

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE UMA PLANTA DE GNL BASEADA EM ANÁLISE DE RISCO DE DESABASTECIMENTO DE GÁS NATURAL PARA TERMOELÉTRICAS

Érico Pessoa Felix, erico.felix@poli.usp.br¹
Gilberto Francisco Martha de Souza, gfmsouza@usp.br¹
José Roberto Simões-Moreira, jrsmoies@usp.br^{1,2}

¹ Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Av. Prof. Mello Moraes, 2231 – Cidade Universitária, São Paulo, SP

² SISEA – Laboratório de Sistemas Energéticos Alternativos do Depto. de Enga. Mecânica da EPUSP, São Paulo, SP

Resumo: *Este artigo visa analisar a viabilidade econômica da implantação de uma planta de liquefação de gás natural como medida de mitigação da indisponibilidade da UTE por falta de gás natural. A análise de riscos em gasodutos baseia-se em determinar a frequência de ocorrência de falhas e as consequências que estas podem ocasionar. Primeiramente são definidos os modos de falha que os gasodutos podem apresentar. Destes destacam-se aqueles que possam causar o desabastecimento do consumidor final por um dado período de tempo. Adicionalmente, determina-se a distribuição temporal da probabilidade de ocorrência de um evento que venha a causar desabastecimento e a distribuição temporal de probabilidade do tempo de reparo da falha de modo a determinar o tempo de desabastecimento e assim quantificar as consequências das falhas para o consumidor final em função do tempo.*

Existem diversas formas de determinação da distribuição de probabilidade de falha de sistemas mecânicos. Destacam-se os dados históricos de falhas do próprio sistema em estudo, os dados históricos de sistemas semelhantes, ensaios de confiabilidade e modelos matemáticos de predição de vida e frequência de falhas baseados em parâmetros geométricos, composição químicas, solicitações mecânicas, entre outros.

As consequências de uma falha no gasoduto podem ser diversas. Neste estudo são avaliadas estritamente as consequências sobre a produção da usina termométrica. Essas consequências são medidas em valores monetário e dependem do cenário de operação da usina. Modelos para determinação dessas consequências também são apresentados nesse artigo.

Visando avaliar a viabilidade do investimento é utilizada a metodologia de tempo de retorno do investimento. No qual são considerados os custos evitados devido a indisponibilidade da UTE e adicionalmente é introduzida a possibilidade de venda de Gás Natural Liquefeito. Este gás pode ser vendido nas situações em que os tanques de armazenamento de GNL estão com sua capacidade máxima e a usina está disponível para operação. Para demonstração da metodologia utiliza-se como caso exemplo uma usina termométrica a ciclo combinado com uma potência de cerca de 200 MW e que utiliza com única fonte de combustível o gás natural.

Palavras-chave: *Análise de Risco; Gás Natural; Gasodutos; Usinas Termométrica; GNL*

1. INTRODUÇÃO

O mundo moderno depende cada vez mais de energia para satisfazer níveis crescentes de qualidade de vida, bem estar social e progresso material. No entanto, esta realidade pressupõe que a energia elétrica esteja disponível a um preço relativamente baixo, o que nem sempre corresponde à realidade. Se por um lado se busca qualidade e não interrupção no fornecimento de energia elétrica, por outro é necessário garantir os investimentos para a expansão do sistema. Amplas reformas no setor de eletricidade vêm sendo executadas desde o final do século passado em todo o mundo para alcançar estes objetivos, caracterizando-se como uma mudança de paradigma para o setor.

No sentido de aumentar a disponibilidade de uma planta termométrica e por consequência aumentar a oferta de energia elétrica no subsistema no qual esta planta está inserida é fundamental uma análise de riscos.

A avaliação de risco tem sido utilizada de uma maneira informal ao longo de toda a história da humanidade. O risco está sempre associado à decisão. Algo deve ser feito; uma ação deve ser tomada. Pode ser corriqueira, como atravessar a rua, ou de grande importância, como projetar uma grande represa ou uma usina nuclear. Nos dois casos deve-se escolher o que deve ser feito. O resultado está no futuro sendo, portanto, incerto. Alguns resultados serão melhores que outros, e outros podem ser desastrosos. Deve ser feita uma escolha de possíveis ações sabendo que escolher significa tomar uma decisão e, portanto, assumir um risco.

Este artigo visa analisar a consequência de falhas no sistema de transporte de gás natural sobre a geração de energia elétrica baseada em usinas termométricas a ciclo combinado através da avaliação das probabilidades de ocorrências de

falhas que tenha como consequência o desabastecimento da UTE (Usina Termoeletrica) e subsequente indisponibilidade da mesma. A partir desse risco determinar a viabilidade econômica da implantação de uma planta de liquefação, armazenamento e regaseificação de GNL como medida de mitigação da indisponibilidade e como nova opção de negócio, a comercialização de GNL.

2. CONCEITOS DE ANÁLISE DE RISCO

Segundo Muhlbauer (2004), risco é definido como a relação entre probabilidade de ocorrência de um evento que possa causar perdas de alguma forma e a magnitude das consequências deste. O risco pode ser quantificado pelo número de vítimas fatais, o número de lesões ocasionadas, ou em termos econômicos. Os custos relacionados com as perdas são uma parte importante para definir o potencial de risco. O risco é uma idéia composta, pois junta três aspectos separados: probabilidade (ou chance) de algo acontecer, consequências e contexto. Todos os três contribuem para qualquer avaliação ou quantificação de risco. Pode-se definir risco como sendo a medida de perda econômica e/ou de danos à vida humana, resultante da combinação entre as frequências de ocorrência e a magnitude das perdas ou danos (consequências).

Para Molak (1996), análise de risco é uma metodologia que avalia e deriva uma probabilidade de um efeito adverso causado por um agente (químico ou físico), um processo industrial, uma tecnologia ou um processo natural. A definição de um "efeito adverso" é um juízo de valor pode ser entendida através da quantificação de mortes ou ferimentos (na maioria dos casos de análise de risco à saúde humana); poderia ser uma falha de uma usina termoeletrica, ou um acidente em uma fábrica de produtos químicos, ou prejuízo de dinheiro investido.

A definição de risco é frequentemente expressa como uma relação matemática mostrada na Eq.(1).

$$\text{Risco} = (\text{Probabilidade}) \times (\text{Consequências}) \quad (1)$$

Um entendimento completo do risco requer que sejam respondidas três perguntas: 1. O que pode dar errado? 2. Com qual probabilidade? 3. Quais são as consequências?

3. ANÁLISE DE RISCO DE GASODUTOS

A análise de riscos em gasodutos baseia-se em determinar a frequência de ocorrência de falhas e as consequências que estas falhas podem ocasionar. Primeiramente é necessário definir quais são os modos de falha que os gasodutos podem apresentar. Destes modos de falha identificados, se faz necessário identificar quais podem causar como consequência o desabastecimento do consumidor final por um dado período de tempo. Desta forma, deve-se determinar não só a distribuição temporal da probabilidade de ocorrência de um evento que venha a causar desabastecimento, mas também a distribuição temporal de probabilidade do tempo de reparo da falha e assim determinar o tempo de desabastecimento visando quantificar as consequências das falhas para o consumidor final em função do tempo.

3.1. Modos de falha

Para determinar o que pode acontecer deve-se retomar o conceito de falha. A falha do gasoduto pode ser definida como o não cumprimento da sua função. Define-se a função do gasoduto como "transportar fluido gasoso desde o produtor até seu destino final com pressão e vazão especificadas". Diversos modos de falha podem ser observados em um gasoduto como, por exemplo, vazamento de gás para atmosfera, perda de integridade estrutural e bloqueio, pressão e vazão inferiores às especificadas e propriedades químicas fora dos padrões devem ser levados em consideração.

Segundo Muhlbauer (2004), a maioria das falhas de um sistema de gasodutos ocorre nos pontos de conexão. A vida do sistema não depende somente do material, mas também das condições ambientais externas e internas.

A Tabela 1 sumariza os principais modos de falha citados na norma NSWC-06/LE10 (2006), bem como as respectivas causas e efeitos possíveis em um sistema de gasodutos.

Tabela 1 - Principais modos de falha de um gasoduto (NSWC-06/LE10, 2006).

Modo de Falha	Causa da Falha	Efeito da Falha
Ruptura	<ul style="list-style-type: none"> • Deformação excessiva devido a desalinhamento • Sobrepressão interna 	Vazamento de gás
Fadiga	<ul style="list-style-type: none"> • Vibração 	Vazamento de gás
Danos nos conectores	<ul style="list-style-type: none"> • Montagem incorreta • Impacto externo • Vibração 	Vazamento de gás
Vazamento	<ul style="list-style-type: none"> • Incompatibilidade química com o fluido • Falha no sistema de selagem • Corrosão 	Aumento gradual no vazamento de gás
Estrangulamento da tubulação	<ul style="list-style-type: none"> • Falhas nos suportes da tubulação • Choque externo 	Vazamentos Redução da vazão

3.2. Frequência de falha em gasodutos

Uma etapa importante de uma análise de risco é a determinação da frequência de ocorrência de um perigo potencial. Existem diversas formas de determinação da distribuição de probabilidade de falha de sistemas mecânicos. Destacam-se as seguintes:

- Dados históricos de falhas do próprio sistema em estudo.
- Dados históricos de sistemas semelhantes.
- Ensaios de Confiabilidade, no qual se destacam os ensaios acelerados de vida;
- Modelos matemáticos de previsão da confiabilidade, baseando-se em parâmetros geométricos, composição química, solicitações mecânicas, entre outros.

Devido à ausência de dados históricos do gasoduto em estudo (GASBOL) e da impossibilidade de planejar e executar ensaios de confiabilidade serão usados de outros gasodutos. Destacam-se a seguir os modelos de previsão da frequência da ocorrência de falhas através de dados históricos de gasodutos semelhantes.

3.3. Histórico de Falhas de Sistemas Semelhantes

Para quantificar a frequência de ocorrência de falhas em gasodutos é comum o uso de unidades que levam em conta o número de falhas por unidade de comprimento e por unidade de tempo. As unidades mais comuns são falhas por 1000 km por ano, ou falhas por metro por milhão de ano, ou ainda, falhas por quilômetro por 1000 anos.

Dentre os bancos de dados a respeito de falhas em gasodutos destaca-se aquele organizado pela European Gas Pipeline Incident Data Group (2008). Este banco de dados aborda incidentes em gasodutos que não foram intencionalmente provocados e que provocaram perdas significativas de volume de gás natural. Quanto as características técnicas das tubulações o European Gas Pipeline Incident Data Group apenas trata de tubulações de aço, projetadas para operar com pelo menos 15 bar e exclui da análise equipamentos auxiliares como, por exemplo, válvulas e compressores, entre outros.

Através de dados de falhas coletados entre os anos de 1970 e 2007 por diversas empresas em 20 países da Europa na qual foram analisados 122.000 km de gasodutos conclui-se que:

- No período de 1970 a 2007 a frequência de incidentes por ano por 1000 km foi de 0,37.
- A principal causa de acidentes com gasodutos é devido a interferência externa.

Portanto, na ausência de dados específicos do GASBOL, fica como estimativa para taxa de falha nas análises subsequentes deste artigo o valor 0,37 falhas por ano por 1000 km.

3.4. Consequências

Uma etapa importante em uma análise de riscos é a avaliação quantitativa das conseqüências potenciais. Para tal é necessário responder a seguinte pergunta: “Se algo der errado, quais serão as conseqüências?”. Como conseqüência entende-se perda de algum bem ou de vidas. No caso de um acidente, vazamentos podem causar chama ou explosões. Pode-se quantificar as perdas através dos prejuízos de edifícios, veículos e outras propriedades danificadas; despesas de interrupção de serviço; custo do produto perdido; custo da remediação; e assim por diante.

As conseqüências podem ser agrupadas em diretas ou indiretas. Como custos diretos incluem danos materiais, indenizações para vítimas, indenizações ambientais, perdas do produto, despesas no reparo, despesas de remediação ambiental, entre outras.

Despesas indiretas podem incluir litígios, violações de contrato, descontentamento do cliente, reações políticas, perda de parte do mercado, e multas governamentais e penalidades.

Como um denominador comum, é usado frequentemente o valor monetário de perdas para quantificar as conseqüências. Atribuir um valor para as conseqüências de um acidente é um componente fundamental na determinação de quanto se está disposto a gastar para prevenir aquele acidente.

Neste artigo não será estudado o risco de acidentes, perdas de vidas humanas, ou ainda qualquer perda oriunda diretamente do incidente de falha do gasoduto. Serão apenas consideradas as conseqüências sobre as perdas financeiras da termoeletrica por não gerar eletricidade em virtude da falta de gás natural. Desta forma, a quantificação das conseqüências nessa análise se limita aos custos de indisponibilidade sobre a usina termoeletrica.

Os custos da indisponibilidade são os custos provenientes da ocorrência de um evento que torne a usina impossibilitada para despacho. Estes custos, no caso de desabastecimento de gás, são devido a penalidades contratuais ou a custos com a compra de energia de modo a assegurar o cumprimento dos contratos com a ANEEL.

Analisando o impacto das falhas nos gasodutos é possível associar as causas das falhas com o tamanho do vazamento (pequeno, médio ou ruptura da tubulação). O (European Gas Pipeline Incident Data Group, 2008) apresenta esta relação na Tab. (2) onde são mostrados os valores das taxas de falhas relacionadas às causas das falhas e ao tamanho do vazamento.

A partir das conseqüências das falhas para a UTE é possível avaliar o impacto sobre o consumidor final. A conseqüência principal na UTE é a ocorrência de indisponibilidade forçada devido à falta de combustível. Devido a falta de dados realísticos o tempo médio de reparo dos gasodutos é estimado através de dados obtidos em entrevistas com pessoas ligadas a manutenção de gasodutos.

Tabela 2 – Taxas de falhas por casusa de incidente em gasodutos (adapt. de European Gas Pipeline Incident Data Group, 2008)

Causa	Taxa de falha [incidentes por ano por 1.000 km]			
	Pequenos vazamentos	Vazamentos médios	Ruptura	Total (Porcentagem)
Interferência externa	0,05	0,1	0,03	0,18 (48,6%)
Defeitos de construção /Falhas do material	0,04	0,02	0,01	0,07 (18,9%)
Corrosão	0,05	0,005	<0,001	0,055(14,9%)
Tremores de terra	0,005	0,005	0,015	0,025(6,7%)
Trepanação incorreta	0,01	0,005	<0,001	0,015(4,1%)
Outros e desconhecidos	0,021	0,001	0,003	0,025(6,8%)
Total (Porcentagem)	0,176 (47,5%)	0,136 (36,8%)	0,058 (15,7%)	0,37 (100%)

A perda de produção de uma UTE causada por indisponibilidade de um gasoduto é dada pela Eq. (2).

$$PP = MTTR \times GF \times P, \quad (2)$$

onde:

PP : Perda de produção [\$];

GF : Garantia Física [MWh];

P : Preço da energia comprada no Mercado Spot [\$];

$MTTR$: Estimativa de tempo médio de reparo do gasoduto [h].

Para o mercado brasileiro de energia elétrica, a avaliação da perda de produção devido a indisponibilidade da usina termoeletrica depende do acordo bilateral entre o agente elétrico do gerador da energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Estes acordos determinam os preços e volume de vendas da energia elétrica durante determinados períodos. Se a quantidade de energia entregue for menor do que o volume de vendas definido no acordo, o agente do gerador pode sofrer penalidades incluindo o pagamento ou a redução do volume de vendas nos contratos futuros. Estas penalidades afetam o custo da perda de produção.

A fim de evitar as penalidades por parte da ANEEL o gerador pode comprar a energia elétrica no mercado *spot* para cumprir com o volume de despacho contratado. O mercado *spot* é um segmento do mercado atacadista de energia elétrica em que a energia não contratada através de contratos bilaterais e o excedente gerado são negociados. O preço varia conforme a demanda e afeta extremamente o custo da perda de produção de uma UTE.

3.5. Determinação da indisponibilidade de uma UTE por falta de combustível

A indisponibilidade do gasoduto deve ser associada ao perfil do consumo de gás natural da UTE. Dependendo do perfil do consumo um cenário diferente de risco é caracterizado. O pior cenário pode ocorrer quando uma falha no gasoduto ocorre no momento onde a usina está sendo solicitada a gerar, assim a indisponibilidade da usina pode ser determinada por uma probabilidade condicional. A probabilidade da planta tornar-se indisponível é obtida através da associação da indisponibilidade do gasoduto e da probabilidade da usina estar gerando no momento da falha operacional do gasoduto.

A indisponibilidade do gasoduto pode ser obtida através da Eq. (3).

$$\bar{A}_{gasoduto} = 1 - A_{gasoduto} \approx \lambda_{gasoduto} \times MTTR_{gasoduto} \quad (3)$$

onde:

$\bar{A}_{gasoduto}$: Indisponibilidade do gasoduto [%];

$A_{gasoduto}$: Disponibilidade do Gasoduto [%];

$\lambda_{gasoduto}$: taxa de falha do gasoduto [falhas/hora];

Para determinar a probabilidade de uma usina termoeletrica estar indisponível é necessário multiplicar a indisponibilidade o gasoduto pela probabilidade da usina estar gerando no momento da falha do gasoduto. A Eq. (4) pode ser utilizada para estimar a probabilidade de planta estar gerando em um certo dia de um ano operacional.

$$P(\text{usina estar gerando}) = \frac{\text{Número de dias ao ano de geração}}{365 \text{ dias}} \quad (4)$$

A indisponibilidade da usina pode ser calculada conforme mostrado na Eq. (5).

$$\bar{A}_{UTE} = \bar{A}_{gasoduto} \times P(\text{usina estar gerando}) \quad (5)$$

3.10 Função de Risco

Para avaliação do risco de uma falha no sistema desabastecimento de gás natural causar indisponibilidade da usina é necessário multiplicar a indisponibilidade, calculada pela Eq. (5), pela avaliação das consequências. Assim, o risco pode ser avaliado através da Eq. (6).

$$Risco = \bar{A}_{UTE} \times PP \quad (6)$$

onde:

\bar{A}_{UTE} : Indisponibilidade da Usina termoeletrica [%];

4. PLANTAS DE LIQUEFAÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Segundo Dominion Gas Transmission (2008), o processo de liquefação do gás natural teve seu início no século XIX, quando o químico e físico britânico, Michael Faraday, realizou alguns experimentos sobre a liquefação de diferentes tipos de gases, incluindo o gás natural.

O estudo detalhado dos sistemas reais de liquefação não são objetos do presente artigo serão analisados apenas os critérios econômicos dos seguintes processos: Black and Veatch (PRICO), Cascata Otimizado (Phillips), C3-MR / AP-X (APCI) e Linde-Hampson. Detalhes de tecnologia de produção de GNL de plantas de pequena escala podem ser obtidas em Simões-Moreira et al.(2007). No tocante à tecnologia de refrigerante misto, refere-se à Begazo (2008) para detalhamentos adicionais.

O gás natural liquefeito deve ser armazenado à temperatura de aproximadamente -161 °C em condição atmosférica, o que requer um bom sistema de isolamento térmico para que a troca de calor com o meio seja mínima e o combustível permaneça na fase líquida.

O isolamento dos reservatórios conhecidos não é suficiente para manter a temperatura baixa, devendo-se manter o gás à temperatura de evaporação e à pressão constante, já que dessa forma, mesmo que se forneça calor ao gás, sua temperatura não é modificada desde que se libere o vapor do reservatório. Esse vapor liberado é conhecido como *boil-off*.

No tocante análise do sistema de armazenamento, as análises desse artigo visam determinar o volume total do tanque ou dos tanques de armazenamento de GNL que objetivam suprir uma eventual falta de gás natural ou armazenar GNL com o objetivo de venda de combustível líquido. Para tal análise o número total de dias de operação com GNL. Este variável pode ser obtida através da soma do número de dias de indisponibilidade da UTE por falta de GN determinada em itens anteriores adicionada a número de dias adicionais de segurança que expressa um uma suposta quantidade de dias que se deseja ter de segurança além dos dias calculados pela análise de risco. Adicionalmente determina-se o número de dias para o completo enchimento dos tanques de armazenamento visando-se determinar a capacidade da planta de liquefação.

O cálculo do volume total dos tanques e da capacidade da planta de liquefação são apresentados nas Eq. (7) e Eq. (8), respectivamente.

$$VTT = \frac{CMD}{600} \times TDGNL \quad (7)$$

$$CP = \frac{VTT}{NDET} \quad (8)$$

onde:

VTT : Volume Total dos tanques de GNL [m³]

$TDGNL$: Total de dias estimado com operação com GNL [dias]

CMD : Consumo médio diário [Nm³/dia]

CP : Capacidade da planta de geração de GNL [m³/dia]

$NDET$: Número de dias para encher o tanque [dias]

Para que o GNL possa ser utilizado como combustível na geração de energia elétrica é necessário que o mesmo possa ser regaseificado de maneira rápida, atendendo assim o consumo da UTE de forma integral.

Para este estudo será considerado o uso de vaporizadores com aquecimento integrado devido à característica de receber calor adicional e assim responder de forma rápida e atender as necessidades da UTE. Uma revisão de tecnologias de armazenamento e regaseificação de GNL pode ser encontrada em Carvalho (2008).

5. ANÁLISE ECONÔMICA

Visando avaliar a viabilidade econômica da planta de liquefação, armazenamento e regaseificação de GNL são estabelecidos os procedimentos de estimativas de custos de capital, operação e manutenção, preço de compra de gás natural, preço de venda de GNL. É utilizada a técnica do Tempo de Retorno de Investimento para avaliar a viabilidade econômica. A seguir são descritas cada uma das variáveis utilizadas na análise. Todos os equacionamentos desta análise econômica foram resumidos na Tab. (3).

5.1. Custo de capital da planta de liquefação

O custo de capital da planta de liquefação em si constitui o componente de maior impacto econômico no projeto. A avaliação do custo de capital de sistemas complexos pode ser efetuada através de contato direto com empresas especializadas. Como se trata de um ramo de atividade muito específico, existe uma elevada dificuldade na coleta de informações de diversas tecnologias estudadas. Assim como alternativa para avaliação desses custos pode-se utilizar como base empreendimentos já construídos. Greaker e Sagen (2004), apresentam uma listagem dos diversos empreendimentos ao redor do mundo construídos ou em fase de construção com conclusão entre 1964 a 2007. Os dados de custo de capital são apresentados de forma específica em US\$ BN/mt, ou seja, em “bilhões de dólares americanos por milhões de toneladas de GNL por ano” que equivale a “milhares de dólares por tonelada por ano”. As principais tecnologias citadas por Greaker e Sagen são: Black and Veatch (PRICO), Cascata Otimizado (Phillips), C3-MR / AP-X (APCI) e Linde-Hampson.

Levando em consideração as quatro tecnologias destacadas foram avaliados os custos de capital médio para cada uma das tecnologias destacadas acima. Estes valores são mostrados na Tab. (3).

Tabela 3 - Custo de capital específico médio por tecnologia de liquefação (Adap. de Greaker e Sagen, 2004)

Tecnologia de Liquefação	Custo específico de capital (US\$/ ton/ano)
Black and Veatch (PRICO)	219,0
Cascata Otimizado (Phillips)	220,0
C3-MR / AP-X (APCI)	352,0
Linde-Hampson	242,0

Os valores apresentados na Tab. (3) podem ser entendidos, de forma simplificada, como o quociente entre o custo total de implantação da planta de liquefação por cada tonelada de GNL produzida em um período operacional de um ano em termos de valor presente. Assim é possível compará-las no tocante ao custo.

5.2. Custo dos tanques de armazenagem

De acordo com Arup Energy (2006) o custo do tanque de armazenagem varia de 400 US\$/m³ de GNL armazenado para plantas de pequena escala (entre 10000 e 20000 m³) e 300 US\$/m³ para tanques de grande capacidade (acima de 100 000 m³). Existe, portanto, um fator de escala associado ao tamanho dos tanques, porém, no presente estudo os tanques podem ser considerados de pequena para média escala e daí adotou-se o valor de 400 US\$/m³, independente da tecnologia de armazenagem adotada.

5.3. Custo da Planta de regaseificação

Segundo Sonmez *et al.* (2008), o custo de capital de uma planta de regaseificação pode ser estimado como 0,028 US\$/MMBTU (dólares americanos por milhões de BTUs) que correspondem a 0,039216 US\$/Nm³ de GN, ou ainda, 52,94 US\$/ton de GNL. Os mesmos autores também estimam o consumo de gás natural no processo de regaseificação como aproximadamente 1,7% da capacidade de regaseificação da planta para os casos em que ocorre aquecimento pela combustão do gás natural.

5.4. Custo específico anual de O & M da planta

Dados específicos a respeito dos custos de O&M de uma planta de liquefação são de difícil obtenção, porém é possível estimar esses custos através de dados do artigo de Shively e Ferrare (2005). Estes dados mostram que o custo específico (por milhares de pés cúbicos – Mcf) para operação e manutenção corresponde a aproximadamente 20% do custo total do sistema de liquefação, armazenagem e regaseificação. Ao comparar-se o custo de O & M apenas com o custo de capital da planta de liquefação verifica-se que existe uma relação de 40%/60%. Esta relação é utilizada para o cálculo mostrado na Tab. (6).

5.5. Custo de compra de GN e de venda de GNL

A empresa COMGÁS disponibiliza dados de comercialização de GN e GNL. O valor fornecidos para o Gás Natural pela COMGÁS é de 0,049718 R\$/m³, aplicando-se uma taxa de cambio de 1,810 R\$/US\$, tem-se que no dia 22 de fevereiro de 2010 o valor do gás natural vendido pela COMGÁS para geração termoelétrica era de 0,02747 US\$/Nm³.

O custo de venda do gás liquefeito é variável em função do mercado. Porém, com o objetivo é apresentar um valor *default* para aplicação da metodologia, estimou-se este valor também a partir do site da COMGÁS que apresenta um valor de 0,357361 R\$/m³ de GN, que corresponde a 0,19975 US\$/m³ de GN. Desenvolvendo-se uma transformação de unidades tem-se um valor de 269,66 US\$/ ton de GNL.

5.6. Número de dias de venda de GNL

O número de dias de venda de GNL é uma variável que expressa a quantidade de GNL que é vendido anualmente visando à obtenção de lucro. Esse valor deve aparecer como uma variável de entrada na presente análise econômica. Porém estima-se que esse valor máximo comercializado anualmente pode ser no estimado descontando-se o número de dias para encher o tanque do número de dias de disponibilidade operacional da planta de liquefação em um ano operacional.

5.7. Produção diária de GNL

A produção diária de GNL pode ser encontrada a partir da razão entre o volume total do tanque e o número de dias para encher o tanque. Adicionalmente é feita uma transformação de unidades com o objetivo transformar o volume em m³ para massa em toneladas, utiliza-se assim a densidade do GNL de 0,46 ton/m³.

5.8. Custo evitado devido a indisponibilidade de gás natural

O custo evitado expressa o capital que deixou de ser empregado na remedição da indisponibilidade a UTE consumidora por falta de gás natural. O valor desse custo também é calculado em bases anuais.

5.9. Receita anual com a venda de GNL e a receita anual total

A receita anual com a venda de GNL pode ser entendida como o produto entre a quantidade de GNL comercializada, expressa em toneladas, e o lucro obtido por tonelada.

A Receita anual total leva em consideração não a venda de GNL e o custo evitado pela indisponibilidade por falta de gás natural.

5.10. Tempo de retorno de investimento

O critério do tempo de retorno de Capital, ou *payback*, é, sem dúvida, o mais difundido no meio técnico para análises de viabilidade econômica, principalmente devido à sua facilidade de aplicação e de compreensão. Para se obter o tempo de retorno de investimento deve-se levar em consideração não só o investimento inicial na construção da planta e o retorno anual dessa planta, mas também a taxa básica de juros aplicada no mercado. Assim leva-se em consideração que o montante inicial investido está sujeito aos juros do mercado enquanto investimento não é totalmente amortizado.

6. CASO EXEMPLO: USINA TERMOELÉTRICA COM POTÊNCIA NOMINAL DE 200 MW

O exemplo utilizado com aplicação da metodologia proposta é uma Usina Termoelétrica de Ciclo Combinado com potência nominal de aproximadamente 200MW e consumo de gás natural médio de 750 mil m³ por dia. O gás natural é fornecido pelo gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), através de 3150 quilômetros de dutos desde o campo de produção até a o consumidor final (caso exemplo).

Para determinar a probabilidade de a usina estar gerando em um dado instante de tempo são estabelecidas as seguintes hipóteses:

- São considerados todos os dias de geração solicitada pelo ONS.
- A média do consumo diário é considerada 750.000 m³/dia para todos os dias que a usina é solicitada.
- O consumo máximo da UTE é de 1.000.000 m³/dia
- Supõe-se distribuição uniforme de consumo durante o ano e igual à distribuição de solicitação do ONS, portanto qualquer indisponibilidade operacional da UTE não é considerada.

Esta usina opera cerca de 80 dias por ano, assim, a probabilidade da UTE estar operando no momento da ocorrência de uma falha do gasoduto é obtida a partir da Eq. (4). Desta forma, a probabilidade de que a planta esteja operando no momento em que ocorre uma falha no gasoduto é de aproximadamente 22 %.

Visando avaliar a frequência de ocorrência dos eventos que podem causar a indisponibilidade do gasoduto são considerados os valores de taxa de falha apresentados na Tab.(2). Esses dados estão relacionados a um gasoduto de 1.000 km, no entanto, o gasoduto em estudo possui um comprimento total de 3.150 km. Assim, todos os valores de taxa de falha

apresentados no Tab. (2) devem ser multiplicados por um fator de 3.15 para se obter os valores corretos para o gasoduto em estudo.

Para definir totalmente o conceito de risco devem-se quantificar cada uma das conseqüências associadas a cada modo de falha do gasoduto. Através de valores hipotéticos de *MTTR*, aqui utilizados apenas para a demonstração da metodologia, é apresentado um procedimento para o cálculo do risco que está resumido na Tab. (4). A Tabela 4 também apresenta os valores das taxas de falha para cada um dos modos de falha em falhas por hora. Os valores de *MTTR* e a taxa de falha do gasoduto são usados para calcular a indisponibilidade. Este cálculo é executado de acordo com a Eq. (3).

A partir da indisponibilidade do gasoduto e do perfil de consumo de combustível da usina em estudo, a indisponibilidade devido à falta de gás para a geração é calculada usando Eq. (5). Os resultados também são mostrados na Tab (4).

Para o cálculo das conseqüências de cada modo de falha utiliza-se a Eq. (2). Esta visa quantificar monetariamente as conseqüências das falhas. Supondo que a garantia física da planta como 76 média MWh e o preço da eletricidade no mercado local como US\$ 330/MWh o custo da indisponibilidade durante uma hora pode ser calculado como:

$$PP = MTTR \times GF \times P = 1 \times 76 \times 330 = 25.080 \text{ \$/hora}$$

A Tabela 4 apresenta valores monetários de quantificação das conseqüências para os três modos de falha estudados. Desconsiderando-se o custo de eventuais multas contratuais, o custo da perda de produção pode ser usado como custo total para avaliação das conseqüências na análise de risco. Assim como sintetiza dos cálculos desenvolvidos para determinação do risco de desabastecimento por falta de gás. Este risco pode ser entendido como um custo de operação que deve ser reservado para eventual indisponibilidade devido a falhas de abastecimento de combustível. Como uma decisão estratégica, este valor pode ser considerado um custo fixo de operação da planta.

Tabela 4 – Cálculo do risco de desabastecimento da UTE caso exemplo.

	Pequenos vazamentos	Vazamentos médios	Ruptura	Valores médios
<i>MTTR</i> (horas)	2,37	22,20	100,92	25,1
$\lambda_{\text{gasoduto}}$ (falhas/hora)	$6,32 \cdot 10^{-5}$	$4,89 \cdot 10^{-5}$	$2,09 \cdot 10^{-5}$	$1,33 \cdot 10^{-4}$
A_{gasoduto}	0,015%	0,108%	1,097%	0,334%
\bar{A}_{UTE}	0,003%	0,023%	0,241%	0,073%
Risco [\$/hora]	0,83	595,90	60,53	18,43
Risco [\$/ano]	7.250,13	5.220.084	530.225,91	161.436,15

$P(UTE \text{ gerando}) = 22 \%$

Analisando os dados da Tab.(4) pode-se concluir que, em média, em um período operacional de 8.760 horas, a usina possui aproximadamente um custo associado ao risco de falta de gás natural de abastecimento da ordem de US\$ 160 mil dólares devido à indisponibilidade de gás natural.

A análise subsequente visa determinar o volume total do tanque ou dos tanques de armazenamento de GNL que objetivam suprir uma eventual falta de gás natural ou armazenar GNL com o objetivo de venda de combustível líquido. Adicionalmente calcula-se a capacidade da planta de liquefação baseado-se no total de tempo necessário para se encher o tanque de armazenamento.

Primeiramente é calculado o volume total de GNL a ser armazenado. Este cálculo baseia-se na estimativa de dias por ano de indisponibilidade do gasoduto. Para se obter esta estimativa basta multiplicar a indisponibilidade da planta por falta de gás pelo período operacional de 365 dias ao ano. Destaca-se que este cálculo somente leva em consideração o período em que a UTE está sendo solicitada pela ONS. Assim, a estimativa citada é estimada para os valores médios é apresentada na Tab.(5).

Tabela 5 – Cálculo do sistema de armazenamento de GNL

	Valor inicial/ Formulação	Resultado
Indisponibilidade da UTE (\bar{A}_{UTE})	0,073%	
Dias de indisponibilidade por falta de gás (<i>NDIGN</i>)	$NDIGN = \bar{A}_{UTE} \times 365$	0,27 dias
Dias adicionais de segurança (<i>NDAS</i>)	20 dias	
Total de dias de operação contínua com GNL (<i>TDGNL</i>)	$TDGNL = NDIGN + NDAS$	20,27 dias
Consumo médio diário da UTE (<i>CMD</i>)	750.000 m ³	
Volume total dos tanques de armazenamento (<i>VTT</i>)	$VTT = \frac{CMD}{600} \cdot TDGNL$	25.338 m ³
Número de dias para encher o tanque (<i>NDET</i>)	30 dias	
Capacidade da Planta de liquefação (<i>CP</i>)	$CP = \frac{VTT}{NDET}$	845 m ³ /dia

A Tabela 6 sumariza os cálculos referentes análise econômica. Esta análise segue as seguintes premissas:

- A tecnologia escolhida para liquefação de GN é a Black and Veatch PRICO com custo específico de 219 US\$/tonelada de GNL.
- Assume-se que seja comercializado durante 100 dias ao ano o volume de GNL produzido diariamente.
- Os valores de compra de gás natural e venda de GNL são valores comerciais e estão sujeitos a flutuações do mercado.

Tabela 6 – Resultados principais da análise econômica

	Valor inicial/ Formulação	Resultado
Investimento específico de Capital da planta de GNL (<i>CEGNL</i>)	219 US\$/ton de GNL	
Investimento específico do tanque de armazenamento (<i>CETA</i>)	400 US\$/m ³	
Consumo máximo da UTE (<i>CMUTE</i>)	1.000.000 Nm ³ /dia	
Capacidade da planta de regaseificação (<i>CGSR</i>)	$CPSR = 1,017 \times CMUTE$	1.170.000 (Nm ³ /dia)
Investimento específico do sistema de regaseificação (<i>CESR</i>)	0,039216 US\$/ (Nm ³ /dia)	
Custo específico total de O & M de todos os sistemas (<i>CAOEM</i>)	$CAOEM = CEGNL \times (40/60)$	146 US\$/ton de GNL
Custo de compra de GN (CCGN)	0,02869 US\$/Nm ³ de GN	
Preço de venda de GNL (PVGNL)	269,66 US\$/ton de GNL	
Número de dias de venda de GNL (NDVGNL)	100 dias	
Taxa básica de juros (TBJ)	5 % a.a	
Produção diária de GNL (PDGNL)	$PDGNL = \frac{VIT \times 0,46}{NDE}$	388,5 ton/dia
Investimento total da planta de liquefação (CTGNL)	$CTGNL = CEGNL \times PDGNL \times 365$	31.055.414 US\$
Investimento total no tanque de Armazenamento (CTA)	$CTA = CETA \times VIT$	10.135.200 US\$
Investimento total no sistema de regaseificação (CTSR)	$CTSR = CMUTE \times CGSR \times CESR$	45.882 US\$
Investimento total das plantas (ITP)	$ITP = CEGNL \times PDGNL \times 365 + CTA + CTSR$	41.236.300 US\$
Custo anual total de O & M (CTOEM)	$CTOEM = \frac{CAOEM \times PDGNL \times 365}{10}$	2.070.360 US\$/ano
Custo Evitado devido a indisponibilidade de gás (CE)	$CE = (((GF - CA) \times P) + CP) \times DIG \times 24$ $RAGNL = NDVGNL \times PDGNL$	161.412 US\$/ano
Receita anual de venda de GNL (RAGNL)	$(PVGNL - CCGN \times (1350) - \frac{CAOEM}{10})$	8.404.542 US\$/ano
Receita anual total (RAT)	$RAT = CE + RAGNL$	8.565.954 US\$/ano
Tempo de retorno de investimento (TRI)	$TRI = -\ln \left(1 - \frac{ITP}{RAT} \times TBJ \right) / \ln (1 + TBJ)$	5,64 anos

7. CONCLUSÕES

A fim de determinar a capacidade nacional de geração de energia elétrica, o conhecimento da disponibilidade de suas unidades geradoras é fundamental. Visando estimar essa disponibilidade e planejamento de futuras operações da planta, a disponibilidade do combustível é utilizada para o cálculo de disponibilidade de usina térmica. Para avaliar a disponibilidade dos sistemas de transporte os conceitos de análise de risco são usados. Esta metodologia baseia-se na avaliação das taxas de falhas dos gasodutos e das consequências das falhas que podem causar a indisponibilidade da usina. A principal consequência sobre a UTE é a indisponibilidade forçada devido à falta de gás. A gravidade das consequências sobre a usina termoeletrica pode ser estimada como sendo diretamente proporcional o *MTTR* (tempo médio de reparo) do gás do gasoduto.

Três tipos de consequências de falhas em gasodutos foram avaliadas: Pequenos vazamentos, furos médios e ruptura. Para cada uma delas foi atribuídos dados estatísticos: taxa de falha (λ) e o *MTTR*. Dados históricos de gasodutos Europeu foram usados para estimar a taxa de falha. A taxa de falha estimado utilizada neste trabalho foi de 0,37 falhas por 1000 km por ano. Também foram estimados valores do *MTTR* dependendo de cada uma das falhas apresentadas pelo gasoduto.

Como principais resultados deste artigo, tem-se a metodologia para calcular a perda de produção de custo, que pode ser entendida como a avaliação monetária das consequências das falhas do gasoduto e a avaliação quantitativa do risco de indisponibilidade da usina devido a problemas de abastecimento de Gás Natural. Estes dados podem ser utilizados para uma decisão de investimento estratégico.

Do ponto de vista de viabilidade econômica, observa-se que para o presente caso exemplo o custo evitado representa menos de 10 % do valor anual de O&M, com essas condições não existe tempo de retorno. Portanto, a implantação para esse caso de uma planta de liquefação para suprir a indisponibilidade de GN por falhas operacionais no sistema de transporte de GN é inviável.

Por outro lado se a UTE utilizar a planta de liquefação de GN como um novo negócio com o objetivo de vender GNL para o mercado o investimento se torna viável e com apenas 100 dias anuais de venda de GNL o investimento terá um tempo de retorno de aproximadamente 5 anos.

Distingue-se que os dados usados neste documento foram obtidos através de análise de sistemas similares. A aplicação da metodologia confiável depende, portanto, da utilização de dados confiáveis. Adicionalmente destaca-se que

não foram levados em consideração fatores de indisponibilidade não operacional, ou seja, causadas por fatores políticos ou por condições do mercado.

8. REFERÊNCIAS

- Arup Energy, December 2006, "Liquefied Natural Gas – Market Challenges and Opportunities for Innovation". Hydrocarbon World.
- Begazo, C.D.T, 2008, "Avaliação de um Ciclo de Liquefação Usando a Tecnologia de Refrigerante Misto para Plantas de Pequena Escala de GNL", Dissertação de Mestrado, Programa de Enga. Mecânica da EPUSP.
- Carvalho, E.C., 2008, "Avaliação Técnica-Econômica do Armazenamento, Transporte e Regaseificação do Gás Natural Liquefeito", Trabalho de Conclusão do Curso de Enga. Mecânica da Escola Politécnica da USP.
- Dominion Gas Transmission. Disponível em: <<http://www.dom.com>>. Acesso em: 14/02/2008.
- European Gas Pipeline Incident Data Group, 2008. "7th European Gas Pipeline Incident Data Group Report, 1970–2004."
- Greaker, M. ; Sagen, E. L. , October 2004, "Explain experience curves for LNG liquefaction costs: Competition matter more than learning" Discussion Paper No 393, Statistics Norway, Research Department, October 2004.
- Molak, V., 1996. "Fundamentals of risk analysis and risk management". Cincinnati, Ohio: Lewis Publishers is an imprint of CRC Press.
- Muhlbauer, W. K., 2004. "Pipeline Risk Management Manual: Ideas, Techniques and Resources", Amsterdam, Netherlands: Elsevier.
- Shively, B. e Ferrare, J., June 2005, "Understanding Today's Global LNG Business (Paperback)". Enerdynamics.
- Simões-Moreira, J.R.; Begazo, C. D. T.; Carvalho, E. C., 2007, "Small-Scale LNG Plant Technologies", Hydrocarbon World, V.1, pp. 28-33.
- Sonmez, E; Kekre, S.; Scheller-Wolf, A.; Secomandi, N.; David A. "Model-based Analysis of Liquefied Natural Gas Regasification Technologies". Tepper School of Business, Carnegie Mellon University, USA. 2008.

9. DIREITOS AUTORAIS

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

10. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à PETROBRAS, FAFEN e IBIRITERMO pelo suporte financeiro. Este projeto foi desenvolvido dentro dos programas de P&D da ANEEL. O terceiro autor agradece ao CNPq pelo suporte financeiro pessoal.

ECONOMIC VIABILITY ANALYSIS OF A LNG PLANT SYSTEM BASED ON RISK ANALYSIS DUE TO NATURAL GAS PIPELINE SUPPLY UNAVAILABILITY

Érico Pessoa Felix, erico.felix@poli.usp.br¹

Gilberto Francisco Martha de Souza, gfm Souza@usp.br¹

José Roberto Simões-Moreira, jrsimoes@usp.br^{1,3}

¹ Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Av. Prof. Mello Moraes, 2231 – Cidade Universitária, São Paulo, SP

² SISEA – Laboratório de Sistemas Energéticos Alternativos do Depto. de Enga. Mecânica da EPUSP, São Paulo, SP

Abstract: *This article aims at to analyze the economic viability of natural gas liquefaction plant implantation to reduce the unavailability of UTE due to natural gas lack of supply. The Risk Analysis of gas pipeline is based on determining the failures frequency and their consequences. First gas pipeline failure modes are defined. The methodology is based on the application of failure modes and effects analysis method to list all possible failures (caused by aging phenomena or by accidents related to natural and non-natural phenomena) of large diameter pipelines and their consequences over the natural gas supply. Those consequences are measured in terms of the leakage magnitude and the time to restore the natural gas steady flow. The consequences of the gas supply failure for the power plant are estimated taking in view the reduction of the power generation capacity and are dependent on the power plant operational profile. Those consequences are expressed in monetary values.*

Taking in view the risk estimate due to the lack of fuel supply, the frequency of occurrence for the critical failures and their time to repair are defined based on databases related to pipelines failure considering the operational profile of a specific pipeline. Those values allow the estimation the pipeline unavailability.

Aiming at to evaluate the viability of the investment the methodology of payback time is used, in which the costs are considered prevented had the unavailability of UTE and additionally is introduced the possibility LNG selling revenues. This gas can be sold in the situations where the tanks of LNG storage are with its maximum capacity and the plant is available for operation. The proposed method is used to evaluate the risk of forced unavailability of a 200 MW nominal combined cycle power plant.

Keywords: Risk Analysis, Natural Gas, Pipeline, Power plant, LNG