

## A AVALIAÇÃO ECONÔMICA DO SUPRIMENTO DE GÁS DE FOLHELHO PARA A UTE URUGUAIANA

Luis Gustavo Picolo <sup>1</sup>  
Denis Martins Fraga <sup>2</sup>  
Edmilson Moutinho dos Santos <sup>3</sup>  
Thiago Luis Felipe Brito <sup>4</sup>

### RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica, do uso de recursos não convencionais nacionais, tais como gás de folhelho advindos da Bacia do Paraná pela usina termelétrica de Uruguaiiana localizada no Rio Grande do Sul. Esta usina foi a primeira térmica operada a gás natural no Brasil, iniciando suas atividades em 2000, mas está paralisada desde abril de 2009. Este trabalho expõe o potencial real de hidrocarbonetos da Bacia do Paraná. Os resultados indicam que o valor presente da demanda de gás natural (em função da utilização da UTE) pode-se chegar a um valor de USD 16,21 MMBTU para garantir um retorno hipotético de 5% do investimento. A partir dos resultados atingidos e o estudo feito pelo trabalho, chega-se à conclusão de que: a alternativa não convencional para o projeto não é economicamente mais viável do que a importação de GNL, porém é preciso levar em consideração que todos os projetos e investimentos feitos na área do petróleo e gás estão sujeitos a riscos, e à mercê das flutuabilidades desta commodity, que foi evidenciada pela pandemia do COVID-19.

**Palavras-chave:** Uruguaiiana, Shale Gas, Termoelétrica, Fluxo de Caixa.

### INTRODUÇÃO

Fontes de CO<sub>2</sub> antropogênico advém desde desmatamentos até combustão de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural. A comunidade científica sinaliza que um aumento da concentração de CO<sub>2</sub> e da temperatura na superfície da Terra, pode causar variações inesperadas no clima, tornando algumas condições mais recorrentes e intensas, tais como: ondas de calor, períodos de estiagem e enchentes (Mittler e Blumwald, 2010 e IPCC, 2014). No Brasil o cenário de geração elétrica se encontra bem posicionado em relação a geração de gases estufa visto que, conforme dados divulgados pela EPE dentre as fontes de energia elétrica brasileira a participação das hidrelétricas representa cerca de 64,9%. Esse dado indica que em períodos de estiagem prolongada o país enfrenta dificuldades em seu fornecimento de energia e adota térmicas a gás natural como meio de garantir a oferta.

Localizada no Rio Grande do Sul na cidade de Uruguaiiana, a Usina Termoelétrica de Uruguaiiana foi a primeira usina operada a gás no Brasil. Construída na década de 1990 e teve

<sup>1</sup> Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo pela Universidade de São Paulo, [luis.picolo@usp.br](mailto:luis.picolo@usp.br);

<sup>2</sup> Mestre em energia pela Universidade de São Paulo, [fraga.denis@gmail.com](mailto:fraga.denis@gmail.com);

<sup>3</sup> Professor Associado do Programa de Pós Graduação em Energia da USP, [edsantos@iee.usp.br](mailto:edsantos@iee.usp.br);

<sup>4</sup> Orientador: Doutor em Energia pela Universidade de São Paulo, [thiagobrito@usp.br](mailto:thiagobrito@usp.br).

o início de suas operações em dezembro de 2000 (MARCOVICI, 2021). A usina conta com duas turbinas a gás natural com capacidade de 187,5 MW cada e uma turbina a vapor de 265 MW (AES URUGUAIANA, 2017). A usina teve suas atividades paralizadas em abril de 2009 devido à interrupção total do fornecimento de gás por parte da sua única fornecedora, a empresa argentina Yacimientos Petrolíferos y Fiscales S.A (YPF). Com as operações interrompidas, a usina realiza apenas programas de manutenção e conservação (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

As operações foram reiniciadas parcialmente em 6 de fevereiro de 2013 com potência, neste primeiro período, de 164 MW e, no segundo, de 244MW, com o acionamento da operação em ciclo combinado. Em 2014 e 2015, a usina foi novamente autorizada pelo Ministério das Minas e Energia (MME) a operar de forma excepcional e temporária. Ao longo de 2016 e 2017 a usina de Uruguaiana manteve-se em condições de hibernação, permanecendo com suas atividades paralisadas em função da indisponibilidade de gás natural.

A partir das problemáticas históricas enfrentadas no abastecimento da usina, e ao considerar o potencial de hidrocarbonetos da bacia do paraná, que apresenta maior probabilidade de ocorrência nas regiões centrais, esta pesquisa discute possíveis soluções para a Usina de Uruguaiana. Busca-se, portanto, apresentar saídas mais econmicas, rentáveis e autnomas para o projeto a partir do uso de recursos não convencionais, como por exemplo o gás de folhelho, advindos da exploração dos hidrocarbonetos possivelmente existentes na Bacia do Paraná que tem sua localização próxima a usina em questão. Os folhelhos podem constituir reservatórios não convencionais, ou seja, rochas que contm óleo e gás, mas que apresentam permeabilidades muito baixas, de modo que a produção economicamente viável exige o emprego de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (Zoback&Kohli, 2019)

Buscou-se, portanto, estudar a viabilidade econmica da alternativa não convencional para a geração termelétrica no Brasil. A fim de determinar os valores de CAPEX e OPEX em três cenários diferentes de utilização da UTE de Uruguaiana, levou-se em consideração a quantidade de anos média que um poço fica operante assim como outros parâmetros internacionais para o avaliar o desenvolvimento do *shale gas* no Brasil.

## **METODOLOGIA**

A Bacia Sedimentar do Paraná abrange uma área de aproximadamente 1,5 milhão de km<sup>2</sup>, sendo 1,1 milhão km<sup>2</sup> pertencentes ao território brasileiro. Essa bacia possui quatro unidades principais contendo folhelhos com matéria orgânica: Vila Maria, Ponta Grossa, Irati,

e Serra Alta. Potenciais rochas geradores de hidrocarbonetos não convencionais (shale gas e shale oil) estão presentes nas unidades citadas (RICCOMINI et al., 2021). Existe também potencial moderado à elevado para a ocorrência de gás de folhelho na região; com reservas estimadas em 2,29 trilhões de pés cúbicos (KUUSKRAA; STEVENS; MOODHE, 2013).

A Formação Ponta Grossa e Irati apresentam potencial moderado para geração de gás natural não convencional. No entanto a Formação de Irati tem seu potencial concentrado em zonas mais profundas da bacia. Como resultado de seu maior estágio de evolução termal, maior espessura e profundidade, a Formação Ponta Grossa possui um potencial de geração de gás natural maior que a Formação Irati (ROCHA, 2016).

Para expor o potencial de recursos não convencionais na Bacia do Paraná, vale ressaltar que os recursos arriscados e tecnicamente recuperáveis de gás de xisto e óleo de xisto da unidade de Ponta Grossa na Bacia do Paraná estão estimados em 81 Tcf (trilhões de pés cúbicos, o equivalente a 2,29 trilhões de metros cúbicos) de gás de xisto e 4,3 bilhões de barris de óleo de xisto e óleo condensado (KUUSKRAA; STEVENS; MOODHE, 2013).

**Tabela 1 – Premissas adotadas para o cálculo de viabilidade econômica**

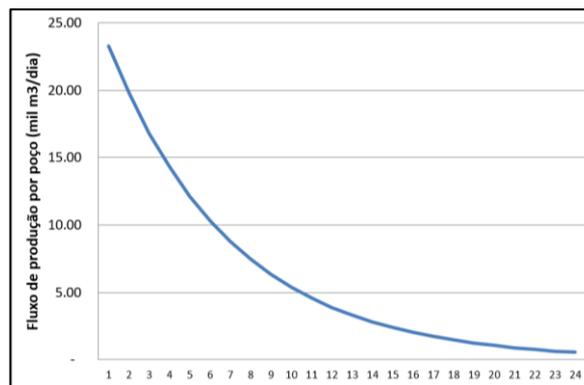
Descrição	Adotado	Unidade	Fonte
<b>Premissas de custos</b>			
Capex por poço	15.450	Mil USD/Poço	(Weijermars,2013)
Depreciação	10	% ao ano	
Opex	0,03	USD/m <sup>3</sup>	(Madani,2011) &
Outros Opex	0,02	USD/m <sup>3</sup>	(Kuhn&Umbac,2013)
<b>Produção do poço</b>			
Vazão inicial	23,26	Mil m <sup>3</sup> /dia	
Redução da produção por ano	0,15	%/ano	(Weijermars,2013)
<b>Regime Fiscal</b>			
Royalty	10	% da receita bruta	
Imposto de renda	25	% do lucro líquido	
Parti.do proprietário de terra	1	% da receita bruta	(Santos,2015)
ICMS	12	% da receita bruta	
CSLL	9	% do lucro líquido	
<b>Características da UTE</b>			
Capacidade da planta	639,90	MW	(MME,2016)
Consumo de gás	4,37	Mil.m <sup>3</sup> /dia/MW	

A Tabela 1 expõe os valores adotados para o cálculo da viabilidade econômica do uso de *shale gas* da Bacia do Paraná para abastecimento da Usina Termoelétrica de Uruguaiana. As premissas pesquisadas para exploração de gás de folhelho (como CAPEX, OPEX e outras) consideram valores para estudos econômicos na Europa, conforme as referências listadas na coluna Fonte, visto que envolvem explorações em novas fronteiras. Tais premissas englobam,

para exemplificar algumas, dados para o cálculo da curva de produção de um poço, CAPEX por poço, depreciação, vazão inicial do poço e redução da produção por ano. Portanto, visto que é inexistente a referência de dados para realidade Brasileira, a utilização de fontes Europeias demonstra-se mais adequada por conter estágio de maturidade das operações mais próximo ao do Brasil.

Dessa forma a partir das premissas expostas na Tabela 1 foi possível calcular a partir da Equação 1 a curva de produção por poço ( $q_n$ ) em um período de 25 anos, em que  $q_i$  é a vazão inicial do poço e  $a$  é a redução média anual. A Figura 1 apresenta o produção estimada por poço, que varia de 23,26 mil m<sup>3</sup>/dia no primeiro ano a 0,55 mil m<sup>3</sup>/dia no vigésimo quarto ano.

$$q_n = q_i(1 + a)^n \quad (1)$$



**Figura 1: Curva do fluxo de produção por poço em mil m<sup>3</sup>/dia**

A demanda de gás (DG), em mil m<sup>3</sup> por dia, foi estimada através da Equação 2, em que C é consumo de gás por dia e CI é a capacidade instalada da usina (vide Tabela 1). O fator de utilização (F) varia conforme o cenário adotado (veja adiante).

$$DG = C \times CI \times F \quad (2)$$

Para se estimar o CAPEX total, definido pela Equação 3, foi necessário multiplicar o custo dos poços (CP, vide Tabela 1) pelo total de perfurações necessárias (NP) para suprir a demanda UTE conforme os cenários. O cálculo do número de poços (Equação 4) leva em consideração a demanda por gás (DG), estimada pela Equação 2 e a variação da produção (CPP) conforme a curva estimada na Figura 1, resultante da Equação 1.

$$CAPEX\ total\ n = CP \times NP \quad (3)$$

$$NP = \frac{DG}{CPP} \quad (4)$$

A Equação 5 foi utilizada para determinar o OPEX total por ano, levando em consideração os valores base de OPEX da Tabela 1, assim como no número de poços (NP) estimados pela Equação 4, a curva de produção resultante dos poços (CPR), que leva em consideração o número de poços e sua respectiva produção (em mil m<sup>3</sup> por dia).

$$OPEX\ total_n = (Opex + Outros\ Opex) \times NP \times CPR \times 1000 \times 365 \quad (5)$$

Por fim, através da Equação 6, determinar o custo em USD/MMBTU (1 milhão de BTU que equivale a 26,8 metros cúbicos de gás natural) da alternativa de abastecimento com gás de folhelho. Para tanto, calculou-se o valor presente líquido (VPL) do CAPEX e do OPEX, assim como o VPL da demanda por gás natural.

$$CMMBTU = \frac{VPL@taxa(CAPEX) + VPL@taxa(OPEX)}{VPL@taxa(Demanda\ em\ MMBTU)} \quad (6)$$

Com o propósito de avaliar economicamente cenários diversos bem como fazer a análise do fluxo de caixa descontado da alternativa de abastecimento com gás de folhelho, foram realizados dois cálculos. O primeiro foi desenvolver o fluxo de caixa líquido para os cenários 10%, 50% e 100% de utilização da capacidade máxima da UTE de Uruguaiana, através da Equação 7. O segundo foi descontar o fluxo de caixa líquido a taxa de atratividade de 5% que obedece a Equação 8.

$$FC_n = (Receita\ Líquida - Capex - Opex - IR - CSLL + VL)_n \quad (7)$$

$$FCLD = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1 + 0.05)^t} + FC_0 \quad (8)$$

Onde: FC<sub>n</sub> é o fluxo de caixa líquido no período n; RL é a receita líquida; VL é o valor residual; FCLD é o fluxo de caixa líquido descontado; CSLL é a contribuição social sobre o lucro líquido.

Adiante o referencial teórico apresenta uma visão geral da geração termelétrica no Brasil, bem como seu crescimento recente. Em seguida apresenta-se um breve histórico do caso da UTE de Uruguaiana na qual este estudo utilizou como referência. Os resultados são apresentados posteriormente e trazem as estimativas realizadas pelas Equações previamente descritas.

## REFERENCIAL TEÓRICO

A oferta do gás natural depende da existência de gasodutos para escoamento da produção, bem como unidades de processamento e gasodutos de transporte. No caso de bacias localizadas em terra, existem usinas termelétricas na “boca de poço”. Essas usinas termelétricas são construídas próximas dos campos produtores de gás natural, dispensando portanto a necessidade de investimentos na construção de gasodutos para transportar o gás, o que torna esse modelo mais econômico (TOLMASQUIM, 2016).

A disponibilidade de gás para a geração de eletricidade compete com a demanda de outros setores de consumo, onde o gás surge como alternativa energeticamente eficiente: setor industrial, energético, residencial, transportes, comercial e público. A expansão da oferta de gás natural nacional, são necessários altos investimentos em exploração, produção, expansão da malha de transporte no país além de projetos internacionais de gasodutos e de infraestrutura para a regaseificação do GNL (TOLMASQUIM, 2016). Usinas a gás natural, são versáteis e podem operar durante todo o ano (LAWSON; PEREIRA, 2017). O consumo de gás em térmicas é volátil e flexível, uma vez que ocupam capacidade frequentemente não utilizada em gasodutos de transporte, redes de distribuição e terminais de GNL (GOMES, 2019).

Para introduzir a cenário termelétrico brasileiro, primeiro vale destacar que, o gás natural pode ser consumido diretamente como matéria-prima e indiretamente, sendo queimado para a geração de eletricidade ou calor. Nas usinas termelétricas, o gás natural é queimado, para que essa energia térmica através de processos se converta em energia elétrica (TOLMASQUIM, 2016). Em um cenário global que o gás natural já pode ser considerado uma commodity, cerca da metade do seu comércio inter-regional do mundo é feito por navios. No entanto, o preço do gás natural brasileiro ainda é o terceiro mais caro dentre as principais referências da Europa (CHAMBRIARD; CUNHA, 2020).

A geração termelétrica a gás natural é uma alternativa para complementar a geração das fontes renováveis intermitentes. No Brasil, as térmicas a gás natural servem como complementação à geração hidrelétrica. Devido sua sazonalidade, as térmicas exercem presença importante no planejamento da expansão energética de longo prazo (TOLMASQUIM, 2016). No cenário brasileiro, durante muito tempo a geração de energia se deu quase que exclusivamente por usinas hidrelétricas, mesmo durante períodos hidrológicos adversos, devido à boa capacidade de regularização dos reservatórios. Por razões conjunturais, houve a necessidade de expandir e adicionar novas fontes produtoras ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (LAWSON; PEREIRA, 2017).

Conforme dados da Empresa de Planejamento Energético (EPE), o gás natural, aumentou a sua participação na geração elétrica a partir do ano 2000. Desde 2012 corresponde à segunda fonte na matriz elétrica brasileira e desde 2013 responde por mais de 10% da geração elétrica do País. Em 2014, foram produzidos 81 TWh de eletricidade a gás natural, o que representa um crescimento de vinte vezes em relação ao ano 2000 (EPE, 2015).

Atualmente, no Brasil, existem 38 térmicas movidas a gás natural, com potência instalada de 12.008 MW. As termelétricas são acionadas, para gerar energia de forma complementar às hidrelétricas, com o objetivo de otimizar o custo de operação. Assim, as térmicas são mais acionadas em momentos de seca e baixo nível dos reservatórios hídricos (DUTRA et al., 2017). De acordo com os dados consolidados do boletim InfoMercado Mensal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, as usinas térmicas que integram o Sistema Interligado Nacional produziram 18.385 MW médios em novembro de 2020. O montante é 17,6% superior ao mesmo mês de 2019, devido ao aumento da utilização de geradoras a gás e importação, acionadas durante o período de hidrologia adversa (CCEE, 2020).

A AES Uruguaiana iniciou suas atividades em 2000 na cidade de Uruguaiana, no Estado do Rio Grande do Sul e estava autorizada a operar como produtora independente pelo prazo de 30 anos, a partir de 26 de junho de 1997. A geradora estava com suas atividades paralisadas desde abril de 2009 devido à interrupção total do fornecimento de gás por parte da sua única fornecedora, a empresa argentina Yacimientos Petrolíferos y Fiscales S.A. (“YPF”)(AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

No final de 2012, o Ministério de Minas e Energia (MME), em conjunto com a AES Uruguaiana, Petróleo Brasileiro S.A., Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul, Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e Operador Nacional do Sistema (ONS), iniciaram as negociações para o retorno excepcional da operação da usina. Em 2014 e 2015, a usina foi novamente autorizada pelo MME a operar de forma excepcional e temporária, onde gerou no período de março de 2014 a maio de 2014 o equivalente a 240MWh e no período de fevereiro a maio de 2015 o equivalente a 320MWh (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

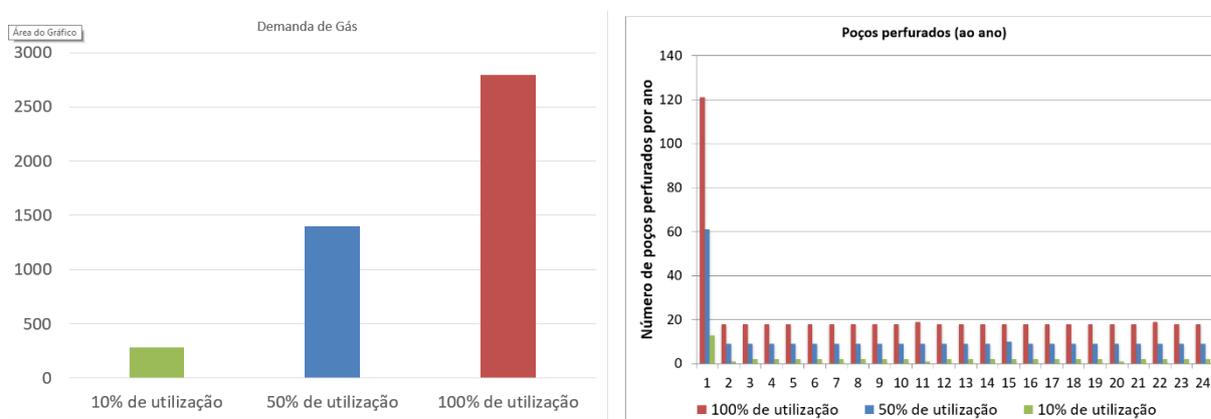
Buscando promover a retomada da operação comercial da usina, foram iniciadas negociações com o fornecedor de gás natural argentino, a YPF para promover a retomada do fornecimento de gás natural para a usina. A Administração da Companhia, na busca por alternativas para viabilizar o retorno comercial da usina e sua operação de longo prazo, celebraram Contrato de Industrialização por Encomenda para Geração de Energia Elétrica para

Exportação, juntamente com as cartas enviadas pela YPF à AES Uruguaiana em 2017 prevendo que a Companhia deveria disponibilizar energia elétrica ao sistema argentino por no mínimo dois anos, podendo ser prorrogado por mais 3 anos (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

No início de novembro de 2020, a usina foi vendida pelo grupo americano AES para a empresa argentina SAESA. A termelétrica recebe gás da Argentina e conta com uma linha que vai de Uruguaiana até o município de Garruchos, que conta como insumo principal o gás natural vindo da Argentina, onde fica a estação conversora (COMÉRCIO, 2020). O presidente da SAESA Energia (criada em 2006), Juan Bosch, confirmou que Uruguaiana retomou a geração de energia. Nesta primeira fase a CTU vai gerar, 250 MW de energia, sendo que a potência da planta permite atingir 640 MW. A energia gerada em Uruguaiana será destinada ao Brasil e entrará no país por meio do Sistema Sul (MARCOVICI, 2021).

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para apresentar os resultados foram escolhidos três cenários principais: a usina funcionando com 10%, 50% e 100% de sua capacidade de utilização do gás, o que define portanto o fornecimento de gás natural obtido da alternativa não convencional. Conforme gráfico da esquerda na Figura 2, a demanda por gás natural pode variar de 280 mil m<sup>3</sup> por dia à 2.8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, de acordo com o cenário adotado. Estes valores são proporcionalmente condizentes com o consumo de outras usinas atualmente em operação no Brasil e poderá dobrar o consumo de gás natural do Estado do Rio Grande do Sul.

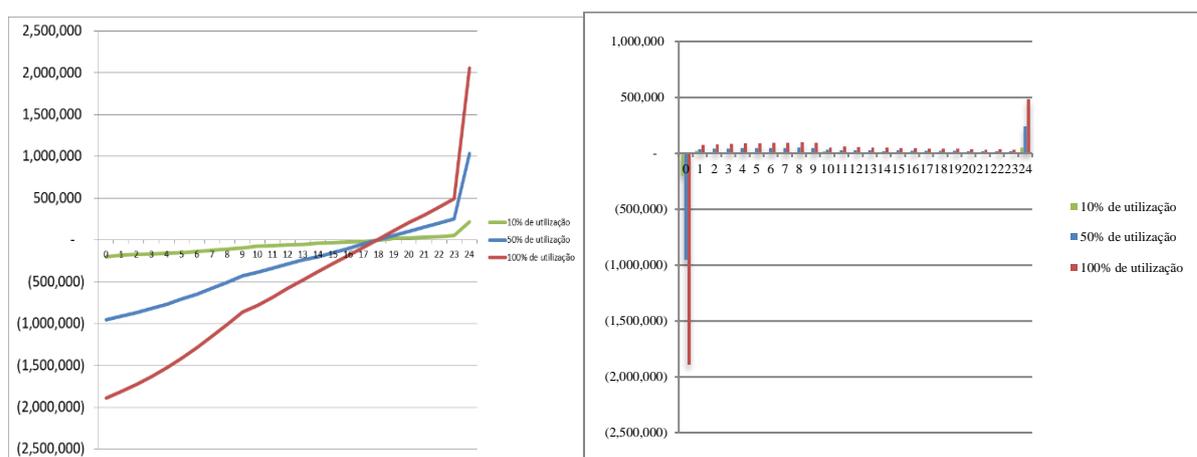


**Figura 2: Esquerda: Demanda de gás conforme os cenários (em milhões de m<sup>3</sup> por dia). Direita: Número de poços perfurados ano a ano para manter o fornecimento de gás**

O gráfico da direita na Figura 2 mostra o número de poços que serão perfurados ano a ano de acordo com cada cenário adotado. No primeiro ano, nos cenários de 10%, 50% e 100%,

será necessário a perfuração de 13, 61 e 121 poços, respectivamente, para suprir a demanda. Devido a redução do fluxo de produção por poço calculado pela Equação 1, a cada ano será necessária a perfuração de poços adicionais, sendo assim teremos, em média, 2, 9 e 18 poços perfurados ao ano de acordo com cada cenário. No primeiro ano, devido a necessidade de perfuração de muitos poços para atender a demanda inicial consequentemente, tem-se um CAPEX muito mais alto em relação aos outros anos. Os valores de CAPEX variam de US\$ 200 milhões a US\$ 1.869 bilhões, conforme o cenário. Os OPEX também apresentam variações proporcionais, entre US\$ 2.65 milhões a US\$ 24.7 milhões

Ao aplicar todos os resultados apresentados nas Figuras 1 e 2 foi possível determinar o fluxo de caixa líquido acumulado (gráfico da esquerda da Figura 3) e o fluxo de caixa líquido descontado (gráfico da direita da Figura 3). Nos três cenários o payback será de 18 anos, período de tempo adequado em relação a outros grandes investimentos na indústria do Petróleo e Gás Natural. Após o período de payback (18 anos), em até 5 anos, portanto, quanto maior a taxa de utilização da usina, maior será o investimento inicial, mas, após o ano de payback, o fluxo de caixa líquido aumentará mais rapidamente quanto maior for a taxa de utilização.



**Figura 3: Esquerda: Fluxo de de caixa líquido acumulado. Direita: Fluxo de caixa livre líquido descontado.**

A partir da metodologia aplicada no estudo e dos dados apresentados, os resultados indicam que os custos de desenvolvimento e produção de gás de folhelho da alternativa não convencional está por volta de 9,9 USD/MMBTU. Para garantir um retorno de 5% do investimento o preço do gás deve ser de USD 16,21 MMBTU; com payback de 24 anos, no cenário descontado e 18 anos no fluxo de caixa livre. Vale ressaltar que quanto maior a taxa de utilização adotada pela usina, maior será o crescimento do fluxo de caixa líquido.

Finalmente, ao comparar os custos normalizados por unidade energética (USD/MMBTU) deste estudo 9,9 e 16,21 (com taxa desconto de 5%) com dados publicados no Informe Mercado Internacional de GNL 2018/2019 da EPE e com custos do gás convencional praticados no Brasil ( que variam entre aproximadamente 4 e 10 USD/MMBTU em 2019) chega-se a conclusão de que o opção a partir da exploração de recursos não convencionais no Brasil está acima dos principais valores internacionais de importação de GNL tais como NBP,GNL Japão, Brent e Henry Hub, portanto a alternativa proposta é economicamente inviável para o abastecimento da UTE Uruguaiana conforme as premissas adotadas e a conjuntura internacional de preços observada.

## **CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Conclui-se que o objetivo do trabalho foi alcançado, uma vez que foi apresentada numericamente e dentro da abrangência do estudo, a estimativa para o fornecimento de Gás Natural para a Usina Termelétrica de Uruguaiana a partir de recursos não convencionais. Expôs-se também dados suficientes para análises adicionais que podem ser feitas explorando mais a fundo todos os valores encontrados. Cabe também mencionar as limitações tais como: 1) A alta fluutuabilidade do mercado de óleo e gás natural; 2) Acidentes e erros na perfuração dos poços; 3) Erros de prospecção; 4) Limitações contratuais do estado do Rio Grande do Sul; 5) Legislações e impecilios ambientais Nacionais, Estaduais e Municipais que podem se enquadrar ao realizar o desenvolvimento dos poços; 6) Custos de logística e transporte do Gás Natural até a usina. Ou seja, foi feito um estudo em condições ideais, que não refletem integralmente a realidade. Dessa forma, para definir um ação quanto a adoção ou não do sistema não convencional para o abastecimento de UTE de Uruguaiana, é necessário considerar a necessidade e o interesse do estado do Rio Grande do Sul em investir no projeto.

Por fim, é importante citar que a alternativa apresentada para o abastecimento da usina, é extremamente válida, em um cenário onde a mesma historicamente encontrou problemas em seu abastecimento por encerramento de contratos de importação de GNL e também a partir da informação de que a capacidade instalada representa 10% do consumo do Estado do Rio Grande do Sul em 2008. A ampliação do uso do gás natural como recurso de transição mundial para a descabornização apenas evidencia, a importancia do Brasil como um país de escala continental, em começar, mesmo que em pequena escala, esse processo.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Rede de P&D Finep 01.14.0215.00, através da concessão de bolsas de pesquisa. Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

## REFERÊNCIAS

AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S. RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017. [S. l.], p. 1–6, 2017.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Apesar de crescimento em novembro, geração térmica ainda recua no acumulado de 2020.** Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE\\_661089&\\_adf.ctrl-state=z312tc7er\\_14&\\_afLoop=76963543702280#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_661089%26\\_afLoop%3D76963543702280%26\\_adf.ctrl-state%3Dz312tc7er\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_661089&_adf.ctrl-state=z312tc7er_14&_afLoop=76963543702280#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_661089%26_afLoop%3D76963543702280%26_adf.ctrl-state%3Dz312tc7er_18)>.

CHAMBRIARD, Magda; CUNHA, Paulo. O desenho do novo Folheador. [S. l.], p. 15, 2020. Disponível em: <http://www.linguateca.pt/Equipa/Hernani/HernaniCostarelFolheador.pdf>.

COMÉRCIO, Jornal Do. **Economia - Termelétrica AES Uruguaiana é vendida para grupo argentino**, 2020. Disponível em: [https://www.jornaldocomercio.com/\\_conteudo/economia/2020/09/755237-termeletrica-aes-uruguaiana-e-vendida-para-grupo-argentino.html](https://www.jornaldocomercio.com/_conteudo/economia/2020/09/755237-termeletrica-aes-uruguaiana-e-vendida-para-grupo-argentino.html).

DUTRA, JOISA; AMORIM, Livia; DANILOW, Rodolfo; TIMPONI, Gustavo; LIMA, Clarissa Emanuela Leão. Geração Termelétrica a Gás Natural: Comprovação de Disponibilidade de Combustível. **FGV CERi - Policy Papers**, [S. l.], p. 1–77, 2017.

ENERGIA, Ministério de Minas e; SECRETARIA DE PETRÓLEO, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; NATURAL, Departamento de Gás. **BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**. [S. l.], 2016.

GOMES, Ieda. Novo Mercado e impactos nos preços de gás natural. **O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil**, [S. l.], p. 49–54, 2019. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno\\_opiniao\\_-\\_agosto\\_-\\_web\\_versao\\_final.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opiniao_-_agosto_-_web_versao_final.pdf).

IPCC (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, eds O. R. Edenhofer, Y. Pichs-Madruga, E. Sokona, S. Farahani, K. Kadner, A. Seyboth, et al. Cambridge: Cambridge University Press.

Kuhn M, Umbach F. Strategic perspective of unconventional gas: a game changer with implication for the EU's energy security. EUCERS strategy paper. King's College London 2011;1(1).

KUUSKRAA, Vello A.; STEVENS, Scott H.; MOODHE, Keith. Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. **Washington: Independent Statistics & Analysis and US Department of Energy**, [S. l.], n. June, 2013.  
LAWSON, André; PEREIRA, Guilherme. Termelétricas E Seu Papel. [S. l.], 2017.

Madani HS, Holditch S. A methodology to determine both the technically recoverable reFonte and the economically recoverable reFonte in an unconventional gas play; 2011. SPE141368.

MARCOVICI, Fred. **Central Térmica de Uruguaiana volta a gerar energia**, 2021.

Mittler R, Blumwald E. Genetic engineering for modern agriculture: challenges and perspectives. *Annu Rev Plant Biol.* 2010;61:443-62. doi: 10.1146/annurev-arplant-042809-112116. PMID: 20192746.

MME. Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural> >

RICCOMINI, Claudio; MOURA, Thaís Tevisani; SANT'ANNA, Lucy Gomes; TASSINARI, Colombo Celso Gaeta; TAIOLI, Fábio. 28  
Caderno\_Desenvolvimento\_Da\_Exploracao\_De\_Recursos\_Nao-Convencionais\_No\_Brasil. [S. l.], 2021.

ROCHA, Haline. Estudo Geológico Do Potencial De Exploração E Produção De Gás Natural Não Convencional Na Bacia Do Paraná: Avaliação Da Viabilidade No Abastecimento Da Usina Termoelétrica De Uruguaiana (Rs). [S. l.], p. 191, 2016.

SANTOS, R. M. D. Alternativas de monetização de recursos de gás natural em terra: o caso da Bacia do Paraná. / Ricardo Moreira dos Santos. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE. XIII: 163 p. 2015.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. [s.l: s.n.].

WEIJERMARS, R. Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. *Applied Energy*, v. 106, p. 100-115, Jun 2013. ISSN 0306-2619.

Zoback, M., & Kohli, A. (2019). *Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781316091869