



AVALIAÇÃO DAS OPORTUNIDADES DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO
EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL SOB AS PERSPECTIVAS DO PRODUTOR,
TRANSPORTADOR E DO CONSUMIDOR FINAL

Pedro Aguiar Gomes

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro
Março de 2018

AVALIAÇÃO DAS OPORTUNIDADES DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO
EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL SOB AS PERSPECTIVAS DO PRODUTOR,
TRANSPORTADOR E DO CONSUMIDOR FINAL

Pedro Aguiar Gomes

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, PhD.

Prof. Flavia Chaves Alves, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Gomes, Pedro Aguiar

Avaliação das Oportunidades do Gás Natural Liquefeito em Pequena Escala no Brasil sob as Perspectivas do Produtor, Transportador e do Consumidor Final/ Pedro Aguiar Gomes. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XVI, 163 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 124-139.

1. GNL em pequena escala. 2. Análise Econômica. 3. Sobrecustos e Atraso. 4. Monetização. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

À minha família

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente a meus pais pelo apoio e incentivo incondicional aos estudos e na importância do conhecimento para o desenvolvimento pessoal e como profissional.

À Gabriela, pelo amor e paciência durante essa fase. Obrigado pelo apoio e por ser uma inspiração diária ao meu lado.

Ao professor Alexandre Szklo pelo suporte e orientação neste trabalho, mas principalmente por ter sido um dos melhores professores que tive.

A todos os professores do PPE por todo o conhecimento transmitido e por me cativaram com seus ensinamentos e experiências no setor energético.

Aos professores Roberto Schaeffer e Flavia Alves por terem aceitado o convite de participar da banca da minha dissertação.

Também agradeço aos colegas de trabalho da IHS Markit pelo apoio, pelas discussões e contribuições que me ajudam a crescer dia a dia.

Aos colegas Camila Ludovique, Eduardo Marques e Filipe de Pádua que foram ótimos parceiros de PPE.

Gostaria de agradecer em especial a aqueles que ofereceram seu tempo, conhecimento e que compartilhando informações e experiências que me ajudaram na construção desse trabalho, sem os quais, ela teria sido incompleta: Antonio Bacigalupo, Carlos Fornas, Nilson Junior, Rodolfo Alonso, Wagner Branco e Victor Cavalcanti.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DAS OPORTUNIDADES DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO
EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL SOB AS PERSPECTIVAS DO PRODUTOR,
TRANSPORTADOR E DO CONSUMIDOR FINAL

Pedro Aguiar Gomes

Março/2018

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

O gás natural requer a implantação de infraestrutura específica e de alto custo fixo para a adequada operação de acondicionamento e movimentação desde as unidades de produção até o consumidor final. Assim, os elos da cadeia tendem a se beneficiar de economias de escala. Porém, observações empíricas de megaprojetos do setor de óleo e gás apontam que atrasos e sobrecustos são usuais, o que compromete a escala. Neste contexto, projetos em pequena escala de liquefação e transporte de gás natural (GNL) surgem como alternativas que poderiam viabilizar a monetização de recursos de gás em terra, o transporte em longas distâncias e a competição com o óleo combustível no setor industrial. Este estudo analisa esta opção sob três diferentes óticas. Sob a ótica do produtor, ele mostra que a monetização de recursos em terra é viável apenas para gás natural associado. Sob a ótica do transportador, o GNL em pequena escala é o modal de transporte mais competitivo para distâncias superiores a 900 km em relação aos gasodutos de transporte de alta pressão. Contudo, esta distância pode se alterar diante de atrasos e sobrecustos nos gasodutos. Por fim, a conversão de consumidores industriais é viável para a cadeia de GNL em pequena escala abastecido a partir do transbordo do combustível importado na cadeia tradicional de grande escala de GNL.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EVALUATION OF SMALL SCALE LIQUEFIED NATURAL GAS
OPPORTUNITIES IN BRAZIL FROM THE PRODUCER, TRANSPORTATION AND
CONSUMER'S PERSPECTIVES

Pedro Aguiar Gomes

March/2018

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

Natural gas requires the implementation of a specific and costly infrastructure for the adequate management from production units to end-user. Therefore, natural gas value chain benefits from economic of scale. However, empirical observations from oil and gas megaprojects sector indicate that construction delays and costs overrun are common, which questions the economy of scale assumption. In this context, small-scale liquefied natural gas (LNG) value chain emerge as an option that could enable the monetization of stranded onshore gas resources, transportation of gas over long distances and competition with residual fuel oil in the industrial sector. This study analyzes small scale LNG under three different perspectives. From the producer's perspective, it shows that monetization of onshore resources is feasible only for associated natural gas. From a transportation perspective, small scale LNG is the most competitive solution to transport gas in distances above 900 km, when compared to high-pressure pipelines. However, this distance can change due to delays and overrun costs in pipelines. Finally, the conversion of industrial consumers is feasible for the small scale LNG chain supplied by the transshipment of LNG from the traditional large-scale LNG chain.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	GÁS NATURAL LIQUEFEITO	5
2.1	Principais características do gás natural	5
2.2	Origem e características do gás natural liquefeito.....	6
2.3	Contexto histórico.....	8
2.4	O GNL em pequena escala.....	10
2.5	Principais oportunidades para a expansão do GNL em pequena escala.....	13
2.5.1	Meio Ambiente.....	16
2.5.2	Competitividade	17
2.5.3	Política governamental.....	19
2.6	Principais desafios para a expansão do GNL em pequena escala	20
2.7	Experiência internacional do GNL em pequena escala	23
2.7.1	China.....	23
2.7.2	Chile.....	25
3	A CADEIA PRODUTIVA DO GNL EM PEQUENA ESCALA.....	27
3.1	Produção de GNL a partir de reservas domésticas de gás natural.....	27
3.1.1	Tecnologias de liquefação.....	29
3.1.2	Armazenamento.....	36
3.1.3	Transporte	39
3.1.4	Regaseificação.....	41
4	PERSPECTIVAS DE AVALIAÇÃO DA OPÇÃO DO GNL EM PEQUENA ESALA E ANÁLISE DOS COMPONENTES DA CADEIA DE VALOR	45
4.1	Descrição dos problemas	45
4.2	Metodologia para avaliação econômica.....	47
4.3	Componentes da cadeia de valor do GNL em pequena escala.....	49
5	ANÁLISE ECONÔMICA SOB A ÓTICA DO PRODUTOR.....	62
5.1.1	Monetização de reservas de gás natural.....	63
5.1.2	Metodologia	65
5.1.3	Resultados	71
6	ANÁLISE ECONÔMICA SOB A ÓTICA DO TRANSPORTADOR.....	76
6.1.1	Sobrecusto no transporte de gás natural em gasodutos de alta pressão	76
6.1.2	Análise da competitividade do GNL em pequena escala como alternativa ao transporte por gasodutos de alta pressão	85
6.2	Resultados	98

7	ANÁLISE ECONÔMICA SOB A ÓTICA DO CONSUMIDOR FINAL.....	103
7.1.1	Potencial substituição de óleo combustível na indústria de alumínio	106
7.1.2	Análise econômica da viabilidade do GNL em pequena escala.....	111
7.1.3	Resultados	116
8	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	121
9	REFERÊNCIAS BIBLOGRÁFICAS.....	124
10	APÊNDICE A – O GNL EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL	140
11	APÊNDICE B – SOBRECUSTOS E ATRASOS NO SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL	150
12	APÊNDICE C – MEMÓRIA DE CÁLCULO DAS ANÁLISES.....	159

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação do gás natural.....	6
Figura 2 – Comparação da densidade energética de diferentes tipos de combustíveis automotivos (indexado a gasolina = 1).....	8
Figura 3 - Capacidade instalada de liquefação por país	10
Figura 4 - Diagrama da cadeia de valor do GNL em pequena escala	11
Figura 5 – Aspectos que impulsionam o GNL em pequena escala.....	14
Figura 6 - Principais fatores para a difusão do GNL em pequena escala.....	15
Figura 7 - Competitividade do GNL versus GLP no setor industrial na Tailândia em 2012.....	18
Figura 8 – Opinião sobre os maiores desafios do GNL em pequena e média escala na Europa.....	21
Figura 9 - CAPEX por capacidade de liquefação em projetos em grande escala	22
Figura 10 - CAPEX por capacidade de liquefação em projetos de menor escala	Error! Bookmark not defined.
Figura 11 - Diagrama de blocos de um processo de produção de GNL.....	28
Figura 12 – Tecnologias de liquefação conforme capacidade instalada	29
Figura 13 – Diagrama de um processo SMR	31
Figura 14 - Curva típica de resfriamento do gás natural/refrigerante	32
Figura 15 - Diagrama de um ciclo de expansão com nitrogênio.....	33
Figura 16 - Tanques pressurizados bullet	38
Figura 17 – Tanque pressurizado esférico	38
Figura 18 - Tanque com capacidade de armazenamento de 2.000m ³	39
Figura 19 – Caminhão semirreboque da GásLocal	40
Figura 20 - Componentes do semirreboque criogênico.....	41
Figura 21 - Ambient Air Vaporizer.....	42
Figura 22 - Diagrama típico de um Ambient Air Vaporizer.....	43

Figura 23 - Ilustração do fluxo de caixa de um projeto.....	48
Figura 24 - Custo de planta de liquefação de pequena e média escala.....	50
Figura 25 - Custo da unidade de estocagem de GNL.....	51
Figura 26 - Pátio de carga de GNL.....	53
Figura 27 – Fator de operação de uma unidade de regaseificação.....	60
Figura 28 - Ilustração das rotas de monetização do gás natural.....	62
Figura 29 – Observação da relação histórica entre o preço de importação de gás da Bolívia e o preço do Brent.....	70
Figura 30 – Efeito da variação do preço em boca de poço sobre o VPL do projeto	71
Figura 31 – Efeito da variação do preço de gás em boca de poço sobre a TIR do projeto usando valores medianos para os outros parâmetros	72
Figura 32 - Efeito da variação do preço de comercialização do gás natural sobre o VPL do projeto usando valores medianos para os demais parâmetros.....	72
Figura 33 - Efeito da variação do custo de liquefação sobre a TIR do projeto usando valores medianos para os demais parâmetros.....	73
Figura 34 – Efeito da variação do OPEX de transporte sobre a TIR do projeto usando valores medianos para os demais parâmetros.....	74
Figura 35 – Resultado da simulação do VPL do projeto	74
Figura 36 – Gráfico de tornado do impacto da variação dos parâmetros sobre a TIR do projeto	75
Figura 37 - Representação do gradiente de pressão do longo de um gasoduto ..	90
Figura 38 - Custo médio dos gasodutos agrupado por diâmetro.....	92
Figura 39 - Custo do gasoduto de transporte de acordo com sua extensão	99
Figura 40 - Custo da cadeia do GNL em pequena escala para distância de 700 km	100
Figura 41 - Custo do gasoduto de transporte, GNL em pequena escala e gasoduto sem sobrecusto.....	101

Figura 42 – Sinal locacional da competitividade do GNL em pequena escala frente ao gasoduto de transporte.....	102
Figura 43 – Consumo de energia no setor industrial por fonte energética	105
Figura 44 – Processo produtivo do alumínio	106
Figura 45 - Energia consumida na Hydro Alunorte	108
Figura 46 – Netback do preço do óleo combustível para a estimava do preço do gás natural em boca do poço	117
Figura 47 – Netback do preço do óleo combustível para a estimava do preço de importação do GNL	119
Figura 48 - Evolução dos preços do diesel, 2007-2014.....	148
Figura 49 - Evolução dos preços de GLP, 2007-2014.....	149
Figura 50 – Capacidade média de novas unidades instaladas.....	151

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades termo físicas do GNL.....	7
Tabela 2 - Classificação do GNL por densidade.....	7
Tabela 3 - Emissão de CO ₂ por combustível	16
Tabela 4 – Tecnologias e processos de liquefação SMR.....	32
Tabela 5 – Tecnologias e processos de liquefação baseados em expansão	34
Tabela 6 – Comparação do SMR e tecnologias de expansão	35
Tabela 7 – Quadro comparativo entre tipos de tanque de GNL.....	37
Tabela 8 - CAPEX da unidade de transporte de GNL.....	56
Tabela 9 - Custo fixo de transporte de GNL.....	57
Tabela 10 - Custo variável de transporte de GNL.....	57
Tabela 11 - Fator de conversão	59
Tabela 12 - Dimensionamento da frota de carretas de transporte de GNL.....	67
Tabela 13 - Premissas técnicas para o gasoduto de transporte	67
Tabela 14 - Distribuição do cronograma físico/financeiro	68
Tabela 15 - Premissas financeiras	68
Tabela 16 - Premissas para a análise de sensibilidade e Monte Carlo	70
Tabela 17 – Participação dos diferentes componentes de custo em um gasoduto de transporte.....	79
Tabela 18 - Sobrecusto conforme capacidade do gasoduto.....	80
Tabela 19 - Comparação das cinco principais causas de sobrecusto/atraso em projeto de infraestrutura	83
Tabela 20 - Pressão máxima de trabalho permitida por diâmetro.....	86
Tabela 21 - Premissas adotadas para o dimensionamento do gasoduto.....	88
Tabela 22 - Capacidade de transporte de gás natural conforme diâmetro e extensão do gasoduto (MMm ³ /d).....	88
Tabela 23 - Histórico de custo instalação de gasodutos de transporte no Brasil	91

Tabela 24 - Premissas técnicas para o gasoduto de transporte	93
Tabela 25 - Distribuição do cronograma físico/financeiro	93
Tabela 26 - Premissas financeiras	94
Tabela 27 - Dimensionamento da frota de carretas de transporte de GNL.....	96
Tabela 28 - Premissas técnicas para o gasoduto de transporte	97
Tabela 29 - Distribuição do cronograma físico/financeiro	97
Tabela 30 - Premissas financeiras	98
Tabela 31 – Uso de energia por segmento industrial	104
Tabela 32 - Capacidade de produção nominal estimada de alumina e de alumínio primário	109
Tabela 33 – Estimativa do potencial de consumo de gás natural por unidade .	110
Tabela 34 – Premissas técnicas e operacionais para o cálculo da substituição da caldeira	112
Tabela 35 – Premissas econômicas para o FCD da conversão da caldeira.....	113
Tabela 36 - Dimensionamento da frota de carretas de transporte de GNL.....	114
Tabela 37 – Resumo das características do sistema de GNL em pequena escala	115
Tabela 38 – Resumo do custo da infraestrutura de GNL em pequena escala...	115
Tabela 39 - Distribuição do cronograma físico/financeiro do sistema de GNL	116
Tabela 40 - Premissas financeiras do projeto de GNL em pequena escala	116

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAL = Associação Brasileira do Alumínio

ANP = Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AAV = Ambient Air Vaporizer

BOG = Boil-off Gas

CADE = Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CAPEX = Capital Expenditure

CEPCI = Chemical Engineering Plant Cost Index

EPE = Empresa de Planejamento Energético

FCD = Fluxo de Caixa Descontado

FOB = Free on Board

GJ = Giga Joule

GNL = Gás Natural Liquefeito

GNC = Gás Natural Comprimido

GLP = Gás Liquefeito de Petróleo

H₂S = Ácido sulfídrico

IEA = International Energy Agency

LGN = Líquidos de Gás Natural

MAOP = Maximum Allowed Operational Pressure

MC = Monte Carlo

MJ = Mega Joule

MMbtu= Milhão de British Thermal Unit

MMm³/d = milhão de metro cúbico por dia

MMtpa = Milhão de tonelada por ano

OC = Óleo Combustível

OPEX = Operational Expenditure

PLN= Perusahaan Listrik Negara

PSIG = Pound-force per square inch

SCV = Submerged Combustion Vaporizer Ambient

SMR = Single-Cycle Mixed Refrigerant

SSLNG = Small Scale Liquefied Natural Gas

TIR = Taxa Interna de Retorno

TMA = Taxa Mínima de Atratividade

TLF = Trucking Loading Facility

VPL = Valor Presente Líquido

1 INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural brasileira cresceu condicionada à disponibilidade do combustível. Após as descobertas de óleo e gás natural na Bahia, onde nasceu a indústria petrolífera brasileira, importantes descobertas na Bacia de Campos, seguidas do contrato de longo prazo de importação de gás natural com a Bolívia, aumentaram a penetração do gás natural na matriz energética brasileira. Entre 1990 e 2015, a participação do gás no total de oferta de energia primária passou de 2,6% para 13,5 % (EPE, 2016).

Um desafio para a expansão do consumo do combustível é a concentração das reservas de gás natural no mar, ou seja, próximo à costa. Logo, a malha de transporte e distribuição possui baixa capilaridade para o interior do país deixando importante parcela da população e instalações industriais sem acesso ao suprimento de gás natural.

Não obstante, campos em terra com volumes marginais enfrentam desafios para a monetização¹ dos recursos de gás natural. A distância desses campos aos centros de consumo, o tamanho dos centros de consumo e a dimensão do recurso recuperável são críticos para a viabilidade de uma rota de monetização.

No mundo, 5% dos campos de gás natural convencional podem ser monetizados por projetos tradicionais de grande escala de GNL ou *Gas-to-Liquids* (GTL), enquanto alternativas de monetização em menor escala permitiriam a monetização de até 50% dos campos em terra de *stranded gas*² (Velocys, 2015). Esta dificuldade não apenas restringe a produção de gás natural a partir de recursos não-associados, como também se torna um limitador à produção do óleo em campos de gás associado, como o caso do campo Tiê (Maha Energy AB, 2017).

A infraestrutura necessária para o processamento, transporte, estocagem e distribuição do gás natural é intensiva em capital, o que requer altos investimentos recuperados no longo prazo. Por meio da escalabilidade da cadeia, capturam-se economias de escala com o aumento da capacidade instalada para a minimização do custo por unidade de serviço prestado. Não apenas essa premissa é questionável pelos constantes atrasos e sobrecustos nos projetos de óleo e gás natural (Olaniran, Love, Olatunji, & Matthews, 2015), como

¹ Termo que refere à utilização de algo como fonte de lucro ou rendimento (Dicionário do Aurélio, 2018)

² Gás natural em reservatório que não pode ser produzido por ausência de fundamento econômico

os altos investimentos para a escalabilidade dos projetos inibem o alcance a consumidores menores e dispersos.

Nessas condições, um questionamento se torna inevitável: a cadeia de valor do GNL poderia viabilizar a produção de campos menores de gás natural em terra? Qual o papel do desenvolvimento da cadeia de transporte e distribuição em menor escala para a mitigação dos riscos de atrasos e sobrecustos de megaprojetos? Podem projetos menores promoverem a penetração do gás natural em áreas e setores não atendidos por oferta de gás natural?

Assim, nesta dissertação, serão estudados três possíveis nichos de aplicação do GNL em pequena escala para responder às questões supracitadas. Considerando posições específicas dos agentes na cadeia de valor do GNL em pequena escala, avalia-se o GNL em pequena escala conforme suas óticas:

- Na ótica do produtor, a cadeia de GNL em pequena escala surge como nova rota de monetização de menores volumes de gás natural em terra no Brasil. Projetos em menor escala são alternativas aos megaprojetos, pois minimizam o risco de sobrecusto e atraso. A implementação de estruturas modularizadas, pré-fabricadas, com menor tempo de desenvolvimento e construção são algumas das vantagens (Aspen Technology, 2015). Assim, será estudada a viabilidade desta rota, à luz dos riscos e incertezas associados a esse tipo de projeto. A análise de sensibilidade de custos do projeto e a simulação de Monte Carlo trará maior clareza sobre as incertezas, assim como do valor econômico esperado para os diferentes cenários de monetização.
- Na ótica do transportador, será analisado o custo do GNL em pequena escala em comparação ao custo do gasoduto de transporte em alta pressão. O processo de liquefação do gás natural confere maior densidade energética ao combustível, o que possibilita o transporte por maior distância e competindo com o transporte convencional por gasodutos de alta pressão. Baseado no histórico de custo de gasodutos de transporte no Brasil, calcular-se-á a distância no qual o transporte por gasodutos é mais competitivo frente ao GNL em pequena escala e vice-versa. À luz do custo de gasodutos de transporte internacionais, determinar-se-á o impacto que sobrecustos nos projetos brasileiros poderiam causar no transporte por gasodutos e favorecer, assim, a introdução do GNL.

- Na ótica do consumidor, será calculada a viabilidade econômica da conversão de caldeiras de clientes industriais que utilizam óleo combustível para gás natural, associada à implantação da cadeia de valor do GNL em pequena escala para atender esses potenciais consumidores, que se encontram distantes de gasodutos de transporte de gás natural. Será selecionado o setor industrial brasileiro com maior consumo de óleo combustível no país para a análise supracitada. Plantas industriais deste setor se encontram distantes dos gasodutos de transporte de gás natural.

A estrutura deste trabalho é composta por oito capítulos. Este primeiro capítulo introduz a problemática a ser estudada e o detalhamento da estrutura do estudo.

O capítulo 2 avalia o contexto histórico do desenvolvimento da tecnologia de liquefação do gás natural, assim como as principais características físico-química do GNL. À luz da experiência internacional, estudam-se os principais fatores que propiciam seu desenvolvimento e também as dificuldades e limitações dessa modalidade de transporte de gás natural.

O capítulo 3 detalha as tecnologias existentes em cada elo da cadeia de valor do GNL em pequena escala, desde a liquefação até a regaseificação. Este capítulo identifica e detalha os componentes da tecnologia GNL em pequena escala, que serão utilizados para avaliação desta opção, sob as perspectivas do produtor, transportador e consumidor final de gás natural, conforme os capítulos subsequentes da tese.

O capítulo 4 apresenta o procedimento metodológico adotado para avaliação da opção de transporte do gás natural via GNL em pequena escala, sob a ótica do produtor, do transportador e do consumidor final. Estas óticas são elaboradas neste capítulo, de forma a embasar os estudos de caso dos capítulos 5, 6 e 7. Também é detalhada a metodologia utilizada para a avaliação econômica da opção GNL em pequena escala, e, por fim, a metodologia para o dimensionamento da cadeia de GNL em pequena escala e seus respectivos custos de instalação e operação.

No capítulo 5, é elaborado o estudo de caso da opção GNL em pequena escala sob a perspectiva do produtor de gás natural. Desta forma, são analisados os desafios da monetização da produção do gás natural em terra no Brasil. Neste caso, define-se a escala da cadeia de GNL em pequena escala, assim como as premissas de preço em boca de

poço, preço de comercialização, dentre outros parâmetros. Estuda-se a viabilidade econômica da opção GNL em pequena escala para monetização do gás natural em terra, buscando-se definir as condições em que esta produção seria viável, através da identificação do preço em boca de poço do gás natural que garante o retorno do investimento do produtor, diante do preço no city gate e do custo do GNL. A análise considera as incertezas do estudo, através do método de Monte Carlo, para avaliar o impacto da variação do custo de alguns itens do modelo sobre o valor presente líquido e taxa interna de retorno do projeto.

O capítulo 6 realiza o estudo de caso da opção GNL em pequena escala sob a ótica do transportador. Avalia-se a competitividade do transporte de gás natural por um sistema de GNL em pequena escala em comparação a gasodutos de alta pressão. À luz dos atrasos e sobrecustos no Brasil, discute-se o impacto do sobrecustos em gasodutos de transporte sobre sua competitividade em relação ao GNL em pequena escala. Em termos objetivos, busca-se encontrar a distância que torna mais viável (ou de menor custo de transporte) o transporte via GNL em pequena escala, em comparação ao gasoduto de alta pressão.

No capítulo 7, realiza-se o estudo de caso da opção GNL em pequena escala sob a perspectiva do consumidor final. Neste caso, é analisada a viabilidade econômica da conversão de um cliente industrial que consome óleo combustível para gás natural, sendo o combustível fornecido a partir de uma cadeia de GNL em pequena escala. Define-se a metodologia para o dimensionamento do potencial consumo de gás natural, assim como o custo de conversão do cliente industrial. O estudo identifica as condições em que o gás natural poderia ser competitivo com o óleo combustível (menor preço ao consumidor final).

O capítulo 8 apresenta as conclusões da dissertação, detalhando as análises realizadas para avaliação da opção do GNL em pequena escala sob a ótica do produtor, do transportador e do consumidor final. Por fim, são sugeridos temas a serem estudados em trabalhos futuros, que resultam direta ou indiretamente desta dissertação.

2 GÁS NATURAL LIQUEFEITO

Avanços tecnológicos resultaram no aprimoramento das técnicas para resfriamento do gás natural à temperatura criogênica. Neste capítulo, serão examinadas as características físico-químicas do gás natural, do gás natural liquefeito, assim como o contexto histórico do GNL.

A consolidação e a maturação das tecnologias da cadeia do GNL possibilitaram avanços na direção da redução da escala dos projetos. Neste capítulo, também serão estudados os motivos para a redução da escala dos projetos, os principais fatores viabilizadores desse modal, principais desafios, assim como experiência internacional.

2.1 Principais características do gás natural

O termo gás natural se refere ao gás rico em hidrocarbonetos, que é um combustível fóssil gasoso encontrado em campos de petróleo, de gás natural e partir da produção a partir das jazidas de carvão. (Faramawy S, 2016). Em estado puro, o gás natural é inodoro, amorfo e sem odor. Quando queimado, o combustível libera uma significativa quantidade de energia (Faramawy S, 2016).

Na natureza, o gás natural pode ser encontrado nos reservatórios convencionais ou não-convencionais. Os primeiros podem ser classificados de acordo com a sua origem podendo ser associado ao petróleo, seja dissolvido no próprio ou como uma camada acima do reservatório de petróleo. Em outras formações, o gás natural é denominado não-associado contendo baixa concentração de petróleo, de líquidos do gás natural ou condensados, que são frações mais pesadas de hidrocarbonetos. O gás natural também é encontrado na natureza em formações não-convencionais como o gás de folhelhos betuminosos (*gas-containing shales*), gás de carvão (*coalbed methane*), gás alocado em reservatórios a grande profundidade (*deep gas*), e hidratos submarinos e árticos (*gas hydrates*) (ANP, 2010).

Em suma, o gás natural está presente na natureza em composições químicas distintas e em diferentes tipos de formações, que refletem o processo termogênico que deu origem ao combustível, conforme figura 1.

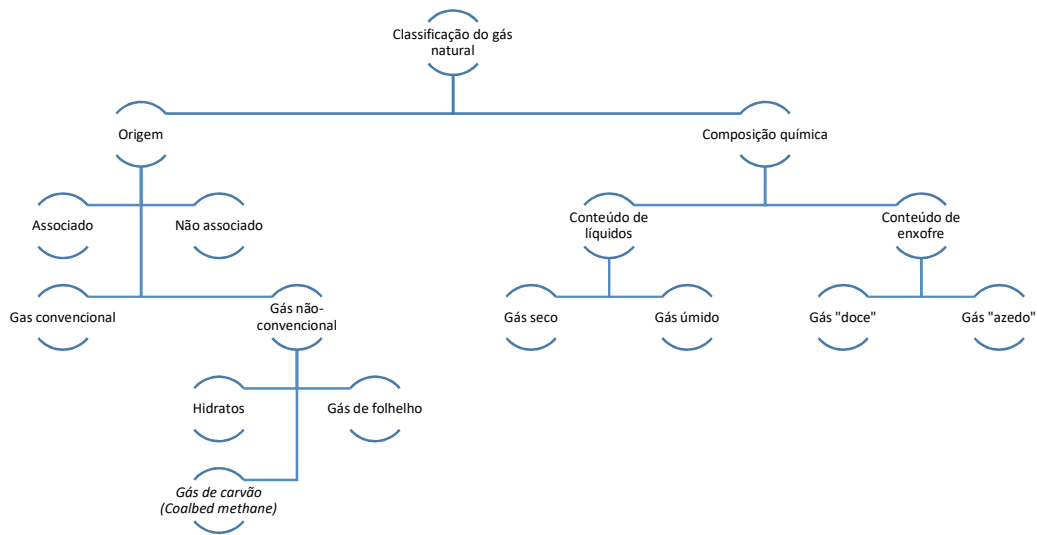


Figura 1 - Classificação do gás natural

Fonte: Adaptado de Faramawy S (2016)

Como descrito anteriormente, o gás natural apresenta diferentes composições e por isso é necessário o tratamento e processamento para que ele fique dentro das especificações técnicas para ser comercializado. Essas especificações incluem o poder calorífico superior, índice de Wobbe, concentração de metano, concentração de impurezas dentre outros aspectos.

2.2 Origem e características do gás natural liquefeito

Michael Faraday foi o precursor da liquefação de gases ao converter para o estado líquido gases como o dióxido de carbono, sulfeto de hidrogênio, etc. Porém, a conversão não foi alcançada para o oxigênio, hidrogênio ou metano. Foi o físico Louis Paul Cailletet, meio século depois, que promoveu o processo de liquefação do metano, quando o gás de pântano foi submetido a temperatura de 7°C e 180 atm. Raoul Pictet também desempenhou papel preponderante no processo do domínio da tecnologia de liquefação de gases ao criar desenvolver o processo de resfriamento em cascata (Pirrong, 2014).

O GNL é resultado da refrigeração do gás natural com o objetivo de reduzir seu volume e aumentar a densidade energética para um transporte mais eficiente. O processo consiste em submeter o gás natural à temperatura criogênica para a condensação do metano, seu

principal componente, ocasionando a redução volumétrica no qual 1 m³ de GNL corresponde 600 m³ de gás natural (Thomas & Dawe, 2003). As principais características termo-físicas do GNL estão descritas na tabela 1.

Tabela 1 - Propriedades termo físicas do GNL

Parâmetros	Valores
Ponto de ebulição	-160°C a -162°C
Peso molecular	16 - 19g/mol
Densidade	425 - 485 kg/m ³
Capacidade calorífica	2,2 – 3,7 kJ/kg/°C
Viscosidade	0,11 – 0,18 mPas
Poder calorífico superior	38 - 44 MJ/m ³

Fonte: Adaptado de Dobrota, Lalic, & Komar (2013)

O GNL possui uma concentração de 85-95% de metano, não é corrosivo ou tóxico. Ele é uma mistura de hidrocarbonetos inflamável com ar de 5-15% em base volumétrica e cuja temperatura de autoignição é de 540°C (Pita, 2006). Ele pode ser classificado conforme sua densidade, quantidade de nitrogênio, de metano, índice Wobbe, dentre outros parâmetros. Mais comumente, o GNL é classificado de acordo com a sua densidade conforme tabela 2.

Tabela 2 - Classificação do GNL por densidade

Composição (%)	GNL leve	GNL médio	GNL pesado
Metano	98,00	92,00	87,00
Propano	1,40	6,00	9,50
Etano	0,40	1,00	2,50
Butano	0,10	0,00	0,50
Nitrogênio	0,10	1,00	0,50
Densidade (kg/m ³)	427,74	445,69	464,83

Fonte: Adaptado a partir de Dobrota, Lalic, & Komar (2013)

Conforme tabela 2 a densidade média do GNL é de aproximadamente 450 kg/m³, o que corresponde à metade da densidade da água. Do ponto de vista energético, o GNL apresenta alta densidade energética, o que o torna uma opção de fonte de energia atraente, mesmo quando comparada aos combustíveis fósseis utilizados no setor de transporte,

conforme figura 2. Por exemplo, o GNL é um combustível mais leve que a gasolina, porém demanda volume de armazenamento maior.

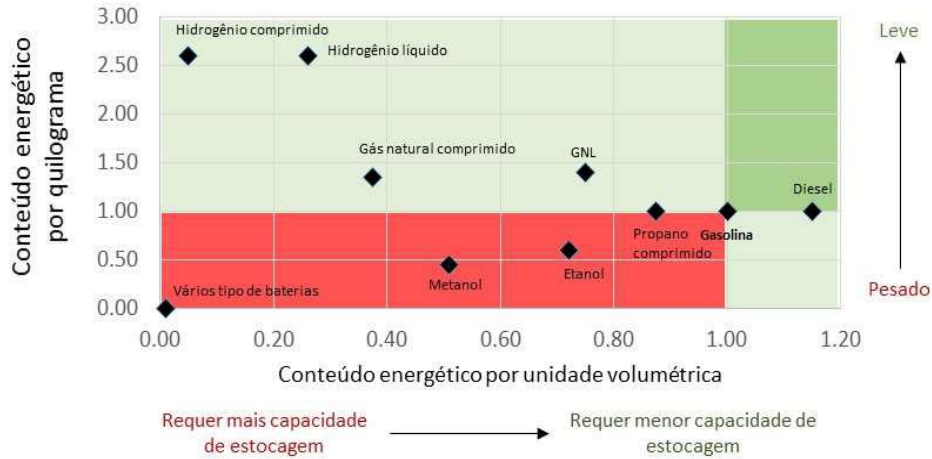


Figura 2 – Comparação da densidade energética de diferentes tipos de combustíveis automotivos (indexado a gasolina = 1)

Fonte: Adaptado de EIA (2017)

2.3 Contexto histórico

A indústria de gás natural nasceu e se desenvolveu regionalmente em função das próprias características técnicas e econômicas. Em especial, na cadeia do gás natural destacam-se os altos custos fixos para o transporte do gás natural (Mathias, 2008). Os gasodutos de alta pressão permitiram que o gás natural deixasse de ser consumido apenas em pontos próximos ao local de produção. Assim, o combustível pode alcançar novos mercados, sejam eles em outras localizações de um próprio país, ou mesmo entre países geograficamente próximos, como é o caso dos Estados Unidos que começou a importar gás natural do Canadá em 1951 e do México em 1955 (Mathias, 2008). Na América do Sul, o exemplo é a integração da região do Cone Sul com o início das exportações da Bolívia para a Argentina em 1968, e no final da década de 1990 para o Brasil através do Gasoduto Norte e Gasoduto Bolívia-Brasil, respectivamente (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2013)

Segundo Mathias (2008), a liquefação do gás natural emergiu como uma alternativa atraente para a monetização do gás natural por causa dos avanços tecnológicos, o aumento no número de fornecedores de equipamentos assim como o aumento da escala dos trens de liquefação. As diferentes tecnologias de liquefação criaram uma nova rota de transporte e monetização do gás natural que antes não era economicamente viáveis por causa dos altos custos de transporte por gasoduto ou pela ausência de mercado consumidor. Portanto, o gás natural encontra por meio dessa rota uma nova possibilidade de comercialização alcançando outros países e também outros continentes.

Para fins comerciais, o GNL foi inicialmente utilizado na primeira metade do século XX para armazenamento pela companhia East Ohio Gas Company, nos Estados Unidos. Já o transporte marítimo do GNL ocorreu pela primeira vez em 1959 pela embarcação *The Methane Pioneer*. O navio criogênico realizou o primeiro transporte marítimo do GNL ao deslocar 5.000 metros cúbico do combustível desde Lakes Charles, nos Estados Unidos, até Canvey Island no Reino Unido (The British Chamber of Commerce, 2014).

Após a pioneira e exitosa viagem, a primeira unidade de liquefação comercial foi inaugurada em 1964. Localizada em Arzew na Argélia, o *Camel Plant* tinha capacidade instalada de liquefação equivalente a 1,2 milhão de toneladas por ano (MMtpa) de GNL (GIIGNL, 2014). Uma década depois, a capacidade mundial de liquefação expandiu significativamente, quando no final dos anos 1970, projetos de liquefação nos Emirados Árabes, Brunei e Indonésia entraram em operação. Posteriormente, na década de 1980, a Malásia e a Austrália emergiram como novos produtores de GNL. Na década de 1990, destacaram-se os projetos em Trinidad e Tobago como o Atlantic LNG cujo primeiro trem possuía capacidade de liquefação de 3 MMtpa (Atlantic, 2017). Em 1971, descobriu-se no Catar o Campo Norte que se tornou o maior campo de gás natural não-associado no mundo com reservas recuperáveis de 900 trilhões de pé cúbico de gás natural (Rasgas, 2017). A rota do GNL foi uma das soluções encontradas para a monetização das reservas de gás natural que colocaram o Catar como país com maior capacidade instalada de liquefação e o maior exportador mundial de GNL, posição que ainda ocupa em 2016.

O mercado global de GNL em grande escala cresceu em ritmo acelerado desde os anos 1990 (GIIGNL, 2016). Descoberta de grandes reservas de gás natural, avanço tecnológico e demanda em expansão levaram a capacidade mundial de liquefação a crescer anualmente em média 6% e 8% na década de 1990 e 2000 respectivamente, alcançando 310 MMtpa em 2014 (GIIGNL, 2014), conforme figura 3.

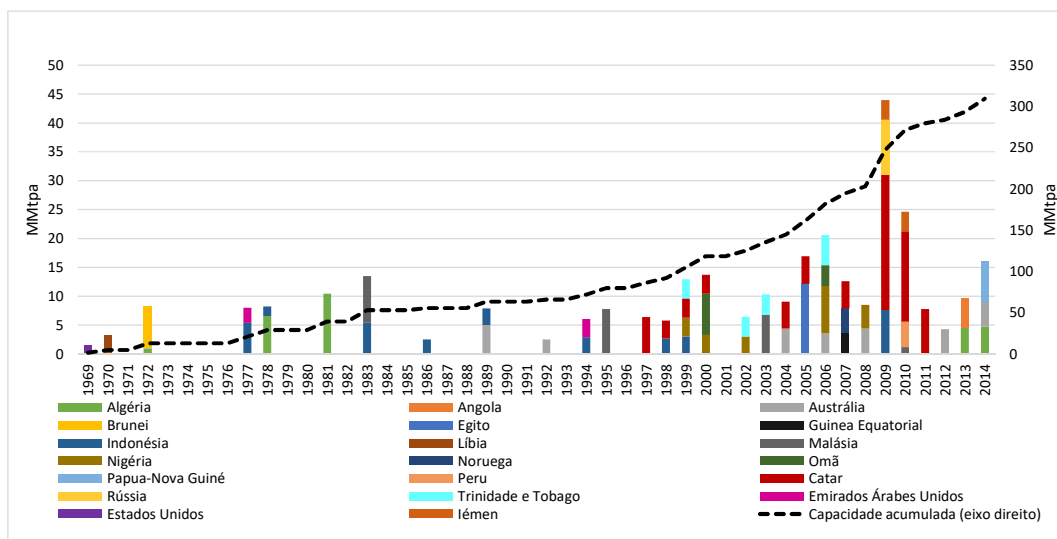


Figura 3 - Capacidade instalada de liquefação por país

Source: Adaptado a partir de GIIGNL (2016) apud IHS, Company Announcements

2.4 O GNL em pequena escala

Após um longo período de aumento da capacidade instalada nos trens de liquefação e regaseificação de GNL, houve um movimento oposto de redução da escala desses projetos. Diferentes fatores influenciaram a retomada dos projetos em menor escala, porém os principais são o aumento da restrição sobre as emissões de gases poluentes no meio ambiente, a competitividade do gás natural contra substitutos energéticos e o crescente número de terminais de exportação e importação de GNL em grande escala.

Aqueles potenciais consumidores de gás que não estão conectados à malha de transporte e distribuição de gás natural podem ser supridos pelo GNL transportado em caminhões, trens ou navios criogênicos sem a necessidade de um gasoduto convencional de transporte ou distribuição.

Os consumidores de GNL em pequena escala incluem plantas de geração elétrica, clientes residenciais, comerciais, assim como clientes industriais (International Gas Union, 2015). Recentemente, o GNL alcança novos nichos de mercado combustível no setor de transporte, em especial nos modais rodoviário e marítimo (International Gas Union, 2015). Derivados de petróleo são amplamente utilizados nesses segmentos, e por causa

de restrições de emissão ambiental e competitividade de ordem econômica, o interesse pelo GNL é crescente (International Gas Union, 2015).

Tradicionalmente, uma cadeia de valor do GNL em pequena escala inclui plantas de liquefação, modais de transporte, rodoviário ou hidroviário, e plantas satélites de regaseificação, cujas instalações incluem tanque de armazenamento e vaporizadores para a regaseificação do combustível no local onde será consumido. A cadeia de valor do GNL em pequena escala é comumente chamada de gasoduto virtual, pois na prática desempenha função análoga de distribuição e transporte de gás natural, porém através de modais de transporte ao invés de infraestrutura dutoviária.

Conforme a figura 4, existem cinco rotas de distribuição para o GNL que abrangem desde a produção do GNL em plantas convencionais de grande porte até a produção de GNL em projetos de menor escala e subsequente transporte e distribuição em navios criogênicos e/ou caminhões até o consumidor final.

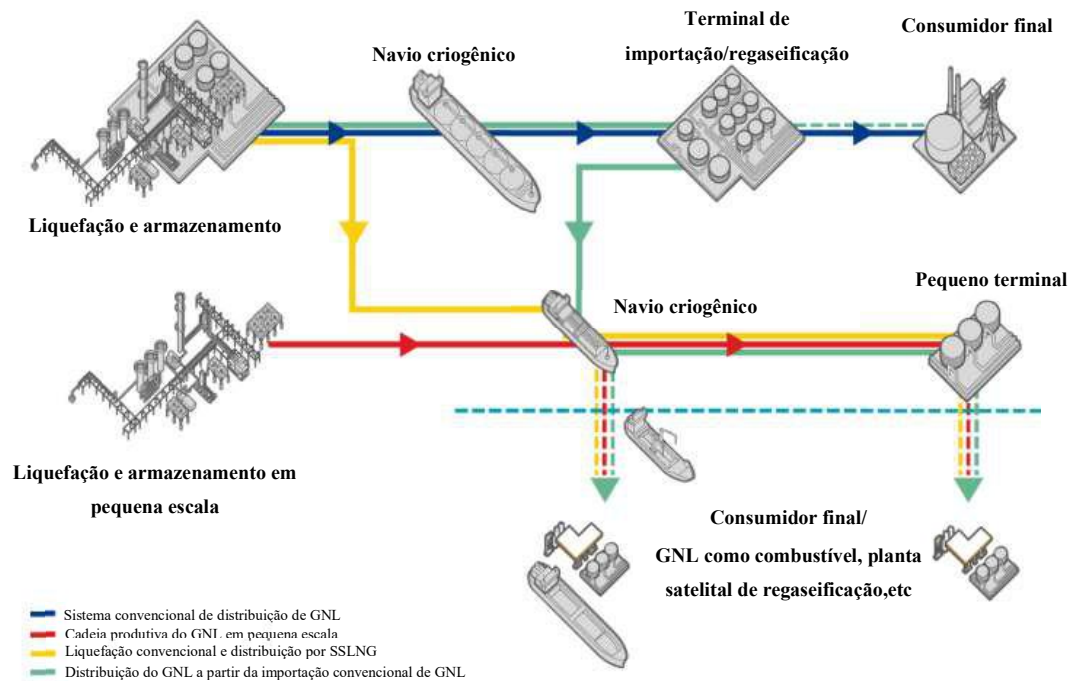


Figura 4 - Diagrama da cadeia de valor do GNL em pequena escala

Fonte: Adaptado de International Gas Union (2015) apud Shell

Segundo a International Gas Union (2015), em 2014 a capacidade mundial instalada de projetos em grande escala de liquefação em larga escala era de 300 MMtpa, ao passo que projetos de pequena escala somaram 20 MMtpa. Os cerca de 100 projetos de pequena escala existentes representaram apenas 6,25% da capacidade mundial de liquefação, no qual o maior número de projetos localizados na China que possui 75% ou 15 MMtpa de capacidade instalada de liquefação.

O tipo das plantas de liquefação é definido conforme sua finalidade e capacidade instalada de produção de GNL. Na literatura estudada, foram encontrados diferentes tipos de nomenclatura tais como *base-load*, *peak-shaving*, *mid-scale*, *small-scale* e mini plantas de liquefação de GNL. Em essência, existe um consenso sobre a função das plantas (*peak-shaving* ou *base-load*), mas a afirmativa não é verdadeira para a capacidade instalada de liquefação. Especialmente para os projetos menores, existem diferenças mais evidentes na definição da escala de cada projeto. A principal razão para isso é relacionada ao portfólio de tecnologias oferecidas por cada fabricante e da necessidade de cada cliente. Por exemplo, enquanto a GE (2017) apresenta soluções para projetos em pequena escala com capacidade instalada por trem variando entre 0,01-0,65 MMtpa, a Linde (2017) apresenta soluções para os mesmos tipos de projeto, porém com capacidade variando entre 0,04-0,22 MMtpa.

A indústria do GNL se expandiu mundialmente baseada em plantas do tipo *base-load*. Tais plantas são plantas tipicamente construídas para a monetização de grandes campos de gás natural. Podem conter um ou mais trens de liquefação, com capacidade instalada individual de 4 MMtpa e podem chegar a 7,8 MMtpa (Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood, 2014)

As plantas do tipo *peak-shaving* são utilizadas para o balanceamento da oferta e demanda de gás natural ao produzir e armazenar o GNL no período de baixa demanda para atender com capacidade extra nos períodos de pico de demanda. São plantas tradicionalmente usadas para atender a variabilidade da demanda durante o verão e inverno, da mesma forma que acomodar diferente nível de geração elétrica ao longo do ano. Dada sua função, essas plantas costumam ter capacidade de liquefação baixa, enquanto a capacidade de armazenamento é alta. A capacidade instalada típica é de no máximo 0,1 MMtpa. (Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood, 2014).

Para as plantas de pequena escala, a International Gas Union (2015) define-as como aqueles projetos cuja capacidade de regaseificação ou liquefação sejam equivalentes ou inferiores a 1 MMtpa. Para fins de simplificação, no presente estudo será adotada essa escala, pois ela admite confortavelmente a implementação de um ciclo único de refrigerantes mistos usando um compressor (Lang & Schler, 2009) ou um ciclo de expansão de nitrogênio.

2.5 Principais oportunidades para a expansão do GNL em pequena escala

Segundo a International Energy Agency (IEA, 2011), a demanda por gás natural é influenciada por diversos fatores, dos quais os mais importantes são o nível de atividade econômica do mercado, competitividade contra outras fontes de energia, considerações ambientais mudanças nas tecnologias, fácil acesso ao combustível e políticas governamentais

Os fundamentos para a expansão do mercado de gás natural se estendem em certa medida ao do GNL em pequena escala, pois em última instância o GNL é o próprio gás natural, porém transportado e armazenado em condições diferentes de temperatura e/ou pressão, mas que é consumido em seu estado natural.

De maneira simplificada, podem-se agrupar os principais fatores para a difusão do gás natural, e conseqüentemente do GNL em pequena escala, em competitividade, meio ambiente e política governamental, conforme figura 5. No entanto, é importante ressaltar que na maioria das ocasiões são múltiplos os fatores que propiciam e impulsionam o desenvolvimento do gás natural e não um único e exclusivo fator³.

³ Uma discussão específica e aprofundada sobre os principais desafios e dificuldades para o GNL em pequena escala no Brasil é apresentada no Apêndice A.

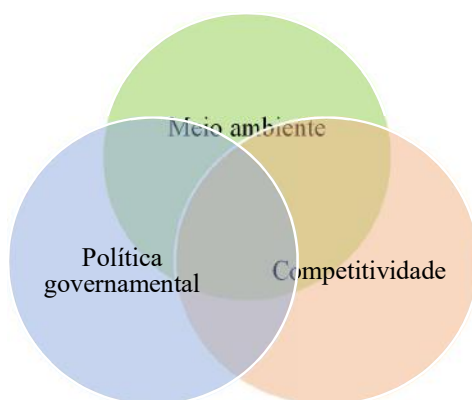


Figura 5 – Aspectos que impulsionam o GNL em pequena escala

Fonte: Elaboração própria

Além dos setores nos quais gás natural é tradicionalmente usado, o setor de transporte emerge como grande consumidor potencial do combustível. Atualmente, o gás natural é utilizado com sucesso como combustível em automóveis de transporte de passageiros e caminhões de médio porte. Porém é no setor naval e no de transporte carga rodoviário por caminhão que o GNL surge como alternativa energética aos combustíveis tradicionais. A alta densidade energética, competitividade e menores emissões são alguns dos pontos positivos dessa nova alternativa frente ao diesel no transporte terrestre e o óleo residual no transporte marítimo.

Crescente restrições regulatórias sobre as emissões de poluentes e gases estufa da combustão do óleo combustível pesado ou residual utilizado pelos navios favorecem a introdução do GNL como combustível dos navios. Uma das principais regulações sobre o tema é a International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL) introduzida pela International Maritime Organization (IMO). Em vigor desde 2005, a MARPOL prevê níveis decrescentes de emissão de enxofre a partir da combustão de combustível marítimo nas *Emission Control Areas* (ECA) que são as regiões que compreendem o mar Báltico, Mar do Norte, América do Norte, Caribe e as Ilhas Virgens Americanas (Adamchak & Adede, 2017).

Políticas governamentais são instrumentos amplamente utilizados que contribuem para o consumo do gás natural da mesma forma que determinam diretamente ou indiretamente

a escolha dos combustíveis por parte do consumidor (IEA, 2011). A segurança energética é fundamental para que os países não fiquem expostos à falta de suprimento energético e as variações bruscas no preço que podem impactar severamente às condições socioeconômicas de um país. Por exemplo, políticas de governo podem introduzir incentivos fiscais ou financiamento subsidiado que viabiliza o desenvolvimento de recursos de gás natural, que não seria possível do ponto de vista econômico sem tais condições.

Em outras circunstâncias, o gás natural distribuído em caminhões permite alcançar consumidores fora da cobertura da infraestrutura tradicional de transporte ou distribuição dutoviária. Não apenas a logística da distribuição permite atender um maior número de clientes, mas essa opção também surge como uma alternativa mais competitiva comparada a outros combustíveis, principalmente em relação aos derivados do petróleo cujo preços são mais elevados.

A presença de recursos naturais, conflitos geopolíticos assim como políticas governamentais são fundamentais na composição da matriz energética dos países. Analogamente, são tais os fatores que promovem, ou não, a expansão da utilização do gás natural e GNL em pequena escala. De forma simplificada, pode-se representar os fatores de maior peso para o sucesso dos projetos de GNL em pequena escala conforme figura 6.

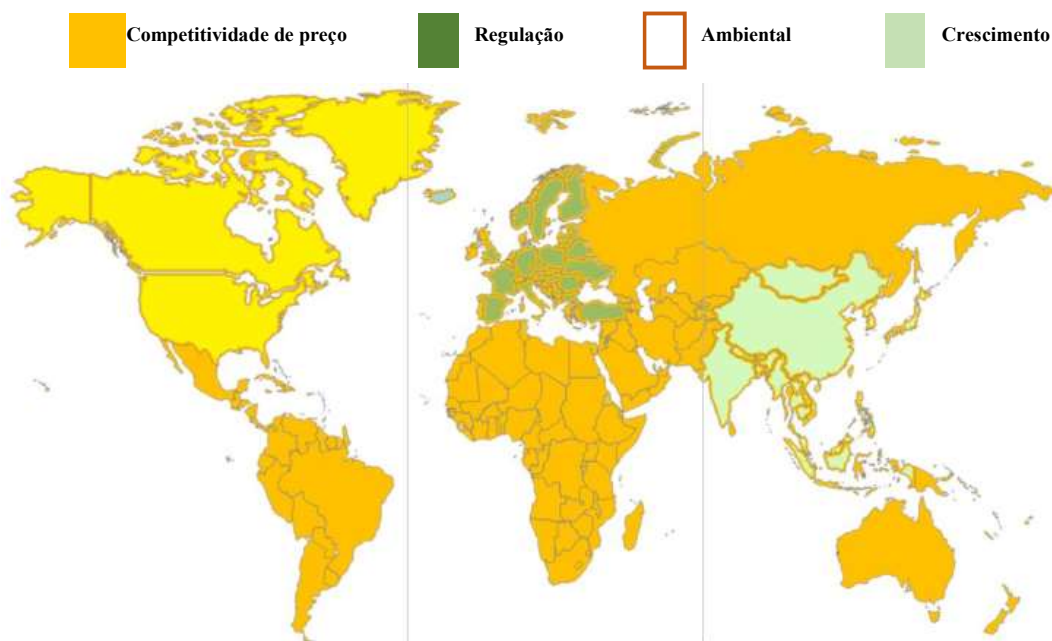


Figura 6 - Principais fatores para a difusão do GNL em pequena escala

2.5.1 Meio Ambiente

O consumo mundial de energia primária ainda é altamente concentrado em combustíveis fósseis. Juntos eles representaram 86% do consumo de energia primária no mundo em 2015 (BP, 2016). Essa escolha por combustíveis fósseis pelo homem é uma das razões para o aquecimento global (IPCC, 2014)

O aquecimento global e as mudanças climáticas são temas amplamente debatidos e estudados nas últimas décadas. A Conferência de Paris (COP 21, ou *United Nations Climate Change Conference*) culminou no acordo em que 195 países se comprometem em frear o nível de emissões de gases estufa para que a temperatura global não ultrapasse 2 °C acima dos níveis pré-industrial (IPCC, 2014).

Nesse contexto, o GNL emerge como uma alternativa menos intensiva em carbono comparada ao carvão e derivados do petróleo conforme tabela 3. O GNL é composto fundamentalmente por metano que possui maior poder calorífico que outros combustíveis e por isso possui menor razão de emissão de CO₂ por valor energético (EIA, 2017).

Tabela 3 - Emissão de CO₂ por combustível

Combustível	kg de CO ₂ /GJ	Razão sobre o gás natural
Carvão (antracito)	99	1,95
Carvão (betuminoso)	88	1,76
Carvão (lignita)	93	1,84
Carvão (sub-betuminoso)	92	1,83
Diesel	69	1,38
Gasolina	67	1,34
Propano	60	1,19
Gás natural	50	1,00

Fonte: Adaptado de (EIA, 2017)

Na geração elétrica, o uso do GNL importado como combustível no Japão causa menor emissão de gases estufa ao longo de toda a cadeia quando comparado ao carvão. (Hondo,

2005). Nesse mesmo tema, o estudo conduzido pela Pace Global (2015) afirma que as emissões da cadeia do carvão são 161% superiores comparado ao do GNL.

Não obstante, além da discussão de emissões de gases estufa, a poluição atmosférica da queima de derivados de petróleo e carvão causam sérios problemas na qualidade do ar especialmente em áreas urbanas. Novamente, o GNL apresenta concentrações inferiores de material particulado dentre outros componentes (Kumar, Kwon, Choi, Lim, & Tak, 2011). Segundo Kumar, *et al* (2011) o carvão é a fonte mais abundante de energia fóssil na China, com participação de 70% da energia total consumida pelo país asiático. O combustível é causa de respectivamente 70%, 90%, 67% e 70% de toda as emissões de CO₂, SO₂, NO_x e material particulado (Chen & Xu, 2010). Visando diminuir a pressão ambiental relacionada à indústria extrativa de carvão e a geração energia a partir do combustível, o governo vem tomado medidas firmes para a promoção do uso do gás natural desde os anos 90 (Mao *et al.*, 2005). A construção de terminais convencionais de importação de GNL e plantas satélites foram fatores que permitiram o crescimento do consumo de gás natural e o aumento da participação no total de energia primária consumida pelo país. Entre 2000 e 2014, a participação subiu de 2,2% para 6,4%, enquanto que em termos relativos passou de 69 a 490 MMm³/d (Li, 2015).

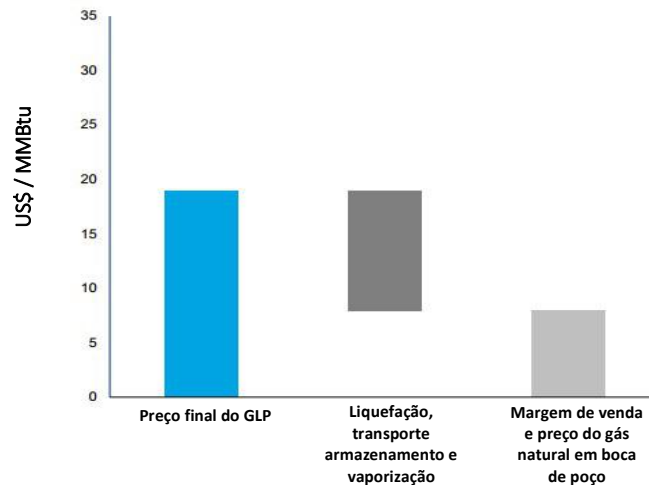
2.5.2 Competitividade

O gás natural pode ser substituído por fontes de energia alternativas na maior parte das suas aplicações, por isso ele está altamente exposto à competição entre combustíveis. No setor elétrico, o gás natural compete com o carvão, com a tecnologia nuclear, renováveis e derivados do petróleo. No setor industrial, o gás natural enfrenta competição do carvão, eletricidade e óleo combustível, enquanto nos setores residencial e comercial o gás liquefeito de petróleo, eletricidade e óleo de calefação são os principais substitutos (IEA, 2011).

Por natureza, a atividade de transporte e distribuição do gás natural demanda elevados investimentos em equipamentos e infraestrutura. Para o GNL em pequena escala, o valor absoluto total tende a ser inferior a um projeto convencional, porém o investimento por unidade instalada é superior devido à deseconomia de escala, por razão dos requisitos de equipamentos para o acondicionamento e movimentação do combustível às temperaturas criogênicas, cujo custo é mais alto.

Ainda que a decisão sobre o combustível a ser utilizado por um determinado cliente não se limite exclusivamente ao preço, esta é uma das variáveis mais importantes. Por isso, é comum encontrar na literatura sobre a inserção da cadeia de GNL em pequena escala o cálculo do *netback*⁴. Esta abordagem analisa a margem que pode ser alcançada a partir da introdução da cadeia de GNL em pequena escala em substituição a derivados de petróleo. Como apresentado pela empresa The Lantau Group (2012), o ganho econômico na substituição do gás liquefeito de petróleo (GLP) pelo GNL, é calculado a partir do *netback* do substituto descontando-se o custo da cadeia de valor do GNL em pequena escala.

Especificamente sobre o gás natural, sua escolha como combustível também é influenciada pela expectativa do preço no longo prazo, enquanto no curto prazo o preço em relação aos combustíveis substitutos impacta na decisão sobre questões operacionais (IEA, 2011).



Fonte: Adaptado a partir de (The Lantau Group, 2012)

Figura 7 - Competitividade do GNL *versus* GLP no setor industrial na Tailândia em 2012

Além do preço da fonte energética, a IEA (2011) afirma que variáveis a serem consideradas são o custo do equipamento, fatores operacionais, risco político e regulatório que por sua vez podem ser influenciados pela aceitação social sobre questões ambientais e de segurança.

⁴ *Netback* consiste no cálculo de um valor partindo-se de um determinado preço final, do qual descontam-se custos subjacentes.

Por fim, a diminuição da escala de um projeto energético pode se traduzir em maior previsibilidade e controle dos custos e, conseqüentemente, obter o retorno sobre o investimento planejado. Projetos de grande porte tendem a sofrer um número mais de dificuldades que se traduzem em atrasos de cronograma e sobrecustos. Conforme será estudado em detalhe nos próximos capítulos, é possível que o GNL em pequena escala seja uma alternativa de transporte de gás natural mais competitiva que o gasoduto.

2.5.3 Política governamental

Governos ao redor do mundo desempenham papel central na promoção do uso do gás natural. Políticas governamentais buscam incentivar o consumo de gás natural em detrimento de outros combustíveis seja para mitigar impactos ambientais, garantir a segurança energética e/ou desenvolver um mercado consumidor doméstico para reservas locais de gás natural.

Um exemplo nessa direção é a política de expansão da participação do gás natural na matriz energética e a redução do consumo de combustíveis fósseis na Indonésia. Historicamente, o país concedeu subsídios sobre o preço de derivados do petróleo como mecanismo de propulsão do desenvolvimento econômico do país (Seah, 2014). No entanto, o país que era exportador de petróleo, passou a ser importador decorrente da queda da produção doméstica e da crescente demanda doméstica por combustíveis. Como resultado, os subsídios sobre combustíveis e energia elétrica triplicaram entre 2004 e 2014 alcançando a cifra de US\$ 27.7 bilhões, ou 25% das despesas totais do governo naquele ano (Husar e Kitt, 2016). Apesar de reformas políticas nos últimos 16 anos, o custo dos subsídios cresce dramaticamente e está fora do controle do governo, transformando-se em uma situação insustentável (Ministry of Finance, 2014).

Visto que o aumento vertiginoso nos gastos do governo com subsídios energético era um dos principais componentes pressionando o balanço fiscal do governo, a política energética do país passou a ter papel preponderante no futuro da economia. Em 2014, foi estabelecido pelo novo governo uma série de medidas para remediar a situação incluindo o gerenciamento da demanda por meio de aumento das tarifas, e conservação de energia e substituição de energia (Husar & Kitt, 2016).

Nesse sentido, o governo definiu novas metas para o balanço energético do país em 2025. Através do decreto presidencial No. 5/2006, instituiu-se que a participação dos combustíveis fósseis na matriz energética seriam respectivamente óleo (25%), gás natural

(22%) e carvão (30%), enquanto o balanço energético da Indonésia em 2014 era composto por 46% de óleo, 18% de gás natural e 30% de carvão. A política do governo favorece o uso de gás natural em substituição ao óleo diesel e a gasolina (Seah, 2014).

A empresa Perusahaan Listrik Negara (PLN), companhia elétrica estatal, foi instruída pelo governo a reduzir a utilização de diesel nas plantas de geração elétrica e substituir por gás natural. A empresa PETERMINA, também estatal, aproveitou essa oportunidade e formou uma *joint venture* com a PLN cujo principal objetivo é suprir gás natural às plantas elétricas localizadas na região leste da Indonésia. Pelo fato do país contar com uma planta de liquefação existente, a demanda pelo combustível ser marginal e espalhada em diversas ilhas, o GNL em pequena escala surge como a solução mais adequada para o transporte e regaseificação do gás natural para a substituição do diesel nas plantas termoelétricas (Afianto, 2017).

2.6 Principais desafios para a expansão do GNL em pequena escala

Colocar em operação comercial um projeto de GNL em pequena escala é desafiador e um dos principais motivos está relacionado ao custo da infraestrutura necessária nesse tipo de projeto. Segundo a pesquisa conduzida durante o Small-Mid Scale LNG Summit, (2013) 42% dos entrevistados apontaram que o custo da infraestrutura é o maior desafio para a viabilidade de um projeto de GNL em pequena e média escala, seguido da política de governo, conforme figura 8.

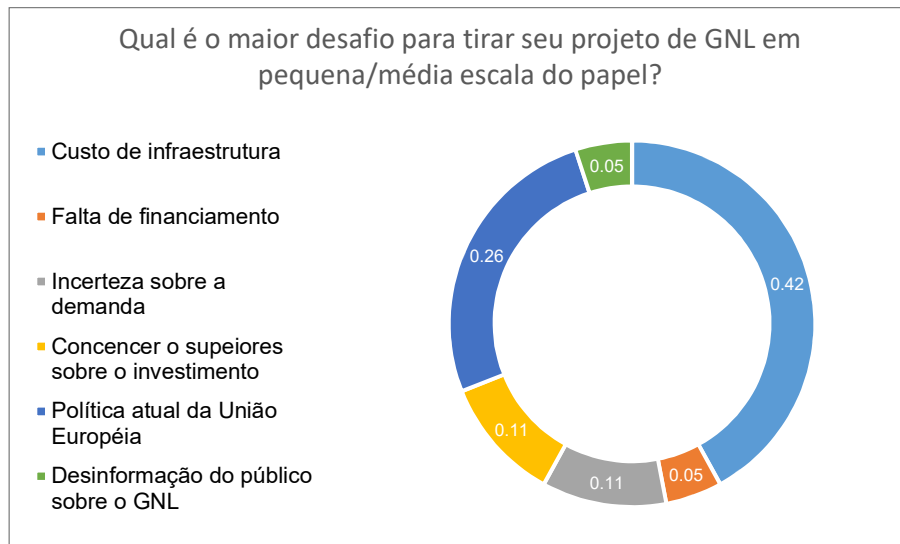


Figura 8 – Opinião sobre os maiores desafios do GNL em pequena e média escala na Europa

Fonte: Adaptado a partir de Small-Mid Scale LNG Summit (2013)

Em termos gerais, o custo é uma das principais barreiras que afeta a competitividade dessa alternativa de transporte e distribuição de gás natural. O custo é elevado por causa do material empregado nos equipamentos de transporte e armazenamento do GNL. Comparado ao GNL convencional ou em grande escala, o GNL em pequena escala é ainda mais intensivo em capital por unidade de capacidade instalada. Enquanto a economia de escala alcançada pelos projetos em larga escala (figura 9) foi essencial para a redução dos custos e aumento da competitividade do GNL, projetos em pequena escala esbarram na em limites à economia de escala devido à reduzida dimensão da planta.

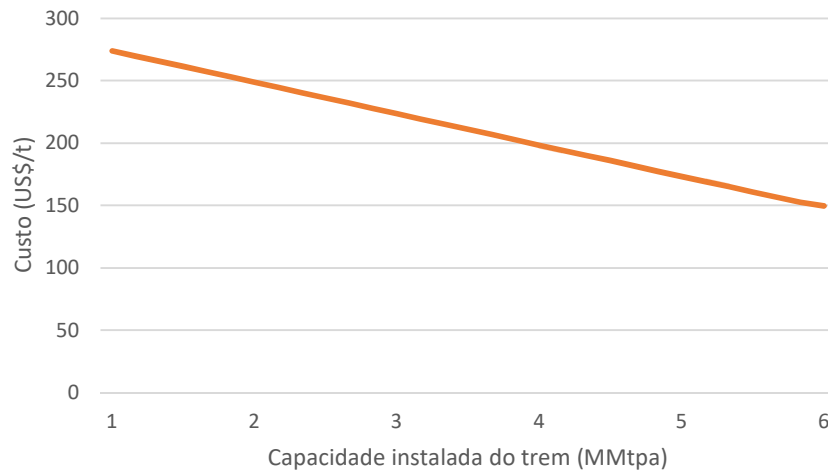


Figura 9 - CAPEX por capacidade de liquefação em projetos em grande escala

Fonte: Adaptado de Technip-Coflexip (2005)

Conforme figura 10, para projetos de menor escala, a economia de escala é crescente até a capacidade de liquefação equivalente a 200.000 toneladas e se estabiliza na faixa de 600.000 toneladas, pois a capacidade de diluir custos operacionais, como por exemplo mão-de-obra para a operação da planta, suporte técnico além dos gastos administrativos, fica limitada. Naturalmente, a economia de escala em um trem de liquefação em larga escala também possui um limite, porém a faixa no qual o custo por unidade instalada é crescente é maior.

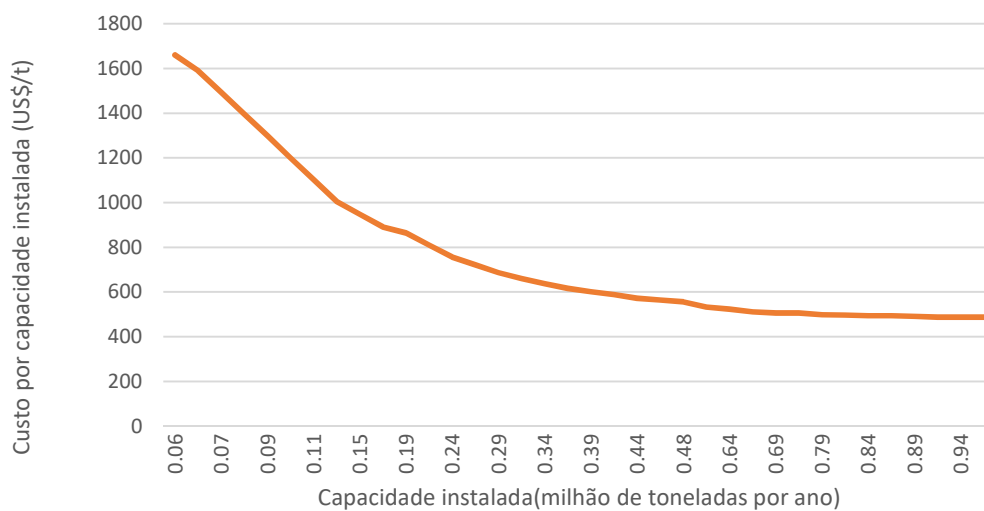


Figura 10 - Custo de planta de liquefação de pequena e média escala

Segundo a International Gas Union (2015), o CAPEX para unidades de liquefação em pequena escala na ordem de 0,05-1,0 MMtpa varia entre US\$350-1500/tonelada, enquanto para projetos convencionais o CAPEX varia de US\$400-800/tonelada.

O desenvolvimento desse tipo de projeto invariavelmente requer que a empresa esteja presente em todos os elos da cadeia desde a liquefação até a regaseificação. Essa estratégia minimiza os riscos operacionais e comerciais da planta ao definir de maneira homogênea aspectos técnicos e comerciais, porém demanda investimento inicial superior por parte do desenvolvedor. Existem poucos exemplos no mundo de projetos bem-sucedidos cujos elos da cadeia foram desenvolvidos separadamente por diferentes empresas (International Gas Union, 2015).

A competitividade contra fontes substitutas de energia é um dos principais motivadores de projetos de GNL em pequena escala. Por isso, a variabilidade do custo do gás natural frente aos substitutos diretos deve ser um risco devidamente equacionado na viabilidade do projeto. Políticas que privilegiam fontes de energia substituta através de subsídios ou incentivos impactam a viabilidade de projetos de GNL. Nesse sentido, deve-se considerar políticas de governo sobre substitutos como o GLP e energia renovável. Da mesma forma, é importante que a diferença entre o custo do gás natural suprido a planta de liquefação e o preço do substituto energético direto seja adequado para acomodar o custo de infraestrutura que compõe a cadeia de valor do GNL.

2.7 Experiência internacional do GNL em pequena escala

2.7.1 China

O governo é a principal força guiando o desenvolvimento da indústria energética por meio de políticas energéticas, como os Planos Quinquenais, e empresas estatais China's National Petroleum Corporation (CNPC), China's National Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) e China's National Overseas and Offshore Corporation (CNOOC) que dominam a indústria de gás natural. Com tais recursos, o governo propõe e viabiliza o crescimento do consumo do gás natural para fins de segurança energética, mas

principalmente para reduzir a pressão da poluição sobre o meio ambiente e sobre a população.

Segundo Zhang (2016), visando atenuar o problema de poluição, o governo eleva o papel do gás natural dentro de uma estratégia ampla de redução de impactos ambientais (poluição atmosférica) do sistema energético nacional que é altamente dependente do carvão. O uso do gás natural também é estimulado no setor residencial em substituição de biomassa e carvão para a melhoria das condições de vida.

Apesar das políticas do governo de estímulo ao consumo do gás natural, a disponibilidade do combustível ainda era restrita. Historicamente, a oferta de gás natural nas províncias produtoras localizadas na região norte e oeste (Sichuan, Xinjiangm Shanxi e Mongólia Interior) ficou condicionada a menores mercados nas respectivas regiões, sem que alcançasse os maiores mercados consumidores distantes e localizados na costa leste. Além disso, as importações eram inexistentes até 2005 (Centre for Strategic Economic Studies, 2010).

No começo dos anos 2000, o GNL em pequena escala emerge como uma solução de monetização de reservas de gás natural. Tais plantas produzem GNL a partir do gás natural suprido por gasodutos que transporta gás doméstico ou gás natural importado da Ásia Central (Li, 2015). A forte expansão desse mercado nos anos 2000 foi resultado da demanda por indústrias e residências sem acesso à infraestrutura de malha de gasodutos de transporte e distribuição de gás natural, pela competitividade do preço do gás natural produzido domesticamente contra outras fontes de gás natural e derivados do petróleo. O preço do gás natural regulado pela Comissão de Desenvolvimento e Reforma Nacional causou distorções que fomentaram a promoção do GNL em pequena escala, pois o combustível era comercializado a preços inferiores ao do GNL importado (Zhang, 2016). Ademais, a diferença de preço regulado entre as regiões também foi outro fator que favoreceu o GNL em pequena escala, pelo menos até o início da reforma do preço do gás natural iniciada em 2013.

Estima-se que a capacidade total de liquefação de projetos em pequena escala na China alcançou 15 MMtpa ou 75% da capacidade mundial em 2014 (International Gas Union, 2015).

2.7.2 Chile

Na década de 1990, a integração energética entre o Chile e a Argentina resultou na construção de gasodutos de transporte cruzando os Andes e que entregavam gás natural argentino nos principais centros de consumo chileno (Gamoba & Huneeus, 2007).

A crise econômica argentina no começo dos anos 2000 impactou duramente o setor de óleo e gás do país. Ao passo que a demanda interna crescia sob influência de tarifas subsidiadas, a oferta doméstica de gás natural passou a decrescer por falta de novos investimentos resultando em volumes decrescentes de gás natural para exportação. Consequentemente, o Brasil, Uruguai e Chile, que eram os importadores do gás natural argentino, passaram a contar com crescentes restrições de importação a partir de 2004 até que o fluxo chegasse a praticamente zero em poucos anos (Gamoba & Huneeus, 2007).

Dado que a oferta de gás natural importado da Argentina era a única alternativa de suprimento para três das quatro regiões importadoras, na região de Antofagasta e Valparaíso foram construídos terminais importação e regaseificação de GNL. Localizado na região de Valparaíso, o terminal de GNL Quintero foi inaugurado em 2009 e tornou-se a fonte de gás natural da região metropolitana do país. Um ano depois, entrou em operação o GNL Mejillones na Baía de Mejillones, que abastece as termoelétricas localizadas no polo mineiro no norte chileno (GNL Quintero, 2018).

A infraestrutura de importação de gás natural e de produção doméstica, ou seja, os pontos de oferta se localizam na região de Antofagasta, Valparaíso e Magallanes. Por conta das grandes distâncias entre estes pontos de oferta e a demanda espalhada pelo país, gasodutos inter-regionais não são economicamente viáveis e são praticamente inexistentes deixando grande parte do país sem acesso a gasodutos de transporte e/ou distribuição de gás natural. Nesse contexto, o GNL em pequena escala emerge como uma alternativa para atender consumidores que não estejam localizados próximo ao polo produtor ou importador de gás natural.

Assim, ambos os terminais de importação de GNL contam com pátio de carga de caminhões ou *Trucking Loading Facility* (TLF), onde o GNL armazenado em tanques é transferido para os caminhões cisterna com tanque criogênico. Tais caminhões fazem o transporte e distribuição do combustível até estações satélites de regaseificação, incluindo a estação satélite de Pemuco, na região de Bío Bío (Arpel, 2016).

A empresa ENAP construiu em Pemuco uma planta satélite de regaseificação com capacidade instalada de 0,65 MMm³/d que é abastecida diariamente por cerca de 21-22 caminhões (Arpel, 2016) que fazem diariamente o transporte do GNL desde o terminal de Quintero. Após a regaseificação, o gás natural é injetado no Gasoduto do Pacífico que transporte gás natural às indústrias da região incluindo a refinaria de Bío Bío.

As características e vantagens do GNL em pequena escala aderem bem às condições do mercado chileno. Essa opção de suprimento energético confere grande capilaridade de distribuição para um país cuja demanda dos consumidores é geralmente marginal e espalhada, e que não poderiam ser atendidos por um duto de transporte, pois esta alternativa não seria economicamente viável. Analogamente, consumidores no Brasil que estejam distantes da malha de transporte e distribuição e cuja demanda seja marginal poderiam contar com o GNL transportado por caminhões como uma opção economicamente viável de suprimento do combustível. Esta é uma das hipóteses que esta dissertação busca testar.

3 A CADEIA PRODUTIVA DO GNL EM PEQUENA ESCALA

Neste capítulo, será estudada a cadeia de valor do GNL em pequena escala percorrendo as tecnologias empregadas desde o processo de liquefação até as alternativas para a regaseificação.

Historicamente, a capacidade instalada de projetos de liquefação e regaseificação cresceu para alcançar maiores economia de escala. Os trens de liquefação que não passavam de 2 MMtpa de capacidade instalada até 1990, alcançaram 8 MMtpa no fim dos anos 2000 (Oxford Institute for Energy Studies, 2014). Isso ocorre, pois o alto investimento em engenharia e equipamentos, como compressores e tubos criogênicos, é diluído por uma quantidade volumétrica de processamento de gás natural nas plantas, reduzindo assim o custo fixo por unidade de gás natural liquefeito ou regaseificado.

Como será abordado nos próximos itens, as tecnologias da cadeia de valor do GNL em pequena escala se coadunam com as tecnologias de larga escala convencionais e consolidadas, mas também adotam soluções inspiradas nas indústrias de gases industriais. Assim sendo, a cadeia produtiva do GNL em pequena escala será descrita em muitos momentos como uma equiparação às tecnologias já existentes no setor de GNL em grande escala e na indústria.

Buscando avaliar todas as alternativas cabíveis de suprimento de gás natural através do transporte rodoviário de GNL, o presente trabalho irá analisar duas rotas, uma em que o GNL é produzido localmente a partir de reservas domésticas de gás natural, e outra, em que ocorre a transferência do GNL importado em terminais marítimos de larga escala.

3.1 Produção de GNL a partir de reservas domésticas de gás natural

A composição do gás natural encontrado na natureza é heterogênea. Ou seja, ele pode apresentar uma composição com maior concentração de hidrocarbonetos mais pesados do que o metano, como o etano, propano, butano e pentano, e impurezas como o mercúrio, monóxido de carbono, dentre outras. Conforme a figura 11, antes que o gás natural seja submetido à unidade de liquefação de uma planta, o processamento e pré-tratamento da corrente de gás são necessários para diminuir riscos operacionais, assim como obter o GNL dentro das especificações técnicas de qualidade desejadas.

As principais etapas de processamento e tratamento são a remoção de mercúrio, remoção de gases ácidos, desidratação e remoção de hidrocarbonetos mais pesados.

- **Remoção do mercúrio.** A substância é corrosiva especialmente em contato com alumínio, que é o material utilizado nos trocadores de calor. O processo empregado para a remoção da substância é a adsorção em carvão impregnado de enxofre ou então através de peneiras moleculares de prata. (International Gas Union, 2015)
- **Remoção de gases ácidos.** Gases como o CO_2 e o H_2S reduzem o calor específico do gás natural e congelam à temperatura criogênica, o que pode levar ao bloqueio e entupimentos nos dutos do processo. Tais gases podem ser removidos por um sistema de lavagem física de gás em solução de amina. (International Gas Union, 2015)
- **Remoção de água.** Assim como o CO_2 , a água pode congelar durante o processo de resfriamento do gás natural e bloquear os dutos da planta. Sua remoção é feita por peneiras moleculares usadas como adsorvente. (International Gas Union, 2015)
- **Remoção de hidrocarbonetos mais pesados.** Os Líquidos de Gás Natural (LGN), tais como etano, propano, butano, benzenos e alcanos, são removidos através da condensação parcial do gás natural usando-se o frio do ciclo de refrigeração (International Gas Union, 2015).

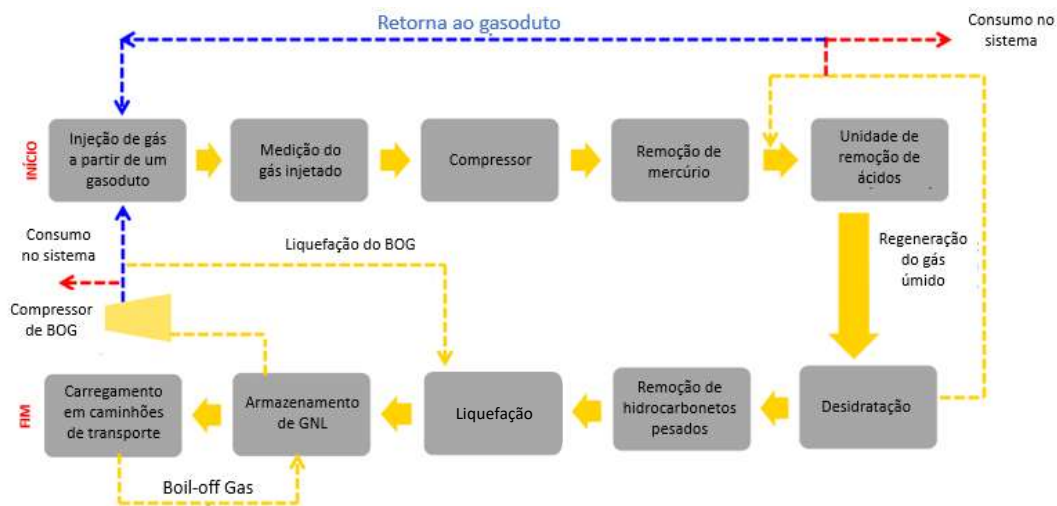


Figura 11 - Diagrama de blocos de um processo de produção de GNL

Fonte: Adaptado de Dubey, *et al.*(2016)

3.1.1 Tecnologias de liquefação

O processo de liquefação do gás natural consiste no resfriamento do combustível através de ciclos de refrigeração até alcançar temperaturas abaixo da temperatura crítica para a condensação do gás natural. Os diferentes processos tecnológicos de resfriamento existentes modificam as características físicas, como temperatura e pressão, mas não envolvem reações químicas.

Os principais componentes que formam uma unidade de liquefação são os compressores, trocadores de calor, bombas, separadores e dispositivos de expansão. Sendo assim, a capacidade de liquefação de uma planta será definida pelo tamanho de tais componentes (Begazo & Simões-Moreira, 2008).

Em 2014, as tecnologias de liquefação mais utilizadas no mundo eram as APC C3MR e APC AP-X com participação de 50% e 16% respectivamente (IGU apud IHS, 2015). Tais tecnologias se aplicam a projetos convencionais de liquefação, ou seja, a trens e projetos de grande escala. Para o presente estudo, tais tecnologias não se aplicam às plantas de pequena escala. Na realidade, as duas principais tecnologias de refrigeração empregadas em projetos de liquefação em pequena escala são o *Single-Cycle Mixed Refrigerant* (SMR), ou ciclo de liquefação de refrigerantes misto, e o ciclo de refrigeração de expansão conforme figura 12.

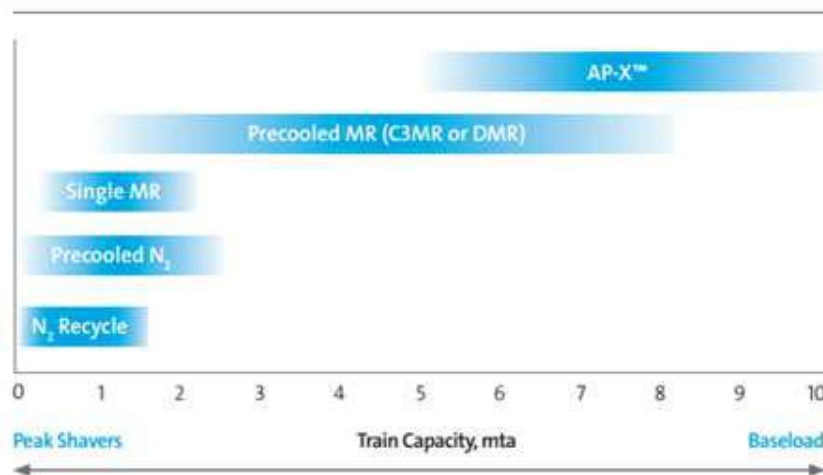


Figura 12 – Tecnologias de liquefação conforme capacidade instalada

3.1.1.1 *Single-Cycle Mixed Refrigerant (SMR)*

3.1.1.1.1 Descrição do ciclo

Tomando-se como referência o processo PRICO® (*Poly Refrigerated Integrated Cycle Operation*) para a descrição do processo de liquefação, o circuito de refrigeração usa uma mistura de refrigerantes, normalmente composto por metano, butano, etano, propano, butano, nitrogênio e isopentano (Pérez & Díes, 2009), que leva o gás natural da temperatura ambiente à temperatura criogênica de condensação do metano.

No processo, a mistura refrigerante passa por um compressor e logo em seguida é submetida a um trocador de calor onde é resfriada e parcialmente condensada. O resfriamento do refrigerante é realizado pelo efeito Joule-Thomson, no qual uma válvula de expansão adiabática reduz a pressão e conseqüentemente causa a diminuição da temperatura da mistura refrigerante. Essa corrente fria passa então por trocador de calor principal, no caso do processo PRICO® um *Plate-Fin Type Heat Exchanger* (PFHE), onde ocorrerá a redução da temperatura do gás natural. Tal equipamento possui uma série de trocadores de calor que viabilizam o aquecimento e resfriamento de múltiplas correntes.

No caso da corrente de gás natural, ela passa em um primeiro momento pelo trocador de calor e é resfriada à temperatura de -35°C, conforme figura 13. Em seguida, essa corrente de gás passa por um separador que separa as frações mais pesadas de hidrocarbonetos do gás natural que serão enviados para uma planta de fracionamento. Por fim, o gás natural será resfriado no trocador de calor principal até a sua temperatura de liquefação (Ronceros, 2009)

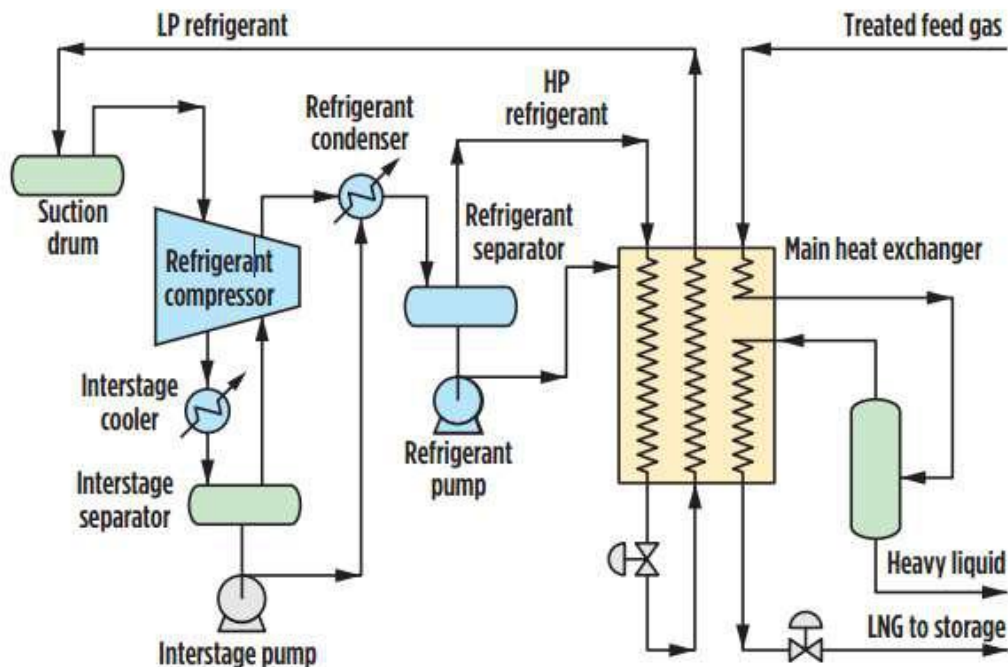


Figura 13 – Diagrama de um processo SMR

Fonte: Price, Mahaley, & Shimer (2014)

O uso de uma mistura de refrigerantes *versus* um único tipo de refrigerante é vantajoso pois aumenta a compatibilidade do perfil das curvas de calor e resfriamento do gás natural ao do respectivo fluido refrigerante (ver figura 14). Isso confere maior eficiência ao processo e também flexibilidade, pois o gerenciamento da composição da mistura refrigerante atende diferentes composições de gás natural que alimentem a planta de liquefação no ciclo do projeto (NGUYEN, *et al.*, 2016)

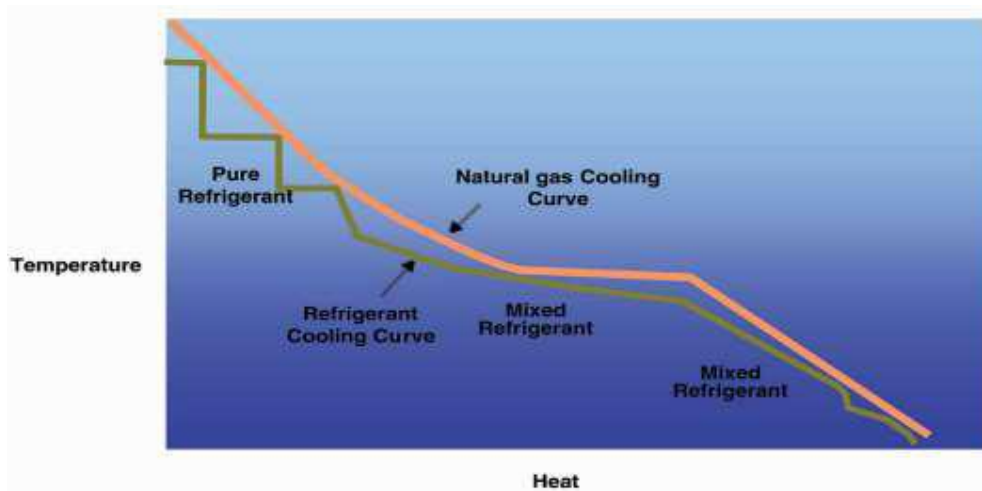


Figura 14 - Curva típica de resfriamento do gás natural/refrigerante

Fonte: Tariq (2004)

Os principais processos de liquefação existentes e respectivas empresas detentoras da tecnologia estão listadas na tabela 4.

Tabela 4 – Tecnologias e processos de liquefação SMR

Tipo de refrigerante	Processo	Empresa
SMR	PRICO	Black & Veatch
	AP-M	APCI
	LiMuM	Linde
	Single MR	Chart
	SCMR	Kryopak
Pré-resfriamento + SMR	PCMR	Kryopak
	OSMR	LNG Limited

Fonte: Adaptado a partir de Pérez & Dies (2009)

3.1.1.2 Ciclo de expansão com N₂

O processo de liquefação baseado na expansão de nitrogênio consiste na compressão, resfriamento e posterior expansão do refrigerante em duas etapas para alcançar a temperatura criogênica necessária para a liquefação do gás natural.

Conforme o diagrama na figura 15, o processo pode ser separado em duas correntes: a do gás natural e o do nitrogênio ou refrigerante.

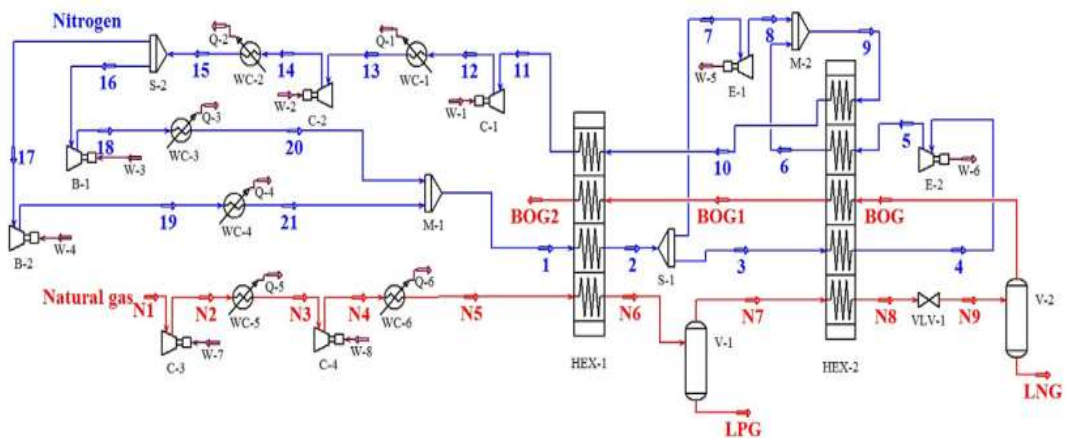


Figura 15 - Diagrama de um ciclo de expansão com nitrogênio

Fonte: He & Ju (2014)

O processo de refrigeração do nitrogênio consiste na compressão da corrente em dois estágios nos compressores C-1 e C-2 com resfriamento intermediário para a dissipação do calor. Em seguida, o nitrogênio será resfriado no primeiro trocador de calor (HEX-1), passará por duas etapas em expansores para redução da pressão que consequentemente produz baixas temperaturas. Por fim, esse nitrogênio à baixa temperatura passa pelos trocadores de calor HEX-1 e HEX-2.

No caso do gás natural, ele é comprimido nos compressores C-3 e C-4 com resfriamento intermediário nos pontos WC-5 e WC-6. Essa pressurização é importante, pois favorece a troca de calor entre o gás natural e o nitrogênio nos trocadores de calor. Esse gás pressurizado e resfriado passa pelo primeiro trocador de calor (HEX-1) que reduzirá a temperatura da corrente para -60°C , condensando alguns componentes do gás natural. Essa corrente irá para um separador líquido-gasoso (V-1) que removerá as frações de hidrocarbonetos mais pesados presentes na corrente de gás natural. Por fim, o gás natural será resfriado novamente no trocador de calor HEX-2 até aproximadamente -150°C . A pressão do GNL obtido é reduzida para pressão do tanque de armazenamento pela válvula borboleta VLV-01 (He & Ju, 2014).

Os principais processos de liquefação existentes e respectivas empresas detentoras da tecnologia são listados na tabela 5.

Tabela 5 – Tecnologias e processos de liquefação baseados em expansão

Tipo de refrigerante	Processo	Empresa
Tecnologias de expansão	Ciclos de expansão de N ₂	Black & Veatch
	EXP	Kryopak
	Niche LNG	CB&I Lummus
	OCX	Mustang

Fonte: Adaptado a partir de Pérez & Díes (2009)

3.1.1.3 Comparação entre SMR e ciclos de expansão

Os processos de refrigeração baseados no ciclo de expansão do N₂ são mais simples do ponto de vista operacional, pois a operação do ciclo SMR requer o gerenciamento adequado da composição mistura de refrigerantes, para que acompanhe o mais próximo possível a curva resfriamento do gás natural.

Do ponto de vista operacional, existem algumas considerações relacionadas ao OPEX que devem ser considerados. O primeiro deles está na quantidade de energia elétrica demandada por cada um dos processos. De acordo com KOHLER, *et al.*, (2014), a expansão com nitrogênio demanda em média 30% a mais de energia elétrica quando comparado ao SMR.

A reposição de refrigerante é outra variável a ser considerada nos custos operacionais da planta. Ambos os processos são ciclos fechados, ou seja, o refrigerante não é consumido ao longo da operação de refrigeração. Porém, o refrigerante é perdido em ambos os ciclos, pois os equipamentos não são totalmente selados. Para repor o refrigerante vazado é instalado um tanque contendo nitrogênio líquido com um evaporador para os ciclos de expansão, e um tanque armazenando os hidrocarbonetos utilizados como refrigerantes no SMR. Dentre os dois processos, o SMR necessita de menor reposição de refrigerante, pois os equipamentos são normalmente os mesmos usados na indústria de óleo e gás natural, que são mais intolerantes a perdas e vazamentos por questões de segurança.

Por outro lado, os ciclos de expansão não demandam a estocagem hidrocarbonetos utilizados como refrigerante no ciclo de SMR. Não apenas isso representa menor custo de instalação e menor área de implantação, mas também é uma característica vantajosa do ponto de vista do licenciamento ambiental.

Ainda em relação à reposição dos refrigerantes, a disponibilidade dos mesmos refrigerantes é outra variável a ser considerada. Enquanto a produção de nitrogênio é de baixo custo e pode ser produzido *in loco*, os refrigerantes do SMR são mais caros e demandam um arranjo logístico para sua disponibilidade no local da planta.

Segundo KOHLER, *et al.*, (2014), o tempo de partida de um ciclo de liquefação a partir da temperatura ambiente de um ciclo SMR é quase o dobro comparado ao ciclo de nitrogênio. Como o refrigerante líquido possui maior coeficiente de transferência de calor comparado ao gás, o resfriamento é mais devagar para que o estresse térmico sobre os trocadores de calor fique dentro do limite do equipamento.

Em suma, ambas as tecnologias de liquefação são adequadas para uma planta de liquefação terrestre, com vantagens e desvantagens conforme tabela 6.

Tabela 6 – Comparação do SMR e tecnologias de expansão

	Vantagens	Desvantagens
<i>Mixed Refrigerants</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Trem de liquefação com capacidade de até 1,8 MMtpa - Maior eficiência na produção de GNL - Mínima utilização de compressores rotativos - Flexibilidade para se adaptar a mudança na composição do gás natural e condições do ambiente 	<ul style="list-style-type: none"> - Refrigerante inflamável - Necessidade de maior área para a instalação para o tanque de armazenamento de refrigerante - Complexa operação e alto número de equipamentos
Tecnologias de expansão	<ul style="list-style-type: none"> - Simplicidade e baixo número de equipamentos - Compacto e baixo peso - Maior possibilidade de modularização - Maior segurança, pois não usa refrigerante inflamável - Operação mais fácil e <i>start-up</i> mais rápido 	<ul style="list-style-type: none"> - Trem de liquefação com capacidade máxima de aproximadamente 0,8 MMtpa - Maior taxa de fluxo de refrigerante - Menor eficiência na produção de GNL - Maior presença de compressores rotativos

Fonte: Adaptado a partir de Pérez & Dies (2009)

3.1.2 Armazenamento

A função do tanque de armazenamento de GNL é manter o gás resfriado a temperaturas criogênicas, antes que este seja transferido para um caminhão com tanque cisterna de transporte de GNL, ou antes que o GNL seja vaporizado e injetado nos dutos de transporte ou distribuição de gás natural.

Os tipos de tanques de armazenamento em terra são os pressurizados (*spherical e bullet*) e atmosféricos (*flat e bullet*). A decisão sobre qual tanque escolher dependerá de questões como volume, pressão e segurança conforme tabela 7.

O calor externo que irradia sobre os tanques de armazenamento causa o aumento da temperatura do GNL armazenado. Assim como outros líquidos, o GNL evapora quando a temperatura é superior ao seu ponto de ebulição. O gás natural evaporado, conhecido como *Boil-off Gas* (BOG), eleva a pressão dentro do tanque de armazenamento e por esse motivo deve ser gerenciado. Do contrário pode trazer riscos à segurança do projeto. O gerenciamento não se limita à pressão do tanque, mas também à composição do GNL armazenado, pois, na medida em que o BOG é formado e removido, o GNL tende a ficar mais pesado por causa da menor concentração de metano na sua composição (International Gas Union, 2015).

Para projetos em pequena escala, uma alternativa para o gerenciamento do BOG é o armazenamento em tanques pressurizados que requerem menos equipamentos para manter a pressão do tanque abaixo da pressão máxima operacional na própria planta de armazenamento assim como no consumidor.

Por isso, os tanques de armazenamento de GNL em pequena escala são tradicionalmente do tipo pressurizado cuja capacidade volumétrica pode variar de 500 m³ a 5.000 m³ (International Gas Union, 2015).

As principais vantagens e desvantagens de cada tipo de tanque são resumidas na tabela 8.

Tabela 7 – Quadro comparativo entre tipos de tanque de GNL

Modo	Tipo de tanque	Vantagens	Desvantagens
Pressurizado	<i>Bullet</i>	Economia de BOG; não necessita de compressores; pré-fabricado	Capacidade de armazenamento limitada; menor nível de segurança
	Esférico	Maior capacidade que o tipo <i>bullet</i> ; pré-fabricado; não necessita de compressores	Capacidade de armazenamento limitada; menor nível de segurança
Atmosférico	<i>Flat</i>	Maior segurança; maior capacidade	Alto custo; longo tempo de construção
	<i>Bullet</i>	Pré-fabricado, menos custo	Capacidade de armazenamento limitada

Fonte: Adaptado a partir de International Gas Union (2015)

3.1.2.1 Tanque pressurizado *bullet*

A capacidade máxima desse tipo de tanque é de 1.225 m³ de GNL (Chart, 2017). No entanto, para necessidades superiores de volume, é possível a instalação de tanques em série interligados por um sistema de dutos.

O GNL é submetido à pressão que varia de 8 bar a 18 bar (Chart, 2017). O BOG pode ser armazenado no tanque por uma a duas semanas. Por isso não é necessária a instalação de um compressor de BOG para o gerenciamento do mesmo.

O tanque *bullet* é modular, flexível e é pré-fabricado. Assim, a instalação pode ser feita em maior velocidade (*fast-track*) e a um menor custo de instalação. O posicionamento do tanque é feito na vertical ou horizontal, e a decisão é condicionada às variáveis espaço e capacidade. Os tanques verticais demandam menor área para instalação, porém requerem fundações mais profundas e sua capacidade de armazenamento é de no máximo 300m³ de GNL por tanque. O tanque horizontal requer mais espaço conforme figura 16.



Figura 16 - Tanques pressurizados *bullet*

Fonte: Chart (2017)

3.1.2.2 Tanque pressurizado esférico

Representado na figura 17, o tanque pressurizado esférico possui maior capacidade de armazenamento comparada aos tanques pressurizados do tipo *bullet*, os tanques esféricos possuem menor taxa de BOG, pois sua superfície é menor por unidade de volume do que qualquer outro tipo de tanque, e por isso recebem menor quantidade de calor.



Figura 17 – Tanque pressurizado esférico

Fonte: Gasworld (2017)

3.1.2.3 Tanques atmosféricos *flat*

Feito de concreto com estrutura de ferro, esse tipo de tanque é amplamente utilizado no armazenamento convencional de GNL (figura 18). Essa opção de armazenamento pode ser empregada em projetos de pequena escala, mas com volumes de no mínimo 2.000 m³. A construção do tanque é feita no próprio local onde ficará localizado e o tempo de construção varia de dois a quatro anos, tempo bem superior aos tanques pré-fabricados.



Figura 18 - Tanque com capacidade de armazenamento de 2.000m³

Fonte: International Gas Union (2015)

Essa alternativa de armazenamento de GNL não pode ser pressurizada, e por isso demandam compressores para o gerenciamento do BOG. Além disso, são pouco competitivos contra tanques pressurizados para volumes inferiores a 4.000m³.

3.1.3 Transporte

Após a liquefação do gás natural, ou a partir da transferência de GNL de terminal marítimo de importação de GNL, este pode ser transportado até os usuários finais por navios, trens ou caminhões dotados de tanques criogênicos, capazes de condicionar o combustível à temperatura ultrabaixas.

A estrutura do tanque criogênico é normalmente composta por um tanque cilíndrico interno e outro externo isolados termicamente por meio de perlita criogênica sob vácuo. O tanque externo é feito de aço carbono, enquanto o interno que é feito por aço inoxidável.

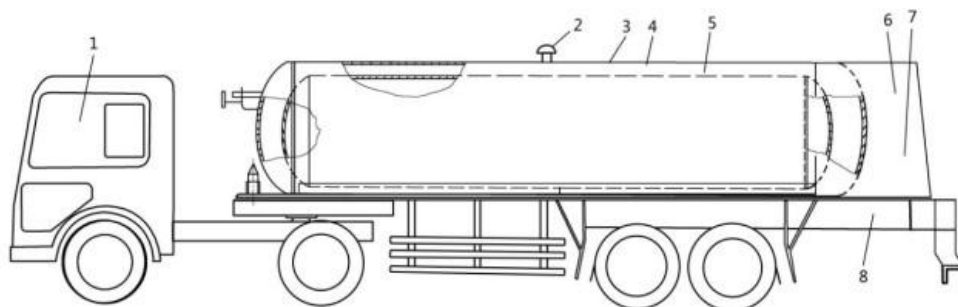
No presente estudo, será avaliado o transporte de GNL em caminhões que são divididos em dois tipos: caminhão completo com tanque criogênico e semirreboque criogênico. No primeiro tipo de caminhão, o tanque criogênico é montado sobre a carroceria do veículo e comporta volumes de até 16 a 17 m³ de GNL. Ele é um veículo adequado para transporte em menores distâncias e dentro de cidades por ser mais compacto. O segundo tipo de caminhão corresponde ao semirreboque criogênico conforme figura 19. Este veículo é adequado para o transporte de GNL por longas distâncias, pois sua capacidade de armazenamento varia de 40 a 53m³ de GNL, valor equivalente a cerca da capacidade de três caminhões com tanque criogênico na carroceria.



Figura 19 – Caminhão semirreboque da GásLocal

Fonte: GásLocal (2017)

Segundo Zhou & Liang (2014), a estrutura deste veículo compreende um tanque criogênico, sistema de dutos, caixa de operação dentre outras partes, conforme figura 20.



1. Motor trator
2. Proteção contra explosão do cilindro externo
3. Cilindro externo
4. Perlita à vácuo usado como isolante térmico
5. Cilindro interno
6. Caixa de operação
7. Instrumentos, válvulas e sistema de duto
8. Chassi do semirreboque

Figura 20 - Componentes do semirreboque criogênico

Fonte: Zhou & Liang (2014), apud Gao

3.1.4 Regaseificação

Da mesma forma que os trens de liquefação, os terminais de regaseificação seguiram a trajetória de aumento de capacidade instalada que se traduz em menor custo por unidade vaporizada de gás natural, pois os altos custos de engenharia e equipamento são diluídos em uma maior capacidade volumétrica de vaporização do gás natural.

Após ser transportado por navios ou caminhões cisterna desde a planta de liquefação, o GNL pode ser finalmente convertido para o gás natural em estado gasoso. A operação consiste no bombeamento do GNL da modal de transporte ou de armazenamento através de uma bomba criogênica até os vaporizadores que irão aquecer e vaporizar o combustível.

Esses equipamentos são divididos em quatro principais grupos, cuja diferença é essencialmente a fonte de calor de cada um deles: *Open Rack Vaporizer* (água do mar),

Intermediate Fluid Vaporizer (fluido de transferência de calor), *Submerged Combustion Vaporizer* (combustão do gás natural) e *Ambient Air Vaporizers* (ar ambiente), sendo este último representado na figura 21 abaixo.



Figura 21 - *Ambient Air Vaporizer*

Fonte: Cryoquip (2017)

Para plantas de regaseificação de pequena escala em terra, os processos mais adequados são *Submerged Combustion Vaporizer Ambient* (SCV) e *Ambient Air Vaporizer* (AAV), pois não usam a água do mar ou de rios como a fonte de calor para a vaporização do GNL. Segundo Patel, *et al.*, (2013) no primeiro processo, o GNL flui por dutos de aço inoxidável submerso em água quente, que é aquecida pelo gás de combustão de um queimador de gás natural. Esse tipo de vaporizador comporta mudanças repentinas de carga e exige pequena área de instalação. Por outro lado, tal equipamento causa maiores danos ao meio ambiente decorrente das emissões de CO₂ e óxidos nitrogênio (NO_x) a partir do queimador do gás natural. Esse tipo de vaporizador exige maior quantidade de equipamentos o que aumenta a complexidade da planta de regaseificação, assim como o custo total de instalação. Além disso, o consumo do gás natural para a produção de calor resulta em maiores custos operacionais (Patel, *et al.*, 2013).

Os *Ambient Air Vaporizers* são equipamentos cujo processo se espelha ao de tecnologias industriais já existentes e é uma solução mais simples comparada aos demais tipos de

vaporizadores. Conforme representado na figura 22, o GNL passa em uma torre vertical por uma série de dutos interconectados e em paralelo que são aquecidos pelos trocadores de calor, que usam o ar ambiente como fonte de calor. O arranjo desse tipo de vaporizador normalmente envolve dois grupos de equipamentos para que um deles esteja descongelando enquanto o segundo esteja em operação (Patel, *et al.*, 2013).

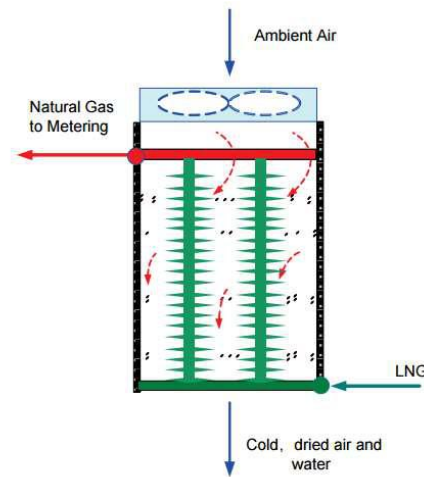


Figura 22 - Diagrama típico de um *Ambient Air Vaporizer*

Fonte: Patel, *et al.*, (2013)

Os principais aspectos negativos dessa alternativa são a necessidade de uma grande área para a instalação dos vaporizadores e a fumaça gerada pela condensação do ar úmido externo que pode trazer problemas de visibilidade. Por outro lado, esses tipos de vaporizadores são vantajosos do ponto de vista econômico, pois requerem menos equipamentos e não consomem gás natural ou qualquer outro tipo de combustível para a vaporização do gás natural.

Do ponto de vista do ciclo operacional, esses vaporizadores são contingentes ao processo de descongelamento, que variam conforme condições do ambiente, enquanto o SCV requer maior controle da operação, sincronização com a operação da planta de geração elétrica e do balanceamento do gás residual e do *input* de gás natural (Patel, *et al.*, 2013). Do ponto de vista ambiental, a condensação do ar em forma de fumaça produzida nos AAVs é um dano menor comparado às emissões de dióxido de carbono e óxidos de nitrogênio em SCV.

Este equipamento é vantajoso em locais de clima equatorial como o Brasil, cuja média de temperatura supera os 18°C, pois não demandam equipamentos adicionais de geração de calor. Por esse motivo e pelo perfil de demanda objeto de estudo, os *Ambient Air Vaporizers* são os equipamentos mais adequados para a planta de regaseificação.

4 PERSPECTIVAS DE AVALIAÇÃO DA OPÇÃO DO GNL EM PEQUENA ESCALA E ANÁLISE DOS COMPONENTES DA CADEIA DE VALOR

A oportunidade de inserção do GNL em pequena escala engloba a substituição de outros modais de transporte, como o gasoduto de alta pressão (ótica do transportador), a substituição de fontes fósseis mais poluentes, como o óleo combustível, no setor industrial (ótica do consumidor final), assim como opção para a monetização de gás de campos em terra (ótica do produtor). Neste capítulo, serão detalhados os fundamentos dos nichos de aplicação propostos, e descritos os componentes da cadeia de valor escolhida nesta tese para o GNL em pequena escala.

4.1 Descrição dos problemas

Em razão dos desafios enfrentados por projetos de gasodutos de transporte, e sobrecustos de 64%, como no caso do gasoduto Urucu-Coari (ANEEL, 2014), devem-se avaliar alternativas de transporte de gás com maior controle e previsibilidade dos custos e cronograma, assim como menor complexidade de projeto. Existem diferentes formas de minimizar os riscos de sobrecusto, tais como a contratação de um gerente de projeto que implemente corretamente sistemas de controle de custo e performance, a criação de um plano de riscos e contingências, a contratação de prestadores de serviço pré-qualificados, dentre outras medidas.

Porém, a implementação da cadeia de valor do GNL em pequena escala pode surgir como alternativa para mitigar o risco de sobrecusto e atraso nos projetos, conforme será estudado neste capítulo. Frente aos gasodutos de transporte, a construção da cadeia do GNL em pequena escala ocorre em localizações específicas, semelhante a plantas industriais, reduzindo a interação com o entorno e, conseqüentemente, o escopo de trabalho com as comunidades, meio ambiente e órgão reguladores. Ou seja, diminui e simplifica o escopo de interações com os diferentes *stakeholders*.

Os equipamentos criogênicos utilizados na cadeia de valor do GNL em pequena escala e o alto consumo energético requerido para a liquefação do gás natural tornam essa alternativa de transporte intensiva em capital. Ainda assim, existe um nicho potencial de para o transporte de GNL para atender clientes industriais que contem com o abastecimento exclusivo de derivados do petróleo, como óleo combustível e diesel. O

preço e o impacto do uso desses energéticos pode oferecer espaço ao gás natural, transportado através de um sistema de GNL em pequena escala competitivo.

Comum desafio enfrentado pelo desenvolvedor de uma nova infraestrutura de transporte dutoviária consiste em justificar o projeto a partir da demanda potencial de gás em um mercado inexplorado. O correto dimensionamento do gasoduto e estimativa da demanda potencial são críticos tanto para o acesso às linhas de financiamento para desenvolver o projeto como para o sucesso do mesmo. Logo, a implantação de um gasoduto de transporte ou distribuição requer uma demanda mínima para justificar o projeto do ponto de vista econômico. Clientes âncoras, por terem maior consumo, garantem escala suficiente para justificar a implantação da malha necessária para a movimentação do gás natural até a localidade.

Uma forma de mitigar o risco de comercialização e viabilizar o desenvolvimento de um campo de gás natural consiste na implantação da cadeia de valor do GNL em pequena escala. A antecipação da produção, modularização da produção de gás natural e a flexibilidade que a capilaridade que o transporte do GNL em carretas fornece são algumas das vantagens a serem analisadas nesse capítulo.

Por fim, o desenvolvimento da cadeia de GNL em pequena escala viabilizaria a comercialização de gás natural. Na prática, toda a capacidade de transporte firme na malha nacional está contratada pela Petrobras. Assim, novos carregadores, sejam produtores de gás doméstico ou importadores de GNL, não são capazes de acessar a infraestrutura de transporte de gás e conseqüentemente os mercados consumidores.

Portanto, esta tese explorará os seguintes nichos de aplicação do GNL em pequena escala no Brasil. Tratam-se de análises independentes sob a perspectiva de diferentes agentes na cadeia de valor do gás natural.

1. A cadeia de GNL em pequena escala surge como nova rota de monetização de reservas de gás natural em terra no Brasil. Nesse contexto, será avaliada a viabilidade econômica desta rota, à luz dos riscos e incertezas associados a esse tipo de projeto. Posteriormente será feita a análise de sensibilidade dos diferentes itens de custo do projeto e a simulação de diferentes cenários de monetização através da simulação de Monte Carlo, para determinar o valor econômico esperado. Esta seria a ótica de avaliação do GNL sob a perspectiva do produtor, cuja aplicação será apresentada no capítulo 5.

2. Será analisado o custo do GNL em pequena escala em comparação ao gasoduto de transporte em alta pressão. Baseado no histórico de custo de gasodutos de transporte no Brasil, é avaliada a distância no qual o transporte por gasodutos é mais competitivo frente ao GNL em pequena escala e vice-versa. À luz do custo de gasodutos de transporte internacionais, determina-se o impacto que os sobrecustos nos projetos brasileiros causam no transporte por gasodutos e que favorece a introdução do GNL. Esta seria a ótica de avaliação do GNL sob a perspectiva do transportador/carregador, cuja aplicação será apresentada no capítulo 6.
3. O setor industrial brasileiro ainda consome volume relevante de óleo combustível que poderia ser substituído por gás natural. Nesse contexto, será calculada a viabilidade econômica da conversão da caldeira de cliente industriais para gás natural e a implantação da cadeia de valor do GNL para atender esses potenciais consumidores. Esta seria a ótica de avaliação do GNL sob a perspectiva do consumidor final, cuja aplicação será apresentada no capítulo 7.

4.2 Metodologia para avaliação econômica

O objetivo central desse projeto é avaliar em que nichos – ou sob que perspectivas - o GNL em pequena escala pode se inserir no Brasil. Desde a opção de menor custo com relação ao gasoduto de transporte, substituição de derivados de petróleo no setor industrial e mitigação dos riscos de desenvolvimentos de campos de gás natural em terra. Nesse sentido, será usado o método de fluxo de caixa descontado (FCD). Esse método consiste em calcular o fluxo de caixa dos modais de transporte e desconta-los para trazer a valor presente, conforme figura 23.

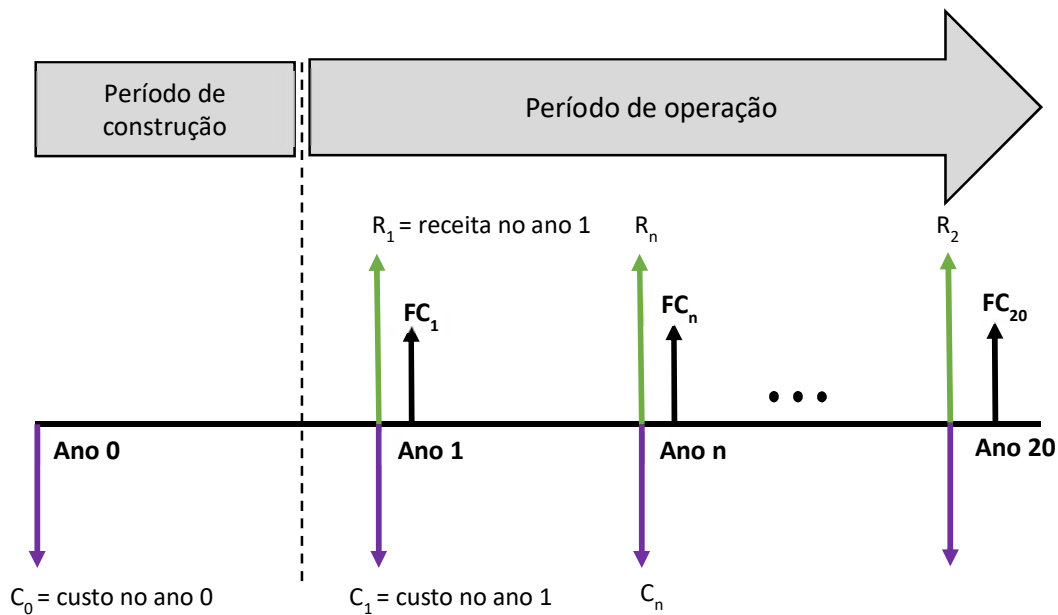


Figura 23 - Ilustração do fluxo de caixa de um projeto

Fonte: Adaptado de MIT Energy Institute (2013)

O VPL é um dos métodos mais empregados na engenharia econômica e é calculado como a diferença dos fluxos de caixa de entrada e o valor atual dos fluxos de caixa de saída trazida a valor presente. Os fluxos de caixa futuros são convertidos a valores de fluxo de caixa atual mediante a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que consiste na valorização mínima que um investidor admite sobre o capital investido (Maher, 2001)

Segundo Gitman (2010), o cálculo do VPL se dá pela função abaixo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - C_0$$

Onde:

C_0 – fluxo de caixa no momento inicial, podendo ser um investimento, empréstimo ou financiamento;

FC_t – fluxo de caixa no período t ;

i – taxa mínima de atratividade;

n – período de tempo equivalente ao tempo de vida do projeto.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é outra métrica para a avaliação econômica. Ela é a taxa de desconto na qual o VPL é igual a zero. Logo, para análises em que a TIR é superior a TMA, ele é viável economicamente, pois sua taxa de remuneração é acima da taxa mínima exigida pelo investidor⁵. (Oliveira M. , 2008)

4.3 Componentes da cadeia de valor do GNL em pequena escala

O custo da cadeia de GNL em pequena escala será calculado com base na literatura disponível, assim como na consulta realizada a fornecedores de equipamentos sobre o custo dos itens relacionados as etapas de liquefação, de transporte e de regaseificação.

4.3.1.1 Liquefação

A seleção da tecnologia de liquefação deve considerar o perfil de produção planejado. Enquanto ciclos de nitrogênio são flexíveis, podendo adaptar o nível de produção entre 30% e 100% (Cryostar, 2017), o ciclo de liquefação SMR requer operação constante e mais estável.

Comparado aos trens de liquefação de grande escala, os trens de pequena e média escala apresentam deseconomia de escala, porém existem benefícios que compensam essa perda. Os compressores utilizados nas plantas de liquefação são de menor capacidade e contam com maior número de fornecedores, ao contrário dos equipamentos utilizados pelos projetos em grande escala. O mesmo vale para as turbinas, na medida em que as Frame 7 e Frame 9 são utilizadas em praticamente todos os projetos de grande escala, enquanto projetos menores escala contam com mais opções, como as turbinas LM2500, Frame 5, SGT 700, RB211, Vectra (Lang & Schler, 2009).

O custo de uma planta de liquefação é função do tipo de ciclo e também de: composição do gás natural, pressão de entrada do gás e a temperatura ambiente. Neste sentido, a

⁵ As memórias de cálculo das três análises econômicas realizadas estão disponível no Apêndice C.

tecnologia considerada neste estudo foi o SMR, pois é mais aderente ao perfil inflexível e firme de um gasoduto de transporte, conforme objetivo do presente trabalho.

No projeto de GNL em pequena escala em estudo, o CAPEX da planta de liquefação seguirá o custo por capacidade instalada conforme estudo desenvolvido por (Lang & Schler, 2009) na figura 24.

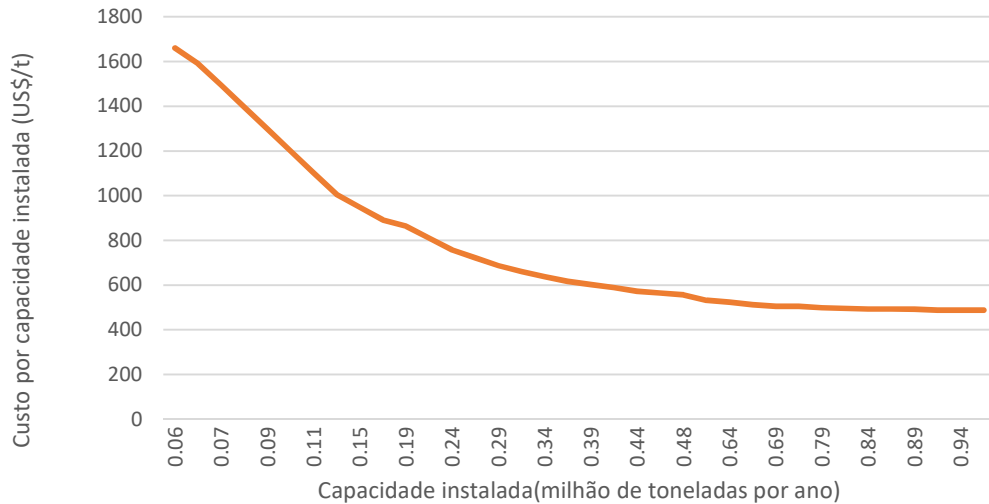


Figura 24 - Custo de planta de liquefação de pequena e média escala

Fonte: Adaptado de Lang & Schler (2009)

A partir do dado disponibilizado na análise dos autores acima, corrige-se o valor por um fator de correção temporal de custo baseado no índice Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI), para obter o custo em valor real de 2016. Logo, o custo de instalação total da unidade de liquefação seguirá a equação abaixo.

$$CAP_{liq} = Cap \times Cus_{cap}$$

Onde:

$CAPEX_{liq}$ – custo total de implantação da unidade de liquefação [US\$]

Cap – capacidade instalada de liquefação de GNL [t]

$Custo_{cap}$ – custo de implantação por capacidade instalada [US\$/ t]

Na operação de uma unidade de liquefação, destaca-se o custo de pessoal e eletricidade. Também incorrem sobre a operação custos relacionados à manutenção, seguro, impostos, treinamentos, consultoria, água, eletricidade, gás natural, dentre outros. Na análise em

questão, por simplificação adota-se o OPEX de 4% do custo do CAPEX global da unidade (World Bank Group, 2015).

4.3.1.2 Estocagem

Armazenamento do GNL é fundamental para a flexibilidade na operação e para garantir maior confiabilidade à operação e minimizar o risco de falhas no fornecimento do GNL. Projetos de GNL de menor escala utilizam tanques de armazenamento horizontal ou vertical dependendo da disponibilidade de área para instalação.

No estudo de caso, foi considerada a instalação de tanques horizontais. O dimensionamento do número de tanques é função do volume total de produção/demanda e da distância entre ponto de oferta de GNL (plantas de liquefação) e as estações satélite de regaseificação.

Um levantamento realizado por este estudo junto a fornecedores de equipamentos forneceu o custo médio do tanque por capacidade instalada, conforme figura 25.

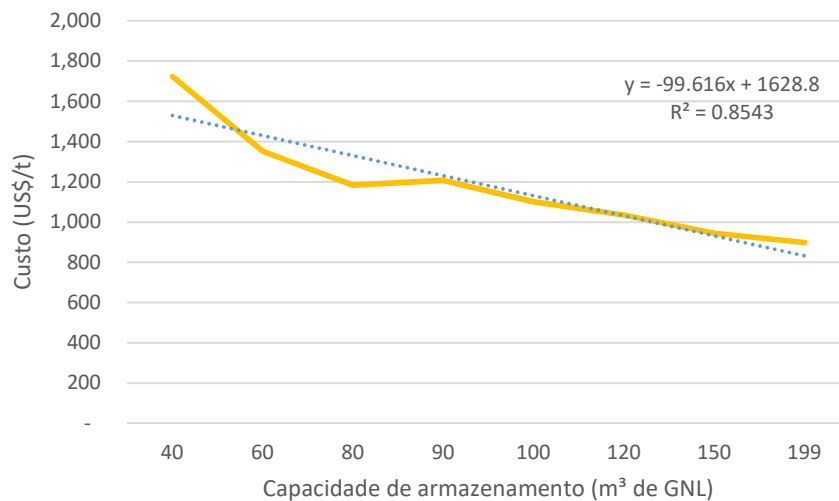


Figura 25 - Custo da unidade de estocagem de GNL

Fonte: Adaptado a partir de Indox Energy Systems (2016)

Logo, o custo estimado de cada arranjo seguirá a fórmula abaixo, em US\$/t:

$$CAPEX_1 = \begin{cases} 90m^3 < Ca_{est} \leq 199 m^3 = -99.616x + 1628.8 \\ se Cap_{est} > 199 m^3 = 898 \end{cases}$$

Onde:

CAPEX₁ – custo total de aquisição das unidades de estocagem [US\$];

Cap_{est} – capacidade de estocagem de GNL [m³ de GNL];

C_i – custo do equipamento

Para equipamentos menores que 90m³, usa-se o valor de tabela da consulta realizada junto a fornecedores (Indox Energy Systems, 2016). Para capacidade instalada 90m³ e 199 m³, utiliza-se a equação da regressão da amostra de equipamentos, enquanto para capacidade superior a 199 m³ assume-se de forma conservadora que não há economia de escala e que o custo por unidade é constante.

Ao custo de aquisição do equipamento, soma-se o frete de US\$ 2.000 por tanque relativo ao transporte desde Barcelona até Pecém (Gurucargo, 2017). Esses pontos foram selecionados, pois Barcelona é porto mais próximo da fábrica da Indox na Espanha, e Pecém como um dos terminais que poderia receber este carregamento no Brasil.

Como a cadeia de GNL requer dois destes arranjos, o custo total é o dobro do calculado na equação acima. Ou seja, duas vezes o valor do CAPEX₁.

4.3.1.3 Truck Loading Facility

O *Truck Loading Facility* (TLF) compreende a infraestrutura necessária para a transferência do GNL desde o ponto de estocagem até o pátio de carregamento de caminhões, onde estes são carregados com o gás natural em estado líquido conforme figura 26.



Figura 26 - Pátio de carga de GNL

Fonte: Engie (2015)

O TLF permite a transferência do GNL estocado, que foi produzido localmente nas plantas de liquefação, assim como do GNL importado em navios convencionais de grande escala.

A infraestrutura inclui interconexões com os tanques de armazenamento, construção das ilhas de carga e o sistema necessário para receber, carregar, medir e despachar caminhões cisterna (ABS Consulting, 2013). Para uma estação com capacidade de transferência e carregamento de 1.200 m³/d de GNL, ou 0,6 MMtpa, o custo total para a instalação ajustado pelo índice de inflação dos Estados Unidos, ou *Consumer Price Index*, de US\$ 15,4 milhões em termos reais de 2016 (ABS Consulting, 2013).

Dado que o sistema em estudo é dimensionado para 1 MMtpa, será aplicada a “regra fator seis decimais” no qual o custo do equipamento é calculado em função de outro análogo existente. Segundo a regra, o custo da unidade a ser calculada é de 0,6 vezes do custo da unidade existente conforme equação abaixo (Bendezú, 2009).

$$CAPEX_{TLF} = CAPEX_{ref} \times \left(\frac{Cap_{TLF}}{Cap_{ref}} \right)^{0,6}$$

CAPEX_{TLF} – custo de instalação para unidade com capacidade de 1 MMtpa; [US\$]

$CAPEX_{ref}$ – custo de instalação de unidade com capacidade equivalente a 0,6 MMtpa;
[US\$]

Cap_{TLF} – capacidade do equipamento desejado conforme dimensionamento do sistema;
[MMtpa]

Cap_{ref} – capacidade de equipamento existente mapeado na literatura igual a 0,6 MMtpa
[MMtpa]

4.3.1.4 Transporte

O dimensionamento da frota de caminhões com semirreboque criogênico é função da demanda de gás natural do consumidor final e da distância percorrida entre o ponto de abastecimento da carreta com GNL e o ponto final de descarga e entrega ao consumidor final. Não obstante, o dimensionamento da frota deve considerar variáveis como o peso máximo permitido no Brasil, velocidade máxima permitida para o caminhão, tempo de carga e descarga e regulação sobre o transporte de cargas em caminhões.

De acordo com Stringher (2004), o dimensionamento da frota deve ser calculado com base no ciclo do ativo. Para isso, calcula-se o tempo total do ciclo, a produtividade da rota e, por fim, o número de veículos necessários

O tempo total gasto no ciclo de uma carreta pode ser resumido na equação abaixo:

$$T_c = T_{car} + T_{ida} + T_{des} + T_{volta}$$

Onde:

T_c – tempo total gasto com o ciclo da carreta [horas]

T_{car} – tempo de carregamento da carreta com GNL [horas]

T_{ida} – tempo de viagem de ida entra a unidade de liquefação e de entrega [horas]

T_{des} – tempo de descarregamento do GNL no ponto final de entrega [horas]

T_{volta} – tempo de viagem na estrada entra a unidade de liquefação e de entrega [horas]

Os dados de entrada para as variáveis na equação acima são:

- Tempo de carga: 2 horas (Bendezú, 2009);
- Tempo de descarga: 1 hora (Bendezú, 2009);

- Tempo de ida: calculada pela razão entre distância entre ponto de oferta e demanda e velocidade da carreta igual a 60 km/h;
- Tempo de volta calculada pela razão entre distância entre ponto de demanda e oferta e velocidade da carreta igual a 60 km/h;
- Tempo de operação diária da carreta: 16 horas;

A produtividade da rota é calculada baseado no tempo disponível de operação de cada carreta e do tempo de ciclo da entrega de GNL conforme equação abaixo:

$$Prod = \frac{T_{disp}}{T_c}$$

Onde:

Prod – produtividade da rota [adimensional];

T_{disp} – tempo de operação diária da carreta [horas]

Por fim, o número de carretas necessárias é função da demanda de GNL a ser entregue por hora para atender os requisitos do sistema de GNL em pequena escala. Dado que a unidade utilizada para o cálculo do tempo de ciclo da logística do GNL é calculado em base horário, adiciona-se um fator multiplicador igual ao número de horas em um dia conforme equação abaixo.

$$N_{carretas} = 24 \times \frac{D}{Prod}$$

Onde:

$N_{carretas}$ – número de carretas [unidades]

D – demanda de carretas [carretas/hora]

O CAPEX do sistema de transporte é diretamente proporcional ao custo do cavalo e do semirreboque criogênico conforme equação abaixo e valor sumarizado na tabela 8:

$$CAPEX_{tr} = N_{carretas} \times (C_{cav} + C_{sr})$$

Onde:

C_{cav} – custo do investimento no cavalo mecânico, [US\$];

C_{sr} – custo do investimento do semirreboque criogênico com capacidade de armazenamento de GNL igual a 50 m³ e capacidade nominal igual a 46 m³ [US\$]

Tabela 8 - CAPEX da unidade de transporte de GNL

Custo de investimento	US\$
Cavalo Mecânico	71.818
Semireboque criogênico (50 m ³ de GNL)	170.000
Total	241.818

Fonte: Adaptado de Bendezú (2009), Grupo Abolição (2017)

Conforme tabela 8, o CAPEX por carreta de transporte de GNL é equivalente a US\$ 241.818.

O OPEX do transporte do GNL em carreta é o somatório de custos fixos que independem do número de quilômetros percorridos pela carreta e custos variáveis que são relacionados à utilização do veículo.

Os custos fixos incluem custo de pessoal como salários, encargos e benefícios, sistema de rastreamento, IPVA e seguro. Nesse caso, consideram-se custos diretamente relacionados à operação logística do transporte do GNL. Outros custos como a depreciação e remuneração do capital são considerados no modelo de fluxo de caixa por isso não são listados aqui.

Os custos variáveis englobam um leque maior de categorias majoritariamente relacionados à manutenção do veículo para uma operação confiável. Além dos custos de manutenção como pneus, troca de óleo e filtro, bateria, também são considerados o pedágio, custo de combustível e manutenção, conforme tabela 9.

Para fins de modelagem dos diferentes cenários de distância a ser percorrido no transporte de GNL, deseja-se obter um custo por quilômetro percorrido pela carreta. Nesse custo serão considerados os custos fixos e variáveis.

Para o custo fixo, dilui-se o custo total anual no total de quilômetros percorridos por uma carreta. Essa distância é calculada em função das horas de trabalho por dia de um motorista, velocidade do caminhão e taxa de operação ao longo de um ano. Assumindo-

se que o caminhão pode ser utilizado durante 16 horas em um dia e a velocidade da carreta é 60 km/h, verifica-se que a distância que uma carreta pode percorrer é 350.400 km/ano.

Tabela 9 - Custo fixo de transporte de GNL

Custo Fixo	R\$	R\$/km	US\$/km
Salário e encargos (mensal)	5.000	0,17	0,05
Seguros (anual)	17.920	0,05	0,02
IPVA e licenciamento (anual)	3.847	0,01	0,00
Rastreamento (anual)	3.410	0,01	0,00
Total		0,24	0,07

Fonte: Adaptado de Lettnin (2011)

Logo, dividindo-se o custo total em base anual pelo total de quilômetro percorridos por uma carreta em um ano e pela taxa de câmbio (US\$ 1 = R\$ 3,3), chega-se ao custo fixo por carreta de US\$ 0,07/km.

Análogo ao custo fixo, o custo variável de uma carreta será determinado em US\$ por quilômetro percorrido. Levando-se em consideração durabilidade dos itens e/ou rendimento, apontados na coluna “km percorrido” da tabela 10 abaixo, calcula-se o fator de ajuste que, multiplicado pelo custo unitário, fornece o custo por quilômetro de cada item. Assumindo-se a mesma taxa de câmbio anterior, o custo variável por carreta é igual a US\$ 0,42/km.

Tabela 10 - Custo variável de transporte de GNL

Custo variável	Quantidade	km percorrido	Custo unitário	Fator de ajuste	R\$/km	US\$/km
Pedágio (mês)	1,00	11.294,00	466,20	0,00	0,04	0,01
Combustível (litros)	1,00	3,20	3,20	0,31	1,00	0,30
Manutenção	1,00	79,06	3.710,00	0,00	0,05	0,01
Óleo lubrificante (litros)	35,00	15,00	13,48	0,00	0,03	0,01
Óleo transmissão (litros)	32,00	120,00	16,86	0,00	0,00	0,00
Filtro óleo combustível	1,00	30,00	105,00	0,00	0,00	0,00
Filtro óleo lubrif./reparo	1,00	15,00	77,24	0,00	0,01	0,00
Filtro de ar	1,00	90,00	379,99	0,00	0,00	0,00
Filtro racor	1,00	15,00	88,63	0,00	0,01	0,00
Filtro óleo caixa	1,00	120,00	146,68	0,00	0,00	0,00
Correia	1,00	500,00	288,71	0,00	0,00	0,00
Pastilha de freio cav. D	1,00	200,00	196,00	0,00	0,00	0,00
Lona de freio cavalo T	2,00	200,00	205,91	0,00	0,00	0,00
Lona de freio carreta	4,00	250,00	135,80	0,00	0,00	0,00
Bateria	1,00	250,00	1080,03	0,00	0,00	0,00
Fluído de freio (litros)	1,00	150,00	42,00	0,00	0,00	0,00
Pacote reforma motor	1,00	500,00	16.651,57	0,00	0,03	0,01
Pneu dianteiro	2,00	150,00	1.549,34	0,00	0,02	0,01
Pneu tração	4,00	350,00	3.378,66	0,00	0,04	0,01
Pneu truck	4,00	450,00	3.019,34	0,00	0,03	0,01
Pneu carreta	16,00	450,00	2.781,34	0,00	0,10	0,03
Total					1,37	0,42

Fonte: Adaptado a partir de Lettnin (2011)

A partir dos custos supracitados na tabela 10, soma-se o custo fixo e variável de transporte do GNL, o OPEX por carreta é igual a US\$ 0,49/km.

4.3.1.5 Regaseificação

Nesse caso, a tecnologia escolhida é a *Ambient Air Vaporizer* direto (AAV), ou seja, usa-se o calor relativo do ambiente para obter-se o calor necessário para a vaporização do GNL.

Esse tipo de tecnologia é adequado a projeto de pequena escala, pois requer investimentos mínimos de operação ou manutenção da unidade. Dado que temperatura ambiente é

variável importante para a performance do AAV, o Brasil possui condições adequadas porque sua temperatura média anual é elevada.

No dimensionamento do número de trens de regaseificação, deve-se considerar a demanda potencial dos consumidores finais e aspectos operacionais do equipamento. O GNL percorre as tubulações do equipamento e as congela. Assim, é necessário que a unidade de regaseificação permaneça fora de operação para degelar e descongelar antes de receber um novo volume de GNL para a vaporização. Normalmente, o ciclo de degelo e descongelamento varia entre 4-8 horas. Logo, deve-se dimensionar a capacidade total instalada como duas vezes a capacidade do sistema de GNL em pequena escala, para que metade das unidades de regaseificação fiquem ociosas e descongelando (Patel, *et al.*, 2013).

Fatores como altitude, radiação solar, temperatura ambiente, umidade relativa do ar, vazão do fluxo de GNL e a pressão de operação são fatores que afetam a performance desses equipamentos. Por esse motivo, o volume vaporizado de gás natural é diferente da capacidade nominal do equipamento. Conforme comentado anteriormente, o AAV é aplicado para fins industriais na vaporização do oxigênio e nitrogênio criogênicos e o equipamento também é adequado para a vaporização do gás natural. Porém, o fator de conversão entre os diferentes gases é distinto e definido como razão do nitrogênio conforme tabela 11.

Tabela 11 - Fator de conversão

Meio	Fator de conversão
N ₂	1,00
Ar	1,15
H ₂	1,75
O ₂	0,92
CH ₄	0,76
CO ₂	0,33
He	3,10

Fonte: Adaptado de Linde Group (2017)

Não obstante, o tempo de operação também é considerado no cálculo da capacidade nominal instalada necessária, pois o tempo ocioso para o degelo e, conseqüentemente, a

temperatura em que o equipamento se encontra para um novo ciclo de vaporização poderá penalizar ou contribuir para a eficiência de conversão conforme figura 27. Ou seja, o fator de operação representa a eficiência nominal de operação em função do número de horas em operação do equipamento.

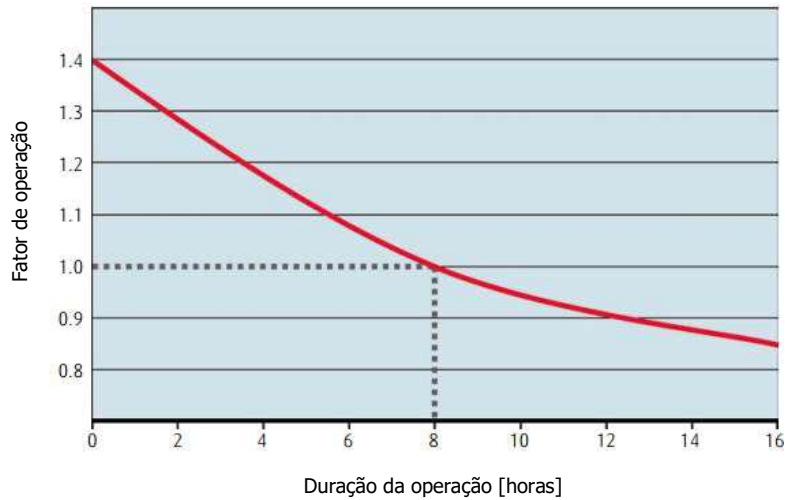


Figura 27 – Fator de operação de uma unidade de regaseificação

Fonte: Adaptado de Linde Group (2017)

Logo, o custo dos equipamentos de regaseificação seguirá a equação abaixo:

$$CAPEX_{regas} = 2 \times \frac{Cap_{sist}}{Ca_{equip}} \times CAPEX_{equip} \div FX$$

Onde:

$CAPEX_{regas}$ – custo de instalação total das unidades de regaseificação [R\$];

Cap_{sist} – capacidade instalada do sistema de GNL em pequena escala [t/d]

Cap_{equip} – capacidade de regaseificação por unidade igual a 28 [t/d];

$CAPEX_{equip}$ – custo de R\$ 33.250 (Instituto Superior Técnico, 2004) (NITROTEC, 2017) por equipamento com capacidade igual a 28 t/d [R\$]

FX – conversão de R\$ para US\$ com a conversão R\$ 3,33 = US\$ 1.

A instalação do sistema de regaseificação inclui custos de aquisição de terreno, engenharia, construção, montagem contingência dentre outros que devem ser considerados na análise. Segundo Instituto Superior Técnico (2004), a divisão do custo global entre vaporizador e custos relacionados a engenharia, construção, montagem é 20% e 80% respectivamente. Baseado nesta informação, o custo total calculado para os equipamentos de regaseificação será dividido pelo fator 0,2, para por fim alcançar a estimativa do custo total de instalação das unidades de regaseificação.

O OPEX é negligenciável, pois não demanda investimentos de operação ou manutenção da unidade de vaporização

Após descrever as três perspectivas de avaliação de plantas GNL de pequena escala (produtor, transportador e consumidor) e os componentes selecionados para a cadeia de valor desta opção, o próximo capítulo inicia a parte aplicada da tese, realizando a avaliação do GNL em pequena escala sob a perspectiva do produtor de gás natural.

5 ANÁLISE ECONÔMICA SOB A ÓTICA DO PRODUTOR

A atividade de exploração e produção de óleo e gás natural convencional é um investimento de ciclo longo, ou seja, o alto investimento é recuperado em um prazo longo e sua viabilidade é condicionada principalmente pela capacidade de monetização dos recursos descobertos. Enquanto a comercialização do óleo possui maior liquidez por causa do grande mercado consumidor e por ser uma fonte energética mais fácil de armazenar e transportar, a do gás natural é mais desafiadora pela infraestrutura necessária para seu manejo do ponto de produção até o de consumo e pelo estado gasoso do combustível. A densidade energética do petróleo é significativamente maior que a do gás natural, usualmente na razão de 1.100:1 por Normal metro cúbico. Por tais motivos, o mercado consumidor de gás natural é mais restrito e mais local.

A monetização do gás natural é função de variáveis geológicas do próprio reservatório e das condições econômicas para as diferentes rotas. De forma simplificada, a escolha da rota de monetização de uma dada acumulação de gás natural é função do volume e da distância ao mercado consumidor conforme figura 28 abaixo.

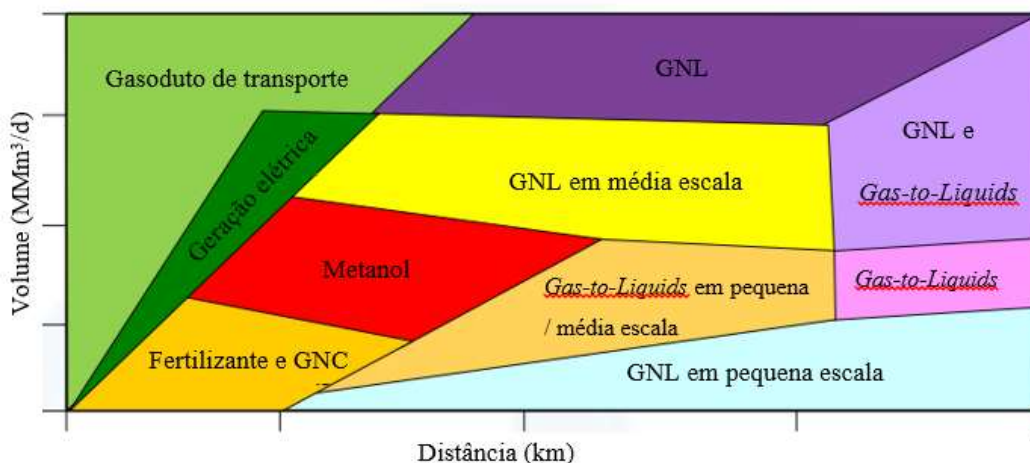


Figura 28 - Ilustração das rotas de monetização do gás natural

Fonte: Gaffney, Cline & Associates (2013)

Ainda que essas dez rotas deem uma perspectiva de múltiplas alternativa para a monetização do gás natural, apenas 5% dos campos de gás natural convencional no mundo pode ser monetizada por projetos tradicionais de grande escala de GNL ou *Gas-*

to-Liquids (GTL) (Velocys, 2015). Por outro lado, projetos de menor escala poderiam viabilizar a monetização de até 50% dos outros campos. (Velocys, 2015).

5.1.1 Monetização de reservas de gás natural

No Brasil, conectar pontos de oferta de gás natural em terra e mercados consumidores é um desafio. Isso decorre do tamanho das reservas de gás natural, da distância do ponto de oferta à potencial demanda, assim como o tamanho dos consumidores. Campos em terra com volumes marginais enfrentam desafios para a monetização, pois normalmente estão distantes dos centros de consumo ou não possuem suficiente reserva recuperável para que a construção de gasoduto convencional de transporte seja economicamente viável.

Mesmo campos com reservas relevantes verticalizam a cadeia do gás natural para mitigar riscos comerciais⁶ da operação. Um exemplo claro deste ponto são os projetos verticalmente integrados desenvolvidos pela Eneva na modalidade “*Reservoir-to-Wire*”, no qual o gás produzido em campos no interior do Maranhão é consumido localmente por plantas de geração termoelétrica, cuja energia elétrica é injetada nas linhas de transmissão.

A dificuldade de levar o gás natural ao mercado é inclusive limitadora para a produção de óleo em alguns dos campos de gás associado, como no caso do campo Tiê, localizado na Bacia do Recôncavo na Bahia (Maha Energy AB, 2017).

Quando estudados os modais de transporte do gás natural, escalabilidade é a palavra-chave, pois ela, em teoria, permite a minimização do custo por unidade de serviço prestado. Contudo, não apenas essa premissa é questionável pelos relevantes atrasos e sobrecustos nos projetos de óleo e gás natural, como os altos investimentos a escalabilidade dos projetos inibem o alcance a consumidores menores e dispersos. Mesmo que a reserva de gás natural de um determinado campo seja adequada para o desenvolvimento um projeto de grande escala, a demanda pode ser o elo fraco da cadeia. Ou seja, o volume pode ser insuficiente para atender a utilização mínima necessária para a viabilidade econômica dos ativos de *upstream*, assim como de *midstream*.

⁶ Riscos comerciais incluem: pequeno número de compradores; baixo nível de *take-or-pay*; alto risco de crédito dos compradores.

Nesse contexto, a cadeia de valor do GNL em pequena escala torna-se uma alternativa atraente, pois é aderente à necessidade de flexibilidade para a monetização do gás natural assim como a escala adequada para a viabilização da produção de reservas menores. Na ótica do produtor, o modal de transporte é a infraestrutura necessária para o escoamento da produção de gás natural de seu campo.

Em outras palavras, a infraestrutura de transporte é fundamental para o retorno do investimento na exploração e produção, porém ela não é em si fonte de alto retorno. Pelo contrário, os investimentos em gasoduto de transporte ou na cadeia de GNL em pequena escala são de menor perfil de risco, por isso percebem menores retornos quando comparados à atividade de exploração e produção. Por isso, a decisão sobre o modal é definida pela viabilidade econômica entre os dois modais e qual das alternativas confere menor risco à monetização dos recursos.

Por exemplo, no Brasil, o transporte de gás natural, que é monopólio da União, é outorgado a empresas através de um longo processo envolvendo o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário, Chamada Pública de Alocação de Capacidade, Chamada Pública para Construção e Operação do gasoduto (ANP, 2014). Tal trâmite pode ser moroso a ponto a impactar a cronograma de entrada de produção do campo. Por outro lado, a cadeia de GNL em pequena escala não enfrenta a mesma burocracia, podendo ser desenvolvido por qualquer empresa, tanto pelo produtor de gás como uma outra qualquer.

Outra vantagem do GNL é o desenvolvimento da cadeia de valor em espaço de tempo inferior ao dos gasodutos de transporte, pois minimiza a construção no local de instalação do projeto. Isso ocorre, pois a modularização permite a montagem de unidades pré-fabricadas diminuindo o risco de atrasos causados por fatores climáticos ou ambientais. A construção das unidades modulares fora do canteiro de obras permite que a construção caminhe em múltiplas áreas simultaneamente. Além disso, a modularização permite que tarefas críticas sejam feitas fora do local das obras, evitando-se que um atraso afete em cascata as etapas subsequentes.

Conforme apontado na figura 28, o GNL em pequena escala e o GNC seriam as únicas alternativas de transporte associadas à monetização de campos com menores volumes de gás. A cadeia de GNL em pequena escala confere maior capilaridade à distribuição do combustível, chegando a uma gama maior de consumidores que não teriam acesso ao gás

por gasoduto de alta pressão, pois esta não seria uma alternativa economicamente viável por causa da escala.

Apesar das vantagens e característica do GNL em pequena escala como opção para a monetização de campos de gás natural em terra, existem riscos que devem ser considerados. A seguir, será analisada a viabilidade econômica deste modal levando em consideração potenciais sobrecustos em alguns elos da cadeia e o preço de comercialização desse gás no mercado.

5.1.2 Metodologia

Esta análise busca o valor econômico das reservas de gás natural em terra, ou seja, o valor presente líquido da sua produção e comercialização. Esse valor é calculado através da metodologia do VPL do fluxo de caixa resultante da diferença entre a receita de comercialização do gás natural pelo custo do sistema de GNL em pequena escala e do preço do gás natural em boca de poço. Essa avaliação também busca o preço máximo em boca de poço de um projeto de produção gás natural em terra.

Com base neste modelo, é realizado um teste de sensibilidade dos principais parâmetros utilizados. Além disso, para incorporar adequadamente as premissas e incertezas ao modelo de FCD, é utilizada a simulação de Monte Carlo (MC) através da ferramenta *@Risk add-on* para Excel. O MC permite gerar aleatoriamente um grande número de premissas utilizadas no modelo e simular a interação entre elas, para chegar a diferentes cenários de preço e custo.

A seguir, são definidos os valores utilizados na análise de sensibilidade, que são usados como limites para a distribuição probabilística gerada no *@Risk*. Esta ferramenta utilizada é capaz de gerar para os limites estabelecidos, diferentes distribuições probabilísticas incluindo a Gaussiana, triangular, lognormal, dentre outras.

Primeiro, o preço do gás natural em boca de poço corresponde a faixa de US\$ 1,0 / MMBtu, US\$ 3,0 / MMBtu e US\$ 5,0 / MMBtu. Trata-se de uma estimativa conservadora a partir dos valores estimados pela (EPE, 2013) de US\$ 0,56/MMbtu para gás associado em terra e US\$ 1,13/MMBtu para gás não-associado em terra. O último e maior valor foi escolhido como valor pessimista e aproximado ao preço em boca de poço do gás não convencional de US\$ 6,0 /MMBtu (EPE, 2013). Ou seja, define-se que esses valores são

suficientes para remunerar os investimentos na atividade de exploração e produção dos campos. Essa faixa de preço simplificada busca capturar as diferentes estruturas de custos normalmente definida pela existência ou não de infraestrutura, do bônus de assinatura no leilão, dentre outros fatores. Para a distribuição de probabilidade do preço boca de poço do gás natural será usada uma distribuição triangular.

Conforme definido na seção 2.4, o sistema será dimensionado para o volume equivalente a 1 MMtpa ou 3,6 MMm³/d. Para uma planta com esta capacidade, o custo por unidade instalada é US\$ 488/t, conforme figura 24, que apresenta o custo de planta de liquefação de pequena e média escala. Logo, o CAPEX global da unidade de liquefação é US\$ 488 milhões.

Para o custo de instalação do TLF, será aplicado a “regra fator seis decimais” no qual o custo do equipamento é calculado em função de outro análogo existente, conforme descrição no capítulo 4. Logo, o custo de instalação estimado para uma TLF com capacidade de transferência de 1 MMtpa é de US\$ 20,90 milhões.

O dimensionamento do sistema de estocagem segue a equação descrita no capítulo 4, no qual o sistema conta com capacidade de oferta e demanda igual a 1 MMtpa ou 2.739 t/d. Logo, o estoque deve ter capacidade para armazenar 3 dias de oferta/consumo de GNL para mitigar problemas durante a operação do sistema. A capacidade instalada nessas condições será igual a 3.700 m³ de GNL junto a planta de liquefação e o mesmo valor junto à unidade de regaseificação. Logo, a capacidade total instalada no sistema de GNL em pequena escala será 7.400 m³ de GNL. Segundo a Wärtsilä (2017), a capacidade de armazenamento por tanque varia de 100 a 1.200 m³ de GNL. Assim, o arranjo proposto é de dois sistemas com 3 tanques com capacidade de 1.200 m³ e 1 tanque de 100 m³ cada.

O custo médio para o tanque de 100 m³ é de US\$ 2.446/m³ ou US\$ 1.101/t de GNL. Para o tanque com capacidade igual a 1.200m³, será adotado o custo médio de US\$ 1.996/m³ ou US\$ 898/t tomando-se como referência o tanque com capacidade de 199 m³. Assim, o custo de instalação final dos dois sistemas de tanque de armazenamento de GNL somando 7.400 m³ é de US\$ 14,88 milhões.

O sistema de transporte por carretas requer 6 unidades por hora para atender a demanda de 1 MMtpa ou 253 m³/h de GNL. A capacidade bruta de transporte por caminhão é igual a 50 m³ e a capacidade líquida igual a 46 m³ de GNL. Conforme tabela 12, o CAPEX

segue uma função linear conforme o número de carretas necessárias para atender a dimensão do projeto.

Tabela 12 - Dimensionamento da frota de carretas de transporte de GNL

Distância (km)	Demanda (carretas/dia)	Tempo de ciclo (h)	Produtividade	Total (carretas)	CAPEX (US\$ mn)
500	144	20	0,81	177	42.80

Fonte: Elaboração própria

Conforme descrito no capítulo 4, o OPEX do transporte do GNL em carreta é o somatório de custos fixos que independem do número de quilômetros percorridos pela carreta e custos variáveis que são relacionados à utilização do veículo. Assim, o somatório do custo operacional fixo e variável de transporte do GNL, chega-se ao OPEX por carreta de US\$ 0,49/km.

O sistema de GNL em estudo é dimensionado para uma oferta e demanda de 1 MMtpa. Uma unidade de regaseificação dimensionada para atender esse volume deve ter capacidade instalada de 2 MMtpa ou 5.480 t/d, pois metade da capacidade será redundante para o degelo e descongelamento. Para essa capacidade, necessitam-se 198 unidades de AAV com capacidade de vaporizar 28 t/d de GNL e custo por equipamento de R\$ 33.250 (Instituto Superior Técnico, 2004) (NITROTEC, 2017). Assim, o CAPEX total é igual a US\$ 4,45 milhões. Por outro lado, o OPEX é nulo conforme descrito na seção 4.3.1.5.

Para o exercício de sensibilidade, é avaliado o impacto da variação do custo de instalação do sistema de liquefação, do sistema de transporte e do custo de operação do transporte. Essa análise é feita tomando como parâmetros econômico-financeiros os valores descritos nas tabelas 13, 14 e 15.

Tabela 13 - Premissas técnicas para o gasoduto de transporte

Item	Valor	Referência
Capacidade de transporte	3,60 MMm ³ /d	Elaboração própria

Taxa de utilização	90%	EPE (2013)
Vida útil	20 anos	EPE (2013)

Fonte: Elaboração própria adaptado de EPE (2013)

Tabela 14 - Distribuição do cronograma físico/financeiro

Item	%
CAPEX ano1	30%
CAPEX ano2	40%
CAPEX ano3	30%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2013).

Tabela 15 - Premissas financeiras

Item	Valor	Referência
Inflação	4% a.a.	Banco Central do Brasil (2018)
Empréstimo	70%	Elaboração própria
Capital próprio	30%	Elaboração própria
Taxa de juro real	5% a.a.	BNDES (2018)
Período de carência da dívida	3 anos	BNDES (2018)
Período do empréstimo	15 anos	BNDES (2018)
Custo de capital (WACC)	10%	Elaboração própria
Depreciação	3%	EPE (2013)

Fonte: Elaboração própria e adaptado de EPE (2013) e Banco Central do Brasil (2018),

Como mostrado anteriormente, a liquefação do gás natural é o elo da cadeia de valor do GNL mais intensivo em capital. Por isso, serão adotados cenários de custo que representem, respectivamente, valores 20% maior e 20% menor, em relação à estimativa. A logística para o transporte do GNL entre o ponto de liquefação ao de regaseificação é relevante na estrutura de custo na cadeia de GNL em pequena escala. Assim, a variação do preço do diesel, da mão-de-obra, assim como outros custos indiretos de operação e manutenção do caminhão, são riscos que devem ser mapeados pelo projeto. Na modelagem, será considerada arbitrariamente a distância entre a unidade de liquefação e regaseificação de 500 km. Serão analisados três níveis de custo partindo do valor base de R\$ 30,4 milhões por ano, para sistemas com capacidade de movimentação de 3,6 MMm³/d, e cenários alternativos com variação de 20% acima e abaixo relativo ao custo base.

A monetização do gás natural é condicionada tanto pelo custo de produção do gás e a infraestrutura da cadeia de GNL, como pelo preço de comercialização do combustível.

Assim, será adotada uma distribuição uniforme limitada em sua extremidade superior pelo preço de longo prazo do GNL importado indexado ao Henry-Hub, enquanto a extremidade inferior refletirá o preço do gás natural importado da Bolívia.

O preço do GNL importado seguirá a fórmula semelhante ao contrato de suprimento de longo prazo estabelecido entre a Cheniere e alguns dos compradores nos Estados Unidos, como a Gas Natural Fenosa. O preço do GNL é dado em FOB e a fórmula é composta por um valor variável em função do Henry Hub⁷ e um valor fixo conforme equação abaixo (Cheniere Energy, 2017).

$$GNL_{FOB} = 1,15 * Henry Hub + 2,5$$

Para o preço do Henry Hub, adota-se o valor de longo prazo de US\$ 4,0 / MMBtu, baseado na projeção de crescimento indexador pela Deloit (2017). Ao preço FOB, acrescenta-se do custo de transporte e regaseificação em um terminal convencional de grande escala e uma margem de comercialização. O custo de transporte assumindo *round-trip* entre os Estados Unidos e Brasil será US\$1,2/MMBtu (Confederação Nacional da Indústria, 2016), o custo de regaseificação igual a US\$ 1,0/MMBtu (Confederação Nacional da Indústria, 2016) e uma margem de comercialização de US\$ 1,0/MMBtu (Confederação Nacional da Indústria, 2016). Ou seja, o preço utilizado é US\$ 10,8/MMBtu

Atualmente, a fórmula contratual de importação da Bolívia é indexada a uma cesta internacional de derivados de petróleo (YPFB, 1996), logo o preço do gás natural exportado segue indiretamente o indexador Brent. Baseado na observação histórica de preço, a correlação entre os dois preços é de 0,94 e o preço do gás importado da Bolívia se aproxima ao valor de 7% do Brent. Na figura 29, é comparada a evolução histórica dos dois preços a partir de 2001, cujo preço base para ambos é normalizado em 100, com o objetivo de ter a visão mais clara sobre seus comportamentos.

⁷ Este é o ponto nodal de preço *spot* e futuro do gás natural na New York Mercantile Exchange

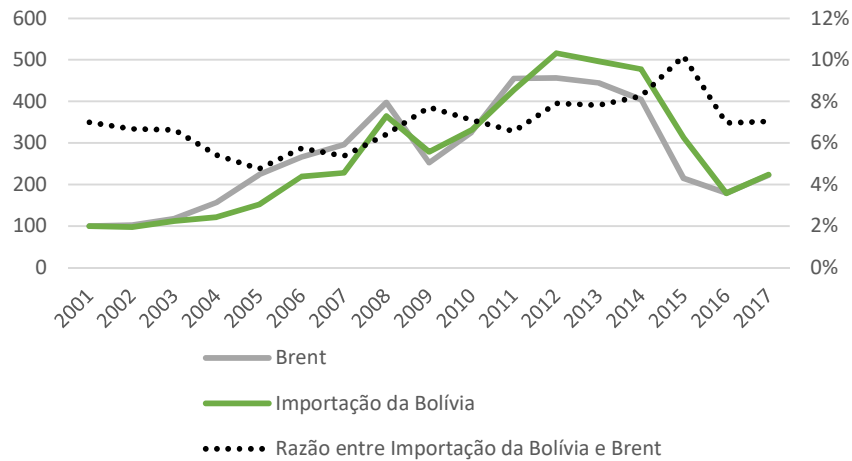


Figura 29 – Observação da relação histórica entre o preço de importação de gás da Bolívia e o preço do Brent

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2018) e MME (2018)

Ou seja, em um cenário em que o preço do Brent seja US\$ 92/ barril (OPEC, 2016), o preço do gás importado seria US\$ 6,5 / MMBtu. Adicionando-se o custo de transporte pelo Gasoduto Bolívia-Brasil de estimado em US\$ 1,8 / MMBtu (MME, 2018), o preço final considerado para o gás importado da Bolívia é US\$ 8,3 / MMBtu.

Para os três cenários, foi utilizada a taxa de desconto de 10% ao ano, definida arbitrariamente. Dessa forma, a tabela 16 sintetiza as premissas utilizadas como entrada no modelo de Monte Carlo, para simulação no @Risk.

Tabela 16 - Premissas para a análise de sensibilidade e Monte Carlo

Item	Unidade	Valores			Tipo de distribuição
Preço de boca de poço do gás natural	US\$/MMBtu	1,0	3,0	5,0	Triangular
CAPEX Liquefação	US\$ milhões	406,9	508,7	610,4	Triangular
OPEX Transporte	US\$ milhões	24,3	30,4	36,4	Triangular

Preço do gás natural no <i>city-gate</i>	US\$/MMBtu	8,3	9,5	10,8	Uniforme
Taxa de desconto	% ao ano	10%	10%	10%	-

Fonte: Elaboração própria

5.1.3 Resultados⁸

Primeiro, a análise de sensibilidade realizada busca mapear quais variáveis possuem maior impacto sobre o FCD e, conseqüentemente, valor presente líquido do projeto de monetização de gás natural de um campo através da cadeia do GNL em pequena escala.

Como esperado, o preço em boca de poço tem importante peso no retorno do projeto assim como no VPL, sendo, inclusive, inviável economicamente para valores superiores a US\$ 3,00 / MMBtu, conforme observado na figura 30. Esse valor, inclusive, representa o preço aproximado de *breakeven* do gás natural, pois valores mais baixos garantem VPL crescentes e maiores TIR, enquanto, para valores mais altos, o projeto é inviável ou gera prejuízo. Logo, infere-se que a monetização, via GNL em pequena escala, de gás natural associado seria uma alternativa viável do ponto de vista econômico, pois o custo de produção do gás pode ser alocado ao custo de desenvolvimento da produção do óleo, que é o produto primário a ser produzido.

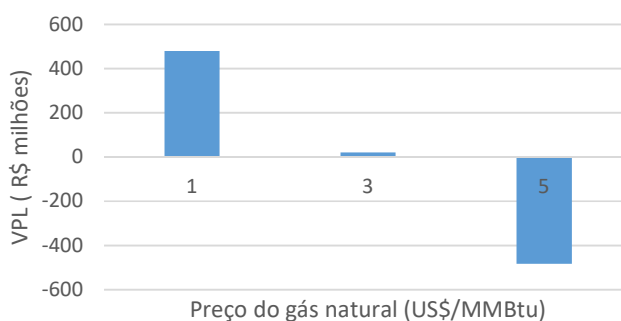


Figura 30 – Efeito da variação do preço em boca de poço sobre o VPL do projeto

Fonte: Elaboração própria

⁸ A memória de cálculo está disponível no Apêndice C.

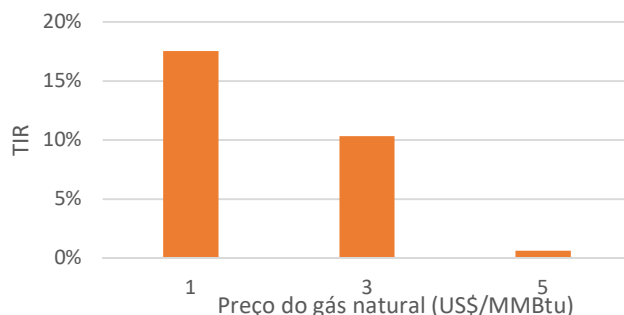


Figura 31 – Efeito da variação do preço de gás em boca de poço sobre a TIR do projeto usando valores medianos para os outros parâmetros

Conforme apresentado na seção 5.2, a cadeia de GNL em pequena escala é intensiva em capital. Logo, a diferença entre o preço de boca de poço e o preço no qual ele é comercializado no *city-gate*, no final da cadeia, deve ser maximizado. Do contrário, não é possível recuperar o investimento necessário para a produção de gás do campo e na cadeia de valor do GNL.

Assim, o preço de comercialização do gás natural também é variável chave para o sucesso do projeto. A variação do preço em US\$ 1,00 / MMBtu, tem impacto sobre o VPL na ordem de US\$ 198 milhões. Conforme figura 32, o gás não teria condições de competir com as importações da Bolívia, ao passo que é alternativa competitiva contra o gás natural que seria comercializado no *city-gate* a valores superiores a US\$ 9,55 / MMBtu.

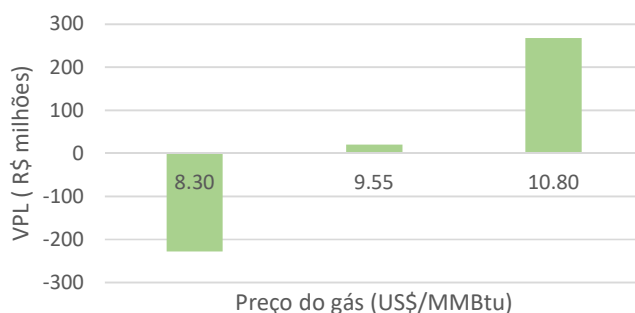


Figura 32 - Efeito da variação do preço de comercialização do gás natural sobre o VPL do projeto usando valores medianos para os demais parâmetros

Fonte: Elaboração própria

O custo de liquefação responde pela maior parcela do investimento fixo para a implantação da cadeia do GNL. Sendo assim, a redução do custo em 20% assim como sobrecusto de 20% tem peso sobre a TIR do projeto. Conforme figura 33, a redução de custo garante um retorno 3,8% maior sobre o retorno base de 10,3%. Já o aumento do custo de liquefação, reduz o retorno em 2,9% sobre o caso base, que é menor que a taxa de desconto de 10% considerada na análise.

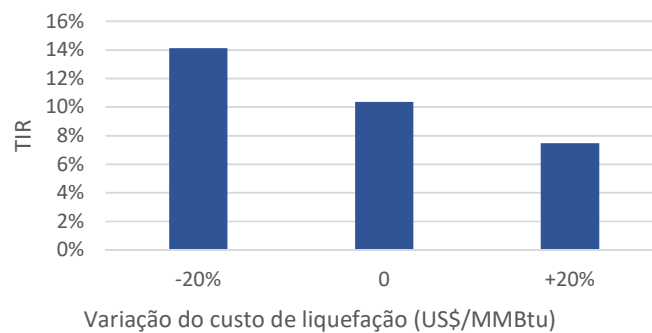


Figura 33 - Efeito da variação do custo de liquefação sobre a TIR do projeto usando valores medianos para os demais parâmetros

Fonte: Elaboração própria

O custo de operação do sistema de transporte tem maior representatividade nos custos de operação do sistema, por isso é explorado com a variação deste custo impacta a viabilidade econômica do projeto. Nesse contexto, nota-se que a variação de 20% do custo base de operação do sistema de transporte de caminhões tem baixa influência na taxa de retorno do projeto conforme figura 34.

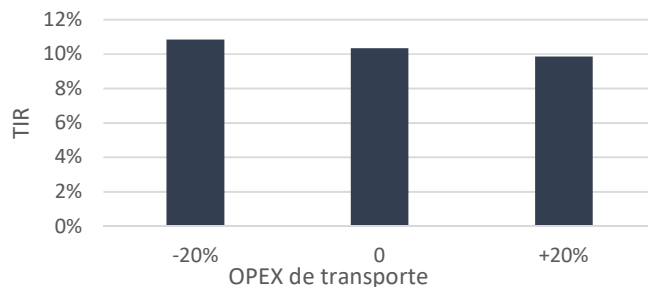


Figura 34 – Efeito da variação do OPEX de transporte sobre a TIR do projeto usando valores medianos para os demais parâmetros

Fonte: Elaboração própria

Por fim, a simulação probabilística modelada através do @Risk traz possíveis cenários com sua respectiva significância estatística para a monetização do gás natural. A partir do método de Monte Carlo, chegou-se aos valores médio, máximo, mínimo e desvio padrão do VPL e da TIR do projeto, conforme figura 35.

O resultado mais relevante da modelagem é o alto risco associado ao projeto proposto. A partir dos resultados, verifica-se que o VPL será maior ou igual a zero com apenas 52,6% de certeza. Analogamente, a TIR será maior que a taxa de desconto com apenas 52,6% de certeza. Não obstante, o VPL máximo do projeto é R\$ 826 milhões.

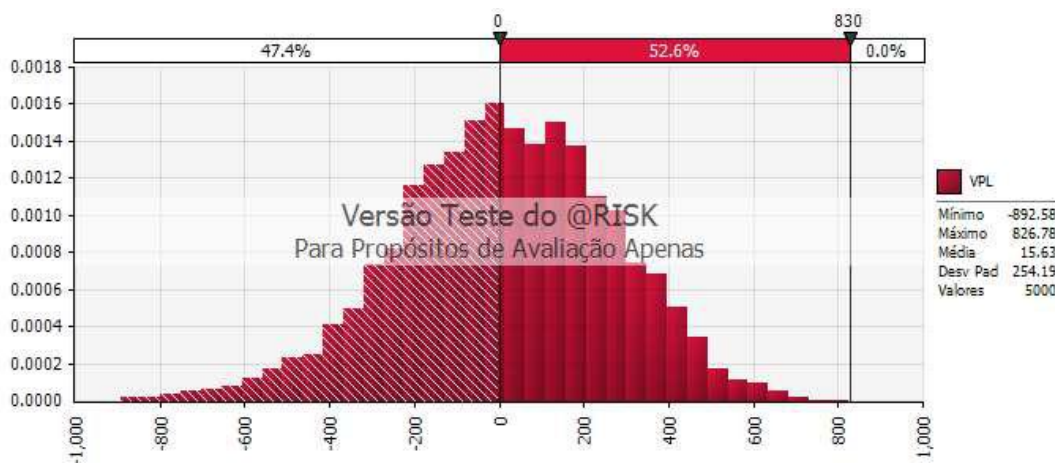


Figura 35 – Resultado da simulação do VPL do projeto

Fonte: Elaboração própria

Como apontado na análise de sensibilidade conduzida anteriormente, os parâmetros de maior relevância para o valor esperado do projeto são o preço do gás em boca de poço do gás natural e o preço de venda no *city-gate*.

Além disso, a análise de tornado na figura 36, corrobora o reduzido impacto da variação do CAPEX de liquefação e do OPEX de transporte sobre a viabilidade do projeto. A variação da TIR é de aproximadamente +/- 2,5% e para a liquefação e inferior a +/- 0,5% para o transporte. Ainda que a variação não seja alta, ela pode ser relevante, pois a margem bruta de comercialização do gás (preço de venda menos preço de compra do energético) é apertada. Logo não existe espaço para erros de orçamento e execução que resultem em sobrecustos.

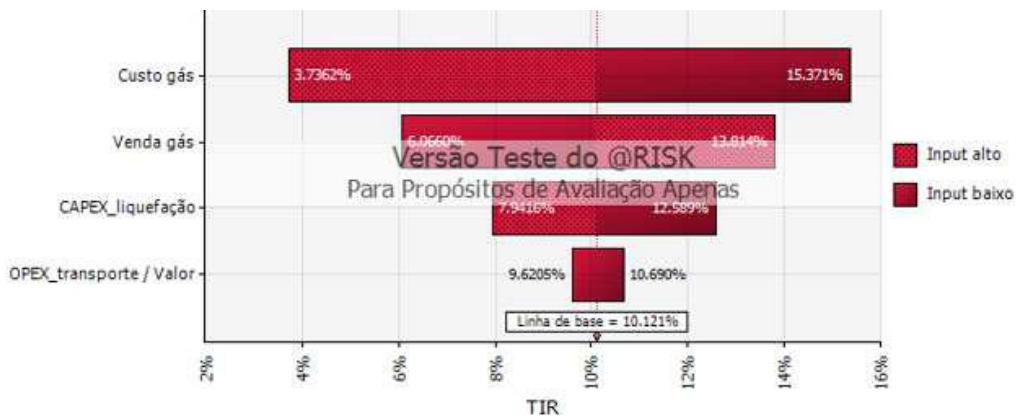


Figura 36 – Gráfico de tornado do impacto da variação dos parâmetros sobre a TIR do projeto

Fonte: Elaboração própria

Nessas condições, a monetização de reservas em terra deve ser viável apenas para campos de gás natural associado, pois seu *breakeven* é mais baixo comparado aos campos de gás natural não-associado.

6 ANÁLISE ECONÔMICA SOB A ÓTICA DO TRANSPORTADOR

Este capítulo realiza a comparação do modal de transporte via GNL em pequena escala com os gasodutos de transporte em alta pressão. Para tanto, destaca-se a discussão acerca do possível sobrecusto que ocorre em megaprojetos de óleo e gás natural, como os gasodutos de transporte. À luz deste estudo e do custo de transporte histórico observado em projetos nos Estados Unidos e no Brasil, calcula-se o custo nivelado de transporte de um gasoduto de alta pressão, em comparação a um sistema de GNL em pequena escala.

Em relação ao sobrecusto, vale ressaltar que, por trás da infraestrutura associada ao desenvolvimento de campos de óleo e gás natural, projetos de liquefação de GNL, regaseificação, gasodutos e refinarias, existe a premissa de que o aumento da dimensão do projeto permite ganhos de eficiência da mesma forma que antecipar demanda futura (Bellow Jr., *et al.*, 1997); (Silberston, 1972).

Grande é um conceito atrelado à proporção física do projeto, capacidade produtiva, número de pessoas que podem ser impactadas assim como baseado no custo do projeto. A busca por projetos de maior dimensão e escala traz, na contramão do esperado, maiores dificuldades de gerenciamento, aumento de custos e/ou atrasos de cronograma evidenciando sua fragilidade⁹ (Ansar, Flyvbjerg, & Budzier, 2017).

Gasodutos não fogem à regra de sobrecustos e atrasos de projetos de infraestrutura. Em sequência ao estudo da origem e causas desses problemas no setor de infraestrutura, será realizada a análise específica sobre os projetos de transporte de gás natural por gasodutos à luz da experiência internacional.

6.1.1 Sobrecusto no transporte de gás natural em gasodutos de alta pressão

Gasodutos são projetos de estrutura linear caracterizados pela repetição de grande número de sessões ou unidades. Dessa forma, projetos lineares como gasodutos, rodovias, túneis e estradas, representam projetos desenvolvidos pela repetição de um grupo fixo de atividades. Apesar de serem atividade repetitivas e padronizadas, projetos de

⁹ Uma discussão mais aprofundada sobre as causas do sobrecusto e atrasos de projetos megaprojetos de óleo e gás natural é apresentada no Apêndice B

infraestrutura de transporte de gás natural não são uma exceção quanto aos atrasos de cronograma e sobrecustos (Orangi, Palaneeswaran, & Wilson, 2011).

Por exemplo, no Brasil, o gasoduto Urucu-Manaus, que conecta o polo produtor de gás natural a capital amazonense com 660 km de extensão, foi orçado inicialmente em R\$ 2,4 bilhões de reais. Em 2013, o projeto foi concluído com custo final de R\$ 4,1 bilhões (ANP, 2011), ou 64% de sobrecusto (ANEEL, 2014). Nos Estados Unidos, por exemplo, o custo médio de novos gasodutos de transporte cresceu anualmente entre o período de 2000 a 2010. Sobre o mesmo período, a diferença entre o custo estimado e o custo real de construção do projeto aumentou e alcançou cerca de 30% (Smith C., 2011).

Existe ampla literatura relacionado aos desafios de gerenciamento de cronograma e custo de projetos de exploração e produção de óleo e gás natural, enquanto para o segmento de transporte dutoviário de gás natural, a literatura é limitada. A experiência brasileira e respectiva literatura sobre o tema é ainda mais restrita. Por esse motivo, nesta seção será estudada a experiência internacional no que toca os desafios de implantação bem-sucedida de gasodutos de transporte, fatores de riscos e principais causas para atraso e sobrecusto.

A infraestrutura do transporte a alta pressão de gás natural compreende conjunto de válvulas, estação de medição, estações de *citygate*, estação de compressão e dutos de aço por onde o gás é movimentado pela diferença de pressão entre pontos ao longo do gasoduto. Eles operam a pressões que variam entre 100 kg/cm² e 1.000 kg/cm² e seu diâmetro varia entre 6 a 48 polegadas. O gasoduto principal possui em média 16 a 48 polegadas, enquanto os gasodutos laterais, que entregam gás natural para (ou desde) o gasoduto principal, variam desde 6 a 16 polegadas. (Argonne National Laboratory, 2007)

O ciclo completo do projeto inicia-se no mapeamento de rotas e dimensionamento do gasoduto, passa pela construção e montagem e, por fim, teste pré-operacionais antes da entrada em operação comercial. De forma resumida, o ciclo de implantação de um gasoduto de transporte no Brasil compreende as etapas abaixo (Zhao, 2000):

1. Levantamento de potenciais rotas e avaliação técnica e ambiental;
2. Chamada pública para contratação de capacidade
3. Chamada pública para a construção e operação
4. Desapropriação e aquisição do trecho por onde o duto é instalado;
5. Construção de estradas e colocação de cercas na área de influência da obra;

6. Escavação e preparação do solo;
7. Instalação do duto (transporte dos dutos, solda, inspeção);
8. Construção de estações de compressão, interconexão com outros gasodutos e medição nos pontos de entrega e recepção;
9. Cobertura do gasoduto com terra e teste pré-operacional;
10. Recuperação a área de construção.
11. Início da operação comercial

Análogo a outros projetos de infraestrutura, o sucesso de um gasoduto de transporte depende da execução adequada e sincronizada das etapas supracitadas e, principalmente, do gerenciamento dos diferentes *stakeholders*. Conforme a analogia com um triângulo equilátero, o sucesso do projeto depende fundamentalmente da aprovação das comunidades e respeito ao meio-ambiente, de transitar pela burocracia nas diversas esferas governamentais, e coordenação entre sócios assim com empresas contratadas.

A comunicação com as comunidades impactadas deve informar sobre o projeto e as obras e mobilizações necessária para a construção do mesmo para a mitigar os impactos na rotina da população e evitar oposição. Estudos de impactos ambiental são pré-requisito para o licenciamento ambiental da construção e operação do duto, por isso deve-se avaliar a externalidade causada pelo projeto à fauna e flora local e medidas cabíveis para mitigá-los.

No Brasil, o transporte de gás natural é monopólio da União. Assim, necessita-se da outorga da concessão por parte da agência reguladora, a ANP, para que o desenvolvedor possa explorar a atividade. Além disso, o desenvolvedor também deverá trabalhar junto aos órgãos municipal e estadual pertinentes para a obtenção das licenças prévias de instalação, operação, construção e montagem.

Dada a complexidade inerente aos projetos de infraestrutura, existe potencial conflito entre os sócios sobre o direcionamento do projeto e também conflitos comerciais com empresas contratadas. Logo, é importante mitigar tais riscos através de contratos que permitam a realização de ajustes contratuais necessários nos momentos adequados, garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do negócio e possibilitar a segurança jurídica necessária para as partes contratantes (Carneiro, 2016).

O custo de um duto compreende fundamentalmente cinco itens: material, mão-de-obra, gastos diversos, faixa de servidão e contingência (Zhao, 2000). Custo com material é o custo do duto, revestimento externo contra corrosão e proteção catódica. O custo de mão-de-obra, que consiste essencialmente no custo de pessoal para a construção do gasoduto, junto ao custo de material, representa em média 70%-80% do custo global de instalação do projeto (Rui, *et al.*, 2011). Custos diversos incluem gastos administrativos, frete, impostos, equipamentos de telecomunicação, entre outros. Por fim, o custo de um gasoduto também inclui contingência para acidentes e aquisição, e desapropriação de imóveis ao longo da faixa de servidão onde a infraestrutura for instalada.

Rui, *et al.*, (2011) realizaram uma análise retrospectiva da evolução dos custos dos gasodutos nos Estados Unidos entre 1992 e 2008. Na amostra de 412 projetos, avaliou-se como se comportavam os custos dos componentes dos gasodutos de acordo com diâmetro, extensão e região conforme tabela 17.

Tabela 17 – Participação dos diferentes componentes de custo em um gasoduto de transporte

	Componente	Material	Mão-de-obra	Diversos	Faixa de servidão
Diâmetro	4–20 polegadas	19%	43%	28%	9%
	22–30 polegadas	28%	38%	26%	8%
	34–48 polegadas	34%	40%	20%	6%
Extensão	0–60 milhas	28%	41%	24%	7%
	60–160 milhas	31%	39%	23%	7%
	160–713 milhas	35%	39%	20%	7%
Região norte-americana	Central	41%	38%	18%	4%
	Nordeste	24%	43%	27%	6%
	Sudeste	24%	34%	30%	12%
	Centro-Oeste	26%	37%	27%	11%
	Sudoeste	31%	41%	23%	5%
	Oeste	32%	48%	13%	8%
	Canadá	39%	40%	19%	1%
	Média	31%	40%	23%	7%

Fonte: Elaborado a partir de Rui, *et al.*, (2011)

Segundo os autores, existem diferentes causas que poderiam explicar a variação. A localização geográfica e condições ambientais podem resultar em maiores desafios na construção que, por sua vez, impactam o custo do projeto. Em regiões frias, por exemplo, o custo pode ser superior decorrente da necessidade de isolamento térmico ou da

construção acima do solo por consequência do subsolo congelado. Não obstante, a topografia (rios, morro, canal, dentre outros fatores) por onde o gasoduto cruza tem grande impacto sobre o custo final do projeto.

Além disso, o custo de um gasoduto tende a aumentar quanto mais próximo a áreas com maior concentração populacional. Para mitigar preocupações da sociedade sobre a segurança e riscos ambientais, os dutos são dimensionados com espessura maior (Rui, *et al.*, 2011).

A análise conduzida por (Rui, Metz, & Chen, 2012) foi a mais abrangente literatura encontrada sobre o tema de sobrecustos em gasodutos de transporte de gás natural. Baseada na mesma amostra de 412 gasodutos nos Estados Unidos, identificou-se que o sobrecusto e desvio padrão do sobrecusto de material foi respectivamente de 4,9% e 54,8%, mão-de-obra foi de 22,4% e 61,4%, custos diversos -0,9% e 56,2%, relacionado à faixa de servidão de 9,1% e 80,9% e, por fim, o sobrecusto do custo total foi em média 6,5% e o desvio padrão foi de 33,5%.

Tabela 18 - Sobrecusto conforme capacidade do gasoduto

Componente	Grupo	Média	Desvio-padrão	Tamanho da amostra
Material	Pequeno ¹	19%	80%	135
	Médio ²	-3%	24%	136
	Grande ³	-5%	43%	139
Mão-de-obra	Pequeno	24%	57%	135
	Médio	25%	84%	137

	Grande	16%	38%	140
Diversos	Pequeno	13%	97%	133
	Médio	-8%	43%	135
	Grande	-3%	43%	138
Faixa de servidão	Pequeno	34%	150%	128
	Médio	19%	119%	130
	Grande	20%	105%	132
Total	Pequeno	12%	46%	135
	Médio	3%	29%	136
	Grande	5%	21%	139

1 Grupo de gasodutos com capacidade igual ou inferior a 2.124 m³

2 Grupo de gasodutos com capacidade entre 2.124 m³ e 8.064 m³

3 Grupo de gasodutos com capacidade superior a 8.064 m³

Fonte: Adaptado a partir de Rui, Metz, & Chen (2012)

Verifica-se a partir dos testes estatísticos conduzidos pelos pesquisadores, que o custo de mão-de-obra e material são os itens que apresentaram maior sobrecusto (Rui, Metz, & Chen, 2012). De fato, a mão-de-obra sofre forte influência da inflação que, por sua vez, é condicionada às condições do mercado de trabalho e da disponibilidade de mão-de-obra qualificada para exercer os trabalhos. Além disso, o principal material utilizado nos dutos é o aço que está sujeito à dinâmica de preço no mercado internacional. Por outro lado, verifica-se que o do custo total dos projetos não é significativamente influenciado pela extensão do gasoduto.

O sobrecusto de mão-de-obra e custos diversos apresenta grande desvio padrão, conforme o diâmetro do gasoduto. A categoria que apresenta maior sobrecusto são aqueles de menor diâmetro. O sobrecusto de material varia significativamente de acordo com a capacidade dos projetos, no qual os projetos de menor diâmetro apresentaram maior tendência a sobrecustos. Possivelmente, no planejamento dos projetos de menor escala, não foi considerado adequadamente a redução dos ganhos de escala que projetos maiores alcançam na aquisição de material a preços mais vantajosos (Rui, Metz, & Chen, 2012).

A análise dos dados levantados na pesquisa também leva à conclusão de que os custos dos componentes do custo total de um projeto são enviesados, ou seja, possuem um viés para baixo. Além disso, os erros são maiores para os casos em que houve subestimação de custo contra aqueles em que os custos foram superestimados (Rui, Metz, & Chen, 2012).

A estimativa do custo dos componentes de um gasoduto varia conforme região, em função de variáveis como como temperatura, solo, terreno e densidade populacional. Pela

complexidade da relação entre esses fatores e seus impactos sobre os projetos, a estimativa correta do custo real final dos gasodutos de transporte é complexa. Prova dessa dificuldade reflete-se na estimativa de custo dos projetos construídos nos Estados Unidos, cuja precisão não melhorou entre 1992 e 2008, exceto para o custo da faixa de servidão (Rui, Metz, & Chen, 2012).

A pesquisa supracitada identifica padrões de sobrecusto associados a características dos projetos tais como extensão, capacidade, diâmetro e localização. Porém, pela dificuldade de obter informação específica sobre os 412 gasodutos, existe uma barreira para o mapeamento das causas reais e desafios enfrentados pelos projetos e que resultaram no sobrecusto.

Por sua vez, Fallahnejad (2013) realizou junto a 24 executivos diretamente envolvidos em projetos de gasodutos, como clientes que contrataram serviço de engenharia e construção, empresas contratadas e consultores, uma pesquisa sobre as principais razões de atrasos na construção de gasodutos de transporte no Irã. Os resultados obtidos apontam que as 5 principais causas são: dificuldade de o contratante importar material, dificuldade de expropriação para a faixa de servidão do gasoduto, mudança de pedido, trabalho extra e duração de projeto planejada com viés otimista e descolada da realidade. Ainda que a pesquisa tenha focado no tema do atraso dos projetos, é coerente assumir que elas são as causas de prováveis de sobrecustos dos mesmos.

A revisão da literatura sobre atrasos e sobrecusto em projetos de infraestrutura traz ainda as seguintes principais causas conforme tabela 19.

Tabela 19 - Comparação das cinco principais causas de sobrecusto/atraso em projeto de infraestrutura

Autores	Causa 1	Causa 2	Causa 3	Causa 4	Causa 5
(Mansfeld, Ugwu, & Doran, 1994)	Mal gerenciamento do contrato	Financiamento e pagamento de trabalho concluído	Mudanças nas condições da área da obra	Escassez de material	Itens importados e itens da planta
(Abdul-Rahman, Takim, & Min, 2009)	Atraso dos pagamentos	Fluxo de caixa mal gerenciado	Recursos financeiros insuficientes	Instabilidade financeira do mercado	-
(Arditi, Akan, & Gurdamar, 1985)	Problema de material	Problemas financeiros	Deficiência das organizações/entidades	Falta de mão-de-obra qualificada	Trabalho extra
(Hasheminasa b, Mortaheb, & F.F., 2014)	Riscos externos	Cliente com limitações financeira	Empresa contratada com limitações financeira	Incapacidade de atender obrigações contratuais	Disputa sobre interpretação do contrato
(Fallahnejad, 2013)	Empreiteira contratada com pouca capacidade de adquirir material importado	Duração irreal do contrato imposto pelo cliente	Demora na entrega de material	Dificuldade de expropriação de terras	Mudança de pedido
(Kaliba, Muya, & Mumba, 2009)	Condições meteorológica	Inflação	Atraso no cronograma	Mudanças no escopo	Pressão do governo local
(Frimpong, Oluwoye, & Crawford, 2003)	Dificuldade mensal de pagamento	Gerenciamento fraco de contrato	Compra de material	Inflação	Dificuldades financeira da empresa contratada
(Cheng, 2014)	Falta de clareza no escopo e controle de custo	Disputas de contrato	Escassez de material	Gerenciamento de tempo	Falta de experiência prática
(Saidi, 2017)	Sanções	Aumento do preço do material	Atraso nos pagamentos	Duração irreal do contrato imposto pelo cliente	Inflação

Fonte: Adaptado a partir de Saidi (2017)

Nota-se que os desafios são altamente relacionados à localização dos projetos tendo em vista os relevantes impactos de políticas de governo e das condições econômicas do país. Porém, nem todas as causas são intrínsecas ao local do projeto. Todos os pesquisadores

apontam que condições contratuais entre cliente e contratante e a saúde financeira dos mesmos são precursores de atrasos e/ou sobrecusto. Logo, os riscos contratuais e extracontratuais se materializam em conflitos e disputas comerciais que potencialmente inferem prejuízo para ambas às partes.

Como resultado, nem sempre a previsão de que projetos maiores permitem alcançar maiores economia de escala ocorre. Na verdade, projetos grandes podem ser frágeis. O histórico de custos levantado pelo estudo da EY (2014) e dos pesquisadores Rui, Metz, & Chen (2012) corroboram que o sobrecustos é um fenômeno global e que afeta setor de óleo e gás natural. Mesmo setores tradicionais como o de transporte de gás natural em gasodutos de alta pressão enfrentam atrasos e sobrecustos.

Desde a concepção do projeto deve-se avaliar fatores que são riscos ao sucesso do projeto, ou seja, com entrega no prazo, dentro do orçamento, com padrões de desempenho apropriados. Porém, coibir os fatores que causam o aumento do custo dos projetos não é trivial. O triângulo associado a tempo, custo e escopo não é facilmente equacionado, especialmente frente as complexidades de megaprojetos. Não existe solução universal para mitigar tais riscos, porém medidas para reduzir o viés das estimativas custo e cronograma assim como de gestão mais eficiente do projeto estão disponíveis.

Não obstante, a redução da escala dos projetos pode ser uma solução para a mitigação dos riscos de megaprojetos. Maior disciplina na gestão de um projeto com menor escopo, menor número de interação com diferentes *stakeholders*, menor tempo de construção, menor CAPEX e conseqüente menor tempo para a recuperação dos investimentos mitiga o risco de mercado de megaprojetos. Menor escala também confere maior flexibilidade para lidar com mercados voláteis, oferece menor tempo de entrada no mercado (Kranenburg, *et al.*, 2015). Ainda que a diminuição do projeto resulte em deseconomias de escala, o valor esperado desse projeto pode ser maior do que o de um megaprojeto decorrente dos menores riscos de sobrecusto.

6.1.2 Análise da competitividade do GNL em pequena escala como alternativa ao transporte por gasodutos de alta pressão

6.1.2.1 Gasoduto de transporte

Um sistema de transporte de gás natural deve ser dimensionado e operado adequadamente para alcançar o fluxo desejado. O cálculo do dimensionamento termo-hidráulico considera o tipo do regime do fluido, que, para o gás natural, será um fluxo monofásico e em regime permanente. A modelagem para o dimensionamento da infraestrutura começa pelas equações de escoamento, cuja vazão do fluido depende de variáveis como temperatura, diâmetro do gasoduto, extensão, composição do fluido, viscosidade, compressibilidade e pressão de entrada e saída, dentre outros fatores.

A pressão de entrada e saída são determinantes no fluxo do fluido e para o dimensionamento técnico de um gasoduto de transporte. Dutos possuem limites de pressão interna, que é função de características técnicas do projeto, como espessura do duto, tipo de junta, tensão mínima de escoamento especificada do material do duto; e também de fatores de segurança, como proximidade à área com população. Essa pressão interna máxima também é conhecida como pressão máxima de trabalho, ou *Maximum Allowed Operational Pressure* (MAOP). Segundo, (Menon, 2015), a fórmula é dada por:

$$P = \frac{2tSEFT}{D}$$

Onde:

P – pressão interna de projeto do duto, [psig];

D – diâmetro nominal do duto, [polegada];

t – espessura da parede do duto [polegadas];

S – material do duto, conforme *Specified Minimum Yield Strength* (SMYS) [psig]

E – fator de tipo de junta, sendo 1,0 para dutos sem costura;

F – fator de projeto é definido pela DOT 49 *Code of Federal Regulations*, Part 192 e considera a proximidade de edificações habitadas ao traçado do gasoduto;

T – fator de ajuste de temperatura igual a 1,0 para temperaturas abaixo de 121°C.

Baseado nessa fórmula supracitada, serão calculadas as MAOP de gasodutos com diâmetro variando entre 8 a 32 polegadas, espessura da parede do duto igual a 0,42 polegadas, o material do duto será o aço API 5L X-65, fator de tipo de junta igual a 1,0 para duto sem costura e fator de projeto igual a 0,6, que é utilizado para classificação de gasodutos que cortam regiões com ocupação humana entre 10 e 46 edifícios (Menon, 2015). O resultado da equação é dado em psig. Logo, será usado o fator de conversão 6,89 para chegar no valor da MAOP em kPa.

A partir das premissas supracitadas, obtém-se a MAOP conforme tabela 20 abaixo.

Tabela 20 - Pressão máxima de trabalho permitida por diâmetro

Diâmetro (polegadas)	8	10	12	14	16	18	20	22
MAOP (kPa)	28.235	22.588	18.823	16.134	14.118	12.549	11.294	10.267

Fonte: Elaboração própria

As principais equações de escoamento são Colebrook-White, Panhandle A, Panhandle B, Weymouth e o Modelo Teórico (Menon, 2015). O último modelo citado consiste na equação fundamental para o cálculo da vazão que serviu de base para os outros modelos.

Nesse projeto serão usadas premissas e variáveis simplificadas, tais como a generalização da espessura, compressibilidade constante, fricção constante ao longo do duto, simplificação do perfil de elevação, rugosidade única, dentre outros.

A definição de tais premissas simplificadas busca facilitar a comparação do gasoduto com o GNL em pequena escala; não busca, portanto, avaliar como diferentes premissas e condições podem influenciar o custo de um gasoduto de transporte.

Para o cálculo da vazão, será usada a equação de fluxo de Weymouth, que é a mais conservadora em relação às outras equações (Menon, 2015). Nas outras equações, a rugosidade superficial da parede do duto é a variável mais relevante para o cálculo da queda de pressão ao longo do traçado do mesmo. Por outro lado, a equação de Weymouth incorpora a queda de pressão do fluido através da variável eficiência do gasoduto, que leva em consideração a idade do equipamento e condições internas (Menon, 2015). Segundo Menon (2015), a fórmula de Weymouth no Sistema Internacional de Unidades é dada por:

$$Q = 3,7435 \times 10^{-3} \times E \times \frac{T_b}{P_B} \times \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G \times Z \times L \times T_f} \right]^{0,5} \times D^{2,667}$$

Onde:

Q – vazão do fluido, [m³/d];

E – eficiência do duto, [adimensional] ;

T_b – temperatura base, [K];

P_B – pressão base, [kPa];

P₁ – pressão de entrada no duto, [kPa];

P₂ – pressão de saída no duto, [kPa];

G – gravidade específica do fluido, [adimensional];

Z – fator de compressibilidade do fluido, [adimensional];

L – extensão do duto, [km];

T_f – temperatura média do fluido transportado, [K];

D – diâmetro interno do duto, [mm]

Conforme mencionado no início do capítulo, as premissas serão simplificadas, porém seguirão parâmetros utilizados na indústria brasileira de acordo com o estudo técnico conduzido pelo Núcleo de Simulação Termo hidráulica de Dutos da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (SIMDUT). A ANP contratou a instituição para auxiliar na definição dos princípios e abordagens para a realização do cálculo de capacidade de transporte de gasodutos de transporte (ANP, 2014). Nesse estudo, a SIMDUT avaliou a capacidade dos dutos através do *software* Pipeline Studio baseado em simplificações e parâmetros dos projetos existentes. A tabela 21 resume as premissas assumidas na modelagem.

Tabela 21 - Premissas adotadas para o dimensionamento do gasoduto

Parâmetro	Variável	Unidade	Valor	Referência/comentário
Pressão de entrada	P_1	kPa	9.807	Equivalente a pressão máxima observada em gasodutos brasileiros (ANP, 2014) e respeitando a restrição de MAOP.
Pressão de saída	P_2	kPa	2.940	Pressão de entrega observada em estudo da SIMDUC (ANP, 2014)
Pressão base	P_b	kPa	101,33	Pressão atmosférica
Eficiência do duto	E	adimensional	0,98	(GasOcidente, 2016)
Gravidade específica	G	adimensional	0,63	Depende da composição do gás natural. Valor assumido baseado em (Lyons & Plisga, 2015)
Compressibilidade	Z	adimensional	0,9973	(Copergas, 2017)
Extensão do duto	L	km	Variável	-
Temperatura do fluido	T	K	293,15	Temperatura de referência equivalente a 20°C, baseado no estudo do SIMDUC (ANP, 2014)
Temperatura base	T_b	K	293,15	Temperatura de referência equivalente a 20°C, baseado no estudo do SIMDUC (ANP, 2014)
Diâmetro interno	D	mm	Variável	Variando entre 8 e 28 polegadas (ou 203,2 e 711,2 mm)

Fonte: Elaboração própria

Baseado na fórmula de Weymouth e nas premissas supracitadas, obteve-se a tabela 22.

Tabela 22 - Capacidade de transporte de gás natural conforme diâmetro e extensão do gasoduto (MMm³/d)

Distância (km)	Diâmetro (pol)										
	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
100	1,0	1,9	3,1	4,7	6,6	9,1	12,0	15,5	19,6	24,3	29,6
200	0,7	1,3	2,2	3,3	4,7	6,4	8,5	11,0	13,9	17,2	20,9
300	0,6	1,1	1,8	2,7	3,8	5,3	7,0	9,0	11,3	14,0	17,1
400	0,5	0,9	1,5	2,3	3,3	4,5	6,0	7,8	9,8	12,1	14,8
500	0,5	0,8	1,4	2,1	3,0	4,1	5,4	6,9	8,8	10,8	13,2
600	0,4	0,8	1,3	1,9	2,7	3,7	4,9	6,3	8,0	9,9	12,1
700	0,4	0,7	1,2	1,8	2,5	3,4	4,6	5,9	7,4	9,2	11,2
800	0,4	0,7	1,1	1,6	2,3	3,2	4,3	5,5	6,9	8,6	10,5
900	0,3	0,6	1,0	1,6	2,2	3,0	4,0	5,2	6,5	8,1	9,9
1000	0,3	0,6	1,0	1,5	2,1	2,9	3,8	4,9	6,2	7,7	9,3
1100	0,3	0,6	0,9	1,4	2,0	2,7	3,6	4,7	5,9	7,3	8,9
1200	0,3	0,5	0,9	1,3	1,9	2,6	3,5	4,5	5,7	7,0	8,5
1300	0,3	0,5	0,9	1,3	1,8	2,5	3,3	4,3	5,4	6,7	8,2
1400	0,3	0,5	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,2	5,2	6,5	7,9

Fonte: Elaboração própria

Na análise em questão busca-se comparar o custo de um gasoduto de transporte contra um sistema de GNL em pequena escala. Em cada ótica analisada neste trabalho foi definido um dimensionamento do sistema e neste caso foi de 3,6 MMm³/d, conforme definido como escala limite para um projeto em pequena escala (Seção 2.4). Logo o arranjo de gasodutos para análise não deve exceder esse volume. Por exemplo, um gasoduto cuja extensão é 700 km e diâmetro 24 polegadas possui capacidade de transporte igual a 7,4 MMm³/d, o que excede a premissa de volume do sistema. Assim, apenas os arranjos destacados na tabela 22 serão considerados na comparação.

Por outro lado, as vazões encontradas não são sempre equivalentes à vazão de transporte de gás natural desejada. Isso ocorre, pois no dimensionamento do gasoduto, considera-se que a elevação de pressão acontece apenas no seu ponto de entrada. Como resultado, a pressão sobre o gás ao longo da trajetória do gasoduto é decrescente por causa do atrito com a parede do duto, enquanto a vazão volumétrica é crescente. Porém, é possível voltar a elevar a pressão no duto com a instalação de compressores, especialmente para transporte por grandes distâncias conforme representação na figura 37.

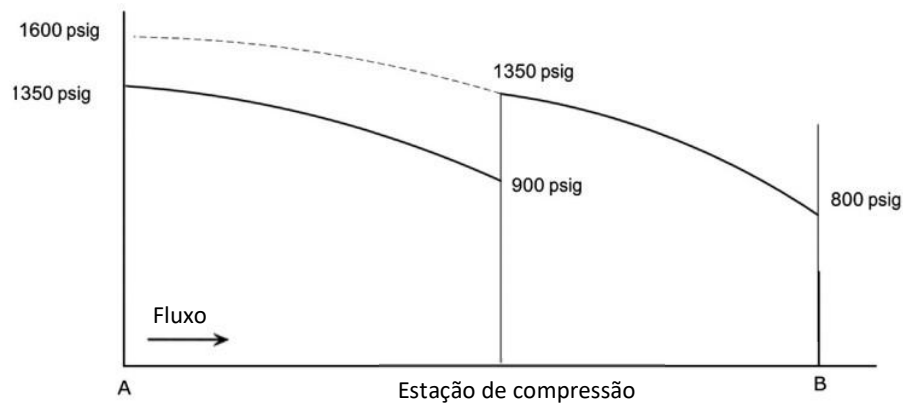


Figura 37 - Representação do gradiente de pressão do longo de um gasoduto

Fonte: Adaptado de Menon (2015)).

Assim, assume-se que a configuração de todos os arranjos de gasodutos selecionados seja capaz de transportar 3,6 MMm³/d de gás natural, conforme premissa do presente estudo. Para aumentar a capacidade de transporte é considerada a instalação unidades de compressão, necessárias para alcançar a capacidade de transporte desejada.

O custo inicial de investimento para a instalação de dutos de transporte de gás natural é função de diferentes variáveis como logística para a construção e instalação dos dutos, densidade populacional, tipo de terreno, custo dos materiais no momento do projeto, dentre outros fatores.

O custo dos gasodutos dimensionados na seção anterior será calculado com base no histórico de custo dos construídos no Brasil. Em consulta realizada junto à ANP, foram obtidos os custos de instalação dos gasodutos de transporte em valores nominais na data de conclusão. Tais valores são trazidos a valor de 2016 pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), conforme tabela 23. Esse indicador tem como base metodológica a evolução de preços de atividades produtivas passíveis de serem sistematicamente pesquisadas (operações de comercialização em nível de produtor, no varejo e na construção civil). Esse indicador é calculado pela média ponderada de três índices de preços: o Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA-M), o Índice de Preços ao Consumidor (IPC-M) e o Índice Nacional de Custo da Construção (INCC-M). (FGV IBRE, 2014).

Tabela 23 - Histórico de custo instalação de gasodutos de transporte no Brasil

Gasoduto	Entrada em operação comercial	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Espessura do duto (mm)	US\$/m.pol (R\$ 2016)
Lateral-Cuiabá	2001	266	18	7	20
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	2003	15	14	10	87
Santa Rita - São Miguel de Taipu	2005	25	8	6	37
Atalaia - Itaporanga	2007	29	14	8	85
Cacimbas - Vitória (Trecho I)	2007	117	26	11	40
Cacimbas - Vitória (Trecho II)	2007	13	16	11	64
Carmópolis - Pilar	2007	177	26	12	48
Açu - Serra do Mel	2008	31	14	7	114
Cabiúnas - Vitória	2008	300	28	13	25
Campinas - Rio	2008	450	28	12	21
Japeri-REDUC	2009	45	28	15	162
Coari-Manaus	2009	383	20	9	204
Caraguatatuba – Taubaté	2010	94	28	14	235
GASBEL II	2010	267	18	9	102
Paulínia-Jacutinga	2010	97	14	6	79
GASDUC III	2010	180	38	20	169
Pilar-Ipojuca	2010	189	24	12	102
GASAN II (Trecho I)	2010	39	22	5	64
GASAN II (Trecho II)	2010	7	10	13	156
GASPAL II	2010	54	22	13	53
Catu - Carmópolis (Trechos Itaporanga - Carmópolis / Catu - Itaporanga)	2008	265	26	12	41

Fonte: Adaptado de ANP (2017)

Conforme analisado anteriormente, gasodutos de transporte são, em tese, capazes de capturar economias de escala pela sua escalabilidade geométrica. Ou seja, em teoria, o aumento da extensão e/ou, principalmente, do diâmetro do duto possibilita diluir os custos. Porém, tomando-se como referência a amostra de 21 gasodutos da tabela 15, essa premissa não é sempre verdadeira.

Primeiro porque a amostra não possui tamanho suficiente para inferir tal conclusão. Segundo, os gasodutos de transporte não apontam esse ganho de escala esperado com o aumento do diâmetro. Na verdade, os custos observados contradizem essa hipótese conforme figura 38, que calcula o custo médio por diâmetro baseado na média simples dos dados da tabela 15.

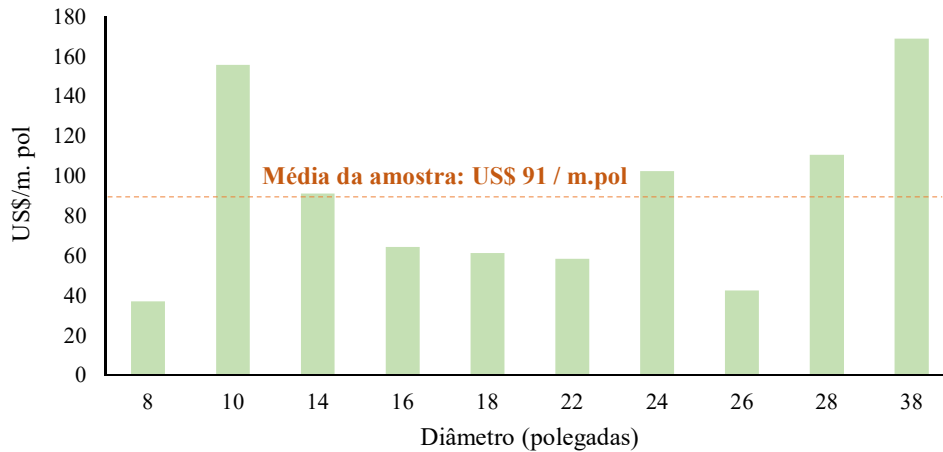


Figura 38 - Custo médio dos gasodutos agrupado por diâmetro

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2017)

Dado que não é possível estimar o custo do médio do gasoduto de acordo com o diâmetro, será usado o custo médio histórico observado dividido pela extensão e diâmetro nominal conforme equação abaixo. Ou seja, essa metodologia permite extrapolar o custo histórico dos gasodutos para um novo baseado na premissa de diâmetro e extensão.

$$CAPE_{gt} = Comp_{gt} \times D \times C_{gt}$$

Onde:

$CAPEX_{gt}$ – custo total de instalação do gasoduto, [US\$];

$Comp_{gt}$ – comprimento de extensão do gasoduto, [km];

D – diâmetro, [pol];

C_{gt} – custo médio de investimento igual a US\$ 91/m.pol, [US\$/m.pol].

O custo anual de operação do sistema de transporte será equivalente a 4% do CAPEX do gasoduto, conforme utilizado no PEMAT (EPE, 2013).

6.1.2.2 Premissas da avaliação econômica

No modelo de fluxo de caixa descontado são utilizadas premissas técnicas tais como a extensão e diâmetro definidos na seção anterior, assim como dados de mercado conforme tabela 24 e 25.

Tabela 24 - Premissas técnicas para o gasoduto de transporte

Item	Valor	Referência
Capacidade de transporte	3,60 MMm ³ /d	Elaboração própria
O&M	4% do CAPEX	(EPE, 2013)
Taxa de utilização	90%	(EPE, 2013)
Vida útil	20 anos	(EPE, 2013)

Fonte: Elaboração própria adaptado de EPE (2013)

Tabela 25 - Distribuição do cronograma físico/financeiro

Item	%
CAPEX ano1	30%
CAPEX ano2	40%
CAPEX ano3	30%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2013).

As premissas financeiras também seguem parâmetros praticados na indústria conforme tabela 26. Diferente da análise sobre a ótica do produtor de gás, no qual a taxa de desconto utilizada foi 10% ao ano (Capítulo 5), nesta análise será considerada a taxa de 8% ao ano. De fato, o transporte de gás natural por gasodutos de alta pressão é monopólio natural, cuja outorga considera um retorno regulado às empresas que explorem esta atividade. Logo, para a comparação dos dois modais com base no custo exclusivamente, considera-se a mesma taxa de desconto.

Tabela 26 - Premissas financeiras

Item	Valor	Referência
Inflação	4% a.a.	(Banco Central do Brasil, 2018)
Empréstimo	70%	Elaboração própria
Capital próprio	30%	Elaboração própria
Taxa de juro real	5% a.a.	(BNDES, 2018)
Período de carência da dívida	3 anos	(BNDES, 2018)
Período do empréstimo	15 anos	(BNDES, 2018)
Custo de capital (WACC)	8% a.a.	Adaptado de (Enargas, 2016)
Depreciação	3%	(EPE, 2013)

Fonte: Elaboração própria e adaptado de EPE (2013), Banco Central do Brasil (2018), Enargas (2016)

6.1.2.3 GNL em pequena escala

A forma no qual o gás natural é entregue ao consumidor final, seja através de gás natural canalizado, transporte, GNC ou GNL, é indiferente sob o ponto de vista do consumidor final. O objetivo do consumidor é o abastecimento de gás natural independente do modal mesmo que exista um custo de troca que consiste nos equipamentos necessários para se adequar as instalações para a recepção desse gás (Conselho Administrativo de Defesa Econômica, 2016).

Logo, o transporte de gás por dutos pode ser substituído pelo GNL em pequena escala, porém isto requer um arranjo de diferente entre o ponto da oferta de gás natural ao ponto de consumo final. O processo de liquefação, o transporte em caminhões criogênicos e a regaseificação são os elos da cadeia do GNL em pequena escala que possibilitam sua produção e posterior transporte ou distribuição para consumidores finais que, no fim, almejam o suprimento de gás natural a preços competitivos e disponível.

Nesse sentido, será determinado o custo de implantação e operação da cadeia de GNL considerando-se as etapas de liquefação, de transporte e de regaseificação. Esse sistema substituiria o modal de transporte dutoviário e terá capacidade de transporte equivalente a 3,6 MMm³/d ou 1 MMtpa, conforme estabelecido na Seção 2.4.

6.1.2.4 Liquefação

Para uma planta com capacidade igual a 1 MMtpa, o custo por unidade instalada é US\$ 488/t, conforme figura 24 que apresenta o custo de planta de liquefação de pequena e média escala. Logo o CAPEX global da unidade de liquefação é US\$ 488 milhões.

6.1.2.5 Estocagem

A equação descrita no capítulo 4 é empregada para um sistema de GNL em pequena escala com capacidade de oferta e demanda igual a 1 MMtpa ou 2.739 t/d. O sistema de estocagem deverá ter capacidade para armazenar 3 dias de oferta/consumo de GNL para mitigar problemas durante a operação do sistema. A capacidade instalada nessas condições será igual a 3.700 m³ de GNL junto a planta de liquefação e o mesmo valor junto à unidade de regaseificação. Logo, a capacidade total instalada no sistema de GNL em pequena escala será 7.400 m³ de GNL.

Segundo a Wärtsilä (2017), a capacidade de armazenamento por tanque varia de 100 a 1.200 m³ de GNL. Assim, o arranjo proposto é de dois sistemas com 3 tanques com capacidade de 1.200 m³ e 1 tanque de 100 m³ cada.

O custo médio para o tanque de 100 m³ é de US\$ 2.446/m³ ou US\$ 1.101/t de GNL. Para o tanque com capacidade igual a 1.200m³, será adotado o custo médio de US\$ 1.996/m³ ou US\$ 898/t tomando-se como referência o tanque com capacidade de 199 m³.

Assim, o custo de instalação final dos dois sistemas de tanque de armazenamento de GNL somando 7.400 m³ é de US\$ 14,88 milhões.

6.1.2.6 Truck Loading Facility

Dado o sistema em estudo que é dimensionado para 1 MMtpa, será aplicado a “regra fator seis decimais” no qual o custo do equipamento é calculado em função de outro análogo existente, conforme descrição no capítulo 4.

Logo, o custo de instalação estimado para uma TLF com capacidade de transferência de 1 MMtpa é de US\$ 20,90 milhões.

6.1.2.7 Transporte

A demanda de carretas para este sistema é igual a 6 unidades por hora, dada a demanda de 1 MMtpa ou 253 m³/h de GNL. A capacidade bruta de transporte por caminhão é igual a 50 m³ e a capacidade líquida igual a 46 m³ de GNL. Conforme tabela 27, o CAPEX segue uma função linear conforme o número de carretas necessárias para atender a dimensão do projeto.

Tabela 27 - Dimensionamento da frota de carretas de transporte de GNL

Distância (km)	Demanda (carretas/dia)	Tempo de ciclo (h)	Produtividade	Total (carretas)	CAPEX (US\$ mn)
100	144	6	2,53	57	13.78
200	144	10	1,66	87	21.04
300	144	13	1,23	117	28.29
400	144	16	0,98	147	35.55
500	144	20	0,81	177	42.80
600	144	23	0,70	207	50.06
700	144	26	0,61	237	57.31
800	144	30	0,54	267	64.57
900	144	33	0,48	297	71.82
1000	144	36	0,44	327	79.07
1100	144	40	0,40	357	86.33
1200	144	43	0,37	387	93.58

Fonte: Elaboração própria

Conforme descrito no capítulo 4, o OPEX do transporte do GNL em carreta é o somatório de custos fixos que independem do número de quilômetros percorridos pela carreta e custos variáveis que são relacionados à utilização do veículo.

Assim, o somatório do custo operacional fixo e variável de transporte do GNL, chega-se ao OPEX por carreta de US\$ 0,49/km.

6.1.2.8 Regaseificação

O sistema de GNL em estudo é dimensionado para uma oferta e demanda de 1 MMtpa. Um projeto dimensionado adequadamente para atender esse volume deve ter capacidade instalada de 2 MMtpa ou 5.480 t/d, pois metade da capacidade será redundante para o degelo e descongelamento. Para essa capacidade, necessitam-se 198 unidades de AAV

com capacidade de vaporizar 28 t/d de GNL e custo por equipamento de R\$ 33.250 (Instituto Superior Técnico, 2004) (NITROTEC, 2017).

Assim, o CAPEX total é igual a US\$ 4,45 milhões. Por outro lado, o OPEX é nulo conforme descrito na seção 4.3.1.5.

6.1.2.9 Premissas da avaliação econômica do GNL

Como o objetivo da análise é comparar o custo do GNL em pequena escala versus o gasoduto de transporte, serão adotadas estritamente as mesmas premissas definidas para os gasodutos, conforme repetidas nas tabelas 28,29 e 30.

Tabela 28 - Premissas técnicas para o gasoduto de transporte

Item	Valor	Referência
Capacidade de transporte	3,60 MMm ³ /d	Elaboração própria
Taxa de utilização	90%	(EPE, 2013)
Vida útil	20 anos	(EPE, 2013)

Fonte: Elaboração própria adaptado de EPE (2013)

Tabela 29 - Distribuição do cronograma físico/financeiro

Item	%
CAPEX ano1	30%
CAPEX ano2	40%
CAPEX ano3	30%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2013).

Tabela 30 - Premissas financeiras

Item	Valor	Referência
Inflação	4% a.a.	(Banco Central do Brasil, 2018)
Empréstimo	70%	Elaboração própria
Capital próprio	30%	Elaboração própria
Taxa de juro real	5% a.a.	(BNDES, 2018)
Período de carência da dívida	3 anos	(BNDES, 2018)
Período do empréstimo	15 anos	(BNDES, 2018)
Custo de capital (WACC)	8% a.a.	Adaptado de (Enargas, 2016)
Depreciação	3%	(EPE, 2013)

Fonte: Elaboração própria e adaptado de EPE (2013), Banco Central do Brasil (2018), Enargas (2016)

Além dos valores usados anteriormente serão considerados para os caminhões a taxa de depreciação de 20% a.a., o tempo de vida útil igual a 6 anos e o valor residual de 30% ao fim deste período.

6.2 Resultados¹⁰

O custo de um gasoduto de transporte é proporcional à sua extensão e diâmetro e segue uma função linear proporcional a essas variáveis. A premissa de ganho de escala não é corroborada, conforme análise do custo da amostra de gasodutos de transporte no Brasil.

Para o transporte 3,6 MMm³/d em gasodutos de alta pressão, existem diferentes arranjos técnicos para alcançar essa vazão. Todos os arranjos na figura 39 garantem o transporte do volume desejado de gás natural, logo gasodutos com diferentes diâmetros podem transportar o volume de corte considerado neste estudo. Visto que a função de custo é linear, será adotado na avaliação econômica o gasoduto de menor diâmetro como premissa conservadora, que é igual a 8 polegadas.

¹⁰ A memória de cálculo está disponível no Apêndice C

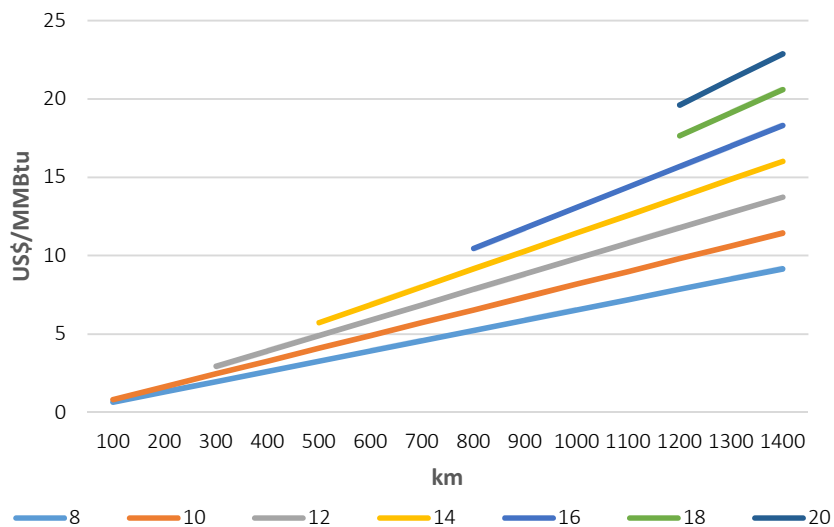


Figura 39 - Custo do gasoduto de transporte de acordo com sua extensão

Fonte: Elaboração própria

No caso da cadeia do GNL em pequena escala, o custo de liquefação, regaseificação e armazenamento é fixo, pois é dimensionado de acordo com a premissa estabelecida de 1 MMtpa ou 3,6 MMm³/d. Por outro lado, o custo de transporte é variável porque é função da distância entre o ponto de oferta e demanda, velocidade da carreta, capacidade de transporte, que, por sua vez, determinam o número total de veículos necessários para atender a operação. Por exemplo, o custo da cadeia do GNL em pequena escala para distância de 700 km pode ser decomposto conforme figura 40.

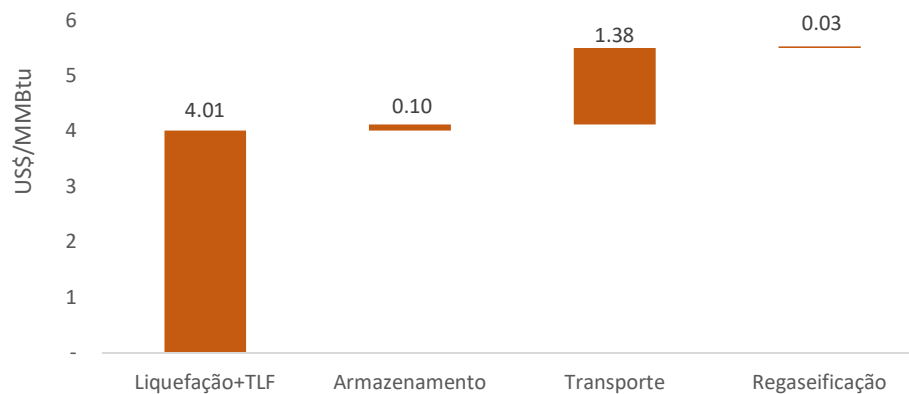


Figura 40 - Custo da cadeia do GNL em pequena escala para distância de 700 km

Fonte: Elaboração própria

Comparando o custo de cada modal em função da distância de transporte, o gasoduto de transporte em alta pressão é a alternativa mais econômica até distâncias de 900 km conforme figura 41, enquanto o GNL em pequena escala é mais vantajoso para distâncias superiores.

Essa conclusão é feita tomando-se como referência o custo unitário médio dos gasodutos brasileiros de US\$ 91/m.pol, ainda que projetos tenham sido concluídos com custo superior, como foram os casos do Japeri-Reduc a US\$ 162 /m.pol e Gasduc III a US\$ 169/ m.pol. Comparando o Brasil com a experiência internacional, verifica-se que o custo médio no país é superior ao do mercado norte-americano. O custo médio de uma amostra de 40 gasodutos construídos nos Estados Unidos no período de 2005 e 2012, com extensão de 3 a 400 km, diâmetro de 4 a 42, equivaleu, a valor presente de 2016, a US\$ 56/m.pol (USAID, 2012) e US\$ 70 /m.pol respectivamente (Smith C. , 2012)

Portanto, não seria equivocado identificar que os gasodutos no Brasil enfrentaram sobrecustos. Em ordem de grandeza, usando a referência mais recente de 2012, pode-se inferir que existiria sobrecusto de aproximadamente de 30% nos gasodutos de transporte brasileiros, que diminui o ponto de indiferença da modalidade de transporte de 1.500 km para 900 km. Ou seja, o GNL em pequena escala passa a ser mais atraente do ponto de vista econômico a menores distâncias no Brasil, por causa dos sobrecustos dos projetos de gasodutos de alta pressão.

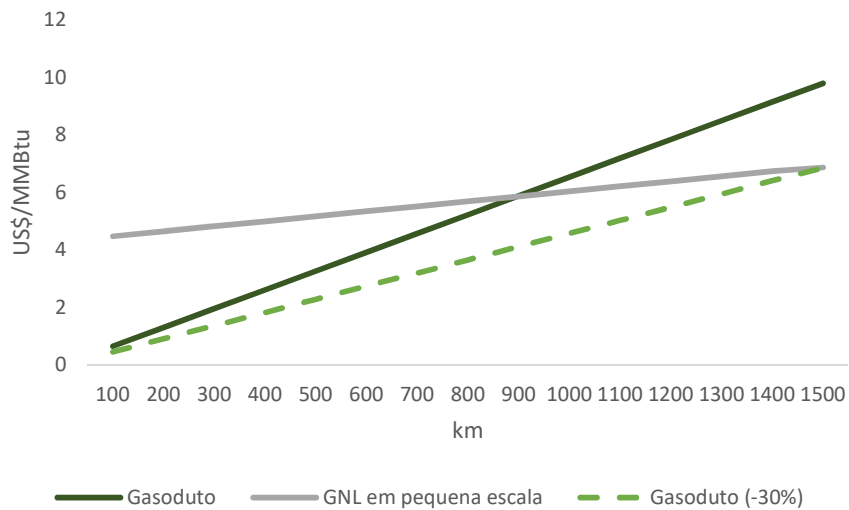


Figura 41 - Custo do gasoduto de transporte, GNL em pequena escala e gasoduto sem sobrecusto

Fonte: Elaboração própria

Delimitando geograficamente o mercado potencial para o GNL em pequena escala em comparação ao gasoduto convencional, chega-se à conclusão de que, partindo de uma unidade de liquefação no Recôncavo baiano, a cadeia do GNL em pequena escala é mais competitiva em parcela da região Nordeste e do norte do Espírito Santo. Por outro lado, considerando o custo médio histórico observado nos gasodutos de transporte brasileiros, esse GNL transportado desde a Bahia poderia alcançar praticamente todo o Nordeste e grande parte da região Sudeste com vantagem competitiva, conforme apontado na figura 42.

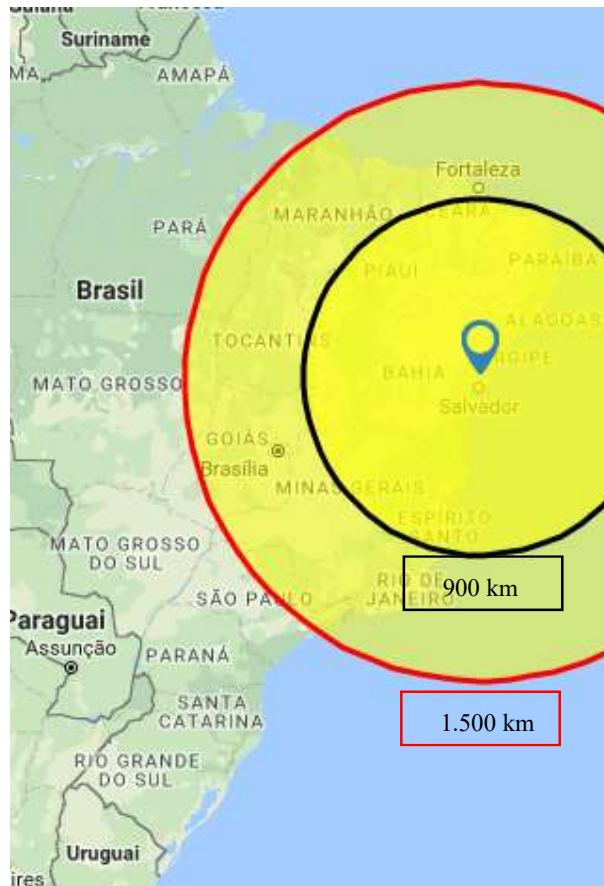


Figura 42 – Sinal locacional da competitividade do GNL em pequena escala frente ao gasoduto de transporte¹¹

Fonte: Elaborado a partir de Free Map Tools (2018)

Como esperado, o transporte de gás natural por gasodutos de alta pressão é menos intensivo em capital se comparado à cadeia do GNL em pequena escala. Não apenas a cadeia do GNL requer equipamentos criogênicos para o adequado condicionamento e transporte do gás liquefeito, como o processo de liquefação também envolve custos elevados em compressores, turbina além do alto consumo energético para reduzir a temperatura do gás abaixo de -160°C .

Por outro lado, o GNL em pequena escala mostra-se competitivo a longas distâncias especialmente quando colocado em perspectiva com gasodutos de transporte de grande extensão, que estão mais sujeitos a atrasos e sobrecustos, conforme evidenciado pela amostra histórica de projetos brasileiros.

¹¹ O GNL se torna competitivo a partir dos raios e não pela área circunscrita por eles.

7 ANÁLISE ECONÔMICA SOB A ÓTICA DO CONSUMIDOR FINAL

O uso do gás natural na indústria ocorre de diferentes formas, podendo-se agrupar em usos como matéria-prima e uso na geração de calor. No primeiro grupo, o gás natural é utilizado como insumo para a produção de produtos químicos, petroquímicos e fertilizantes. Por outro lado, o gás natural é mais comumente utilizado para a geração de calor podendo ser através do aquecimento direto, geração de calor de processo, força motriz, eletroquímica e também para a geração de eletricidade.

Os principais usos finais supracitados podem ser definidos como:

- Força motriz: compreende o uso da energia em motores estacionários ou de veículos de transporte individual ou coletivo, de carga, tratores, máquinas agrícolas, de terraplenagem e de movimentação de terras (FDTE, 2005).
- Calor de processo consiste na queima do gás natural, no qual a energia é utilizada em caldeiras e aquecedores de água ou de fluidos térmicos. (FDTE, 2005).
- Aquecimento direto: compreenda a transferência direta de energia ao uso final sem o aquecimento de fluidos intermediários. Os equipamentos tradicionalmente utilizados para o aquecimento direto são os fornos e fornalhas cujas finalidades são o cozimento, fusão, secagem, tratamento térmico e calcinação (Strapasson, 2004)
- Eletroquímica: energia utilizada principalmente em processos nos setores industriais de metais não-ferrosos, química, ferro-gusa e aço. No primeiro setor, o processo está voltado para a redução do alumínio e cobre, no setor químico para a produção de soda e cloro. Para o setor industrial de produção de ferro-gusa e aço, a energia eletroquímica é utilizada para o tratamento de superfícies metálicas por galvanoplastia. (Strapasson, 2004)

O gás natural é um combustível versátil que pode ser utilizado em diversos processos e equipamentos industriais tais como caldeiras, secadores, fornos, turbinas, dentre outros equipamentos. O combustível é fonte de energia utilizada nas mais diversas indústrias como a cerâmica, papel e celulose, alimentos, bebidas e siderurgia, por exemplo. Ao mesmo tempo que a flexibilidade é vantajosa, o gás natural enfrenta competição das

demais fontes energéticas em praticamente todos os segmentos industriais por causa da fácil substituição entre os combustíveis conforme tabela 31.

Tabela 31 – Uso de energia por segmento industrial

Indústria	Fonte de energia substituta
Fabricação de aço	Óleo combustível, eletricidade, gás alto forno
Processamento de aço	Coque
Metalurgia (diversos)	Óleo combustível, Eletricidade, gás alto forno
Minerais e não metálicos	Eletricidade, óleo combustível, GLP
Alimentos e bebidas	Óleo combustível, coque, carvão, biomassa
Caldeiras	GLP, diesel, eletricidade
Equipamento de torrefação	Eletricidade, óleo combustível, GLP
Têxtil	GLP, óleo combustível, lenha
Papel e celulose	Óleo combustível, lenha, carvão
Química e petroquímica	Óleo combustível, nafta, eletricidade

Fonte: Adaptado a partir de Strapasson (2004)

Apesar da concorrência com outras fontes de energia, o gás natural traz benefícios ao consumidor industrial, pois tem menor impacto sobre o meio ambiente em relação ao óleo combustível e muitas vezes seu preço é mais competitivo comparado aos derivados do petróleo.

Do ponto de vista operacional, o uso do gás natural diminui o custo operacional da indústria, pois evita os gastos com manutenção, limpeza e compra de equipamentos antipoluição como filtros, lavadores de gás e multi-ciclones. Além disso, equipamentos como turbinas e motores movidos a gás natural são pouco afetados pela formação de acumulação de resíduos, o que reduz custos de manutenção e facilita regulagens, para um melhor rendimento energético. (Dallabona, Silva, & Hupalo, 2007).

O consumo do gás é vantajoso frente ao óleo combustível, pois não é necessário prévio aquecimento. A qualidade da sua queima é boa e uniforme, o que o torna mais eficiente, conseqüentemente, exigindo menor quantidade de ar, eliminando resíduos de combustão incompleta ou metálica e de óxidos de enxofre. (Dallabona, Silva, & Hupalo, 2007).

Em relação às externalidades sobre o meio ambiente, a queima do gás não emite materiais particulados ou óxidos de enxofre. Por ser mais leve que o ar, ele não se acumula na superfície em caso de vazamento, dispersando-se rapidamente na atmosfera. Além de apresentar baixo nível de contaminantes, eliminados no tratamento inicial, o gás natural oferece uma combustão considerada “limpa”, pois produz apenas água e gás carbônico¹². (Dallabona, Silva, & Hupalo, 2007).

No Brasil, o bagaço de cana e a eletricidade são as fontes de energia final com maior uso pelo setor industrial. Em 2016, esses vetores energéticos representavam cerca de 20% do consumo final energético, cada, seguidos pelo gás natural com 11% (EPE, 2016), conforme figura 43.

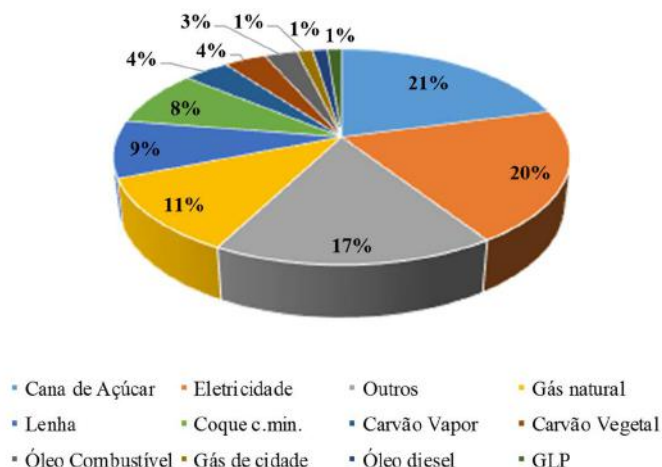


Figura 43 – Consumo de energia no setor industrial por fonte energética

Fonte: Adaptado a partir de EPE (2016)

Um dos objetivos do trabalho consiste em analisar a introdução potencial do gás natural a partir da cadeia de GNL em pequena escala no segmento industrial, em substituição a derivados de petróleo. Por esse motivo, será estudado o setor industrial de metais não-ferrosos, mais especificamente o de alumínio, que é o setor industrial que mais consome óleo combustível no Brasil (EPE, 2016).

Além disso, a experiência internacional corrobora o potencial do uso do gás natural para este segmento no Brasil. Em 2015, a participação dos derivados de petróleo no consumo total de energia pelas plantas de alumina metalúrgica foi de 10% no mundo e 65% na

¹² O gás natural pode produzir NO_x que é controlado pelo *low-NO_x burners*

América do Sul, enquanto o de gás natural foi de 26% e 7% respectivamente. (International Aluminum Institute, 2017). Assim, o caso se torna emblemático, na medida em que avalia a substituição do óleo combustível numa caldeira tipicamente empregada em um setor industrial brasileiro, cujas plantas se encontram distantes da rede de gasodutos.

7.1.1 Potencial substituição de óleo combustível na indústria de alumínio

O segmento de metais não-ferrosos é formado pelo cobre, alumínio, chumbo, estanho, silício, zinco, magnésio, níquel. Destes metais, o alumínio destaca-se com 47% da produção nacional de metais não-ferrosos, ou 772.000 toneladas em 2015 (MME, 2017). O metal também se destaca pela gama de utilidade com que pode ser aplicado, que se traduz no crescimento de consumo no Brasil, que saiu de 1,1 kg/hab/ano, em 1970, e chegou em 6,4 kg/hab/ano, em 2015.

O processo produtivo do alumínio pode ser dividido em uma primeira etapa de mineração, ou lavra da bauxita, segunda etapa de refino, produção da alumina, e a terceira de eletrólise para a produção do alumínio primário, conforme figura 44 que representa o Processo de Bayer.

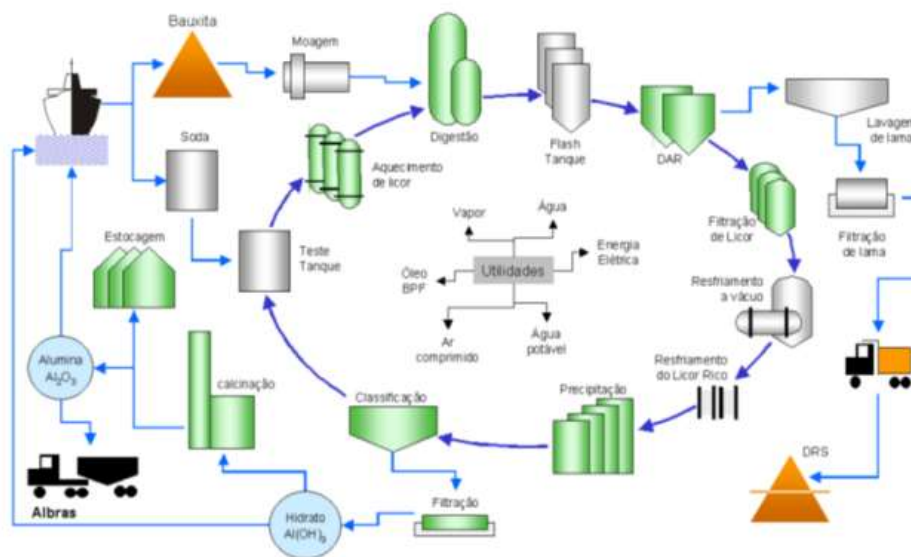


Figura 44 – Processo produtivo do alumínio

Fonte: Junior (2015)

A fonte primária do alumínio na natureza é a bauxita que contém de 15-25% de óxido de alumínio (Hydro, 2017). A mineração de bauxita consiste na remoção planejada da vegetação e do solo orgânico, remoção das camadas superficiais do solo como argilas e lateritas, e, por fim, o beneficiamento do minério de bauxita através da britagem e lavagem do mesmo com água sílica (ABAL, 2017).

Posteriormente, o subproduto da etapa da mineração é submetido ao processo de refino no qual a bauxita é transformada em alumina. O processo mais empregado mundialmente é o de Bayer, que em síntese compreende quatro etapas sendo elas a digestão, clarificação, precipitação e calcinação (Filho, 2012).

Nesse processo de refino para a obtenção da alumina, as principais matérias-primas utilizadas são a bauxita, soda cáustica, óleo combustível, cal e energia elétrica. A maior parcela do consumo de energia no processo produtivo da alumina está associada ao aquecimento das soluções cáusticas a vapor e na queima do hidrato, que por sua vez estão principalmente relacionadas às etapas de digestão, que ocorre entre temperaturas de 100 °C a 270 °C, e calcinação que ocorre sob condições de temperatura entre 950 °C e 1250° C (Filho, 2012).

Por fim, transforma-se a alumina em alumínio metálico pelo processo da eletrólise chamado Hall-Héroult. Neste processo, a passagem de corrente elétrica na célula eletrolítica promove a redução da alumina, decantando, assim, o alumínio metálico e liberando o oxigênio que por sua vez reage com o ânodo de carbono.

A partir dessa etapa, o alumínio poderá passar por processos de fundição, extrusão ou laminação conforme o produto final desejado para comercialização.

A cadeia produtiva do alumínio primário é intensiva em energia, pois os processos para a obtenção do produto demandam tanto calor para processos que requerem aquecimento direto na produção de alumina, conforme será detalhada adiante, como energia elétrica no processo de eletrólise para a conversão da alumina em alumínio primário.

Tomando-se como referência a distribuição de energia consumida para a produção de alumina por Wischnewk (2011) , a etapa de calcinação na planta da Hydro Alunorte requer sozinha 37,5% da energia total do processo conforme figura 45. Não obstante, é imperativo o fornecimento de energia competitiva no longo prazo, pois o custo da energia corresponde a um terço do custo total de produção do alumínio (Hydro, 2017).

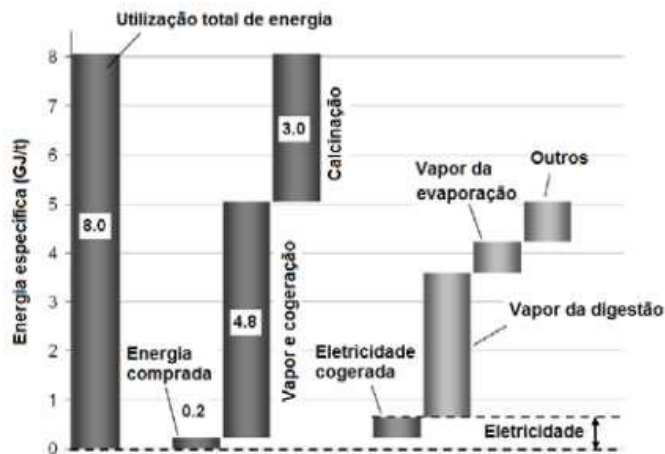


Figura 45 - Energia consumida na Hydro Alunorte

Fonte: Wischnewk (2011)

O objetivo desta seção é definir o escopo de um potencial cliente industrial de gás natural abastecido a partir de um projeto de GNL em pequena escala. Para isso, será dimensionada a demanda potencial de gás natural tendo em vista a capacidade produtiva das plantas de alumina e alumínio e respectivo consumo de energia a partir do óleo combustível. Esse dimensionamento é necessário para calcular adequadamente o custo da cadeia de valor de GNL em pequena escala para abastecer tal consumidor, mas também para avaliar se o GNL em pequena escala é uma solução de abastecimento energético levando-se em consideração o critério de demanda máxima de 1 MMtpa de GNL ou 3,6 M³/d de gás natural conforme definido no capítulo 3.

A metodologia consiste em calcular o consumo de energia a partir do óleo combustível em base equivalente de gás natural tomando como base a capacidade produtiva das plantas, consumo específico de óleo combustível para a produção da alumina e do alumínio, tipo de uso final do energético, rendimento médio de conversão, e o poder calorífico inferior do óleo combustível e gás natural.

Em síntese, o cálculo da demanda de gás natural teórica das plantas existentes de alumínio e alumina pode ser representado pela equação abaixo.

$$D_{GN} = \frac{Cap_{Alumina} \times Ce_{OC1} \times PC_{OC}}{PC_{GN}} + \frac{Cap_{Alumínio} \times Ce_{OC2} \times PC_{OC}}{PC_{GN}} \times \frac{1}{365 \times 10^6}$$

Onde:

D_{GN} = demanda de gás natural [MMm³/d]

$Cap_{Alumina}$ = capacidade nominal de produção de alumina [MMtpa]

Ce_{OC1} = consumo específico de óleo combustível por tonelada de alumina [kg/t]

PC_{OC} = poder calorífico inferior do óleo combustível tipo 1 [kcal/kg]

PC_{GN} = poder calorífico inferior do gás natural [kcal /m³]

$Cap_{Alumínio}$ = capacidade nominal de produção de alumínio [MMtpa]

Ce_{OC2} = consumo específico de óleo combustível por tonelada de alumínio [kg/t]

No Brasil, a capacidade produtiva instalada de alumina era de 7,12 MMtpa em 2008 segundo a Associação Brasileira do Alumínio (ABAL, 2008). A partir da literatura sobre o tema, verifica-se que a capacidade produtiva atual é significativamente superior a este valor. Na ausência de informação pública sobre a capacidade produtiva mais recente, será adotado o maior valor entre capacidade produtiva em 2008 e o volume de alumina produzida entre 2013 e 2015. Assim, verifica-se que a capacidade produtiva estimada de alumina foi de 11,03 MMtpa em 2015, conforme distribuição por planta na tabela 32.

Tabela 32 - Capacidade de produção nominal estimada de alumina e de alumínio primário

Empresa	Estado	Capacidade produtiva de alumina (MMtpa)	Capacidade produtiva de alumínio primário (MMtpa)
Alcan	MA	0,37	0,00
Alcoa	MG	0,33	0,10
Alcoa	MA	1,96	0,00
Alunorte	PA	6,20	0,46
BHP Billiton	MA	1,32	0,00
CBA	SP	0,79	0,48
Novelis Brasil	MG	0,06	0,03
Alumar	MA	0,00	0,46
Total		11,03	1,52

Fonte: Elaborado a partir de Hydro (2017) e ABAL (2018)

O poder calorífico inferior do gás natural seco e o óleo combustível são respectivamente 8.800 kcal/Nm³ e 9.590 kcal/kg (EPE, 2016).

Baseado na produção histórica da alumina e alumínio e respectivo consumo total de óleo combustível, define-se o consumo específico de 92 kg de OC por tonelada de alumina e 0,024 kg de OC por 1 t de alumínio (ABAL, 2018).

Também deverá ser levado em consideração o rendimento de uma caldeira aquatubular que utilize óleo combustível e a quantidade de vapor produzido por essa unidade. A partir dessa informação, calcula-se o valor equivalente de consumo de gás natural para a mesma produção de vapor baseado no rendimento deste novo equipamento. O fabricante de caldeiras Alfa Laval Aalborg indica que a eficiência de suas caldeiras que utilizam óleo combustível ou gás natural está na mesma faixa de 88-92% (Alfa Laval Aalborg, 2017). Por isso, será considerado o mesmo rendimento de 90% para os dois combustíveis e, conseqüentemente, chega-se à distribuição de potencial consumo de gás natural equivalente por planta conforme tabela 33. Todas as unidades são aderentes ao critério de escala do GNL em pequena escala.

Tabela 33 – Estimativa do potencial de consumo de gás natural por unidade

Empresa	Estado	Capacidade produtiva de alumina (MMtpa)	Capacidade produtiva de alumínio primário (MMtpa)	Consumo de gás (MMm3/d)
Alcan	MA	0,37	0,00	0,10
Alcoa	MG	0,33	0,10	0,09
Alcoa	MA	1,96	0,00	0,54
Alunorte	PA	6,20	0,46	1,71
BHP Billiton	MA	1,32	0,00	0,36
CBA	SP	0,79	0,48	0,22
Novelis Brasil	MG	0,06	0,03	0,02
Alumar	MA	0,00	0,46	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de Hydro (2017) e ABAL (2018)

7.1.2 Análise econômica da viabilidade do GNL em pequena escala

A substituição do óleo combustível pelo gás natural como fonte de energia nos processos empregados para o refino da alumina e redução do alumínio requer a substituição dos equipamentos, como a caldeira e acessórios, assim como a instalação da infraestrutura de GNL.

Conforme mencionado anteriormente, o óleo combustível é utilizado em caldeiras para a geração de vapor de processo e também em fornos para o aquecimento direto.

Segundo estudo conduzido pela Simões & Bajay (2010), a distribuição do uso final dos energéticos por processo para o óleo combustível para metais não-ferrosos é de 51,3% para calor de processo e 48,7% aquecimento direto. Assim, será estudada a viabilidade econômica da substituição de caldeiras a óleo combustível por caldeiras a gás natural.

A troca das caldeiras passa pela escolha do tamanho dos equipamentos de projetos hipotéticos em função da necessidade de vapor de processo. Para esse estudo, será considerada uma planta hipotética, que conta com uma caldeira a óleo combustível com capacidade total de produção de vapor de 260 t/h e pressão média de 15 kg/cm², baseado em uma das caldeiras instaladas na planta da Hydro Alunorte (Junior, 2015).

O custo de conversão da planta será calculado pelo fluxo de caixa descontado anual do custo de instalação da caldeira e equipamentos novos, o custo de operação e manutenção da nova caldeira e o custo de operação e manutenção da caldeira a óleo combustível conforma fórmula abaixo. Os fluxos de caixa são trazidos a valor presente e então divididos pelo consumo máximo anual de gás natural em MMbtu para assim chegar ao custo de conversão por unidade de consumo de energia.

$$C_{conv} = \frac{-CAP_{GN} + \sum_{t=1}^n \frac{-O\&M_{GN} + O\&M_{OC}}{(1+i)^t}}{Con_{GN}}$$

C_{conv} – custo de conversão da caldeira, [US\$/MMBtu]

$CAPEX_{GN}$ – custo de instalação da caldeira a gás natural, [US\$]

$O\&M_{GN}$ – custo de operação e manutenção da caldeira a gás natural, [US\$]

$O\&M_{OC}$ – custo de operação e manutenção da caldeira a óleo combustível, [US\$]

Con_{GN} – consumo máximo de gás natural da caldeira a gás natural, [MMBtu]

i – taxa mínima de atratividade, [%]

n – período de tempo equivalente ao tempo de vida do projeto.

O custo de instalação de uma caldeira nova a gás natural é baseado em um equipamento similar, porém de dimensão distinta por causa da dificuldade de obter uma cotação realista juntos aos fornecedores de caldeiras e equipamentos. Segundo Tedesco (2009), o custo de uma caldeira a gás natural e instalações com capacidade de produção de vapor igual a 35 t/h foi R\$ 9,0 milhões a valores de 2009. Trazendo o custo global da instalação a valores de 2016 pelo CEPCI, o valor da conversão é R\$ R\$ 9,34 milhões.

Para determinar o custo global de substituição para a planta hipotética com capacidade de produção de vapor igual 220 t/h será usada a “regra fator seis decimais”, explicada anteriormente. Assim, o custo total de conversão de R\$ 28,1 milhões ou US\$ 8,5 milhões, assumindo a taxa de câmbio de US\$ 1 equivalente a R\$ 3,3.

Segundo Correa (2002), o custo de operação e manutenção de uma caldeira é composto principalmente pela mão-de-obra de operação, de manutenção e energia elétrica usada no aquecimento do óleo combustível. Para a caldeira a gás natural, o custo anual é estimado em 2% do valor do custo de instalação enquanto para a caldeira a óleo combustível é 5%. Este valor é superior, pois o óleo combustível deve estar à temperatura mínima de 70 °C para se manter em condições de ser transferido do estoque para a caldeira, e a uma temperatura mínima de 120°C para o processo de combustão no equipamento (Correa, 2002). A manutenção da caldeira a óleo combustível também demanda cinco vezes o total de homens/hora/ano da caldeira a gás natural (Correa, 2002).

No modelo de fluxo de caixa descontado são utilizadas premissas, conforme tabela 34.

Tabela 34 – Premissas técnicas e operacionais para o cálculo da substituição da caldeira

Item	Valor	Referência
O&M _{GN}	2% do CAPEX	(Correa, 2002)
O&M _{OC}	5% do CAPEX	(Correa, 2002)
Taxa de utilização	90%	Elaboração própria
Período de análise	10 anos	Elaboração própria
CAPEX ano1	100%	Elaboração própria

Fonte: Elaboração própria

As premissas financeiras estão resumidas na tabela 35, no qual o financiamento segue os parâmetros da linha disponibilizada pelo BNDES chamada FINAME, que contempla máquinas e equipamentos (BNDES, 2018). Note-se aqui que a análise é feita sob a ótica do consumidor final e, portanto, adota premissas financeiras que lhe são coerentes (ainda que distintas daquelas adotadas para as análises realizadas sob as óticas do produtor e do transportador do gás).

Tabela 35 – Premissas econômicas para o FCD da conversão da caldeira

Item	Valor	Referência
Inflação	4% a.a.	Elaboração própria
Empréstimo	60%	(BNDES, 2018)
Capital próprio	40%	(BNDES, 2018)
Taxa de juro real	6% a.a.	(BNDES, 2018)
Período de carência da dívida	1 ano	(BNDES, 2018)
Período do empréstimo	5 anos	(BNDES, 2018)
Taxa mínima de atratividade	10% a.a.	Elaboração própria
Alíquota de impostos federais e estaduais	21,6%	Elaboração própria assumindo-se 9,25% PIS/COFINS e 16% para ICMS

Fonte: Elaboração própria e adaptado de BNDES (2018))

Por fim, calcula-se o custo da cadeia de valor do GNL em pequena escala para atender o consumo de gás natural da caldeira. Baseado na tabela técnica de produção de vapor seco da Aalborg Industries (2018), a energia necessária para gerar um quilograma de vapor a 15 kg/cm² é 667 kcal. Assumindo que a eficiência de 1ª Lei da caldeira é igual a 90%, caldeira demanda 0,42 MMm³/d de gás natural para a produção de 260 t/h de vapor. Trata-se de um valor menor do que 1 MMtpa, conforme definido nas análises anteriores, mas compatível com a perspectiva de substituição energética no consumidor final, que é o foco da análise deste capítulo.

O custo da cadeia de GNL em pequena escala será baseada na metodologia descrita no capítulo 4. A liquefação será dimensionada para o volume equivalente a 0,11 MMtpa ou 0,42 MMm³/d. Para uma planta com esta capacidade, o custo por unidade instalada é US\$

1103/t, conforme figura 24, que apresenta o custo de planta de liquefação de pequena e média escala. Logo o CAPEX global da unidade de liquefação é US\$ 122 milhões.

Para o custo de instalação do TLF, será aplicado a “regra fator seis decimais” no qual o custo do equipamento é calculado em função de outro análogo existente, conforme descrição no capítulo 4. Logo, o custo de instalação estimado para uma TLF com capacidade de transferência de 0,11 MMtpa é de US\$ 8,23 milhões.

O dimensionamento do sistema de estocagem segue a equação descrita no capítulo 4, no qual o sistema conta com capacidade de oferta e demanda igual a 0,11 MMtpa ou 303 t/d. Logo, o estoque deve ter capacidade para armazenar 3 dias de oferta/consumo de GNL para mitigar problemas durante a operação do sistema. A capacidade instalada nessas condições será igual a 658 m³ de GNL junto a planta de liquefação e o mesmo valor junto à unidade de regaseificação. Logo, a capacidade total instalada no sistema de GNL em pequena escala será 1.317 m³ de GNL. Segundo a Wärtsilä (2017), a capacidade de armazenamento por tanque varia de 100 a 1.200 m³ de GNL. Assim, o arranjo proposto é de dois sistemas com 3 tanques com capacidade de 200 m³ e 1 tanque de 100 m³ cada.

O custo médio para o tanque de 100 m³ é de US\$ 2.446/m³ ou US\$ 1.101/t de GNL. Para o tanque com capacidade igual a 200m³, será adotado o custo médio de US\$ 1.996/m³ ou US\$ 898/t tomando-se como referência o tanque com capacidade de 199 m³. Assim, o custo de instalação final dos dois sistemas de tanque de armazenamento de GNL somando 1.317 m³ é de US\$ 1,69 milhões.

O sistema de transporte por carretas requer uma unidade por hora para atender a demanda de 0,11 MMtpa. A capacidade bruta de transporte por caminhão é igual a 50 m³ e a capacidade líquida igual a 46 m³ de GNL. Conforme tabela 36, o CAPEX é função número de carretas necessárias para atender a dimensão do projeto.

Tabela 36 - Dimensionamento da frota de carretas de transporte de GNL

Distância (km)	Demanda (carretas/dia)	Tempo de ciclo (h)	Produtividade	Total (carretas)	CAPEX (US\$ mn)
500	24	6	2,53	10	0,24

Fonte: Elaboração própria

Conforme descrito no capítulo 4, o OPEX do transporte do GNL em carreta é o somatório de custos fixos que independem do número de quilômetros percorridos pela carreta e custos variáveis que são relacionados à utilização do veículo. Assim, o somatório do custo operacional fixo e variável de transporte do GNL, chega-se ao OPEX por carreta de US\$ 0,49/km.

O sistema de GNL em estudo é dimensionado para uma oferta e demanda de 0,11 MMtpa. Um projeto dimensionado adequadamente para atender esse volume deve ter capacidade instalada de 0,22 MMtpa, pois metade da capacidade será redundante para o degelo e descongelamento. Para essa capacidade, necessitam-se 22 unidades de AAV com capacidade de vaporizar 28 t/d de GNL e custo por equipamento de R\$ 33.250 (Instituto Superior Técnico, 2004) (NITROTEC, 2017). Assim, o CAPEX total é igual a US\$ 0,49 milhões. Por outro lado, o OPEX é nulo conforme descrito na seção 4.3.1.5.

Seguindo os mesmos parâmetros e referências definidos anteriormente, o custo de cada elo da cadeia para a infraestrutura dimensionada para 0,42 MMm³/d de gás natural a distância de 500 km, obtém-se o resultado resumido nas tabelas 37 e 38.

Tabela 37 – Resumo das características do sistema de GNL em pequena escala

Item	Valor	Referência
Capacidade de transporte	0,42 MMm ³ /d	Elaboração própria
Taxa de utilização	90%	(EPE, 2013)
Vida útil	20 anos	(EPE, 2013)

Fonte: Elaboração própria adaptado de EPE (2013)

Tabela 38 – Resumo do custo da infraestrutura de GNL em pequena escala

Item	Valor (R\$ milhões)
Liquefação + TLF	130,27
Armazenamento	1,69
Regaseificação	0,49
Transporte	7,25

Fonte: Elaboração própria

O cronograma físico e financeiro do investimento no sistema de GNL está resumido na tabela 39 e as premissas financeiras para o sistema são definidas analogamente à ótica do produtor conforme tabela 40.

Tabela 39 - Distribuição do cronograma físico/financeiro do sistema de GNL

Item	%
CAPEX ano1	30%
CAPEX ano2	40%
CAPEX ano3	30%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 40 - Premissas financeiras do projeto de GNL em pequena escala

Item	Valor	Referência
Inflação	4% a.a.	(Banco Central do Brasil, 2018)
Empréstimo	70%	Elaboração própria
Capital próprio	30%	Elaboração própria
Taxa de juro real	5% a.a.	(BNDES, 2018)
Período de carência da dívida	3 anos	(BNDES, 2018)
Período do empréstimo	15 anos	(BNDES, 2018)
Custo de capital (WACC)	10%	Elaboração própria
Depreciação	3%	(EPE, 2013)

Fonte: Elaboração própria e adaptado de EPE (2013) e Banco Central do Brasil (2018),

7.1.3 Resultados¹³

Conforme mencionado anteriormente, a indústria brasileira consome 7,5 MMm³/d, equivalente de gás natural de óleo combustível. A dificuldade de o gás natural atender esses mercados potenciais decorre, em parte, da limitação da infraestrutura de transporte e distribuição do gás. Porém, a competitividade do gás natural contra os derivados de petróleo também é um desafio importante para o aumento do consumo de gás no setor industrial.

¹³ A memória de cálculo está disponível no Apêndice C.

A análise proposta do custo de conversão da caldeira a óleo combustível para gás natural e o desenvolvimento da infraestrutura de GNL em pequena escala necessária para atender a indústria evidencia o desafio da competitividade. Ainda que o custo de conversão seja baixo, na ordem de US\$ 0,14 / MMBtu, o custo da infraestrutura do gás natural é alto conforme figura 46.

Baseado no preço de venda do óleo combustível OCA1 praticado para consumidores industriais brasileiros em 2016 (MME, 2017) , calculou-se através do *netback* de custos o preço do gás natural em boca de poço. Ou seja, o custo associado a conversão da caldeira, dos elos da cadeia do GNL em pequena escala e os impostos incidentes sobre o gás natural foram deduzidos do preço do óleo combustível. Isto permite estimar o valor máximo do gás natural em boca de poço, que garante a competitividade deste energético frente o OCA1.

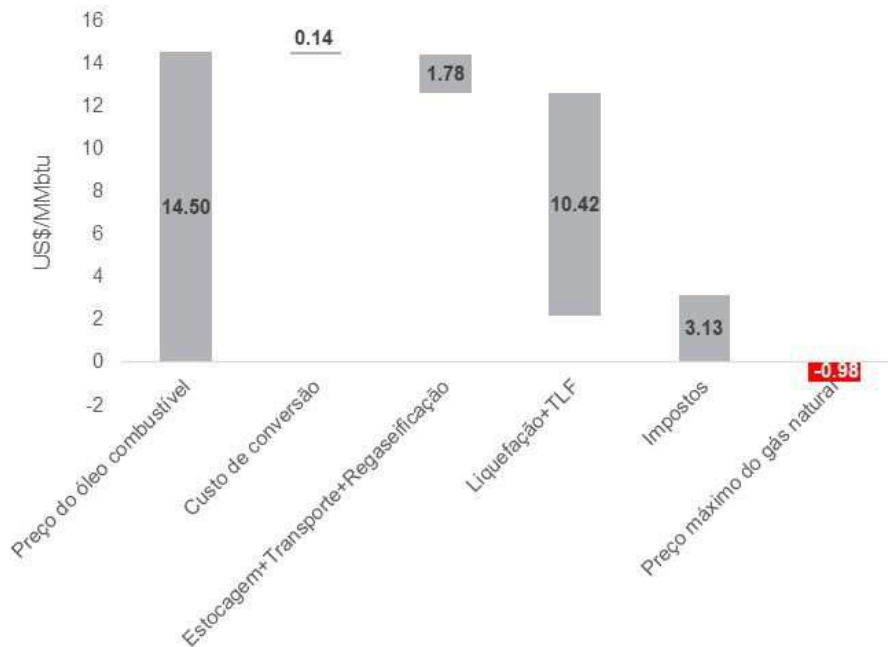


Figura 46 – *Netback* do preço do óleo combustível para a estimativa do preço do gás natural em boca de poço

Fonte: Elaboração própria

Baseado nos custos da cadeia de GNL em pequena escala levantados na bibliografia e estimado neste trabalho, verifica-se que, para menores escala, a competitividade deste

modal de transporte é afetada pela deseconomia de escala, especialmente da tecnologia de liquefação. Segundo a EPE (2013), o custo estimado do gás natural especificado no Brasil varia entre US\$ 0,54 / MMBtu, e US\$ 7,70 / MMBtu, para campos de gás associado em terra e gás associado no pré-sal com um módulo de produção.

A redução da escala do projeto aumentou significativamente o custo da cadeia, com destaque no custo do equipamento de liquefação. No entanto, durante a revisão da literatura sobre o tema, encontrou-se apenas uma referência do custo de liquefação para projetos em pequena escala cujo referência é datada em 2009. Dado que o mercado mundial de GNL em pequena escala e o número de fornecedores e tecnologias disponíveis aumentaram e/ou amadureceram, o custo de liquefação atual pode ser mais competitivo.

Importante notar que o preço de comparação do óleo combustível considera o ano de 2016 em que o preço do Brent chegou a US\$ 26 por barril e a média do ano foi US\$ 43 por barril (EIA, 2018). Ou seja, em um ambiente de preço baixo de derivados de petróleo, a margem entre os preços e a cadeia do GNL em pequena escala é apertada, dificultando a viabilidade do GNL. O patamar de preço internacional do petróleo e a política de preço praticada pela Petrobras são cruciais sinais econômicos para o desenvolvimento de projetos de GNL. Um projeto de conversão e implantação da cadeia de GNL em pequena escala apenas seria viável para preço de óleo combustível acima de US\$ 15/MMBtu, pois comportaria um gás natural com custo aproximadamente US\$ 0,7/MMBtu. Dado que esse custo é baixo, mesmo para padrões de produção de gás natural em terra, o preço ideal do óleo combustível seria US\$ 17/MMBtu ou acima, pois existe maior número de campos aderentes ao preço de gás natural de até US\$ 2,7/MMBtu.

O custo associado à liquefação do gás natural destaca-se como maior custo e importante barreira para a competição com derivados de petróleo. Ainda que este custo seja um limitador à monetização ou comercialização da produção doméstica de gás natural, o GNL importado em grande escala através de navios surge como opção competitiva frente aos derivados do petróleo, pois o mesmo já se encontra em estado liquefeito evitando assim o alto custo da liquefação para volumes menores.

Naturalmente, a cadeia de transporte de GNL em pequena escala é incompatível com a distribuição de todo o volume do carregamento de um navio convencional. Colocando-se em perspectiva, um navio de transporte de GNL tem capacidade entre 150.000 a 217.000 m³ de GNL (Qatargas, 2017), enquanto um caminhão cerca de 40 a 50 m³. Por isso, o GNL importado em grande escala atende grandes clientes como plantas elétricas,

refinarias ou distribuidoras locais, e uma parcela pequena poderia ficar disponível para ser transferido aos caminhões cisterna para posterior comercialização em pequena escala. Nesses termos, todos os custos da análise do *netback* são iguais aos da análise anterior, à exceção do custo de liquefação e TLF, que neste caso fica reduzido apenas ao TLF, caindo de US\$ 10,42 / MMBtu para US\$ 0,66 / MMBtu. Conforme figura 45, a importação do GNL a um custo menor que US\$ 8,78 / MMBtu torna a conversão da indústria para o gás natural uma opção vantajosa do ponto de vista econômico.

Segundo dados da Secretaria de Comércio Exterior (2018) o preço médio ponderado da importação de GNL em 2016 foi US\$ 6,45 / MMBtu *Free on Board* (FOB). Adicionando-se o custo estimado de transporte desde Trinidad e Tobago e taxas alfandegárias equivalentes a US\$ 1,22 / MMBtu (CNI, 2016), o preço final estimado do GNL importado é US\$ 7,67 / MMBtu, conforme figura 47.

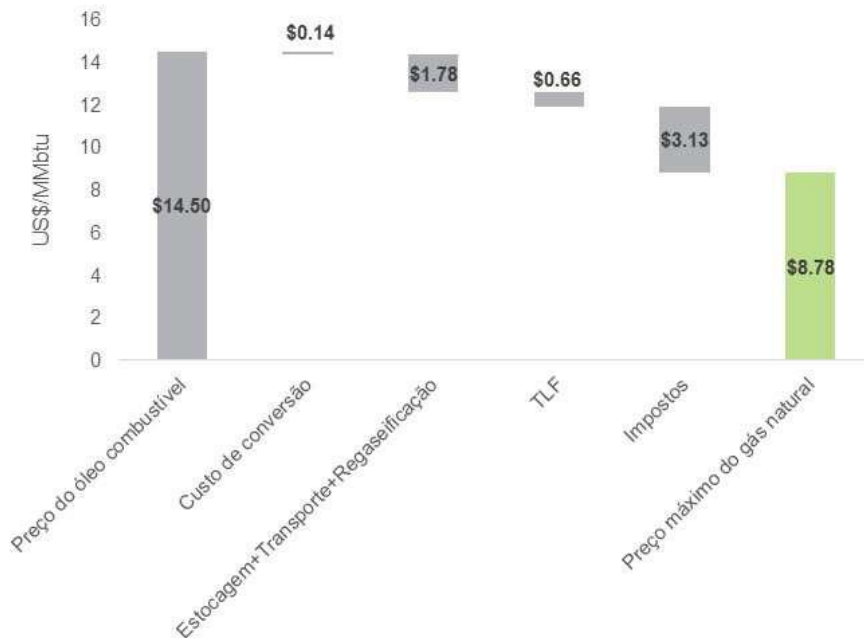


Figura 47 – *Netback* do preço do óleo combustível para a estimava do preço de importação do GNL

Fonte: Elaboração própria

Como resultado, ainda que a liquefação da produção doméstica de gás natural não demonstre ser uma fonte de energia competitiva frente ao óleo combustível, o GNL

importado é uma alternativa competitiva para indústrias converterem sua caldeira a óleo combustível para gás natural. Logo, é viável a conversão da indústria para o gás natural a partir da importação de GNL com economia.

8 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve por objetivo avaliar o papel do GNL em pequena escala para superar desafios da indústria do gás natural no Brasil, em particular, a monetização de recursos em terra de gás natural, o transporte do gás para o interior do país e o seu uso por consumidores industriais distantes da malha de dutos existentes. Desta forma, o estudo buscou analisar a opção GNL em pequena escala, sob a ótica do produtor, se esta é uma rota economicamente viável para a monetização de gás natural em campos em terra no Brasil; sob a ótica do transportador, se o modal é competitivo em longas distâncias em comparação aos gasodutos de alta pressão, à luz dos sobrecustos em megaprojeto em gasodutos de transporte no Brasil; e, sob a ótica do consumidor final, se o modal permite a conversão de caldeiras industriais, que consomem óleo combustível, para o gás natural, sendo este suprido através de um sistema de GNL em pequena escala.

Para tal, o estudo detalhou cada elo da cadeia de valor do GNL em pequena escala, de forma a definir as tecnologias adequadas a esta modalidade de transporte de gás natural. Neste caso, adotaram-se os seguintes componentes: a liquefação via ciclo SMR, a regaseificação com uso de vaporizadores a ar ambiente, que são mais simples do ponto de vista operacional, e a seleção do semirreboque para o transporte do combustível, que é mais adequado para longas distâncias.

O primeiro estudo de caso da tese avaliou a opção GNL em pequena escala sob a ótica do produtor de gás natural. Buscou-se averiguar se o GNL promoveria a viabilidade econômica da monetização de um campo de gás natural em terra, à luz dos desafios da dicotomia entre a necessidade de escala para viabilizar uma rota de monetização convencional, como gasoduto de alta pressão, e a demanda pequena e dispersa que prejudica a viabilidade econômica dessa mesma rota. No que tange o resultado do exercício de modelagem, a partir do Método de Monte Carlo, a rota de monetização através GNL em pequena escala é de relevante risco, pois o VPL será maior ou igual a zero com apenas 52,6% de certeza. Logo, o investimento dificilmente ocorrerá dentro dos cenários de custo e preço utilizado neste estudo, para campos de gás natural não associado. Por outro lado, a rota de monetização através do GNL em pequena escala pode ser econômica para campos de gás associado em terra, cujo *breakeven* é mais baixo.

O segundo estudo de caso da tese avaliou a opção GNL em pequena escala sob a ótica do transportador de gás natural. Neste caso, realizou-se, primeiramente, a revisão

bibliográfica do sobrecustos de gasodutos de transporte de alta pressão que compromete a premissa usual de que projetos de maior escala são mais competitivos, do ponto de vista econômico. Assim, sob a ótica do transportador de gás natural, calculou-se o custo do transporte de 3,6 MMm³/d de gás natural por meio de gasodutos de alta pressão e por um sistema de GNL em pequena escala. Concluiu-se que o GNL em pequena escala é opção mais econômica para distâncias superiores a 900 km. Essa conclusão toma como referência o custo médio histórico observado na construção de gasodutos no Brasil. Caso fosse considerado o custo médio dos gasodutos nos Estados Unidos, o GNL em pequena escala seria viável à distância superior a 1500 km. Dessa forma, o maior custo de construção gasodutos no Brasil oferece maior oportunidade para a introdução do transporte por meio do sistema de GNL em pequena escala.

O terceiro estudo de caso da tese avaliou a opção GNL em pequena escala sob a ótica do consumidor final de gás natural. Neste caso, avaliou-se a viabilidade econômica da substituição do consumo de óleo combustível pelo gás natural, sendo este último fornecido a partir de um sistema de GNL em pequena escala. Tomando como referência o maior consumidor não-térmico de óleo combustível no Brasil, a indústria de alumina e alumínio, dimensionou-se um consumidor com a necessidade de 260 t/h de vapor e consumo de combustível equivalente a 0,42 MMm³/d. Posteriormente, estimou-se o custo de instalação de uma caldeira nova e do sistema de GNL. A primeira conclusão foi que a conversão não é econômica, a partir da liquefação da produção de gás natural doméstico, o que evidencia a importância da diferença entre o preço do óleo combustível comercializado e o custo da cadeia de GNL em pequena escala. Por outro lado, uma rota híbrida de GNL em grande e em pequena escala provou-se viável. Assim, a importação de GNL na escala convencional e posterior transferência aos caminhões cisterna pelos TLF oferece uma fonte competitiva de gás natural, que justifica do ponto de vista econômico a conversão da caldeira.

Para trabalhos futuros, recomenda-se refinar os custos da cadeia de GNL em pequena escala com atenção à tecnologia de liquefação. Baseado na literatura estudada, foi possível encontrar apenas uma referência de 2009 do custo da unidade de liquefação de projetos em pequena escala. Esse custo pode ter diminuído nos últimos nove anos, dada a maior maturidade tecnológica e aumento da demanda por este equipamento no mercado mundial.

Da mesma forma, a dissertação não exauriu todos nos nichos de aplicações do GNL em pequena escala. Sugere-se estudar uma nova rota de transporte do GNL em pequena escala, que é o transporte hidroviário. Neste trabalho, explorou-se o modal rodoviário, porém o país conta com relevantes bacias hidrográficas e extensões navegáveis, que poderiam conferir maior capilaridade ao transporte e distribuição do GNL.

Recomenda-se estudar a viabilidade econômica e operacional de um sistema de GNL em pequena escala, como fonte de combustível para a geração de ponta no setor elétrico e como combustível usado na cogeração nos setores industriais e comerciais. A cadeia de GNL confere maior flexibilidade operacional e poderia ser competitiva nos nichos apontados acima.

Por fim, cabe destacar que o GNL em pequena escala pode ser um indutor do consumo de gás natural em regiões sem acesso ao combustível para a posterior implantação da malha de distribuição. Logo, recomenda-se estudar a complementariedade desse com a distribuição canalizada de gás natural.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aalborg Industries. (02 de 01 de 2018). *Tabelas Técnicas*. Fonte: Aalborg Industries: <http://www.aalborg-industries.com.br/downloads/tabelas-tecnicas-aalborg-industries.pdf>
- ABAL. (2008). *Anuário Estatístico*. São Paulo: ABAL.
- ABAL. (2017). *Bauxita no Brasil*. São Paulo.
- ABAL. (18 de 01 de 2018). *Estatística - Alumina*. Fonte: ABAL: <http://abal.org.br/estatisticas/nacionais/alumina/>
- Abdul-Rahman, H., Takim, R., & Min, W. (2009). Financial-related causes contributing to project delays. *Journal of Retail & Leisure Property*, 225-238.
- ABS Consulting. (2013). Distribución de LNG/Gas Natural en Chile. *Masificación del Gas Natural en el Perú: Gas Natural Licuefactado como un Impulso al Desarrollo con Inclusión Social"*. Lima.
- Adamchak, F., & Adede, A. (2017). LNG as Marine Fuel. *LNG17*.
- Afianto, T. (2017). *SMALL SCALE LNG, THE BEST SUITED FOR INDONESIA'S ARCHIPELAGOS*. Gas Technology Institute.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2013). INTERCONEXIONES GASISTAS INTERNACIONALES EN BOLIVIA. *Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*.
- Air Products. (2008). *LNG equipment brochure*. Acesso em 1 de 04 de 2017, disponível em <http://www.airproducts.ae/~media/downloads/brochure/L/en-lng-brochure.pdf?industryItem=industries&subIndustryItem=Energy&segment=LN G&applicationChildItem=lng-applications&productLevel3=MCR-Cryogenic-Heat-Exchangers>
- Alfa Laval Aalborg. (24 de 06 de 2017). <http://www.aalborg-industries.com.br/general.php?ix=145>. Fonte: <http://www.aalborg-industries.com.br>
- ANEEL. (11 de 03 de 2014). *Processo 48500.000289/2014-66*. Acesso em 15 de Outubro de 2017, disponível em ANEEL:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/005/documento/voto.pdf>

- ANP. (2000). *Portaria ANP 188*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP. (2005). *Autorização ANP N° 82*. Rio de Janeiro.
- ANP. (2005). *CONSIDERAÇÕES DA SCM/ANP QUANTO À IMPLANTAÇÃO DA UNIDADE DE LIQUEFAÇÃO DE GÁS NATURAL NO MUNICÍPIO DE PAULÍNIA/SP*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP. (2010). *Gás natural não-convencional*. Rio de Janeiro: ANP.
- ANP. (2011). *CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE PELA ANP: O CASO DO GASODUTO URUCU-COARI-MANAUS*. Rio de Janeiro.
- ANP. (2014). *Etapas para a Construção de Novos Gasodutos de Transporte, ou Ampliação, sob o Regime de Outorga de Concessão*. Gas Summit Latin America.
- ANP. (2014). *Modelo Teórico e Computacional para Avaliação de Capacidade de Gasodutos*. Rio de Janeiro.
- ANP. (28 de 09 de 2017). *Resposta manifestação: 331187/ Custo de Gasodutos*. Rio de Janeiro, Brazil.
- ANP. (17 de 01 de 2018). *Dados estatísticos*. Fonte: ANP : <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>
- Ansar, A., Flyvbjerg, B., & Budzier, A. (2017). Big Is Fragile: An Attempt at Theorizing Scale. *The Oxford Handbook of Megaproject Management*, pp. 60-95.
- Arditi, D., Akan, G., & Gurdamar, S. (1985). Cost overruns in public projects. *Project Management*, 218-224.
- Argonne National Laboratory. (2007). *Natural Gas Pipeline Technology Overview*.
- Arpel. (2016). *Trends of the Natural Gas Sector in Latin America and the Caribbean*.
- Aspen Technology. (2015). *Streamlining projects with a modular approach*. Bedford.
- Associação Brasileira do Alumínio. (2011). *Anuário Estatístico*. São Paulo: ABAL.
- Atlantic. (2017). Acesso em 01 de 01 de 2017, disponível em Atlantic LNG: <https://www.atlanticlng.com/our-business/our-trains>

- Banco Central do Brasil. (2018). *Relatório de Inflação - Março 2018*. Brasília: Banco Central do Brasil.
- Begazo, C., & Simões-Moreira, J. (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 Eng. Mecânica da EPUSP*.
- Bellow Jr., E., Ghazal, F., Silverman, A., & Myers, S. (06 de 02 de 1997). *Technology advances keeping LNG cost-competitive*. Acesso em 15 de 10 de 2017, disponível em OGI: <http://www.ogi.com/articles/print/volume-95/issue-22/in-this-issue/general-interest/technology-advances-keeping-lng-cost-competitive.html>
- Bendezú, M. (2009). *Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- BNDES. (03 de 01 de 2018). *BNDES Finame - BK Aquisição e Comercialização*. Fonte: BNDES: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finame-bk-aquisicao-comercializacao!/ut/p/z1/tVRdU-IwFP0t-8BjSNqUNt23CkgX6xeKSF-cpE0hK01qGkD99Rs-nFVHkBI2-9D2JmfOPfcm58IU3sNU0oWYUCOUpDMbj1P_oU-Sdhx6K0m5Nz6Krq4dHA-GLhm24GgNQDucCMHU
- BP. (2016). *BP Statistical Review of World Energy*.
- Burtan, T., & all, e. (2001). *Handbook of Wind Energy*. Chichester: John Wiley and Sons, Ltd.
- Cade. (2005). *ATO DE CONCENTRAÇÃO Nº 08012.001015/2004-08*. Brasília: Ministério da Fazenda.
- Cade. (2015). *Nota Técnica nº 16/2015/CGAA4/SGA1/SG/CADE*. Brasília: Ministério da Justiça.
- Cade. (2015). *Nota Técnica Nº 16/2015/CGAA4/SGA1/SG/CADE*. Brasília: Ministério da Justiça.
- CADE. (07 de 12 de 2016). *Cade decide processos sobre o Consórcio Gemini*. Fonte: CADE: <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-decide-processos-sobre-o-consorcio-gemini>

- Cade. (2016). *NOTA TÉCNICA N° 12/2016/CGAA4/SGAI/SG/CADE*. Brasília: Ministério da Justiça.
- Cade. (07 de 12 de 2016). *Notícias*. Fonte: <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-decide-processos-sobre-o-consorcio-gemini>
- Cade. (17 de 01 de 2018). *Institucional*. Fonte: Cade: <http://www.cade.gov.br/aceso-a-informacao/institucional>
- Callegari, C. (2017). *SOBRECUSTOS E ATRASOS DE MEGAPROJETOS DE ENERGIA: QUANDO MAIOR É PIOR*. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE.
- Carneiro, T. (9 de 2016). Direito da construção: das modalidades de contratação nos projetos de engenharia. *Boletim Conteúdo Jurídico n° 699*.
- Centre for Strategic Economic Studies. (2010). *Increased Utilisation of Natural Gas in China*.
- Chart. (02 de 10 de 2017). *End-use application*. Fonte: Chart Industries: <http://www.chartindustries.com/Energy/LNG-Solutions-Equipment/End-Use-Applications/Industrial>
- Chart. (02 de 10 de 2017). *Storage*. Fonte: <http://www.chartindustries.com/Energy/LNG-Solutions-Equipment/Storage>
- Chen, W., & Xu, R. (2010). Clean coal technology development in China. *Energy Policy*, 2123-2130.
- Cheng, Y. (2014). An exploration into cost-influencing factors on construction projects. *International Journal of Project Management*, 850-860.
- Cheniere Energy. (June de 2017). *Corporate Presentation*. Fonte: Cheniere Energy: <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-presentations>
- Clemments, K., & Si, J. (2010). *The investment project pipeline cost escalation, lead-time, success, failure and speed*. Perth: University of Western Australia.
- CNI. (2016). *Gás Natural Liquefeito: Cenários Globais e Oportunidades para a Indústria Brasileira*. Brasília: CNI.
- Confederação Nacional da Indústria. (2016). *Gás Natural Liquefeito: Cenários Globais e Oportunidades para a Indústria Brasileira*. Brasília.

- Confederação Nacional das Indústrias. (2015). *Gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor*. Brasília: Confederação Nacional das Indústrias.
- Conselho Administrativo de Defesa Econômica. (24 de Maio de 2016). *Nota Técnica N° 12/2016/CGAA4/SGA1/SG/CADE*. Brasília: Ministério da Justiça .
- Copergas. (22 de 09 de 2017). Fonte: Copergas: <https://www.copergas.com.br/produtos/>
- Correa, E. (2002). *A viabilidade econômica do gás natural*. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina.
- Credite Suisse. (20 de January de 2014). *Quarterly Brazil Tracker - Events before the World Cup*. Credit Suisse. Fonte: <https://research-doc.credit-suisse.com>
- Cryoquip. (2017). *Peak Shaving*. Acesso em 02 de 10 de 2017, disponível em <https://www.cryoquip.com/industries/lng>
- Cryostar. (2017). *Conversa sobre Small Scale LNG Thesis*. Acesso em 25 de Maio de 2017, disponível em victor.cavalcanti@cryostar.com.
- Dallabona, A., Silva, D., & Hupalo, M. (2007). Estudos de eficiência térmica e de emissões de poluentes em fornos rotativos de óleo de xisto e gás natural. 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Campinas: ABPG.
- Delloite. (2017). *Price Forecast September 30, 2017*. Delloite.
- Dicionário do Aurélio. (2018). Acesso em 09 de Abril de 2018, disponível em <https://dicionariodoaurelio.com/>
- Dobrota, D., Lalic, B., & Komar, I. (2013). Problem of boil-off in LNG supply chain. *Transactions on Maritime Science*, (pp. 91-100).
- Dubey, S., Maramba, T., Schaefer, B., & Bhattacharya, D. (2016). *Process Optimization for Small-Scale LNG Plants*. Kiewit, The Woodlands.
- Eaton, A., Hernandez, R., & Risley, A. (2004). LOWERING LNG UNIT COSTS THROUGH LARGE AND EFFICIENT LNG LIQUEFACTION RAINS – WHAT IS THE OPTIMAL TRAIN SIZE? *2004 Spring Meeting*. New Orleans.
- EIA. (01 de 05 de 2017). *Few transportation fuels surpass the energy densities of gasoline and diesel*. Fonte: Today in Energy: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=14451>

- EIA. (08 de 06 de 2017). *How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* Fonte: Frequently asked question: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>
- EIA. (14 de February de 2018). *Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products*. Fonte: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm
- Enargas. (2016). *Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital de Licenciatarías de Distribución y Transporte de Gas Natural en Argentina*. Buenos Aires.
- Engie. (2015). *Comunidad GNLM Small Scale LNG*.
- EPE. (2013). *PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DA MALHA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO - PEMAT 2013-2022*. Rio de Janeiro.
- EPE. (06 de 06 de 2016). *Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015*. Rio de Janeiro: EPE. Fonte: <https://ben.epe.gov.br/default.aspx?anoColeta=2017>
- EY. (2014). *Spotlight on oil and gas megaprojects*. EY.
- Fallahnejad, M. (2013). Delay causes in Iran gas pipeline projects. *International Journal of Project Management*, 136-146.
- Faramawy S, Z. T.-E. (2016). Natural gas origin composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34-54.
- FDTE. (2005). *Balanço de Energia Útil*. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- Feldman, S., & Musiello, V. (2010). *Relatório de Sustentabilidade Indústria Brasileira do Alumínio*. São Paulo: Teran Comunicações.
- FGV IBRE. (2014). *IGP-M: Metodologia*. Rio de Janeiro: FGV.
- Filho, E. (2012). *Modelagem e Simulação de Calcinadores de Hidróxido de Alumínio em Leito Fluidizado*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Flyvbjerg, B. (2014). What you should know about megaprojects and why: an overview. *Project Management Journal*, 6-19.
- Flyvbjerg. (2009). Survival of the unfittest: why the worst infrastructures gets built - and what we can do about it. *Oxford Review of Economic Policy*, 344-367.

- Flyvbjerg, B., Skamris, M., & Buhl, S. (2004). What causes cost overrun in transport infrastructure projects? *Transport Reviews*, 3-18.
- Folha de São Paulo. (08 de 06 de 2009). Fonte: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/brasil/fc0806200902.htm>
- Fontes, É. (2008). *Apoio logístico integrado para construção e montagem de dutos terrestres*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Free Map Tools. (07 de 02 de 2018). *Radius Around Point*. Fonte: Free Map Tools: <https://www.freemaptools.com/radius-around-point.htm>
- Frick, K. (2008). *The cost of the technological sublime: Daring ingenuity and the new San Francisco-Oakland Bay Bridge*. Northampton: Edward Elgar.
- Frimpong, Y., Oluwoye, J., & Crawford, L. (2003). Causes of Delay and Cost Overrun in Construction of Groundwater Project in Developing Countries. *International Journal of Project Management*, 321-326.
- Frimpong, Y., Oluwoye, J., & Crawford, L. (2003). Causes of delay and cost overruns in construction of groundwater projects in a developing countries; Ghana as a case study. *International Journal of Project Management*, 321-326.
- Frimpong, Y., Oluwoye, J., & Crawford, L. (2003). Causes of delay and cost overruns in construction of groundwater projects in developing countries. *International Journal of Project Management*, 321-326.
- Gaffney, Cline & Associates. (2013). *The Golden Age of Gas*. Royal Institution.
- Gamoba, R., & Huneus, C. (2007). La interconexión gasífera Chile-Argentina: objetivos y actores. *Estudios Internacionales*, 83-116.
- GásLocal. (2017). *Mapa de atuação*. Acesso em 02 de 10 de 2017, disponível em <http://www.gaslocal.com.br/mapa.html>
- GasOcidente. (2016). *Contrato de Transporte de Gás Natural Estabelecido com a EPE – Empresa Produtora de Energia LTDA*.
- Gaspetro. (17 de 01 de 2018). *Participações Acionárias*. Fonte: <http://www.gaspetro.com.br/pt/institucional/participacoes-acionarias-1>
- Gasworld. (02 de 10 de 2017). Fonte: Gas World: <https://www.gasworld.com/news/cimc-enric-unveils-Ing-tank/2004301.article>

- Gaudencio, L. (2012). A Viabilidade de Empreendimentos Energéticos: A Dimensão Ambiental, Econômica e Social. *XIV Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro.
- GE. (2017). *THE DEFINITIVE GUIDE TO SMALL-SCALE LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) PLANTS*. Acesso em 4 de 05 de 2017, disponível em <https://www.geoilandgas.com/sites/geog.dev.local/files/ge-small-scale-liquefied-natural-gas-plants-guide.pdf>
- GIIGNL. (2014). *The LNG Industry*. GIIGNL.
- GIIGNL. (2016). *The LNG Industry*. GIIGNL.
- Gitman, L. (2010). *Princípios de administração financeira* (12 ed.). São Paulo: Pearson Prentice Hall.
- GNL Quintero. (16 de 01 de 2018). *Nuestra Historia*. Fonte: GNL Quintero website: <http://www.gnlquintero.com/nosotros/historia.htm>
- Grupo Abolição. (18 de 11 de 2017). *Grupo Abolição*. Fonte: <https://www.grupoab.com.br/man/novos/man-vw-constellation-19-360/>
- Gurucargo. (18 de 11 de 2017). *Gurucargo*. Fonte: <https://gurucargo.com/>
- Hasheminasab, S., Mortaheb, M., & F.F., A. A. (2014). Causes of common and frequent claims in oil, gas and petrochemical projects of Iran. *KSCE Journal of Civil Engineering*, 1270-1278.
- He, J., & Ju, H. (2014). A novel conceptual design of parallel nitrogen expansion liquefaction process for small-scale LNG (liquefied natural gas) plant in skid-mount packages. *Energy*, 349-359.
- Helm, D. (2009). Infrastructure investment, the cost of capital, and regulation: an assessment. *Oxford Review of Economic Policy*, 307-326.
- Hitachi Consulting. (2015). *Workforce Challenges in the Oil and Gas Industry*.
- Hondo, H. (2005). Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, (pp. 2042-2056).
- Husar, J., & Kitt, F. (2016). *Fossil Fuel Subsidy Reform in Mexico and Indonesia*. Paris: IEA.

- Hydro. (06 de 06 de 2017). Fonte: <http://www.hydro.com/pt-BR/a-hydro-no-brasil/sobre-a-hydro/nossa-cadeia-produtiva/>
- IEA. (2011). *World Energy Outlook: Are we entering a golden age of gas?* Paris: IEA.
- Indox Energy Systems. (2016). *Tarifa Precios Depósitos Criogénicos*.
- Instituto Superior Técnico. (2004). *ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DA INTRODUÇÃO DO GÁS NATURAL NA ILHA DA MADEIRA*.
- International Aluminum Institute. (24 de 06 de 2017). Fonte: IAI: <http://www.world-aluminium.org/statistics/metallurgical-alumina-refining-fuel-consumption/>
- International Gas Union. (2015). *Small Scale LNG*. IGU.
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. In: Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press.
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. In: Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge.
- JFE Engineering Corporation . (26 de 09 de 2017). *LNG (liquefied natural gas) satellite station*. Fonte: http://www.jfe-eng.co.jp/en/products/energy/energy_plant/ene03.html
- Junior, J. (2015). *Melhoria na Arquitetura do Sistema de Controle de Combustão de uma Caldeira Modelo DZ-SD na Refinaria da Hydro Alunorte*. Belém: Universidade Federal do Pará.
- Kaliba, C., Muya, M., & Mumba, K. (2009). Cost escalation and schedule delays in road construction projects in Zambia. *Journal of Project Management*, 522-531.
- KOHLER, T., BRUENTRUP, M., KEY, R., & EDVARDSSON, T. (2014). Choose the best refrigeration technology for small-scale LNG production. *Hydrcarbon Processing*, 45-52.
- Krajewski, L., & Ritzman, L. (1996). *Operations Management: Strategy and Analysis*. Reading: Addison-Wesley.
- Kranenburg, K., Sofra, C., Verdoes, D., & De Graff, M. (2015). *Small-scale flexible plants towards a more agile and competitive EU chemical industry*. TNO.

- Kumar, S., Kwon, H.-T., Choi, K.-H., Lim, C. J., & Tak, K. (2011). LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Applied Energy*, pp. 4264-4273.
- Lang, M., & Schler, M. (2009). *Consider Mid-Scale to Monetize Natural Gas*. Linde Engineering Division, Munich.
- Lettnin, E. (2011). *Gestão de custos logísticos com ênfase no cálculo do quilômetro rodado*. Vila Velha: Escola Superior Aberta do Brasil.
- Li, X. (2015). *Natural gas in China: a regional analysis*. OIES.
- Linde. (2017). *StarLNG™*. Pullach: Linde AG.
- Linde Group. (10 de 06 de 2017). *Air-heated Vaporizers*. Fonte: Linde Group: <http://www.linde-engineering.uy>
- Lyons, W., & Plisga, G. L. (2015). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. Gulf Professional Publishing.
- Maha Energy AB. (2017). *Third Quarter and Nine months Report 2017*. Stockholm: Maha.
- Maher, M. (2001). *Contabilidade de Custos: Criando Valor para a Administração*. São Paulo: Atlas.
- Management, I. C. (2012). *Complex Project Manager Competency Standards*. Canberra: Australian Government: Department of Defence.
- Mano, G., & Tiryaki, G. (2011). *Contribuições da Lei do Gás para a Solução de Conflitos Regulatórios entre a União e os Estados* (Vol. v. 42). Fortaleza: Revista Econômica do Nordeste.
- Manoel, C. (2006). *Aspectos Regulatórios e Modelos Contratuais Aplicáveis ao Mercado de Distribuição e Gás Natural à Granel (Gás Natural Comprimido - GNC e Gás Natural Liquefeito - GNL) no Brasil*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Mansfeld, N., Ugwu, O., & Doran, T. (1994). Causes of delay and cost overruns in Nigerian construction projects. *International Journal of Project Management*, 254-260.
- Mathias, M. (2008). *A FORMAÇÃO DA INDÚSTRIA GLOBAL DE GÁS NATURAL: DEFINIÇÃO, CONDICIONANTES E DESAFIOS*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

- Mattos, C. (15 de Fevereiro de 2005). Impactos à Concorrência do Projeto Gemini - Petrobrás/White Martins. *constante dos autos do ato de concentração* (p. 19). Brasília: Ministério da Justiça.
- McKenna, M., Wilczynski, H., & VanderSchee, D. (2006). *Capital Project Execution in the Oil and Gas Industry*. Booz Allen Hamilton Inc.
- Menon, S. (2015). *Transmission Pipeline Calculations and Simulations Manual*. Elsevier.
- Merrow, E. (1998). *Understanding the Outcomes of Megaprojects: A Quantitative Analysis of Very Large Civilian Projects*. Santa Monica: Rand Corporation.
- Ministry of Finance. (2014). *Revised state budget 2014*. Indonesia.
- MIT Energy Institute. (2013). *Natural Gas Monetization Pathways for Cyprus*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology.
- MME. (2017). *Anuário Estatístico do Setor Metalúrgico 2016*. Brasília: MME.
- MME. (2017). Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Edição 127. Brasília: MME.
- MME. (2018). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Edição 128*. Brasília: MME.
- Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J., & Wood, D. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Gulf Professional Publishing.
- Mott MacDonald. (2010). *Supplying the EU Natural Gas Market*. Croydon.
- NGUYEN, T., ROTHUIZEN, E., ELMEGAARD, B., & Bruun, A. (2016). Techno-economic optimisation of three gas liquefaction processes for small-scale applications. *THE 29TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS*.
- NITROTEC. (18 de 10 de 2017). *Conversa pessoal*.
- Odeck, J. (2004). Cost overruns in road construction: What are their sizes and determinants? *Transport Policy*, 43-53.

- Olaniran, J., Love, P. E., Olatunji, O., & Matthews, J. (2015). Cost overruns in hydrocarbon megaprojects: a critical review and implications for research. *Project Management Journal*, 126–138.
- Oliveira, M. (2008). *A Avaliação Econômico-Financeira de Investimentos sob Condição de Incerteza: Uma Comparação Entre o Método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy*. São Carlos.
- Oliveira, P. (2015). *Impacto da Política de Preços da Gasolina, Diesel e GLP na Indústria do Petróleo: Opções Políticas*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- OPEC. (2016). *World Oil Outlook*. Vienna: Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Orangi, A., Palaneeswaran, E., & Wilson, J. (2011). Exploring Delays in Victoria-Based Australian Pipeline Projects. *The Twelfth East Asia-Pacific Conference on Structural Engineering and Construction* (pp. 874-881). Elsevier Ltd.
- Oxford Institute for Energy Studies. (2014). *LNG Plant Cost Escalation*.
- Pace Global. (2015). *LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions*. Center of Liquefied Natural Gas.
- Patel, D., Mak, J., Rivera, D., & Angtuaco, J. (2013). LNG vaporizer selection based on site ambient conditions. *Proceedings of the LNG 17*. Houston: GTI.
- Pérez, S., & Díes, R. (2009). OPPORTUNITIES OF MONETISING NATURAL GAS RESERVES USING SMALL TO MEDIUM SCALE LNG TECHNOLOGIES. *World Gas Conference*. IGU.
- Perrut, F. (2005). *Potencial para Difusão de Tecnologias Alternativas ao Transporte de Gás Natural no Brasil: O Caso Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Petrowiki. (14 de 02 de 2018). *Monetizing stranded gas*. Fonte: http://petrowiki.org/Monetizing_stranded_gas
- Pirrong, C. (2014). Acesso em 01 de 01 de 2017, disponível em Fifty Years of Global LNG: <http://www.trafigura.com/media/1350/fifty-years-global-lng-craig-pirrong-research-trafigura-2.pdf>

- Pita, G. (2006). *Introducción al GNL*.
- Planalto. (1998). *Constituição da República Federativa do Brasil de 1998*. Brasília: Senado Federal.
- Possas, M. (1993). *Concorrência e Competitividade: Notas Sobre Estratégia e Dinâmica Seletiva na Economia Capitalista*. Campinas: UNICAMP.
- Price, B., Mahaley, M., & Shimer, W. (2014). Optimize small-scale LNG production with modular SMR technology. *Gas Processing*, 21-26.
- Qatargas. (26 de 09 de 2017). *Qatargas fleet*. Fonte: <http://www.qatargas.com/English/AboutUs/Pages/FutureFleet.aspx>
- Randolph, D., Rajendra, K., & Campfield, J. (1987). Using risk management techniques to control contract costs. *Journal of Management in Engineering*, 314-324.
- Rasgas. (2017). Acesso em 1 de 4 de 2017, disponível em https://www.rasgas.com/AboutUs/AboutUs_NorthField.html
- Remington, K., & Zolin, R. (2011). *Controlling chaos? The value and the challenges of applying complexity theory to project management*. Newtown Square: Project Management Institute.
- Romeiro, D. (2016). *O imbróglio da GásLocal (GNL Gemini) no CADE: defendendo a concorrência ou garantindo o monopólio*. Grupo de Economia da Energia.
- Roncero, N. (2009). *SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE LIQUEFAÇÃO DE GÁS NATURAL APCI C3MR*. Rio de Janeiro: PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO.
- Rostand, A. (2012). Solving global energy needs with megaprojects. *Energy Perspectives*.
- Rui, Z., Metz, P., & Chen, G. (2012). An analysis of inaccuracy in pipeline construction cost estimation. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 5(1), 29-46.
- Rui, Z., Metz, P., Reynolds, D., Chen, G., & Zhou, X. (June de 2011). Historical pipeline construction cost analysis. *International Journal of Oil Gas and Coal Technology*, 4(3), 244-263.

- Rui, Z., Peng, F., Ling, K., Chang, H., Chen, G., & Zhou, X. (2017). Investigation into the performance of oil and gas projects. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 12-20.
- Saidi, P. (2017). Importance and Ranking Evaluation of Cost Overrun Factors for Oil Transmission Pipeline Projects. Em B. Moya, M. Storch de Gracia, & L. Mazadiego (Eds.), *Case Study of Innovative Projects - Successful Real Cases* (pp. 59-76). Intech.
- Seah, S. (2014). *Can Indonesia's policy of reconfiguring its energy mix by increasing natural gas usage support its initiative to reform energy subsidies?* Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- Secretaria de Comércio Exterior. (07 de 01 de 2018). *Importações*. Fonte: Aliceweb Mercosur: <http://www.alicewebmercosul.mdic.gov.br/>
- Silberston, A. (1972). Economies of Scale in Theory and Practice. *The Economic Journal*, 369-391.
- Simões, A., & Bajay, S. (2010). *Oportunidades de eficiência energética para a indústria: relatório setorial: metais não-ferrosos*. Brasília: CNI.
- Small-Mid Scale LNG Summit. (2013). *Small-Mid Scale LNG Trends 2013*.
- Smith, C. (2011). Natural gas pipeline operators' 2010 profits reach record levels. *Oil and Gas Journal*, 92-113.
- Smith, C. (17 de 11 de 2012). *Oil Pipeline Operators' 2011 profits soar to record*. Fonte: Oil & Gas Journal: <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-9/special-report-pipeline-economics/oil-pipelineoperators-2011.html>
- Statoil. (23 de 07 de 2017). Fonte: Statoil Website: <https://www.statoil.com/en/where-we-are/brazil/tecnologia-aplicada-a-peregrino.html>
- Strapasson, A. (2004). *A energia térmica e o paradoxo da eficiência energética*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Stringher, F. (2004). *Designação de Rotas para Frota Dedicada em uma Rede de Distribuição de Linha Branca*. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- Tariq, S. (2004). *LNG technology selection*. Hydrocarbon Engineering.

- Technip-Coflexip. (2005). *LNG Plant Pricing Consideration*. Morgan Stanley.
- Tedesco, F. (2009). *ESTUDO DE PLANTA DE COGERAÇÃO COM CALDEIRA DE RECUPERAÇÃO BI-COMBUSTÍVEL COM QUEIMA DE GÁS NATURAL E ÓLEO ULTRA VISCOOSO*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- The British Chamber of Commerce. (2014). *LNG 50 - A CELEBRATION OF THE FIRST COMMERCIAL SHIPMENT OF LNG*. Singapura.
- The Lantau Group. (2012). *Pricing of LNG from small scale facilities - some examples from Indonesia and Thailand*. Hong Kong: LNG Global Congress Asia Pacific 2013.
- Thomas, S., & Dawe, R. (November de 2003). Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use. *Energy*, 28(14), 1461-1477.
- Universidad de Chile. (16 de 01 de 2018). *Presentación Territorial*. Fonte: Universidad de Chile: <http://www.uchile.cl/portal/presentacion/la-u-y-chile/acerca-de-chile/8035/presentacion-territorial>
- USAID. (2012). *SARI/Energy: Natural Gas Value Chain: Pipeline Transportation*. Global Energy Trade.
- Velocys. (2015). *Smaller scale gas-to-liquids*. London: Velocys.
- Wärtsilä. (02 de 10 de 2017). *Small and medium scale LNG terminals - Brochure*. Fonte: https://www.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/lng/small-and-medium-scale-lng-terminals_wartsila.pdf?sfvrsn=2
- Wilson, C. (2012). Up-scaling, formative phases, and learning in the historical diffusion of energy technologies. *Energy Policy*, 81-94.
- Wischnewk, R. e. (2011). *Alunorte Global Energy Efficiency*. TMS - The Minerals, Metals & Materials Society – Light Metals.
- World Bank Group. (2015). *Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas*.
- World Economic Forum. (08 de 07 de 2017). *Is the boom in megaprojects sustainable?* Fonte: <https://www.weforum.org>

- YPFB. (1996). *CONTRATO DE COMPRA - VENTA DE GAS NATURAL ENTRE PETROBRAS S.A. Y YPFB*. Rio Janeiro.
- Zhang, D. (2016). *The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate Policy*. Massachusetts Institute of Technology.
- Zhao, J. (2000). *Diffusion, Costs and Learning in the Development of International Gas Transmission Lines*. IIASA, Laxenburg.
- Zhou, X., & Liang, Y. (2014). *The Safety Design Research of a LNG Carrier Vehicule*. Savonia University of Applied Science.

10 APÊNDICE A – O GNL EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL

Este apêndice traz o contexto regulatório no qual o GNL em pequena escala se insere no Brasil, com especial atenção à judicialização que o único projeto em operação enfrenta desde a sua inauguração. O mercado de gás natural e de derivados do petróleo também são estudados tendo em vista os potenciais inibidores do GNL em pequena escala, assim como as oportunidades que esse modal poderia explorar.

Contextualização

Existe atualmente um projeto de liquefação em pequena escala e distribuição através de caminhões cisterna até estações satélites de regaseificação. O projeto foi desenvolvido pela empresa GásLocal, ou sociedade limitada GNL Gemini Comercialização de Gás, que é de propriedade do consórcio formado pelas empresas White Martins (60%) e Petrobras (40%) (GásLocal, 2017).

Localizada em Paulínia no estado de São Paulo, a planta de liquefação do consórcio é suprida de gás natural a partir de um ramal direto do Gasoduto Bolívia-Brasil possui capacidade de liquefação de 0,44 MMm³/d de gás natural ou 0,12 MMtpa de GNL (GásLocal, 2017) e de armazenamento de GNL equivalente a 4.500 Nm³ (ANP, 2005)

O GNL é comercializado e distribuído por caminhões com tanque cisterna criogênico aos clientes existentes nas 23 cidades atendidas (GásLocal, 2017). Eles incluem indústrias, concessionárias de distribuição de gás natural canalizado e postos de gás natural veicular localizados nas regiões Sudeste e Centro-Oeste à distância de até 1.000 quilômetros (GásLocal, 2017).

A White Martins, filial brasileira da empresa americana Praxair, possui ampla experiência na produção, operação e distribuição de gases industriais, enquanto a Petrobras domina toda a cadeia do gás natural e do mercado de derivados do petróleo. Assim, a Petrobras participa como fornecedora de gás natural, enquanto a White Martins ficou responsável pela construção e operação da planta de liquefação (Cade, 2005).

Aspectos regulatórios do GNL em pequena escala

Regulação

A Constituição Federal de 1988 confere à União o monopólio sobre a lavra de petróleo e gás natural assim como “o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem” (Planalto, 1998).

Cabe a União conceder o direito de exercer atividades econômicas supracitadas à outra empresa mediante contratos de concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção. Cabe também à União a regulação e fiscalização de tais atividades econômicas, cuja função é exercida por meio da ANP. Esta autarquia foi criada através da Lei do Petróleo (Lei 9.478 de 1997), e cuja atribuição é promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.

Nesse contexto, a atividade de transporte de gás natural, assim como as atividades de distribuição e comercialização de GNL, ficam sob supervisão e regulação da ANP. A Portaria ANP nº 118 de 2000 regula a distribuição de GNL a granel e a define como “as atividades de aquisição ou recepção, armazenamento, transvasamento, controle de qualidade, e comercialização do GNL, através de transporte próprio ou contratado, podendo também exercer a atividade de liquefação de gás natural” (ANP, 2000).

Conflito de competência jurídica

Por força da Constituição Federal, a comercialização e distribuição de gás natural por dutos é um serviço público de competência dos estados. Conforme Art. 25 §2º (Planalto, 1998), os estados detêm o monopólio legal sobre uma determinada área geográfica, A distribuição de gás canalizado é um monopólio natural, em virtude do alto custo de construção de dutos, do baixo custo marginal de fornecimento após a implantação do duto e dos ganhos de escala e de rede (Romeiro, 2016).

Por sua vez, a atividade de “distribuição de GNL a granel” é de competência da União e, conseqüentemente, regulamentada pela ANP. A palavra canalizada descrita na Constituição impede que os estados tenham o caráter de legislar sobre a atividade de distribuição, seja por GNC ou GNL, já que o produto gás natural não é movimentado, transferido por canos (Manoel, 2006).

Pelo fato de a legislação brasileira não distinguir os serviços de transporte e distribuição por características técnicas, como diâmetro e pressão dos dutos, abre-se espaço para divergências quanto à fronteira dos monopólios e esfera de competência regulatória acerca do fornecimento de gás natural através de GNL ou GNC a granel (Romeiro, 2016). Além disso, a distribuição de GNL e GNC não correspondem a serviços de gás canalizado e, por isso, a regulação é exercida pela ANP. Porém, o serviço de distribuição de GNL e GNC possui natureza diferente do serviço de transporte, sendo possível considerar os modais GNC e GNL como “serviços locais” (Cade, 2015).

Esse conflito de competência resulta na contestação da autorização de operação do primeiro projeto de GNL em pequena escala no país. Em 2005, a Comgás, empresa distribuidora de gás natural canalizado em São Paulo, submeteu à ANP o ofício CJ – 300/2005 com comentários e sugestões que vão contra o Despacho ANP nº 914 de 2005 que concede ao consórcio autorização do fornecimento de gás natural à planta de liquefação do consórcio Gemini a partir do gasoduto de transporte Gasoduto Bolívia-Brasil.

Por meio da Nota Técnica 001/2005-SCM, “a concessionária paulista destacou que a implantação de ponto de entrega de gás vinculado diretamente à Unidade de Liquefação de Gás Natural de Paulínia configurará atividade de distribuição do gás canalizado, na medida em que haverá a transferência da custódia do produto para um terceiro” (ANP, 2005). Ou seja, em tal condição a autorização concedida pela ANP estaria desrespeitando a Constituição, porém a ANP rechaçou tal argumento visto que cabe à União o monopólio sobre a atividade transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem e que é nessa competência jurídica que recai o serviço de distribuição e comercialização de GNL.

Por se tratar de um conflito federativo, o Estado de São Paulo e a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) submeteram em 2006 a Reclamação Constitucional nº 4210-3/SP ante o Supremo Tribunal Federal (STF). Ainda não há decisão final na ação, mas, em 2006, “foi proferida decisão interlocutória em caráter cautelar pela ministra Carmen Lúcia, determinando que passasse “a se garantir que as atividades de distribuição de gás [natural] sejam desempenhadas pelos entes estaduais competentes para tanto, na forma do art. 25, §2º, da Constituição da República e até o julgamento final da presente Reclamação [...]”. Como fundamentação para o dispositivo, a ministra Carmen Lúcia entendeu que a Petrobras não poderia operar a entrega de gás natural para a White

Martins. Porém, frente à falta de especificidade da decisão quanto à sua execução, as partes se depararam com dificuldades operacionais e não chegaram a um acordo. Tais dificuldades resultaram da proibição regulatória da Comgás operar dutos de transporte e da alegação da Petrobras de que a Comgás não estaria disposta a construir duto de distribuição até a planta da GásLocal” (Cade, 2016)

Conflito de ordem econômica

Diversas distribuidoras de gás natural canalizado operam na região geográfica que é atendida também pelo consórcio Gemini que distribui GNL em caminhões a partir da planta de liquefação em Paulínia. Dentre elas, a Comgás, que atende uma parte relevante do estado de São Paulo, entrou em 2004 com um processo junto ao CADE contra o consórcio afirmando que esta última causa danos econômicos à operação da distribuidora. Assim, inicia-se o Ato de Concentração pelo Cade que consiste na avaliação do órgão regulador da “participação de mercado das empresas envolvidas na operação; se há existência ou não de rivalidade por parte dos concorrentes; além de outros aspectos relacionados ao setor em análise. O Cade zela pela preservação da concorrência, objetivando, entre outros quesitos, diversidade e qualidade de produtos e serviços prestados ao consumidor.” (Cade, 2018).

No processo, a Comgás afirma que a conduta da Gemini causa o fechamento de mercado para a distribuidora ao capturar clientes âncoras, pratica subsídio cruzado e faz uso de preço predatório com base em discriminação de clientes (Cade, 2005). O consórcio captura clientes âncoras em municípios sem o fornecimento de gás natural canalizado inibindo assim os investimentos necessários para a expansão da malha até essas localidades. Logo, no curto prazo os clientes âncoras são atendidos pelo gás natural fornecido pelo consórcio Gemini, enquanto os demais clientes seriam prejudicados, pois a malha de distribuição não seria implantada e os consumidores permaneceriam sem acesso ao gás natural. Em relação à prática de subsídios cruzados, a distribuidora alega que a Petrobras oferece contrato de suprimento para o consórcio em condições de preço mais baixa e em condições mais favoráveis comparado ao contrato de fornecimento de gás natural entre a Comgás e a Petrobras.

Em termos gerais, a Comgás solicitou no processo que os contratos da GNL Gemini fossem modificados para fazer constarem cláusulas de prazo determinado e de ausência de penalidades por rescisão e de obrigação de *ship-or-pay* ou *take-or-pay*. Além disso, o

consórcio também deveria informar regularmente todos os preços de GNL praticado em seus contratos e os justificar.

Em 2006, o Cade acatou o ato de concentração 08012.001015/2004-08 conforme indicação de aprovação com restrições emitida pelo relator. Em termos gerais, as restrições a serem seguidas pelo consórcio Gemini incluíam se a publicidade do controverso anexo onde consta o “Acordo Operativo do Consórcio Gemini” no qual constava da remuneração de cada uma das consorciadas, abertura das demonstrações contábeis da GásLocal e dos preços, prazos e volumes dos contratos com seus clientes.

A Petrobras entrou com pedido de deferimento das medidas de readequação propostas em 2007. Este pedido foi acatado na Justiça que entendeu que tais remédios extrapolariam a razoabilidade (Romeiro, 2016).

Posteriormente, em 2015, a Superintendência Geral do Cade, emitiu Medida Preventiva determinando o fim de práticas discriminatórias por parte do consórcio. “Neste ínterim, tramitava ação movida pela White Martins no Superior Tribunal de Justiça para impugnar o Processo Administrativo e a revisão do Ato de Concentração em andamento” (Romeiro, 2016).

Condenação

Decorrente da judicialização do processo ficou pendente uma aprovação do Cade sobre o tema. Em 2011, com a chegada de novas denúncias por parte da Comgás a respeito de discriminação nos termos do fornecimento do gás, o Conselho do Cade instaurou o Processo Administrativo 08012.011881/2007-41 para apuração de infrações à ordem econômica e pela reapreciação do ato de concentração anteriormente aprovado (CADE, 2016).

Em Dezembro de 2016, sobre o Processo Administrativo e o Ato de Concentração, “o Tribunal do Cade entendeu, por maioria, pela existência de infração à ordem econômica, em particular no fornecimento de gás natural ao Consórcio a preço inferior ao praticado no mercado, sem justificativa legítima para tal discriminação”. Segundo o Cade, (2015) o consórcio Gemini opera dentro de um vazio regulatório com relação à tarifa e condições de contratação que constitui indício inicial da presença de assimetrias competitivas. Esse fato se fundamenta pelo GNL distribuído não ser sujeito à margem de distribuição regulada em área de monopólio da Comgás e o consórcio não ser obrigado a submeter o contrato de fornecimento de gás natural à aprovação do órgão regulador estadual. Além

disso, a agência reguladora estadual de São Paulo não é capaz de realizar um planejamento tarifário mais eficiente por causa da dinâmica dos modais de distribuição.

Por razão dessa prática ilegal, o Cade aplicou sanções estruturais que obriga a Petrobras a celebrar um contrato de fornecimento com a White Martins ou com a Gás Local para que se possa avaliar potenciais discriminações contratuais no futuro. O consórcio também foi multado em R\$ 21,5 milhões (Cade, 2016)

Oportunidades

A demanda por gás natural é concentrada principalmente ao longo da costa brasileira onde se localizam os maiores centros de demanda do país. Também são nessas áreas que se concentra a produção doméstica proveniente de campos no mar em bacias como a de Campos e Santos que juntas respondem por 75% da oferta bruta do país (ANP, 2018). Além disso, os terminais de importação e regaseificação em grande escala de GNL, como o de Pecém e Salvador, estão localizados na costa.

Porém, importante parcela da população não tem acesso à infraestrutura e suprimento de gás natural, especialmente no interior do país. De um lado, a demanda por gás natural tende a ser menor e mais dispersa devido a menor concentração populacional e de atividade econômica no interior, o que impacta a viabilidade de transporte e distribuição de gás natural por gasodutos. Por outro, a escala das descobertas de gás natural em terra pode ser insuficiente para justificar economicamente a construção de dutos até potenciais mercados consumidores. A monetização do gás em terra inclui rotas nas quais beneficia-se o gás natural que é utilizando como matéria-prima na indústria química ou na combustão em centrais termoelétricas para a conversão do calor em eletricidade, como ocorreu na bacia do Solimões e Parnaíba. Em ambos os casos, pela distância de grandes consumidores de gás natural e pela escala dos projetos, a principal rota desenvolvida para a monetização das reservas descobertas foi o setor termoelétrico com a instalação de 2 GW de capacidade instalada de geração total (MME, 2018).

Isso significa que produção de gás natural em campos em terra tende a enfrentar desafios na comercialização do combustível, pois a viabilidade da infraestrutura dedicada para o transporte, armazenamento e/ou distribuição é função da dimensão da reserva do campo e do tamanho do mercado consumidor potencial para aquele gás natural. Assim, as plantas de liquefação em pequena escala podem surgir como opção para a monetização de campos

em terra, pois atendem diversas escala de produção de gás natural e o transporte em caminhões cisterna permite acessar consumidores remotos que sejam privados de acesso à infraestrutura dutoviária para o transporte ou distribuição de gás.

Logo, a ausência de infraestrutura dutoviária pode ser superada pelo transporte e distribuição de GNL em caminhões, pois a malha rodoviária confere uma capilaridade na qual a malha de transporte de gás natural dificilmente poderá alcançar. Em 2016, enquanto a malha rodoviária pavimentada totalizou 210.600 km de extensão (CNT,2016), a rede de transporte de gás natural somava 9.409 km (MME, 2018) e de distribuição a 31.807 km (MME, 2018).

A substituição de derivados de petróleo também é uma oportunidade para a expansão do GNL em pequena escala, como será detalhado na seção 5.2 deste trabalho, este pode ser competitivo em termos econômicos. Para se ter uma dimensão do mercado potencial, o consumo atual de óleo combustível no setor industrial brasileiro corresponde a 3% (EPE, 2016) da demanda total por energia final, ou o equivalente a 8,4 MMm³/d de gás natural em 2015. Na geração de eletricidade, o que inclui serviços públicos e autoprodutores, o óleo diesel e o óleo combustível representaram juntos 5% da geração elétrica do país no mesmo período. Em termos equivalente energético de gás natural, o valor consumido de combustível foi de 10,5 MMm³/d e 11,7 MMm³/d respectivamente (EPE, 2016).

Além disso, o GNL em pequena escala pode ser uma opção competitiva de transporte de gás natural em substituição do gasoduto convencional de alta pressão. Naturalmente, cada modal possui seu nicho de aplicação e escala no qual um é mais competitivo que o outro. Porém, o crescente atraso no cronograma e sobrecusto em projetos de óleo e gás natural (EY, 2014), como os gasodutos de transporte, indica que projetos em grande escala tendem a falhar no que concerne a ganhos de escala. Em contraposição, a redução da escala de um projeto permite maior controle sobre os custos e menor complexidade, logo o GNL em pequena escala pode ser competitivo frente a gasodutos que tenham enfrentado desafios de cronograma e orçamento.

Uma evidência empíric deste desafio é o gasoduto de transporte Urucu-Coari-Manaus que conecta o polo produtor de gás natural a capital amazonense com 660 km. Orçado inicialmente em R\$ 2,4 bilhões de reais, o projeto foi concluído em 2013 ao com custo final de R\$ 4,1 bilhões (ANP, 2011) , ou 64% de sobrecusto (ANEEL, 2014).

Desafios

No aspecto regulatório, a disputa judicial entre a Comgás e o consórcio Gemini evidencia os riscos jurídicos sobre a atividade de distribuição de GNL em pequena escala. Mesmo que resolvida a disputa na ordem econômica em relação às práticas anticompetitivas pelo consórcio Gemini, a falta de clareza jurídica sobre o limite das competências dos estados e da União permanece um tema pendente.

O serviço de distribuição de gás natural é de natureza diferente do serviço de transporte, sendo plausível pensar em interpretação jurídica que considere os modais GNC e GNL como parte ou extensão dos “serviços locais” que se refere o art. 25, § 2º, da Constituição Federal. Nesse contexto, tramita no STF a Reclamação nº 42103/SP sobre o limite regulatório entre União e Estados. Segundo a ministra Carmen Lúcia, o fornecimento de gás ao consórcio deveria, em tese, se submeter à regulação tarifária da agência reguladora estadual, conforme interpretação do trecho abaixo (Cade, 2016):

“De se notar que para a configuração do serviço local, são irrelevantes a espécie de destinação (uso próprio ou resfriamento e comercialização) e a quantidade adquirida (industrial ou residencial). Como explica Celso Antônio Bandeira de Mello, em parecer antes mencionado [fls. 724742 dos autos da Reclamação “toda canalização especializada, isto é, cujo objetivo, desborde do mero transporte geral do gás, refoge ao monopólio da União e entra na esfera do Estado no qual se instale dita canalização. Daí porque o art. 25 da Lei Maior usou até mesmo expressão terminológica distinta ao referir o meio transportador do gás. Falou em ‘canalização’ para referir o que era da alçada estadual ao invés de ‘conduto’, como o fez no art. 177, ao qualificar o que competia à União”. Se a Constituição reservou expressamente a competência do Estado membro para explorar os serviços locais de gás canalizado, admitir-se a captação direta do gás natural, feita por meio de “braço” (ramal) do Gasoduto [de transporte] Brasil-Bolívia, significaria, pelo menos numa primeira e precária análise jurídica, deixar de atender o mandamento constitucional que outorga aos Estados membros a competência para explorar os serviços locais de gás canalizado.”

(STF, 2011)

Assim, os vazios legais existentes relacionado à distribuição e GNL a granel e a falta de decisão relacionado ao processo em andamento desde 2006 sobre a competência federal e estadual sobre tal atividade criam instabilidade regulatório para novos entrantes.

Nas condições atuais, o acesso ao suprimento de gás natural não é trivial e é um desafio para projetos de GNL. A Petrobras é dona de toda a infraestrutura de importação de GNL do país, de praticamente todos os contratos de capacidade de transporte firme nos gasodutos domésticos e internacionais. Não obstante, a estatal produz 85% da oferta

doméstica e comercializa 95% da oferta doméstica (ANP,2017). Por isso, um novo projeto de liquefação e comercialização de GNL em pequena escala está condicionado à política de preço de Petrobras e da disponibilidade do combustível. Mais do que isso, como a Petrobras possui através da Gaspetro participação em 19 distribuidoras de gás natural (Gaspetro, 2018), o GNL em pequena escala pode potencialmente atender áreas geográficas sob concessão de distribuidoras de gás canalizado e competir indiretamente com a Petrobras.

Por fim, subsídio informal historicamente praticado sobre derivados do petróleo no Brasil é uma das principais barreiras para o GNL em pequena escala. Verifica-se que entre 2009 e 2014, a política de preço adotada pela Petrobras esteve descasada ao preço internacional dos mesmos combustíveis. Na figura 48, o preço de realização nas refinarias brasileiras esteve abaixo da paridade internacional entre Janeiro de 2011 e Junho de 2014, por exemplo.

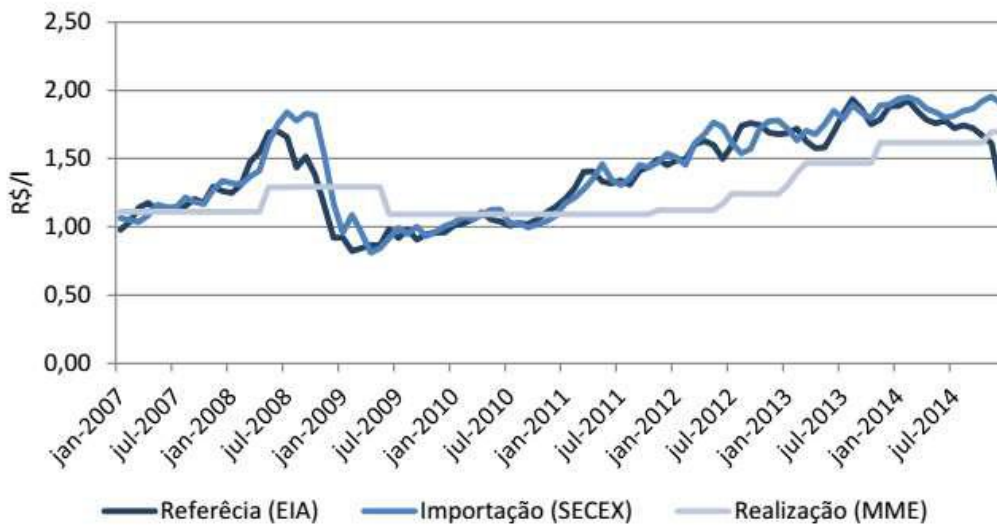


Figura 48 - Evolução dos preços do diesel, 2007-2014

Fonte Oliveira (2015)

Um perfil de precificação semelhante foi observado no preço de gás liquefeito de petróleo (GLP) para o setor industrial e residencial. Ambos preços de realização do combustível estiveram desconectados da dinâmica dos preços internacionais do combustível conforme figura 49.

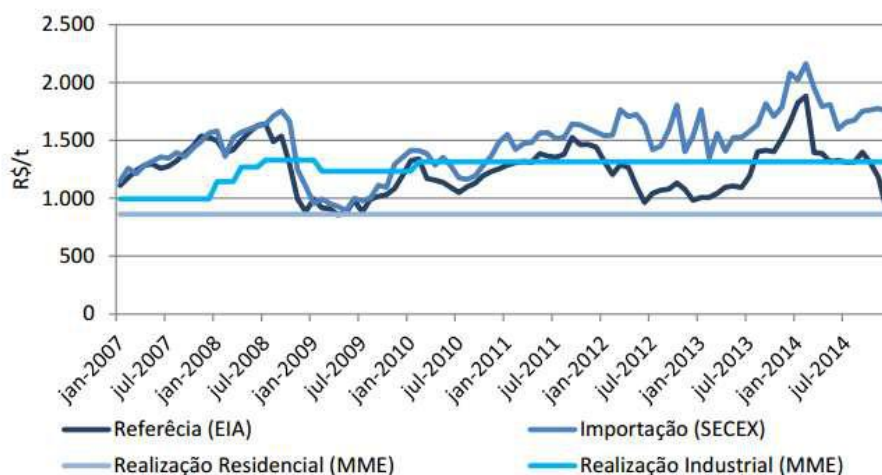


Figura 49 - Evolução dos preços de GLP, 2007-2014

Fonte Oliveira (2015)

O controle de preço sobre derivados do petróleo é um mecanismo empregado por diversos países como subsídio direto para a população, mas também para reduzir a volatilidade dos preços (Oliveira, 2015). Tal medida busca isolar o mercado doméstico de impactos negativos sobre a economia, balança comercial, arrecadação do governo e bem-estar dos consumidores (Oliveira, 2015).

O controle de preços também confere estabilidade e previsibilidade sobre os preços, o que pode ser benéfico aos consumidores residenciais e industriais na medida em que reduz seus custos de ajustarem suas atividades econômicas frente a preços instáveis (Oliveira apud Federico, 2015). No entanto, baseada na evolução histórica dos preços praticados domesticamente, “é possível identificar que o foco da política de preços, de fato, não havia sido a redução da volatilidade dos preços internacionais, mas na contenção da inflação” (Oliveira, 2015)

Enquanto os preços de derivados do petróleo estiveram fixos por um período e descolados da oscilação dos preços internacionais, o gás natural comercializado pela Petrobras com as distribuidoras de gás canalizado é indexado a uma cesta de combustível internacional. Como resultado, o preço do gás natural ao consumidor final esteve em muitos períodos acima do preço de combustíveis substitutos no mercado doméstica. Nesse contexto, a escolha pelo gás natural é prejudicada, pois derivados do petróleo conferem maior benefício ao consumidor final por permanecerem abaixo da paridade internacional e

descolado das variações do combustível no mercado internacional e, e em alguns períodos, mais competitivo que o gás natural.

11 APÊNDICE B – SOBRECUSTOS E ATRASOS NO SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL

Por natureza, a decisão de um investimento é uma ação que envolve expectativas futuras de custo e benefício. Por sua vez, esses aspectos estão sujeitos à complexidade e a variabilidade do mercado que podem no fim impactar o valor presente líquido do investimento em um projeto (Clemments & Si, 2010). Assim, para o sucesso do projeto é fundamental o planejamento e gerenciamento adequado das variáveis sociais, ambientais, técnicas e econômicas.

Existem diferentes métricas para avaliar o desempenho e o sucesso de um projeto. O custo, cronograma, capacidade de produção e operação são alguns deles dos quais o custo é o mais utilizado, pois é capaz de agregar os resultados de diferentes escopos do projeto (Rui, et al., 2017). Logo, o sucesso de um projeto pode ser definido quando se alcança o desempenho técnico desejado, atende-se o cronograma inicial e respeita-se o orçamento previsto (Frimpong, Oluwoye, & Crawford, 2003)

Decorrente do aumento da escala, uso extensivo de equipamentos sofisticados, métodos de construção modernos, e desafios burocráticos, o grau de complexidade dos projetos está crescendo. A complexidade de um projeto pode ser oriunda da interação próxima de fatores técnicos, ambientais, governamentais, tecnológicos e de participantes que torna difícil o gerenciamento das diferentes interfaces para o alcance dos objetivos e das metas iniciais (Remington & Zolin, 2011). A complexidade resulta em maiores atrasos no cronograma e sobrecusto que podem inviabilizá-lo ou levá-lo a resultados não consistente com o conceito de projeto bem-sucedido.

A indústria de energia caracteriza-se por projetos intensivos em capital, com alta especificidade de equipamentos e cujos investimentos são afundados, ou seja, não podem ser recuperados (Helm, 2009). Historicamente, nota-se a escalabilidade dos projetos no setor energético com o aumento da dimensão dos equipamentos da mesma forma como dos projetos possibilitando em última instância capturar economias de escala. Essa tendência é generalizada em todo o setor energético com exemplos nas tradicionais indústrias de extração de óleo e gás natural, de geração hidroelétrica, como também, mais recentemente, nos projetos de geração de energia elétrica, a partir de fontes eólica,

conforme figura 50. A energia gerada a partir da turbina é proporcional à área varrida por suas pás, por isso dobrar o diâmetro do equipamento quadruplica a energia gerada (Burtan & all, 2001).

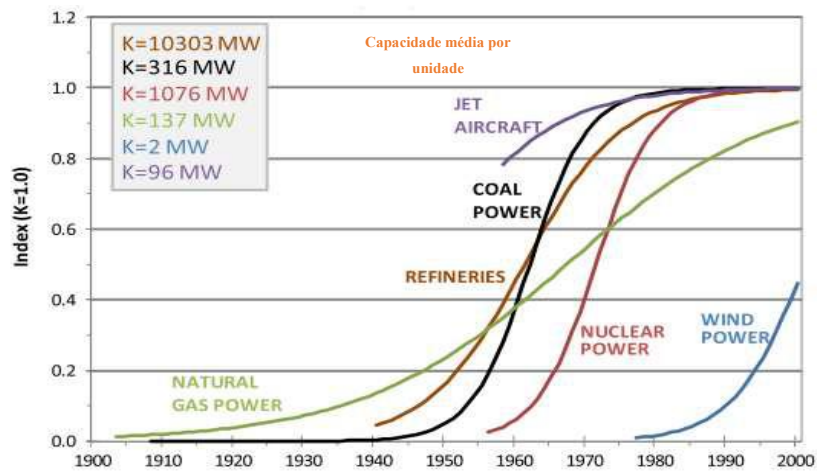


Figura 50 – Capacidade média de novas unidades instaladas

Fonte: Wilson (2012)

Define-se economia de escala quando o aumento do volume da produção de um bem por período reduz o custo unitário. Tal redução pode ser alcançada pela possibilidade de utilização de métodos produtivos mais automatizados ou mais avançados, mas também pode estar relacionada a ganhos em propaganda, marketing, P&D, financiamento, ou qualquer etapa da produção e comercialização. Tradicionalmente, a ocorrência de economias de escala de grande porte está relacionada à produção, por meio de processos contínuos, de insumos de uso generalizado, para os quais não cabe diferenciação de produto (Possas, 1993).

Nos projetos de energia, os custos fixos, que são altos nesses empreendimentos (Helm, 2009), são diluídos entre mais unidades, custos e despesas de construção são reduzidos, os custos na compra de materiais e serviços podem ser diminuídos e, além disso, é possível obter melhorias e cortes de custos no processo produtivo (Krajewski & Ritzman, 1996). O gasoduto de transporte é um exemplo dos ganhos de escala em projetos energéticos. Sua forma simples e geométrica permite aumentar a capacidade instalada de um projeto novo e acomodar maior fluxo de gás natural, mantendo-se constantes custos tais como gastos gerais e administrativos e a faixa de servidão. Enquanto a necessidade de material cresce proporcionalmente ao aumento da capacidade do duto, aqueles custos

que não são proporcionais ao design do duto são diluídos e decrescentes por unidade instalada.

Outros autores creditam o aumento da escala dos projetos, em geral, a fatores políticos, tecnológicos e econômicos. A corrida de países ou engenheiros pelo projeto mais alto, mais longo, mais rápido ou o primeiro é um dos catalisadores para a escalabilidade dos projetos (Frick, 2008). Megaprojetos são oportunidades de publicidade e visibilidade para políticos, pois o impacto do projeto e a longevidade do mesmo é duradoura. Ademais, devido ao volume de investimentos, tais projetos causam importantes impactos econômicos em sua área de influência, pois geram emprego e renda para as mais variadas profissões. Inclusive, muitas cidades, estados, e/ou países disputam a instalação de um novo megaprojeto por esse motivo (Flyvbjerg, 2014).

Assim, a captura de economias de escala e consequente potencial redução do custo por unidade produzida de um projeto é a principal motivação para o aumento da escala do mesmo. Porém, existe um limite de escalabilidade definida pela demanda por parte do mercado, por tecnologias de grande escala e também por limitações de engenharia e *design* conforme figura 29 (Wilson, 2012).

Ainda assim, a escalabilidade dos projetos pode ter efeito contrário ao objetivo inicial de redução do custo unitário produzido. Nem sempre estes projetos podem ser tomados como simples aumento da escala de um projeto menor, no qual técnicas de construção e ferramentas de gerenciamento podem ser replicados. A escalabilidade traz um diferente nível de complexidade que, se mal gerenciado, pode causar efeitos negativos sobre o retorno esperado sobre o investimento colocando em cheque o conceito de que o aumento da escala traz benefícios econômicos para o investidor (Olaniran, *et al.*, 2015).

Na verdade, baseado em ampla experiência empírica do setor de infraestrutura e energia verifica-se que essa hipótese nem sempre é verdadeira (Ansar, Flyvbjerg, & Budzier, 2017). O aumento da escala e complexidade dos projetos causa atrasos e sobrecustos, que por fim impacta o valor presente líquido dos mesmos.

Estudos conduzidos por Flyvbjerg, Skamris, & Buhl (2004) apontam que mais de 250 projetos públicos estudados apresentaram sobrecusto médio de 25%. Flyvbjerg, (2014) também afirma que a probabilidade de o orçamento dos projetos ser otimista, ou seja, menor do que o custo real é de 86%, enquanto a chance de o custo final ser de fato menor

que o orçamento inicial é de apenas 14%. Ou seja, existe um viés generalizado no planejamento dos projetos de estimar os custos aquém do custo real

Ainda que as análises e amostragens do pesquisador Flyvbjerg tenham um escopo maior envolvendo projetos de infraestrutura em geral, a realidade para o setor de óleo e gás natural não é diferente, conforme endossado pelo relatório “*Spotlight on oil and gas megaprojects*” da empresa EY (EY, 2014). O levantamento realizado pela consultoria avalia 365 projetos de exploração e produção, GNL, gasodutos e refinarias cujo investimento inicial supera US\$ 1 bilhão, dos quais 205 apresentavam dados de custos e 242 dados de tempo relacionado ao cronograma. Desses projetos avaliados, verifica-se que 64% enfrentaram sobrecustos e 73% foram concluídos após a data planejada. Segundo o mesmo estudo, na América Latina, os indicadores são mais agudos com 71% dos projetos atrasados, 57% enfrentaram sobrecusto que foi em média 102% do orçamento inicial (EY, 2014). Não existe distinção entre região ou segmento da cadeia do óleo e gás natural quanto à baixa performance de custo e cronograma de projetos (EY, 2014). Assim, esse tema é objeto de estudo e discussão por diversas empresas e pesquisadores. No caso de gasodutos de transporte, Zhao (2000) e Rui *et al.*, (2011) conduziram estudos e análises estatísticas baseados em gasodutos de transporte existentes para determinar as possíveis causas para sobrecustos e quantificar o impacto dessas variáveis sobre o custo final dos projetos.

Segundo Callegari (2017), o custo e cronograma de 401 megaprojetos elétricos no mundo entre 1936 e 2014 indicam um aumento no custo médio de unidade instalada ao longo dos anos. Ou seja, houve um efeito negativo na curva de aprendizados tanto para custo quanto cronograma. Levantamento realizado pela mesma autora avalia que 8 em cada 10 projetos hidrelétricos recentes no Brasil sofreram sobrecustos médio de 97%

Logo, o sobrecusto e atrasos de cronograma de megaprojetos de energia são fenômenos globais, que ocorrem nos mais variados setores e regiões sem distinção. Muitas análises e pesquisas foram realizadas nas últimas duas décadas buscando as explicações e causas para esses desafios. Embora as causas possam ser explicadas pelos conceitos de “planejamento impreciso” e “complexidade na execução”, existe uma ampla gama de fatores que são as raízes desses conceitos conforme será detalhado e discutido a seguir.

Segundo levantamento realizado pela empresa Credite Suisse (2014), 65% das falhas dos megaprojetos são atribuídas a pessoas, aspectos de governança e organizacional. Outros 21% são relacionados ao gerenciamento do processo e contratação e os 14%

remanescente às falhas externas como intervenção do governo e temas relacionados aos aspectos ambientais

McKenna, Wilczynski, & VanderSchee (2006) afirmam que a complexidade comercial, complexidade dos arranjos contratuais, aumento dos desafios técnicos, mudanças regulatórias e volatilidade da economia local e o crescente desenvolvimento de projetos em novas fronteiras exacerbam o risco sobre retornos, falhas e acidentes de megaprojetos.

Olaniran, *et al.*, (2015) desenvolveram uma abordagem integrada para avaliar quais fatores causaram atrasos, sobrecustos e a baixa performance em projetos de óleo e gás natural. Todos os temas listados são significativamente impactados por políticas externas, economia, regulação e temas relacionados ao meio ambiente além das partes envolvidas no projeto, como acionistas e público em geral. A ocorrência desses fatores torna crescente complexidade do gerenciamento de um projeto na medida em que todos esses aspectos ocorrem com agravante quando ocorrem ao mesmo tempo.

i. Complexidade

Ainda que a palavra complexidade seja muitas vezes empregada, ela ainda carece de uma definição global e única sobre o que é os motivos que a causam. A instituição *Internacional Centre for Complex Project Management (ICCPM)*, que se dedica ao desenvolvimento de pesquisa e educação sobre a complexidade nos projetos, define que “projetos complexos são sistemas abertos, emergentes e adaptativos que se caracterizam pelo *feedback loops* recursivos e não lineares” (Management, 2012). Complexidade também pode ser definida como a interdependência existente entre vários fatores que são inter-relacionados e que possuem múltiplos objetivos e participantes (Olaniran, *et al.*, 2015). Ela ocorre quando fatores técnicos, ambientais, jurídicos, dentre outros, interagem tão próximos que o gerenciamento de suas interações se torna difícil. Dessa maneira, o nível de complexidade de um projeto cresce ao passo que o número de inter-relações e interdependências entre os diferentes participantes cresce. Ainda que existam melhores práticas e processos para a solução de problemas em projetos existentes, essas ferramentas nem sempre são úteis em projetos complexos pela falta de linearidade nesses casos (Olaniran, *et al.*, 2015).

Por conta da falta de definição específica e universal para o conceito de complexidade torna-se difícil precisar exatamente quais são os elementos que frequentemente causam sua ocorrência. Problemas complexos não possuem uma única e exclusiva solução que

pode ser adotada e facilmente replicada. Assim, é central avaliar antes do projeto o que gera a complexidade em cada caso, como ela impacta o gerenciamento do projeto, e como contorna-la para que a execução e entrega do projeto seja bem-sucedida (Olaniran, *et al.*, 2015).

ii. Pessoas

Na execução do projeto, o nível de qualificação pessoal e a disponibilidade de mão-de-obra qualificada também impactam a performance de um projeto. Segundo estudo da Hitachi Consulting (2015), 30% das empresas entrevistadas no setor de óleo e gás natural apontam à falta de mão-de-obra qualificada, especialmente na área de gerenciamentos de projetos, como a principal causa dos atrasos e sobre custos nos projetos.

Em circunstâncias em que o mercado de trabalho está aquecido e a disponibilidade de mão-de-obra qualificada é reduzida e muitas vezes mais cara, surge o desafio de déficit de capital humano. O desenvolvimento de projetos em regiões que não contam com contingente de pessoas qualificadas também é um risco a ser considerado no planejamento do projeto, pois esse fator aumenta os riscos de não cumprimento com o prazo, qualidade e orçamento definidos inicialmente (Olaniran, *et al.*, 2015).

Anteriormente, foram mencionados desafios de pessoal durante a etapa de execução, porém também é relevante considerar como essa variável também é fonte de erros e atrasos nos projetos logo na etapa de estudos e planejamento. Flyvbjerg (2009) avalia que os desenvolvedores dos projetos são responsáveis pelo que é chamado de desafios psicológicos e político-econômicos. O primeiro remete à falácia do planejamento e viés otimista. Os empreendedores são demasiados otimistas sobre o custo e o potencial benefício do projeto e não quantificam ou consideram de forma racional e adequada as variáveis e riscos inerentes a projeto. No âmbito político-econômico, planejadores e empreendedores dos projetos sobrestimam deliberadamente os benefícios e subestimam os custos para aumentar as chances de materialização de o projeto desejado se materializar em detrimento de outros.

iii. Características do projeto

Segundo Merrow (1998), a escala de um projeto pode ser definida conforme sua dimensão física ou financeira, porém não há consenso como esses dois aspectos resultam em custos de projeto superiores aos planejados inicialmente. Rui, *et al.*, (2017) definem projeto de

pequena escala como aqueles cujo custo é inferior a US\$ 200 milhões, os de tamanho médio variam de US\$ 200 milhões a US\$ 1 bilhão, e os de grande escala superam o valor de US\$ 1 bilhão. Em estudo conduzido pelos mesmos autores relacionando a escala do projeto e o sobrecusto no setor de óleo e gás natural, projetos pequenos sofreram sobrecusto de 14,6%, projetos médios de 15,4% enquanto projetos grandes de 25,5%.

Flyvbjerg (2014) mostra que o fator localização também é variável a ser considerada no planejamento de um projeto. Segundo o autor, projetos na Holanda apresentaram menor percentual de sobrecustos comparado a outras regiões no mundo. Conforme verificado anteriormente no presente capítulo, projetos de óleo e gás natural na América Latina enfrentaram sobrecustos acima da média mundial (EY, 2014). A raiz desses fenômenos pode associado ao impacto que o Estado pode causar em itens do projeto, como por exemplo na etapa de licenciamento e fiscalização. O fator localização também se manifesta no número de normas técnicas e regulações requeridos e nas condições macroeconômicas de um país.

As condições do local no qual o projeto é construído também devem ser avaliadas com atenção. O clima é aspecto chave que deve ser monitorado, pois eventos como intensa chuva ou o inverno, no qual a superfície do solo fica congelada, afetam diretamente o andamento de uma obra. Além disso, localização em áreas remotas distantes de áreas de maior densidade demográfica e/ou desprovida de infraestrutura de transporte deve ser devidamente mensurada na parte de suprimentos e logística, na medida em que a reposição e a trânsito de máquinas e equipamentos podem ser afetados (Fontes, 2008).

iv. Cultura e estrutura organizacional

Dentro de uma companhia, a cultura de liderança e a estrutura organizacional podem ser decisivos para a boa performance de um projeto. Nesse contexto, a comunicação entre os envolvidos é fundamental e funciona como instrumento de informação e transmissão de ideias e decisões a diferentes equipes dentro de um projeto. Esse instrumento deve levar em conta as pessoas envolvidas em cada um dos projetos, pois as condições variam significativamente caso a caso. Por isso, aspectos em relação a cultura, localização geográfica, ética de trabalho e regulação devem ser considerados (Olaniran, *et al.*, 2015).

Boas lideranças ao longo do projeto são essenciais para o sucesso do projeto. O tipo de líderes em cada etapa do projeto deve ser levado em consideração, pois, na etapa inicial,

deseja-se escolher um líder que busque trabalhar em colaboração com diferentes *stakeholders* em um ambiente de intensas mudanças. Por outro lado, durante a fase de execução, deseja-se um líder focado em resultados que entregue o projeto dentro do prazo e objetivos definidos inicialmente (Olaniran, *et al.*, 2015).

Megaprojetos de energia são invariavelmente de longo prazo e por isso estão sujeitos à mudança de governos, de regulação, inflação e oscilações no câmbio (Olaniran, *et al.*, 2015).. Por isso, torna-se relevante que líderes sejam ao mesmo tempo vigilantes e dinâmicos. Eles devem ser capazes de evitar problemas que aumentem o risco do projeto e também rápidos nas respostas aos problemas a fim de mitigar potenciais riscos. Também é importante notar que a mudança constante de liderança pode aumentar o risco de boa performance do projeto, pois invariavelmente se traduz em mudança de escopo e, conseqüentemente, atraso no cronograma e/ou sobre custos. (Olaniran, *et al.*, 2015).

v. Tecnologia

O sucesso de projetos pode ser condicionado à aplicação adequada de tecnologias. Um exemplo nesse sentido ocorre no campo Peregrino, na bacia de Campos no Brasil, onde a Statoil através de poços multilaterais aumenta o nível de drenagem dos múltiplos reservatórios alcançando maior produção de óleo e redução de custos (Statoil, 2017). Por outro lado, existem riscos e desafios relacionado ao uso de tecnologias, tanto as existentes quanto as novas, que aumentam os riscos e a probabilidade de sobre custo nos projetos.

A aplicação de tecnologias existentes requer equipes qualificadas com experiência científica e técnica para a solução de problemas respeitando o cronograma e prazos de um projeto. Porém, na falta de resposta rápida e adequada para desafios por inexperiência ou falta de qualificação pode afetar negativamente o andamento do projeto. (Olaniran, *et al.*, 2015).

Novas tecnologias, ainda que fundamentais para o sucesso de projetos, aumentam a probabilidade de o custo do projeto crescer. Isso ocorre, pois a aplicação de tecnologias ainda não testadas, ou seja, sem experiência prática anterior, pode não ser bem sucedida e demandar reengenharia e mudanças que, em última instância, atrasa o calendário original do projeto e/ou resultando em sobre custos.

12 APÊNDICE C – MEMÓRIA DE CÁLCULO DAS ANÁLISES

Ótica do produtor

Divida	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Amortização					70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92
Juros		44,00	44,00	44,00	44,00	40,33	36,67	33,00	29,33	25,67	22,00	18,33	14,67	11,00	7,33	3,67								
Principal	851,07	851,07	851,07	851,07	780,15	709,23	638,31	567,38	496,46	425,54	354,61	283,69	212,77	141,85	70,92	0,00								
Balanco	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Receita Bruta					471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83	471,83
(-) ICMS					56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
(-) PIS					7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79
(-) COFINS					35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86	35,86
Receita Operacional Líquida					407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43	407,43
Custo do gas					148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22	148,22
O&M					50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72	50,72
G&A																								
EBITDA					208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49	208,49
(-) Depreciação					34,96	34,96	34,96	34,96	34,96	26,40	34,96	34,96	34,96	34,96	26,40	26,40	34,96	34,96	34,96	34,96	34,96	34,96	26,40	26,40
(-) Amortização					70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	70,92	-	-	-	-	-	-	-	-
(-)Juros		44,00	44,00	44,00	44,00	40,33	36,67	33,00	29,33	25,67	22,00	18,33	14,67	11,00	7,33	3,67	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (Prejuízo) antes IRPJ/CSLL					58,60	62,27	65,94	69,60	73,27	85,50	80,61	84,27	87,94	91,61	103,83	107,50	182,09	173,53	173,53	173,53	173,53	173,53	182,09	182,09
(-) IRPJ					14,65	15,57	16,48	17,40	18,32	21,37	20,15	21,07	21,98	22,90	25,96	26,87	45,52	43,38	43,38	43,38	43,38	43,38	45,52	45,52
(-) CSLL					5,27	5,60	5,93	6,26	6,59	7,69	7,25	7,58	7,91	8,24	9,34	9,67	16,39	15,62	15,62	15,62	15,62	15,62	16,39	16,39
Lucro (Prejuízo) após IRPJ/CSLL					38,68	41,10	43,52	45,94	48,36	56,43	53,20	55,62	58,04	60,46	68,53	70,95	120,18	114,53	114,53	114,53	114,53	114,53	120,18	120,18
Investimentos					(171,24)	(228,32)	(171,24)				(29,96)					(29,96)								
(+)Depreciação ou Amortização Contábil					34,96	34,96	34,96	34,96	34,96	26,40	34,96	34,96	34,96	34,96	34,96	26,40	26,40	26,40	34,96	34,96	34,96	34,96	26,40	26,40
Fluxo de Caixa Livre da Firma																								
Firma		(215,24)	(272,32)	(215,24)	73,64	76,06	78,48	80,90	83,32	82,83	58,20	90,58	93,00	95,42	94,93	97,35	146,58	119,53	149,49	149,49	149,49	149,49	146,58	146,58
VPL		20,15																						
TIR		10%																						
Tarifa (US\$/MMBu)		5,17																						

Ótica do transportador

i. Fluxo de caixa descontado para um gasoduto de alta pressão com extensão igual a 900 km e diâmetro igual a 8 polegadas

Dívida	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Amortização					89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46								
Juros		55.50	55.50	55.50	55.50	50.88	46.25	41.63	37.00	32.38	27.75	23.13	18.50	13.88	9.25	4.63								
Principal	1073.52	1073.52	1073.52	1073.52	984.06	894.60	805.14	715.68	626.22	536.76	447.30	357.84	268.38	178.92	89.46	0.00								
Balanco	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Receita Bruta					332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93	332.93
(-) ICMS					39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95	39.95
(-) PIS					5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49
(-) COFINS					25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30	25.30
Receita Operacional Líquida					262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18	262.18
O&M					28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80	28.80
G&A																								
EBITDA					233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38
(-) Depreciação					24.00	23.08	22.19	21.34	20.52	19.73	18.97	18.24	17.54	16.86	16.21	15.59	14.99	14.41	13.86	13.33	12.81	12.32	11.85	11.39
(-) Amortização		0.00	0.00	0.00	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	89.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(-) Juros		55.50	55.50	55.50	55.50	50.88	46.25	41.63	37.00	32.38	27.75	23.13	18.50	13.88	9.25	4.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Lucro (Prejuízo) antes					64.42	69.97	75.48	80.96	86.41	91.82	97.20	102.56	107.88	113.18	118.46	123.71	218.39	218.97	219.52	220.06	220.57	221.06	221.53	221.99
IRPJ/CSLL	0.00	-55.50	-55.50	-55.50	64.42	69.97	75.48	80.96	86.41	91.82	97.20	102.56	107.88	113.18	118.46	123.71	218.39	218.97	219.52	220.06	220.57	221.06	221.53	221.99
(-) IRPJ					16.11	17.49	18.87	20.24	21.60	22.96	24.30	25.64	26.97	28.30	29.61	30.93	54.60	54.74	54.88	55.01	55.14	55.27	55.38	55.50
(-) CSLL					5.80	6.30	6.79	7.29	7.78	8.26	8.75	9.23	9.71	10.19	10.66	11.13	19.66	19.71	19.76	19.80	19.85	19.90	19.94	19.98
Lucro (Prejuízo) após					42.52	46.18	49.82	53.43	57.03	60.60	64.15	67.69	71.20	74.70	78.18	81.65	144.14	144.52	144.88	145.24	145.57	145.90	146.21	146.51
IRPJ/CSLL		(55.50)	(55.50)	(55.50)	42.52	46.18	49.82	53.43	57.03	60.60	64.15	67.69	71.20	74.70	78.18	81.65	144.14	144.52	144.88	145.24	145.57	145.90	146.21	146.51
Investimentos		(216.00)	(288.00)	(216.00)																				
(+) Depreciação ou Amortização Contábil					24.00	23.08	22.19	21.34	20.52	19.73	18.97	18.24	17.54	16.86	16.21	15.59	14.99	14.41	13.86	13.33	12.81	12.32	11.85	11.39
Fluxo de Caixa Livre da Firma		(271.50)	(343.50)	(271.50)	66.52	69.26	72.01	74.77	77.54	80.33	83.12	85.93	88.74	91.56	94.40	97.24	159.13	158.93	158.74	158.56	158.39	158.22	158.06	157.90
VPL		0.00																						
WACC		8.0%																						
Taifa (US\$/MMBtu)		5.88																						

ii. Fluxo de caixa descontado para um sistema de GNL em pequena escala para distância igual a 900 km

Dívida	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Amortização					74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53								
Juros		46.24	46.24	46.24	46.24	42.38	38.53	34.68	30.82	26.97	23.12	19.27	15.41	11.56	7.71	3.85								
Principal	894.34	894.34	894.34	894.34	819.81	745.28	670.76	596.23	521.70	447.17	372.64	298.11	223.59	149.06	74.53	0.00								
Balanco	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Receita Bruta					332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20	332.20
(-) ICMS					39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86	39.86
(-) PIS					5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48	5.48
(-) COFINS					25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25	25.25
Receita Operacional Líquida					261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61	261.61
O&M					71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31	71.31
G&A																								
EBITDA					190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30	190.30
(-) Depreciação					40.76	40.76	40.76	40.76	40.76	26.40	40.76	40.76	40.76	40.76	26.40	26.40	26.40	40.76	40.76	40.76	40.76	40.76	26.40	26.40
(-) Amortização		0.00	0.00	0.00	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	74.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(-) Juros		46.24	46.24	46.24	46.24	42.38	38.53	34.68	30.82	26.97	23.12	19.27	15.41	11.56	7.71	3.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Lucro (Prejuízo) antes IRPJ/CSLL	0.00	-46.24	-46.24	-46.24	28.77	32.62	36.47	40.33	44.18	62.40	51.89	55.74	59.59	63.44	81.66	85.52	163.90	149.53	149.53	149.53	149.53	149.53	163.90	163.90
(-) IRPJ					7.19	8.15	9.12	10.08	11.04	15.60	12.97	13.93	14.90	15.86	20.42	21.38	40.97	37.38	37.38	37.38	37.38	37.38	40.97	40.97
(-) CSLL					2.59	2.94	3.28	3.63	3.98	5.62	4.67	5.02	5.36	5.71	7.35	7.70	14.75	13.46	13.46	13.46	13.46	13.46	14.75	14.75
Lucro (Prejuízo) após IRPJ/CSLL		(46.24)	(46.24)	(46.24)	18.99	21.53	24.07	26.62	29.16	41.18	34.24	36.79	39.33	41.87	53.90	56.44	108.17	98.69	98.69	98.69	98.69	98.69	108.17	108.17
Investimentos		(179.95)	(239.93)	(179.95)							(50.27)							(50.27)						
(+) Depreciação ou Amortização Contábil		-	-	-	40.76	40.76	40.76	40.76	40.76	26.40	40.76	40.76	40.76	40.76	26.40	26.40	26.40	40.76	40.76	40.76	40.76	40.76	26.40	26.40
Fluxo de Caixa Livre da Firma		(226.19)	(286.17)	(226.19)	59.75	62.29	64.84	67.38	69.92	67.58	24.73	77.55	80.09	82.64	80.30	82.84	134.57	89.18	139.46	139.46	139.46	139.46	134.57	134.57
VPL		0.00																						
WACC		8.0%																						
Tanifa (US\$/MMBTu)		5.87																						

Ótica do consumidor final

i. Fluxo de caixa descontado da cadeia de GNL em pequena escala

Dívida	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Amortização	-	-	-	-	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros	-	10.77	10.77	10.77	10.77	9.87	8.97	8.08	7.18	6.28	5.38	4.49	3.59	2.69	1.79	0.90	-	-	-	-	-	-	-	-
Principal	208.31	208.31	208.31	208.31	190.95	173.60	156.24	138.88	121.52	104.16	86.80	69.44	52.08	34.72	17.36	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-
Modelo de FCD/ ano	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Receita Bruta	-	-	-	-	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44	76.44
(-) ICMS	-	-	-	-	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17	9.17
(-) PIS	-	-	-	-	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26
(-) COFINS	-	-	-	-	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81
Receita Operacional Líquida	-	-	-	-	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19	60.19
O&M	-	-	-	-	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36
G&A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	-	-	-	-	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84	49.84
(-) Depreciação	-	-	-	-	8.07	8.07	8.07	8.07	8.07	6.62	8.07	8.07	8.07	8.07	6.62	6.62	6.62	8.07	8.07	8.07	8.07	8.07	6.62	6.62
(-) Amortização	-	-	-	-	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	17.36	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Juros	-	10.77	10.77	10.77	10.77	9.87	8.97	8.08	7.18	6.28	5.38	4.49	3.59	2.69	1.79	0.90	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro (Prejuízo) antes IRPJ/CSLL	-	(10.77)	(10.77)	(10.77)	13.63	14.53	15.43	16.33	17.22	19.57	19.02	19.92	20.81	21.71	24.06	24.96	43.21	41.76	41.76	41.76	41.76	41.76	43.21	43.21
(-) IRPJ	-	-	-	-	3.42	3.63	3.86	4.08	4.31	4.89	4.75	4.98	5.20	5.43	6.01	6.24	10.80	10.44	10.44	10.44	10.44	10.44	10.80	10.80
(-) CSLL	-	-	-	-	1.23	1.31	1.39	1.47	1.55	1.76	1.71	1.79	1.87	1.95	2.17	2.25	3.89	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.89	3.89
Lucro (Prejuízo) após IRPJ/CSLL	-	(10.77)	(10.77)	(10.77)	8.99	9.59	10.18	10.77	11.37	12.92	12.55	13.14	13.74	14.33	15.88	16.47	28.52	27.56	27.56	27.56	27.56	27.56	28.52	28.52
Investimentos	-	(41.91)	(55.89)	(41.91)	-	-	-	-	-	(5.08)	-	-	-	-	-	-	(5.08)	-	-	-	-	-	-	-
(+) Depreciação ou Amortização Contábil	-	-	-	-	8.07	8.07	8.07	8.07	8.07	6.62	8.07	8.07	8.07	8.07	6.62	6.62	6.62	8.07	8.07	8.07	8.07	8.07	6.62	6.62
Fluxo de Caixa Livre da Firma	-	(52.68)	(66.66)	(52.68)	17.06	17.66	18.26	18.85	19.44	19.54	15.55	21.22	21.81	22.40	22.50	23.09	35.14	30.56	35.64	35.64	35.64	35.64	35.14	35.14

VPL	0.00
Taxa de desconto	10%
Custo (US\$/MMBtu)	12.21

ii. Fluxo de caixa descontado da conversão da caldeira

Fluxo de caixa descontado (R\$) / ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Custo do equipamento + Custo de financiamento	3,411,716	1,457,872	1,457,872	1,457,872	1,457,872	1,457,872					
Custo de combustível - Gás natural	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205	53,476,205
OPEX Gás natural	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703	204,703
Fluxo de caixa livre	57,092,624	55,138,781	55,138,781	55,138,781	55,138,781	55,138,781	53,680,908	53,680,908	53,680,908	53,680,908	53,680,908
VPL Gás Natural	356,786,410										
Custo de combustível - Óleo combustível	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625	68,060,625
OPEX Óleo combustível	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757	511,757
Fluxo de caixa livre	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382	68,572,382
VPL Óleo combustível	445,381,807										