reguladora. O Bônus de Assinatura, por sua vez, é um valor pago pelo consórcio para obtenção da concessão da área e não deve ser inferior ao valor mínimo estabelecido.

Neste trabalho, os valores utilizados - US\$ MM 5,6 e US\$ MM 0,86⁷ – respectivamente, foram calculados como uma média dos valores realizados para os campos da Bacia do Paraná na 12^a Rodada de Licitações promovida pela ANP em novembro de 2013, para blocos de gás natural *onshore*.

2.3 Produtividade do Poço

Conforme a constatação empírica de diversos estudos realizados no exterior⁸, o cenário base estruturado neste trabalho equivale a uma produtividade inicial de 150 mm³/dia. Apesar do substancial avanço tecnológico nos últimos anos, o desenvolvimento do mercado de gás não convencional ainda levanta muitas incertezas econômicas, associadas, principalmente, à estimativa de produtividade do poço nos primeiros anos de desenvolvimento do campo. De acordo com Duman (2012), utilizou-se uma equação para a curva de produção do poço com a seguinte forma:

$$Q_t = Q_i(1 + b * D_i * t)^{(-1/b)} \quad (1)$$

A tabela 3 abaixo mostra o que representa cada variável, e os valores incorporados no modelo. O expoente hiperbólico, diferente das demais variáveis, é um valor estimado entre 0 e 1 e não depende da produtividade inicial. Neste estudo

⁷ Foi utilizada a taxa de cambio disponibilizada no relatório Focus no dia 13/06/2014 (R\$ 2,27/US\$), disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pec/GCI/PORT/readout/R20140613.pdf>.

⁸ As principais referências são Duman (2012) e Weijermars (2013).

foi utilizado o valor representativo dos campos de gás natural na região conhecida como Marcellus Shale, situado no território de sete Estados norte-americanos.

Tabela 2 – Curva de Produção do Poço

Variável		Valores Utilizados
Q_t	Produtividade no ano t	
Q_i	Produtividade no ano i	150 mm ³ /dia (caso base)
b	Expoente hiperbólico	0,9 (Marcellus Shale)
D_i	Taxa de declínio da produção	70%
t	Tempo	Anos

Os documentos internacionais mostram que a produção atinge o pico logo nos primeiros anos do projeto e depois cai de forma muito mais rápida do que a curva de produção referente aos campos convencionais. O perfil da curva ilustrada na Figura 1 justifica a possível viabilidade dos projetos uma vez que esta apresenta vantagens em termos de valor presente.

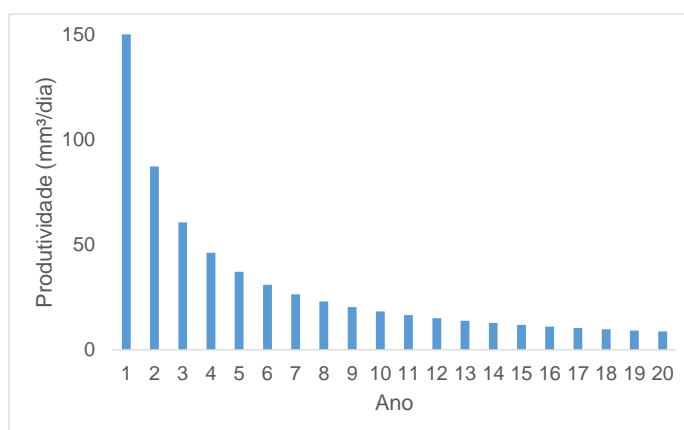


Figura 1 – Hipótese da Curva de Produção do Poço

2.4 Custos da Produção

As técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal, apesar de viabilizarem a produção de hidrocarbonetos advindo de fontes não convencionais, aumentam muito os custos da atividade de E&P quando comparados com os métodos convencionais. Os esforços para a estimulação dos poços e a produção em escala comerciável faz com que o CAPEX aumente em aproximadamente 2 a 3 milhões de dólares.

O cenário base tomou como referência o estudo desenvolvido em Weijermars (2013) em que os custos utilizados na modelagem financeira foram estimados a partir de informações empíricas dos projetos já em andamento no exterior.

Tabela 3 – Levantamento de dados de custo (Weijermars, 2013)

Custos		Suécia	Polônia	Alemanha	Áustria	Turquia
CAPEX por poço	US\$ MM	15	14	13	24,5	8,1
OPEX	US\$/mcf	0,6	0,5	0,6	0,4	1,2

3. METODOLOGIA

A rentabilidade do projeto é calculada a partir da diferença entre a receita e os custos da produção, e, após o desconto da parcela governamental é possível calcular a parcela do consórcio. A receita é composta pela quantidade produzida, pelo preço do gás e pela participação de óleo na produção. No modelo desenvolvido neste estudo assumiu-se uma meta de produção de 2,4 MM m³/dia.⁹ Esta meta de produção estaria associada à um contrato de venda do gás por 20 anos com um nível de produção igual a 2,0 MMm³/dia para uma usina termelétrica. Assumiu-se que a produção corresponde a 20% a mais do valor acordado com a termelétrica, uma vez que as perdas financeiras associadas ao não cumprimento do contrato são muito significativas.

A parcela do governo é composta por impostos indiretos, *royalties*, imposto de renda e pelo bônus de assinatura. É interessante destacar que para o caso considerado não existe cobrança de participação especial. Além disso, é importante considerar a parcela (1%) referente a taxa de ocupação ou taxa de retenção de área. A Figura 2 abaixo representa o fluxo de caixa do projeto para o cenário base.

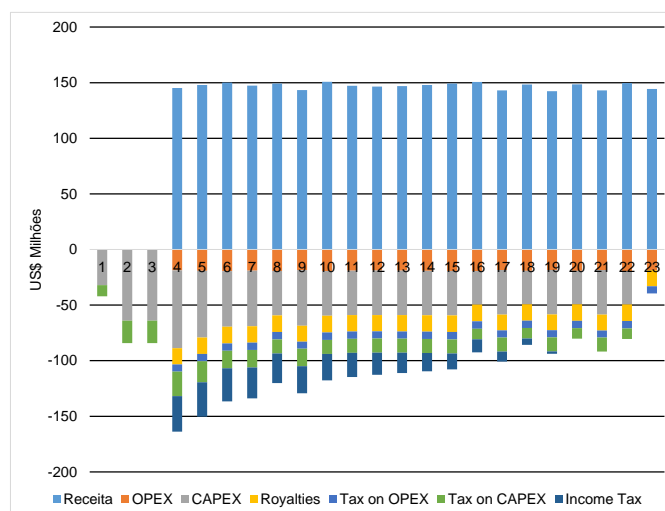


Figura 2 – Fluxo de caixa do projeto (caso base)

⁹ Considerou-se a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás.

4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

As incertezas regulatórias, tecnológicas e geológicas podem ser incorporadas no modelo através da análise de sensibilidade. Ao calcular a rentabilidade mesmo em cenários mais pessimistas é possível, de alguma forma, controlar as variáveis que além de impactar fortemente os resultados, ainda estão em níveis prematuros de análise. Os intervalos de variação dos parâmetros foram criados a partir do levantamento de dados de projetos já em andamento e através da literatura internacional. A Figura 3 abaixo ilustra a sensibilidade da taxa interna de retorno com relação ao preço do gás para os dois cenários de royalties possíveis.

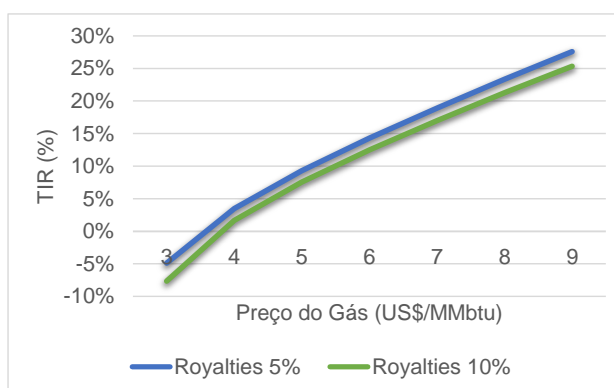


Figura 3 - Impacto da Variação do Preço do Gás em Diferentes Cenários de Royalties

A Figura 3 mostra que, considerando as condições de projeto descritas neste artigo, preços de gás acima de cinco dólares viabilizam o projeto. Este resultado é muito significativo, uma vez que são preços muito abaixo dos que atualmente paga a Petrobras para importar gás da Bolívia ou GNL.¹⁰ No cenário atual dos leilões de compra de energia da Aneel, os preços de eletricidade praticados viabilizariam térmicas a gás pagando um valor na ordem de US\$ 7/MMbtu (GOMES, 2014). Este resultado sinaliza para uma viabilidade econômica para áreas com elevada produtividade de gás não-convencional. Além disso, de acordo com as estimativas apresentadas no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT (2014), o preço de realização para o gás não convencional em um projeto típico, conforme utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), consiste em US\$ 6/MMbtu. Neste sentido, o modelo apresenta o preço do gás como uma variável de cenário, podendo variar entre US\$ 3/MMbtu e US\$ 7/MMbtu, conforme as características do mercado. Os resultados apresentados

¹⁰ A Petrobras tem comprado gás liquefeito no mercado *spot* por preços muito elevados (cerca de US\$ 17 – 18/MMbtu).

acima consideram a possibilidade de despachar a termelétrica de forma a consumir os 2 MMm³/dia. Entretanto, as regras de operação do sistema elétrico brasileiro não permitem o despacho contínuo das térmicas a gás.

Atualmente, o nível máximo de inflexibilidade das térmicas admitido pela regulação do setor elétrico é de 50%. Ou seja, não é possível obter garantia de despacho para mais de 50% da potência da térmica. Entretanto, é necessário garantir contratos de gás para o suprimento da capacidade total das térmicas. Assim, seria necessário investir em sistemas de produção que não gerariam vendas de gás natural, além da meta de produção acima do contrato afim de evitar multas pelo eventual não cumprimento do mesmo, frente a problemas inesperados com algum poço, por exemplo. Para avaliar os impactos de diferentes níveis de despacho térmico e produção na rentabilidade do projeto elaborou-se uma modelagem para estimar a necessidade de investimento em capacidade de produção para diferentes níveis de produção média. A Figura 4 abaixo mostra o nível de rentabilidade do projeto em diferentes cenários de despacho das usinas térmicas.

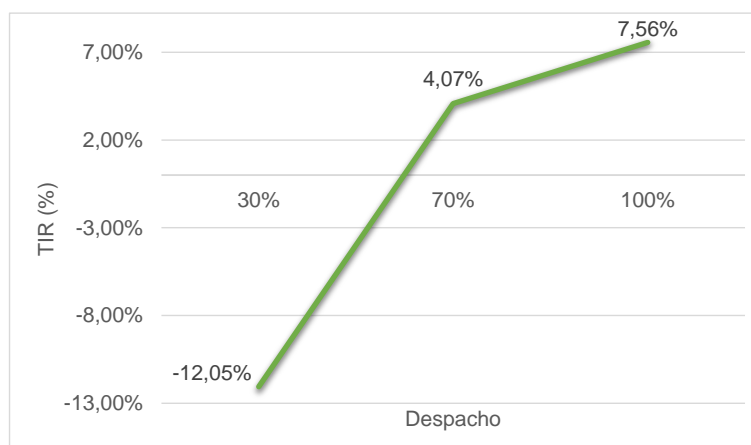


Figura 4 – Impacto Econômico da Variação do Nível do Despacho de um Projeto Integrado

É possível constatar o forte impacto dos níveis de despacho, comprometendo fortemente a viabilidade do projeto, na medida em que trata-se de uma variável que foge ao controle do empreendedor. O sistema elétrico vem mostrando forte preocupação com os altos prejuízos incorridos com o despacho das termelétricas fora da ordem de mérito, uma vez que as hidrelétricas ficam vulneráveis as condições climáticas, e, ainda, com as novas construções a fio d'água, ou seja, sem reservatórios, elas perdem a sua capacidade de regularização dos rios, irrigação, piscicultura, e, principalmente, o controle de cheias e secas. Assim, tem-se notado certa mobilização, tanto do setor de distribuição de energia elétrica, quanto dos

agentes geradores, no sentido de promover melhorias nos marcos regulatórios responsáveis pela forma de inclusão das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. Como visto, o gás natural consiste no hidrocarboneto com a menor relação carbono/hidrogênio, constituindo uma fonte de energia de transição para uma matriz mais limpa, ao mesmo tempo que seria uma importante solução para os problemas de abastecimento e segurança energética no país.

4. CONCLUSÃO

O Brasil aponta para necessidades crescentes de termelétricas a gás natural na medida em que a base do sistema elétrico, as usinas hidrelétricas, tem perdido a capacidade de garantir o suprimento energético nacional. A perspectiva de ampliação da oferta de gás natural a partir de recursos não convencionais pode modificar a integração de termelétricas a gás, com preço mais adequado a um despacho na base.

O desenvolvimento da tecnologia do fraturamento hidráulico e a perfuração direcional trouxe novas oportunidades para o setor do *upstream*, mostrando que a dinâmica produtiva em campos já maduros podia ser totalmente revertida. A taxa de recuperação de poços com expressivo conteúdo tecnológico veio aumentando significativamente, viabilizando as atividades em poços horizontais e de alta complexidade geológica e extrativa, transformando a geopolítica do gás natural.

Este trabalho busca uma avaliação empírica dos dados gerados pelo modelo financeiro estruturado em torno de variáveis alimentadoras do fluxo de caixa. Visto as incertezas com relação aos dados de produtividade, custo e preço, o modelo desenvolve uma análise de sensibilidade de manipulação simples e imediata dos dados, de tal forma que o aprimoramento informacional possa ser incorporado facilmente ao modelo.

Considerando o cenário base estruturado ao longo da pesquisa, foi possível chegar em uma taxa interna de retorno igual a 7,56%, e, portanto, um valor presente líquido negativo. Dadas as condições descritas é possível identificar os desafios associados ao desenvolvimento do mercado de gás natural não convencional, e as possíveis medidas que poderiam fomentar esta indústria no mercado brasileiro. A revolução energética norte americana proporcionada pelo advento do *shale gas*, associada aos dados de volume tecnicamente recuperável estimados para o Brasil, evidencia a potencial capacidade do nosso país em superar os desafios apresentados,

promovendo as atividades de E&P, deslocando o setor produtivo e, conseqüentemente gerando emprego e renda para a população brasileira.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E.; COLOMER, M. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro. Synergia. FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ANP. Resolução ANP nº 21/2014.

BERMAN, A. Shale Gas: A View from the Bottom of the Resource Pyramid. Labyrinth Consulting Services, Inc. NY, 2011.

BERMAN, A. Shale Gas: Abundance or Mirage? Why the Marcellus Shale Will Disappoint Expectations. ASPO USA. World Oil Conference, 2010.

BNDES. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. Setorial. Petróleo e Gás. P.33 -88.

DUMAN, Ryan J. Economic Viability of Shale Gas Production in the Marcellus Shale: Indicated by Production Rates, Costs and Current Natural Gas Prices. MIT Press, Massachusetts, 2012.

EIA/DOE. International Energy Outlook 2013. Washington, 2013.

EPE, MME. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário, PEMAT (2013–2022). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PEMAT/Forms/PEMAT.aspx>>

GOMES, Leda. Porque o Brasil precise cada vez mais de termelétricas a gás – e porque nenhuma é construída. Libra quase um Brasil. Brasil Energia Petróleo & Gás, Ano 33, Nº 400, pág. 66, março 2014.

IEA. Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. OECD/IEA 2002.

IEA. World Energy Outlook, Paris, 2013.

IHS. Global Insight (USA) Inc. The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States. Washington, 2011.

JACOMO, Julio Cesar Pinguelli. Os Hidrocarbonetos Não Convencionais: Uma análise da Exploração do Gás de Folhelho na Argentina à Luz da Experiência Norte-Americana. Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE. Rio de Janeiro, 2014.

WEIJERMARS, R. Economic Appraisal of Shale Gas Plays in Continental Europe. Applied Energy, 2013.