



UNIFACS
UNIVERSIDADE SALVADOR
LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES

v. 4, n. 1, p. 53 -64, jan./dez. 2014

revista
eletrônica de
Energia

SOLUÇÕES DE COGERAÇÃO PARA UMA PLANTA INDUSTRIAL UTILIZANDO O CICLO BRAYTON

Marcio de Santana Carvalho

Universidade Federal da Bahia, Brasil
carvalho.ufba@gmail.com

Luiz Antônio Magalhães Pontes

Universidade Salvador, Brasil
Universidade Federal da Bahia, Brasil
uolpontes@uol.com.br

RESUMO

Os custos da energia elétrica representam grande impacto na competitividade da indústria no Brasil. A regularidade da oferta pelas concessionárias é alvo de discussão e preocupação dos gestores industriais devido aos prejuízos causados pela constante interrupção do fornecimento. Uma forma de diminuir estes problemas é a cogeração de energia dentro da própria fábrica, quando o vapor é insumo necessário no processo produtivo. Este artigo tem como objetivo estudar a implantação de um sistema de cogeração utilizando o ciclo *Brayton*, analisando a viabilidade econômica e aspectos de competitividade. Diferentes modelos de turbinas a gás foram avaliados, considerando-se a geração elétrica, o consumo de gás natural e os investimentos necessários. Um Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) foi elaborado, utilizando o Valor Presente Líquido (VPL) como critério e, adicionalmente, estudou-se a sensibilidade dos diferentes cenários à variação dos preços de energia elétrica e gás natural. O modelo cuja potência líquida é de 7.900 kW foi considerado como a melhor alternativa, por apresentar o maior VPL (+ R\$ 11,74 MM) em comparação aos demais no cenário base e, ser menos sensível às oscilações das tarifas dos energéticos.

Palavras-chave: Cogeração; Turbina a Gás; Ciclo *Brayton*; Mercado; Gás Natural; Energia Elétrica.

ABSTRACT

Electricity costs represent a huge impact in the competitiveness of the Brazilian industry. The reliability of the supply systems is constantly discussed, being one of the worries of industrial managers due to all losses involved in the scenarios of supply interruption. When steam is required by the industrial process, the cogeneration can be used as a way of reducing these issues. The objective of this article is to study the setting up of a cogeneration system utilizing the Brayton cycle, whereas analyzing the economic viability and competitiveness aspects. Several gas turbine models were analyzed, considering aspects as power generation, natural gas consumption and investment costs. A Technical and Economic Feasibility Study was carried out, utilizing the Net Present Value (NPV) as viability criteria; also, the impact of varying electricity and natural gas tariffs was studied through a sensitivity analysis. The gas turbine model whose net power generation is 7,900 kW was considered to be the best option, as it presented the highest NPL (+ R\$ 11.74 MM), in comparison to the other models in the base scenario. Moreover, this model showed up to be less sensitive to price changes.

Keywords: Cogeneration; Self-generation; Gas Turbine; Brayton Cycle; Natural Gas and Electricity Market.

1 INTRODUÇÃO

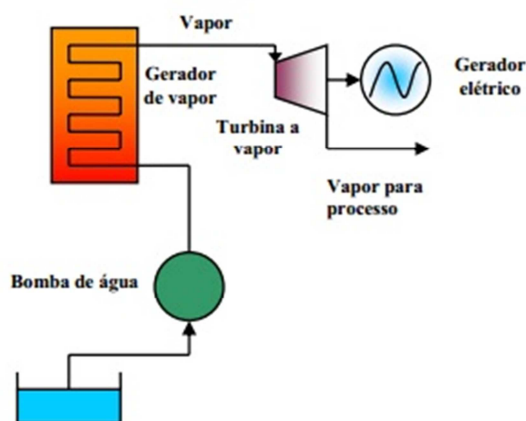
A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em sua Resolução Normativa nº 235 (2006), define Cogeração como um processo no qual calor e energia mecânica são combinadamente gerados a partir de uma única fonte primária. É previsto que essa energia mecânica possa ser convertida em energia elétrica, ainda que parcialmente. A indústria do petróleo, química ou petroquímica apresenta grande demanda por energia

térmica (vapor) em seus processos, além de ser grande consumidora de energia elétrica. Neste contexto, a cogeração pode ser diretamente aplicada neste setor (BRASIL, 2005).

De acordo com Pinho (2014), a cogeração é uma solução de engenharia que pode viabilizar a autoprodução de energia, visto que há um maior aproveitamento da fonte energética, em comparação a gerações separadas de cada utilidade. Em linhas gerais, algumas das principais tecnologias de cogeração na indústria envolvem ciclos com turbinas a vapor (*Rankine*) ou turbinas a gás (*Brayton*), combinados ou não entre si (BARJA, 2006).

O ciclo *Rankine* utiliza água como fluido de trabalho. Esse fluido é bombeado para uma caldeira, onde um combustível é queimado e vapor superaquecido é gerado, devido ao aproveitamento da energia térmica liberada no processo de combustão. Esse vapor, com temperatura e pressão elevadas, passa por um processo de expansão numa turbina, onde ocorre a conversão de parte da energia térmica em trabalho de eixo do equipamento (BARJA, 2006). O vapor de saída pode ser condensado, total ou parcialmente, ou reutilizado no processo; neste último caso, passa a ser chamado de “exausto” (BRASIL, 2005). A Figura 1 ilustra a cogeração utilizando ciclo *Rankine*.

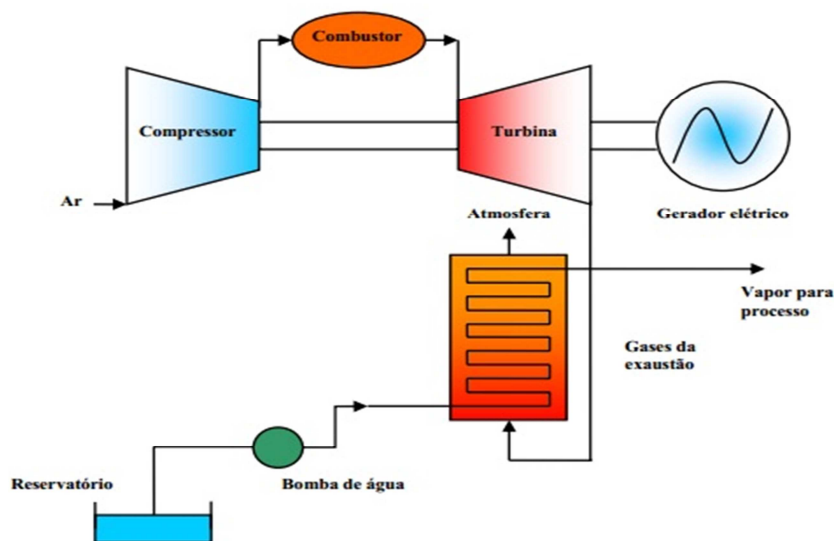
Figura 1 - Cogeração com ciclo *Rankine*



Fonte: Kalatalo (2004)

O ciclo *Brayton*, por outro lado, utiliza o ar como fluido de trabalho. Neste ciclo, o ar atmosférico é comprimido num compressor e transferido para uma câmara de combustão, onde sua temperatura e pressão são elevadas através da queima do combustível. Nessas condições, após passar pela turbina propriamente dita, a energia térmica do ar é parcialmente convertida em trabalho mecânico, que pode ser convertido em energia elétrica se houver um gerador acoplado (BARJA, 2006). Para que ocorra, de fato, a cogeração, deve ser acoplado ao ciclo uma caldeira de recuperação (conhecida como HRSG – *Heat Recovery Steam Generator*), de modo que os gases exaustos da turbina sejam aproveitados na geração de vapor (KALATALO, 2004). A Figura 2 esquematiza a cogeração a ciclo *Brayton*.

Figura 2 - Cogeração com ciclo Brayton

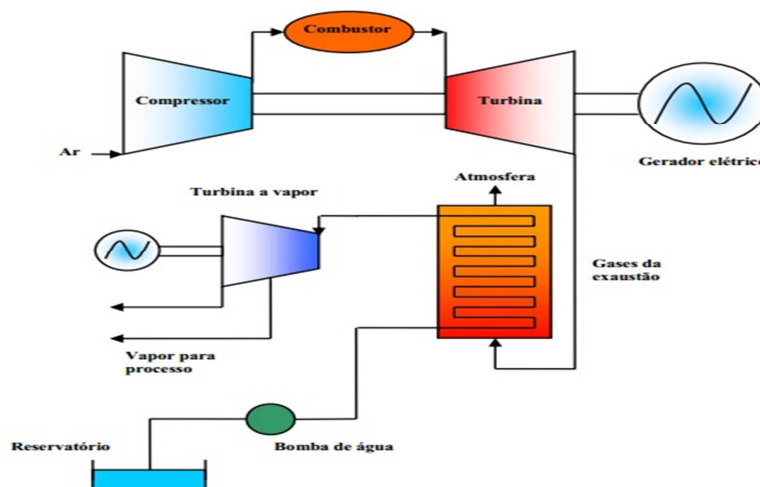


Fonte: Kalatalo (2004)

As turbinas a gás podem ser classificadas, de modo geral, como *heavy duty* ou aeroderivadas, que diferem especialmente em rendimento e aplicabilidade. As turbinas do primeiro tipo são projetadas para o uso industrial devido à boa combinação de fatores operacionais e econômicos, como alta confiabilidade e baixo custo (MACHADO, 2010), possuindo rendimentos inferiores e visando o aproveitamento dos gases exaustos a uma maior temperatura, seja para uma maior geração de vapor ou uso em ciclo combinado (BARJA, 2006). De acordo com Machado (2010), as turbinas aeroderivadas são oriundas da adaptação de turbinas aeronáuticas para uso industrial, possuindo rendimentos superiores às do tipo *heavy duty*; há assim menor aproveitamento da energia térmica dos gases exaustos, com maior foco na geração elétrica.

Nogueira *et al.* (2004) mostram que cogeração usando o ciclo *Rankine* apresenta eficiência elétrica de cerca de 30% e térmica de aproximadamente 52% (total de 82% , com perdas totais a 18%). Na cogeração a ciclo *Brayton* (associada a uma HRSG), o rendimento global chega a 80% (35% elétrico, 45% térmico e 20% de perdas totais). O uso de ciclos combinados, um arranjo entre dois ou mais ciclos (geralmente um ciclo *Brayton* com um ciclo *Rankine*) pode levar a um rendimento elétrico acima de 60% e eficiências totais de aproximadamente 85% (BARJA, 2006). A Figura 3 mostra um exemplo de ciclo combinado.

Figura 3 - Cogeração com ciclo combinado



Fonte: Kalatalo (2004)

O uso da energia elétrica possui relação direta com diversos setores da economia, entre eles o industrial, que é um grande consumidor. Nesse contexto, as tarifas praticadas no Brasil desempenham um importante impacto na competitividade da indústria nacional quando comparadas às de outros países, segundo a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN, 2013). Além disso, a qualidade da energia elétrica é alvo de discussão e preocupação dos gestores industriais, devido aos prejuízos, tanto técnicos quanto financeiros, que podem ser associados a um fornecimento inadequado desta (STAROSTA, 2006). De acordo com os dados do FIRJAN, fornecidos ao jornal Valor Econômico (2014), foram registradas 18,3 horas de interrupção no fornecimento da energia elétrica no Brasil em 2013, muito acima de países como Polônia, Eslováquia, Itália, Alemanha, Espanha e França, que juntos somam 16 horas de interrupção. Além disso, a indústria brasileira não é ressarcida pelos prejuízos consequentes destes eventos, que podem variar de milhares a milhões de reais por cada ocasião; discussões desta natureza têm ocorrido em esfera nacional.

Considerando-se que o uso da cogeração na indústria tem como objetivo trazer-lhe autossuficiência, é necessário que o custo da autoprodução seja abaixo do praticado através da compra desse insumo frente às concessionárias. Sendo assim, a competitividade da cogeração é diretamente relacionada ao preço dos combustíveis (BRASIL, 2005). No caso do gás natural, um dos combustíveis mais utilizados, há incertezas quanto à política de precificação brasileira em longo prazo, quando comparada à de outros países – como os Estados Unidos e a China –, mas um importante evento ocorrido em 2013 foi a retomada de leilões, que agregaram competitividade ao mercado do combustível, de acordo com a Confederação Nacional da Indústria (CNI, 2014).

Neste contexto que considera a regularidade no fornecimento de energia pelas concessionárias, a autoprodução através da cogeração pode se configurar em uma alternativa que agregue confiabilidade aos processos. O presente artigo faz, motivado por essas questões, uma análise técnica e econômica da implantação de uma cogeração a gás natural, utilizando o ciclo *Brayton*, em uma unidade industrial, considerando diferentes cenários.

2 METODOLOGIA

Foi realizado um Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) de modo a avaliar a implantação de uma unidade de cogeração em uma planta industrial. A demanda energética desta unidade está listada na Tabela 1.

Tabela 1 - Demanda energética da planta industrial em estudo

Informação	Valor	Unidade
Demanda de energia elétrica	14,5	MW
Demanda de vapor	16	t/h
Pressão do vapor	25	Bar
Temperatura do vapor	340	°C
Consumo de Gás Natural	1.210	m ³ /h

Como premissa, a cogeração deve atender o mínimo de 4 MW, para que, em caso de falha no fornecimento pela concessionária, a planta possa ser interrompida com segurança. Este valor é suficiente para atender a um desligamento dos equipamentos de forma segura, evitando maiores prejuízos e perda de matérias primas e produtos, não sendo necessário um projeto de cogeração no mesmo valor da demanda total.

Considera-se que a planta industrial gera seu próprio vapor através de uma caldeira, que foi projetada para atender as condições de pressão e temperatura exigidas pelo processo. Para a implantação de um ciclo *Rankine*, o vapor gerado teria sua pressão reduzida em uma turbina, o que exigiria a implantação de uma nova caldeira que gerasse este insumo a uma pressão originalmente maior (que atenderia ao processo após a redução). Neste caso, além dos altos investimentos (com a turbina e a nova caldeira), o equipamento antigo seria inutilizado ou ficaria ocioso, o que não seria viável para a unidade.

Por outro lado, a implantação de um ciclo *Brayton* aproveitaria a caldeira atual, adaptando-a em uma HRSG e, apesar de serem necessários investimentos (principalmente com a aquisição da turbina a gás), as especificações do processo continuariam sendo atendidas sem que equipamentos ficassem ociosos. Desta maneira, a implantação deste ciclo seria mais adequada para esta unidade, considerando-se que seriam feitas adaptações às condições pré-existentes.

As turbinas foram avaliadas considerando-se modelos com geração mais próxima à demanda da unidade. Partindo-se deste princípio, os investimentos necessários (CAPEX), referentes à aquisição, instalação e fornecimento da turbina a gás e equipamentos auxiliares foram orçados a partir de cotações com diversos fabricantes. As especificações técnicas principais e os CAPEX de cada modelo se encontram na Tabela 2. Nestes valores, já está inclusa a adaptação da caldeira pré-existente em uma HRSG.

Tabela 2 - Especificações de cada turbina

Modelo da turbina	Potência Líquida (kW)	Taxa de Calor (kJ/kWh)	CAPEX (R\$ MM) Base 2014
1	7.900	11.773	17,63
2	11.250	11.750	32,34
3	11.350	10.935	29,20
4	12.900	10.355	25,84
5	15.000	10.230	33,14
6	16.400	10.424	45,15

Considerando as turbinas estudadas, apenas o Modelo 6 é do tipo aeroderivada. As demais turbinas são do tipo *heavy duty*.

O Poder Calorífico Inferior (PCI) do gás natural, utilizando como referência o *website* da Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás), foi considerado como 35.629 kJ/m³. Sendo assim, o consumo de gás natural (v) em m³/h para cada turbina foi calculado a partir da Equação (1).

$$v = \frac{(Taxa\ de\ Calor)(Potência\ Líquida)}{PCI} \quad (1)$$

A Tabela 2 e Tabela 3 sumariza o consumo de gás natural calculado para cada modelo de turbina.

Tabela 3 - Consumo de gás natural (m³/h) por modelo de turbina

Modelo da turbina	Consumo de gás natural (m ³ /h)
1	2.610
2	3.710
3	3.483
4	3.749
5	4.307
6	4.798

A metodologia desenvolvida por Carvalho (2004) foi utilizada como base para o cálculo do EVTE. A metodologia é consolidada na literatura para este tipo de cálculo, como apresentado em Almeida (2006) e Almeida et al. (2006) na implantação de ciclos térmicos em unidades industriais, e Barja (2006) no caso específico de cogeração a gás natural. Os parâmetros considerados na análise econômica estão listados na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros para a análise econômica

Parâmetro	Valor	Unidade
Horas de operação	8.760	h/ano
Tributação – Imposto de Renda	25	% a.a.
WACC	10	% a.a.
Horizonte do projeto	20	Ano
Valor residual contábil	0	R\$ MM
Vida contábil do ativo	10	Ano

O modelo de EVTE foi baseado na comparação entre os custos futuros (provenientes da implantação da cogeração na unidade industrial) e os custos atuais (como a unidade opera atualmente), conforme a metodologia. O Valor Presente Líquido (VPL) foi usado como critério principal de viabilidade para a implantação de cada modelo de turbina individualmente. Para cálculo do VPL foram consideradas: a depreciação do ativo segundo o método de depreciação linear; o modelo de tributação por imposto de renda e, a estratificação do investimento inicial nos três primeiros anos (20% no primeiro ano, 30% no segundo ano e 50% no terceiro ano).

De modo a precificar a energia elétrica e o gás natural, algumas premissas foram adotadas. Uma vez que o horizonte do projeto leva em conta os próximos vinte anos, fez-se necessária a elaboração de uma curva de preços. Para tal, foi utilizado o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) como indexador, de modo a se obter os preços anuais a partir do preço de 2014. A taxa de juros anual foi estimada a partir do valor médio desse indicador no último cinco anos, utilizando dados da Fundação Getúlio Vargas (FGV, 2014). Os preços médios da energia elétrica e do gás natural em 2014 foram estimados com base em estudos realizados pela FIRJAN (2013) e pela CNI (2014). O fator de conversão cambial entre dólar e real foi obtido no *website* do Banco Central do Brasil (BCB), considerando o valor médio no ano de 2014 (até o final de Setembro). O resumo das premissas de precificação e índices econômicos adotados se encontra na Tabela 5.

Tabela 5 - Premissas para análise econômica

Premissa	Valor	Unidade
Indexador (média do IGP-M)	5,61	% a.a.
Preço da energia elétrica (base 2014, ex-impostos)	223,64	R\$/MWh
Preço do gás natural em base energética (base 2014, ex-impostos)	12	US\$/MMBTU
Câmbio	2,31	R\$/US\$
Preço do gás natural em base volumétrica (base 2014, ex-impostos)	0,94	R\$/m ³

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Considerando as premissas relatadas, o VPL foi calculado para os diferentes modelos de turbina. Os resultados se encontram sintetizados na Tabela 6.

Tabela 6 - VPL por modelo de turbina

Modelo da turbina	VPL (R\$ MM)
1	+11,74
2	-34,07
3	-7,51
4	+2,11
5	-13,18
6	-42,06

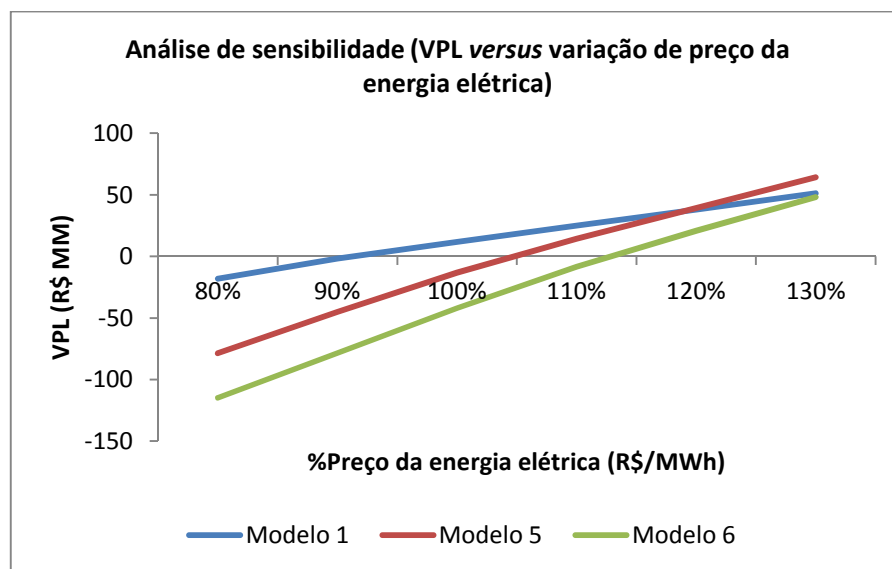
Observa-se que os projetos de implantação dos modelos de turbinas 1 e 4 resultaram em valores positivos para o VPL, sendo viáveis economicamente. No caso do modelo 1, a menor geração (7.900 kW), com consequente menor consumo de gás natural favorece a implantação da cogeração, em relação à compra de energia elétrica do sistema. Já o modelo 4 se mostra viável em especial pelo baixo investimento necessário para a implantação da turbina (R\$ 25,84 MM), que agrega competitividade ao projeto no cenário avaliado.

O investimento mostra-se desvantajoso para os modelos 2, 3, 5 e 6. Verifica-se que uma maior geração de energia elétrica, com maiores investimentos e consumo maior de gás natural levam à inviabilização econômica da cogeração, a partir das premissas adotadas.

Como uma forma de analisar o efeito dos preços de energia elétrica e gás natural na viabilização desses projetos de cogeração, foram feitas análises de sensibilidade.

Mantendo-se os demais parâmetros constantes (inclusive o gás natural a US\$ 12/MMBTU), foi avaliado o efeito do preço da energia elétrica sobre o VPL's, considerando variações entre 20% a menos e 30% a mais nos preços. Neste cenário, foram analisados os modelos 1, 5 e 6. O modelo 1 conferiria mais viabilidade ao projeto embora com menor geração. Os modelos 5 e 6 gerariam mais energia elétrica (15.000 kW ou mais), apesar de serem inviáveis no cenário base. Assim, foram analisadas as variações dos VPL's desses três casos, de modo a avaliar o efeito do preço da energia elétrica nesses cenários distintos. A Figura 4 mostra a tendência dos resultados a partir desta análise.

Figura 4 - Análise de sensibilidade do VPL em relação à variação do preço da energia elétrica

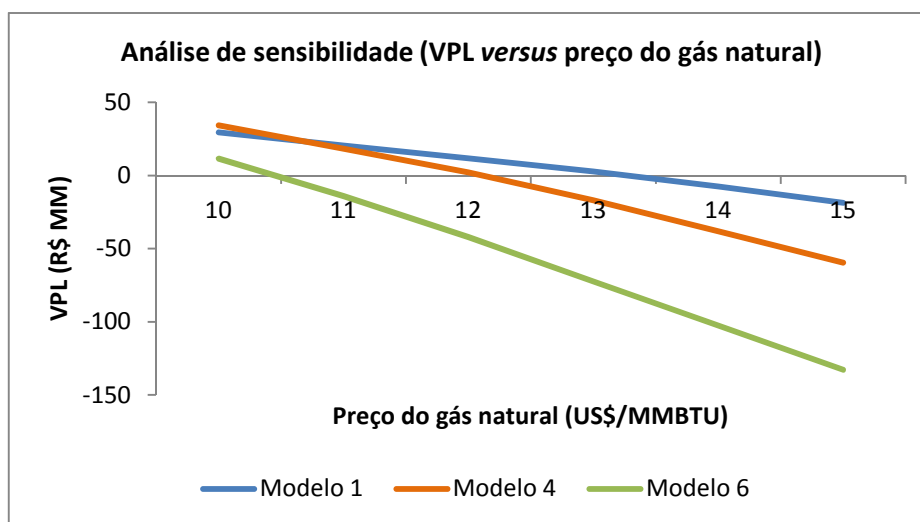


Verifica-se que mesmo a implantação do modelo 6, mais inviável no cenário base, passa a ser competitiva quando o preço da energia elétrica aumenta em cerca de 10% em relação à premissa mostrada na Tabela 4. Para o modelo 5, o aumento desses preços é tão favorável à sua implantação que, em VPL, o valor supera o modelo 1 (até então, o mais viável), para tarifas 20% acima das praticadas no cenário base devido ao balanço entre consumo de gás natural, investimento e capacidade em gerar energia elétrica. Quantos comparados os três casos, por outro lado, o modelo 1 se mostra menos sensível à variação tarifária deste

insumo, o que mostra ser uma vantagem competitiva quando as incertezas do mercado são levadas em consideração.

Em relação ao gás natural, foi feita uma análise considerando cenários variando o preço deste combustível entre US\$ 10/MMBTU a 15/MMBTU, nos próximos 20 anos. Aqui, foram escolhidos os cenários de maior viabilidade (modelos 1 e 4) e, o de maior inviabilidade (modelo 6), de modo a se estudar o quão sensível o projeto seria à variação do preço deste energético, mantendo os demais parâmetros constantes (inclusive a energia elétrica a R\$ 223,64/MWh, definido como premissa do cenário base). A Figura 5 mostra os resultados desta análise.

Figura 5 - Análise de sensibilidade do VPL em relação ao preço do gás natural



Analisando a Figura 5, o modelo 1 continua sendo o menos sensível em relação à variação do preço do gás natural, mostrando-se viável para tarifas praticadas até aproximadamente US\$ 13/MMBTU. Os modelos 4 e 6, por outro lado, são altamente sensíveis e, no pior cenário, com preços de US\$ 15/MMBTU, se mostram inviáveis, devido ao maior consumo de gás natural destas máquinas, que geram mais energia elétrica do que o modelo 1.

De acordo com uma pesquisa realizada pelo FIRJAN (2013), a tarifa média de gás natural praticada pela indústria nos Estados Unidos gira entre US\$ 2,5 e US\$ 4,5/MMBTU. A oferta de gás não convencional neste país (como *shale gas*, ou gás de xisto), em associação com a redução do preço do petróleo em decorrência da crise internacional iniciada em 2008, fizeram os preços decaírem. Além disso, custos mais baixos de perfuração, um mercado mais maduro, nível menor de impostos e ambiente regulatório estável tornam os Estados Unidos um dos países mais competitivos do mundo para a cogeração na indústria, sendo um dos principais concorrentes da indústria petroquímica brasileira. A China e o México, que praticam preços de US\$ 9/MMBTU e US\$ 3/MMBTU, respectivamente, também são mais competitivos e concorrentes diretos do Brasil (CNI, 2014).

Gomes (2011) discute os principais problemas do mercado brasileiro de gás natural, destacando as baixas taxas de cogeração no país, a baixa relevância destinada ao setor termoelétrico, as redes de distribuição

pouco densas e o monopólio da Petrobras, que diminuem a competitividade de todas as etapas da cadeia produtiva do energético. Como ponto favorável destaca-se a aprovação da Lei do Gás em 2009, facilitando a distribuição e a comercialização deste combustível.

Para a FIRJAN (2011), o aumento da competitividade do mercado de gás natural nacional, ainda pouco maduro, pode ocorrer com a reformulação da política de preços e tributação, tornando-a mais adequada à realidade mundial. Além disso, o fortalecimento da agência reguladora do setor (ANP) e a elaboração de um Plano Nacional do Gás podem dar diretrizes para o aumento da competitividade deste insumo. Gomes (2011), adicionalmente, defende a criação do Programa Nacional de Cogeração, que incentivaria o uso do energético em processos de cogeração industrial a partir de tarifas especiais.

De fato, a cogeração pode ser viabilizada com o fortalecimento do mercado energético nacional e com a adoção de políticas de incentivo ao autoprodutor. Além disso, o amadurecimento deste mercado favoreceria o setor industrial como um todo, que apresentaria melhores condições de competitividade frente a países hoje dominantes, como os Estados Unidos e a China. A cogeração, além de aumentar a confiabilidade, através da autossuficiência das unidades industriais frente às concessionárias, pode agregar alto valor econômico em cenários mais favoráveis ao seu desenvolvimento.

4 CONCLUSÃO

Considerando-se a sensibilidade aos preços de energia elétrica e gás natural, a implantação do modelo 1 apresentou menor variabilidade, sendo considerado viável tanto num cenário com tarifas de energia elétrica 10% abaixo da premissa adotada neste estudo (R\$ 223,64/MWh), quanto para preços de gás natural até US\$ 13,5/MMBTU. Os modelos, com maior capacidade de geração mostraram-se mais sensíveis às oscilações do mercado e inviáveis (ou com baixa viabilidade, no caso do modelo 4), nas premissas adotadas neste artigo.

É necessário que se busque, junto às concessionárias e aos órgãos reguladores, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica. Eventos de interrupção do fornecimento causam prejuízos anuais da indústria na ordem de milhões de reais, geralmente por perdas de matérias primas ou por lucros cessantes. As unidades industriais também são afetadas do ponto de vista de segurança operacional, pois a interrupção abrupta do fornecimento danifica equipamentos e coloca em risco a integridade das plantas e a vida dos trabalhadores.

É de suma importância que novas políticas sejam adotadas para incentivar a precificação da energia elétrica e do gás natural em linha com as tarifas adotadas mundialmente, de modo a promover condições mais competitivas, dentre outras questões que amadureçam o mercado energético brasileiro, tornando-o mais sólido.

Por fim, fica como sugestão para futuros trabalhos do estudo de implantação da cogeração a partir de outras fontes combustíveis, em especial aquelas que agreguem sustentabilidade a este processo industrial (e.g., biocombustíveis, resíduos agrícolas e urbanos etc.).

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao apoio dos engenheiros Robson Casali de Almeida e Manoel Moreira Neto durante a elaboração deste trabalho.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 14 de Novembro de 2006. Resolução Normativa Nº 235. ALMEIDA, G. *Metodologia para Avaliação Econômica de Unidades Resfriadoras de Líquidos por Ciclos de Compressão e Absorção*. Universidade de Brasília, Brasília, 2006, 136 p.

ALMEIDA, G., CARVALHO, E., JÚNIOR, J., PIMENTA, J. *Metodologia para Avaliação Econômica da Aplicação de Chillers por Absorção em Plantas Reais*. 16º Simpósio de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Uberlândia, 2006, 9 p.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). *Taxas de Câmbio*. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?txcambio>>. Acesso em: 12 ago. 2014.

BARJA, G. *A Cogeração e Sua Inserção ao Sistema Elétrico*. Universidade de Brasília, Brasília, 2006, 171 pp. BRASIL, N., 2005. *Notas de Aula de Co-geração do Curso de Engenharia de Equipamentos*. Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.professores.uff.br/dulcemar/Doc_PDF/Apostila_Cogeracao_Otima.pdf>. Acesso em: 14 set. 2014. 35 p.

CARVALHO, M. *Avaliação Econômica de Projetos de Energia, Análise Custo-Benefício*. X Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2004, p. 1431-1442.

COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA (BAHIAGÁS). *Gás Natural: Principais Características*. Disponível em: <<http://www.bahiagas.com.br/gas-natural/principais-caracteristicas>>. Acesso em: 12 ago. 2014.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). *Gás Natural: Uma Alternativa para uma Indústria Mais Competitiva*. Mapa Estratégico da Indústria 2013-2022, Brasília, 2014, 75 p.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). *O Preço do Gás Natural para a Indústria no Brasil e nos Estados Unidos – Comparativo de Competitividade*. Versão para Imprensa, Rio de Janeiro, 2013, 12 p.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). *Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil?*. Sistema FIRJAN, Rio de Janeiro, nº 9, 2011, 33 p.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). *Quanto Custa a Energia Elétrica para a Indústria no Brasil?*. Versão para Imprensa, Rio de Janeiro, 2013, 19 p.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). *Histórico – Índice Geral de Preços do Mercados (IGP-M)*. Disponível em: <<http://portalibre.fgv.br>>. Acesso em 10 ago. 2014.

GOMES, M. *Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao Shale Gas*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2011, 32 p.

KALATALO, D. *Análise Exergética de Ciclos Combinados*. Universidade de Brasília, Brasília, 2004, 120 pp.

MACHADO, J. *Benchmarking para uma Termelétrica que Utiliza Turbinas Aero-derivadas, Conectadas ao Sistema Interligado Nacional*. Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010, 77 p.

NOGUEIRA, L. et al. *Disseminação de Informações em Eficiência Energética – Cogeração*. Rio de Janeiro, 2004.
PINHO, E. *Estudo de Ampliação de Extração de Vapor e de Aumento de Eficiência Energética de uma Termelétrica*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014, 66 p.

STAROSTA, J. *Qualidade da Energia nos Processos Industriais e Produtividade (1ª Parte)*. O Setor Elétrico, Leonardo Energy, 2006, p. 60-63.

VALOR ECONÔMICO, 2014. *Firjan: Qualidade no Fornecimento de Energia Piorou nos Últimos 3 Anos*. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3554960/firjan-qualidade-no-fornecimento-de-energia-piorou-nos-ultimos-3-anos>>. Acesso em: 28 set. 2014.