UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

DENIS MARTINS FRAGA

**A MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL COMPRIMIDO E
LIQUEFEITO EM PEQUENA ESCALA: AS FRONTEIRAS DE
COMPETITIVIDADE DO MODAL RODOVIÁRIO**

São Paulo
2018

DENIS MARTINS FRAGA

**A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala:
as fronteiras de competitividade do modal rodoviário**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia
do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para
a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos

São Paulo
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Fraga, Denis Martins.

A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário. / Denis Martins Fraga; orientador: Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2018.

167 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural. I. Título

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: FRAGA, Denis Martins

Título: A distribuição de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca examinadora:

Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Prof.^a Dr.^a _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Presidente: _____

AGRADECIMENTOS

Ao prezado Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos, meu orientador, pelas inúmeras oportunidades de crescimento acadêmico proporcionadas, orientações e reflexões objetivas e pela confiança em meu trabalho de pesquisa, refletido nesta dissertação.

Ao centro de pesquisa e desenvolvimento do em inovação para o gás (RCGI), pelas oportunidades de desenvolvimento de trabalhos de pesquisa em conjunto com demais colegas do IEE e pela inesgotável fonte de conhecimento em diversas áreas de conhecimento relacionadas aos gases.

Ao Prof. Dr. Célio Bermann, Coordenador do Programa de Pós-graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE), que sempre permitiu que a pesquisa fosse conduzida de forma adequada e conforme o regulamento do programa.

À Dr.^a Hirdan Katarina de Medeiros Costa, pelo apoio a minha candidatura para ingresso no mestrado e ao projeto de pesquisa, enquanto aluno especial do IEE em 2015.

Aos demais Professores e funcionários do IEE, que disponibilizaram seu conhecimento e proporcionaram inúmeros aprendizados e reflexões sobre Energia e Ambiente.

Ao instituto Francês de Petróleo (IFP) pela hospitalidade e por ter proporcionado um período de aprendizagem extremamente rico e intenso ao longo de 2017.

Às demais pessoas envolvidas direta ou indiretamente nesta dissertação, cabendo o destaque ao sr. Paul Poullalion, os representantes dos Terminais de importação de GNL de Portugal (REN) e Espanha (ENAGAS) e demais agentes do mercado de GNC.

Aos amigos formados durante esta jornada IEE e no RCGI e que foram fundamentais no desenvolvimento desta pesquisa e dissertação de mestrado

Por fim, agradeço enormemente a minha família pelo apoio incondicional de sempre, por acreditar em minha capacidade e por prover suporte em todas as decisões mais relevantes que tomei, as quais determinam minhas raízes.

RESUMO

FRAGA, Denis Martins. **A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário**. 2018. 165 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2018.

A produção brasileira de gás natural (GN) cresceu 7,7% ao ano, entre 2006 e 2016, acompanhada do crescimento das descobertas de reservas de GN associado ao petróleo, oriundas dos campos contidos no polígono do pré-sal. Observa-se que a demanda por GN apresenta taxa de crescimento anual de 3,4% no período compreendido entre 2006 e 2018. No âmbito da oferta de GN, a reinjeção em poços demonstra um crescimento de 200% no período compreendido entre 2013 e 2018. Destaca-se na fonte de suprimento importada, através do gasoduto Bolívia-Brasil, o término da vigência do contrato de suprimento, previsto para 2019, que permitirá a renegociação das condições de fornecimento em termos de quantidade, preço e prazo. Tal importação também deverá se adequar às realidades de consumo e expectativas de crescimento da oferta doméstica no longo prazo. Este desequilíbrio, entre oferta e demanda, se apresenta como uma oportunidade no plano do aprimoramento da segurança energética do país, bem como nas diferentes dimensões de atrações de investimentos para expansão da indústria gasífera, através de métodos alternativos de movimentação de GN. Estes métodos são caracterizados neste trabalho como gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito em pequena escala (GNL). Identifica-se a competitividade destes métodos de movimentação bem como são apresentados os principais elementos que compõem a formação de custos destes sistemas de movimentação de GN. Em seguida, é proposto um modelo de estimação de custos por unidade energética (USD/MMBTU), cuja competitividade, obtida através de simulações e comparadas com custos de gasodutos (utilizando-se o método abordado no PEMAT), é avaliada. Demonstra-se que, para volumes movimentados de 0.1MTPA, o a movimentação de GN por gasoduto apresenta menor custo por unidade energética até distâncias de 380 quilômetros (km). A partir desta distância, a movimentação através de sistemas de GNL apresenta-se mais competitiva. Observa-se que o GNC é mais competitivo que o GNL para distâncias de até 18 km, para o mesmo volume movimentado. Analisa-se as mesmas curvas para volumes movimentados de 0.5 MTPA e 1 MTPA, cuja competitividade do GNL, frente ao gasoduto, é observado em 650 km de distância no primeiro caso e não pode ser verificada no segundo caso. Em adição, o GNC apresentou resultados competitivos para volumes movimentados inferiores, cerca de 100 vezes, aos avaliados neste trabalho. Após a modelagem de estimação custos, aplica-se o modelo de GNL em pequena escala para abastecimento dos municípios situados no estado de São Paulo e em conjunto com o plano de metas do setor de gás natural (PMGN) para o estado. Observa-se que, dos 139 municípios avaliados, 103 municípios apresentaram competitividade ponderada para substituição de eletricidade e óleo combustível para fins térmicos industriais por GN. Do universo estudado, 85 municípios estavam contidos no PMGN com expectativa de instalação de infraestrutura de distribuição de GN entre 2022 e 2029 e cujo suprimento de NG poderia ser antecipado pelo sistema de GNL em pequena escala.

Palavras-chave: Gás natural liquefeito em pequena escala, gás natural comprimido, modal rodoviário, fronteiras de competitividade, movimentação de gás natural

ABSTRACT

FRAGA, Denis Martins. **The logistics of compressed natural gas and small-scale LNG: the competitive frontier of the road's modal**. 2018. 165 f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, University of São Paulo. São Paulo. 2018.

The Brazilian natural gas (NG) production has been growing 7,7% per year during 2006 and 2016, this growth has been followed by the increase of the reserves of oil associated natural gas from the fields within the pre-salt polygon. From the demand side, one can observe a growth of 3,4% per annum for the period starting in 2006 to 2018. It Worth to mention that the imported NG supply contract from Bolivia has its termination due to 2019, which will enable the negotiation of conditions of supply such as quantities, term and price. This import contract is expected to reflect the current conditions of demand and future supply from indigenous production in the long term. Based on that, on can observe an imbalance between supply and demand, which can be explored as an opportunity for improvements in the energy security of the country and also as an opportunity for investments in alternative methods for transportation of NG, in order to foster the industry. These alternative methods are described in this research as compressed natural gas (CNG) and small-scale LNG (SSLNG). It is explored not only the competitiveness of those methods but also the cost indicatives and the state of the art technologies are presented. Followed the characterising of CNG and SSLNG, a cost per-unit-of-energy estimation model is proposed for CNG and SSLNG and compared with the pipelines cost estimation adopted in the PEMAT. It is demonstrated that, for the transportation volumes of 0.1MTPA, pipelines option is more competitive than SSLNG up to 380 kilometres (km) transportation distance. SSLNG option was observed more competitive for transportation distances higher than 380 km. On the other hand, CNG option has demonstrated competitiveness only against SSLNG option and for transportation distances up to 18 km. For the transportation volumes of 0.5 MTPA and 1 MTPA, the SSLNG option was observed more competitive than the pipeline option, for transport distances higher than 650 km for the former volumes transported and no competitiveness was observed for the latter volumes transported. Additionally, for the sake of illustration, CNG has demonstrated competitiveness against SSLNG and pipeline for lower transported volumes, around 100 times lower than 0.1MTPA. After the cost estimation modelling, the SSLNG model was applied in the municipalities of the state of São Paulo and together with the plan of targets for the NG sector (PMGN) for the state. One can observe 103 municipalities – out of 139 – have shown competitive costs of SSLNG in the displacement of electricity and oil fuel for the thermic energy uses in the industrial and agricultural sector. 85 municipalities – out of the 103 – were considered in the PMGN as municipalities that would have NG distribution pipelines infrastructure from 2022 to 2029 and could anticipate the use on NG by adopting the SSLNG.

Keywords: Small-scale liquefied natural gas, compressed natural gas, road's modal, competitive frontier, natural gas transportation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Cadeia de Valor de GNC.	39
Figura 2 – Compressor da Galileo.	41
Figura 3 – Estação de compressão na Costa do Marfim.	41
Figura 4 – Tanques de transporte de GNC modular.	43
Figura 5 – Tanques de transporte de GNC disposição fixa.	43
Figura 6 – Instalações de descompressão e armazenagem de GNC na Costa do Marfim.	46
Figura 7 – Instalações de descompressão e armazenagem de GNC na Costa do Marfim.	46
Figura 8 – Cadeia de Valor de GNL.	50
Figura 9 – Variações da cadeia de valor do GNL.	50
Figura 10 – Terminal de importação de GNL de Pecém (CE).	51
Figura 11 – Terminal de importação de GNL da Baía de Guanabara (RJ).	51
Figura 12 – Rotas percorridas pelo ISO container.	59
Figura 13 – UAG de Alpiarça (190 km distante de Sines).	60
Figura 14 – Destinos de GNL a partir dos terminais de importação de GNL da ENAGAS. ...	61
Figura 15 – Tanque criogénico convencional.	62
Figura 16 – Tanque criogénico em ISO container.	62
Figura 17 – Vaporizadores AAV, vista lateral e inferior	66
Figura 18 – Tanque de armazenamento pressurizados do tipo Bullet e Cilinder.	67
Figura 19 – Tanque de armazenamento em pressões atmosférica do tipo Bullet e Flat botton com contenção total.	68

Figura 20 – Desenho esquemático do modelo de estimação de custo de GNC.....	71
Figura 21 – Desenho esquemático do modelo de estimação de custo de GNL.....	94
Figura 22– Fluxo de análise do Estudo de Caso.....	125
Figura 23 – Rotas calculadas para os 20 municípios fora do PMGN	129
Figura 24 – Rotas calculadas para os 119 municípios contidos do PMGN	130
Figura 25 – Potencial total de substituição nos municípios situados fora do PMGN.....	134
Figura 26 – Potencial total de substituição nos municípios contidos no PMGN.....	135
Figura 27 – Diferença de custos entre GNL e eletricidade para municípios situados fora do PMGN.....	138
Figura 28 – Diferença de custo entre GNL e óleo combustível para municípios contidos no PMGN.....	139
Figura 29 – Diferença de custos entre GNL e eletricidade para municípios situados fora do PMGN.....	141
Figura 30 – Diferença de custo entre GNL e óleo combustível para municípios contidos no PMGN.....	142
Figura 31 – Proposta de inclusão de municípios com suprimento de GN através de GNL em pequena escala considerando-se o PMGN.....	144
Figura 32 – ENAGAS LNG Import Terminal and Regasification in Cartagena, Spain.....	155
Figura 33 – Map of LNG trucks final destination (201 destinations from Cartagena).....	156
Figure 34 – REN Atlantico LNG Import Terminal and Regasification in Sines, Portugal ...	157
Figure 35 - Aerial photoshoot from LNG Terminal REN Atlantico in Sines, Portugal	157
Figura 36 – Plano de Metas para o Setor de Gás Natural	162
Figura 37 – Vendas de diesel (litros) por município.....	163
Figura 38 – Consumo elétrico (KwH),para fim industrial, por município	164

Figura 39 – Vendas de óleo combustível (KG) por município	164
Figura 40 – Potencial de substituição de óleo combustível por GN (m ³ /dia) fora do PMGN	165
Figura 41 – Potencial de substituição de eletricidade por GN (m ³ /dia) fora do PMGN	165
Figura 42 – Potencial de substituição de óleo combustível por GN (m ³ /dia) contido no PMGN	166
Figura 43 – Potencial de substituição de eletricidade por GN (m ³ /dia) contido no PMGN...	166
Figura 44 – Diferença de custos ponderada entre GNL e eletricidade e óleo combustível para municípios situados fora do PMGN	167
Figura 45 – Diferença de custos ponderada entre GNL e eletricidade e óleo combustível para municípios contidos no PMGN	167

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Critérios de avaliação do PEMAT.	32
Quadro 2 – Classificação metodológica da pesquisa.	34
Quadro 3 – Investimento e custo operacional para a compressão de GN.	42
Quadro 4 – CAPEX para a logística de GNC via caminhões.	44
Quadro 5 – OPEX para a logística de GNC via caminhões.	45
Quadro 6 – Investimento para a descompressão e armazenamento de GNC.	47
Quadro 7 – Análise qualitativa das tecnologias de liquefação.	55
Quadro 8 – Custos de investimento, consumo energético e capacidade das tecnologias.	57
Quadro 9 – Custos operacionais típicos de uma planta de liquefação de refrigerantes mistos.	58
Quadro 10 – CAPEX para a logística de GNL em pequena escala via caminhões.	63
Quadro 11 – OPEX para a logística de GNL em pequena escala através de caminhões.	64
Quadro 12 – Análise Qualitativa das tecnologias de regasificação.	65
Quadro 13 – CAPEX e OPEX das plantas de regasificação.	66
Quadro 14 – Capacidades e custos dos tanques de armazenamento.	68
Quadro 15 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Compressão.	72
Quadro 16 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX no Transporte.	73
Quadro 17 – Elementos de investimentos e custos operacionais da etapa de armazenagem.	78
Quadro 18 – Elementos de investimentos e custos operacionais da etapa de descompressão.	79

Quadro 19 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Liquefação.	94
Quadro 20 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Logística por caminhões.....	97
Quadro 21 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na regasificação e armazenagem.	100
Quadro 22 – Comparativo entre os custos de transporte por gasoduto em função de volumes e distâncias.	122
Quadro 23: Small Regas LNG supplied by REN	158

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Volume distribuído diário das distribuidoras comparado com GNL em	38
Tabela 2 – Análise de ociosidade dos terminais de importação de GNL no Brasil.	52
Tabela 3 – Abertura dos investimentos na cadeia de GNC em função da distância e demanda.	84
Tabela 4 – Abertura dos custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância.....	86
Tabela 5 – Comparativo entre os custos de transporte por GNC em função de volumes e distâncias.	91
Tabela 6 – Comparativo entre os custos de movimentação por GNC em função de volumes e distâncias descontados a 10%	93
Tabela 7 – Comparativo entre os custos de transporte por GNL em pequena escala em função de volumes e distâncias.	102
Tabela 8 – Percentual de participação no custo total do investimento e do custo operacional da cadeia de GNL	103
Tabela 9 – Percentual de participação das etapas de GNL no investimento total.	105
Tabela 10 – Percentual de participação das etapas de GNL no custo operacional total	107
Tabela 11 – Ranking de total de impactos das variáveis analisadas no custo final de distribuição de GNL.	112
Tabela 12 – Diâmetros internos de gasodutos calculados em função da distância e do volume.	115
Tabela 13 – Diâmetros externos de gasodutos calculados em função da distância e do volume.	116
Tabela 14 – Comparativo entre os custos de transporte por gasoduto em função de volumes e distâncias.	117
Tabela 15 – Consolidação dos municípios selecionados fora do plano de metas do setor de GN.	127

Tabela 16 – Consolidação dos Municípios selecionados fora do PMGN (consumo maior que 1GwH anual)	127
Tabela 17 – Consolidação dos Municípios selecionados contidos no PMGN (consumo maior que 1GwH anual).....	128
Tabela 18 – Consolidação das rotas calculadas.....	129
Tabela 19 – Percentual de rendimento de cada fonte energética por setor.....	132
Tabela 20 – Potencial de substituição por GN em municípios fora do PMGN.....	132
Tabela 21 – Percentual de rendimento e substituição do setor médio.....	133
Tabela 22 – Potencial de substituição por GN total para municípios contidos no PMGN. ...	133
Tabela 23 – Custos estimados para a cadeia de GNL em pequena escala.....	136
Tabela 24 – Distribuição da diferença de custos de e potencial de substituição do GN por região administrativa e para municípios situados fora do PMGN.....	140
Tabela 25 – Distribuição da diferença de custos de e potencial de substituição do GN por região administrativa e para municípios contidos no PMGN.....	143
Tabela 26 – Distribuição dos municípios com competitividade ponderada na substituição do GN por região administrativa e para municípios contidos e situados fora do PMGN	145
Tabela 27 – Potencial de substituição, custos de movimentação e diferenças de energético por município	159

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Estimativa de demanda por GNL em 2030.....	49
Gráfico 2 – Distribuição de quantidade de plantas de pequena escala de liquefação.	54
Gráfico 3 – Distribuição de capacidade de liquefação em pequena escala.....	54
Gráfico 4 – Investimentos e custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância (0.1 MTPA eq.)	81
Gráfico 5 – Investimentos e custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância (0.5 MTPA eq.)	82
Gráfico 6 – Investimentos e custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância (1 MTPA eq.).	82
Gráfico 7 – Investimentos na cadeia de GNC em função da distância (0.1 MTPA eq.).	83
Gráfico 8 – Investimentos na cadeia de GNC em função da distância (0.5 MTPA eq.)	84
Gráfico 9 – Investimentos na cadeia de GNC em função da distância (1 MTPA eq.).	84
Gráfico 10 – Custo Operacional na cadeia de GNC em função da distância (0.1 MTPA eq.).	85
Gráfico 11 – Custo Operacional na cadeia de GNC em função da distância (0.5 MTPA eq.).	86
Gráfico 12 – Custo Operacional na cadeia de GNC em função da distância (1 MTPA eq.). ..	86
Gráfico 13 – Gráfico de tornado para GNC (0.1 MTPA eq.) em 10 e 1000 km.....	88
Gráfico 14 – Gráfico de tornado para GNC (1 MTPA eq.) em 10 e 1000 km.....	89
Gráfico 15 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC.	90
Gráfico 16 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC inferior a 0,1 MTPA.....	91
Gráfico 17 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC descontados a 10%.....	92

Gráfico 18 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC e inferior a 0,1 MTPA descontados a 10%.	92
Gráfico 19 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância	103
Gráfico 20 – Divisão do custo total de movimentação de GNL em pequena escala (0,1 MTPA).	104
Gráfico 21 – Divisão do custo total de movimentação de GNL em pequena escala (0,5 MTPA).	104
Gráfico 22 – Divisão do custo total de movimentação de GNL em pequena escala (1 MTPA).	105
Gráfico 23 – Divisão do Investimento na movimentação de GNL em pequena escala (0,1 MTPA).	106
Gráfico 24 – Divisão do Investimento na movimentação de GNL em pequena escala (0,5 MTPA).	106
Gráfico 25 – Divisão do Investimento na movimentação de GNL em pequena escala (1 MTPA).	107
Gráfico 26 – Divisão do Custo operacional na movimentação de GNL em pequena escala (0,1 MTPA).	108
Gráfico 27 – Divisão do Custo operacional na movimentação de GNL em pequena escala (0,5 MTPA).	109
Gráfico 28 – Divisão do Custo operacional na movimentação de GNL em pequena escala (1 MTPA).	109
Gráfico 29 – Gráfico de tornado para GNL (0.1 MTPA) em 10 km.	110
Gráfico 30 – Gráfico de tornado para GNL (0.1 MTPA) em 1000 km.	111
Gráfico 31 – Gráfico de tornado para GNL (1 MTPA) em 10 km.	111
Gráfico 32 – Gráfico de tornado para GNL (1 MTPA) em 1000 km.	112
Gráfico 33 – Gráfico comparativo de GNC e GNL (0,1 MTPA).	113

Gráfico 34 – Gráfico comparativo de GNC e GNL (0,5 e 1 MTPA).	113
Gráfico 35 – Curvas de Custo por unidade energética em função da extensão de gasodutos	118
Gráfico 36 – Gráfico de tornado para gasoduto (0.1 MTPA eq.) entre 10km e 1000 km.	118
Gráfico 37 – Gráfico de tornado para gasoduto (1 MTPA eq.) entre 10km e 1000 km.	119
Gráfico 38 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância de GNC, GNL e gasodutos.....	120
Gráfico 39 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância de GNC, GNL e gasodutos.....	121
Gráfico 40 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância de GNC, GNL e gasodutos.....	122

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AAV	<i>Ambient Air Vaporizer</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BA	estado da Bahia
CAPEX	<i>capital expenditure</i>
CE	estado do Ceará
CNT	Confederação Nacional do Transporte
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GN	gás natural
GNC	gás natural comprimido
GNL	gás natural liquefeito
gWh	gigawatt hora
IGU	International Gas Union
Km	quilômetros
Km/h	quilômetros por hora
kW	quilowatt
kWh	quilowatt hora
MM	milhão
M ³	metro cúbico
m ³ h	metro cúbico por hora
MME	Ministério de Minas e Energia
MMBTU	<i>million of British thermal units</i>
MTPA	<i>million ton per annum of LNG (1MTPA equivalente á 3,2 MM m³/dia)</i>
MTPA eq.	<i>million ton per annum of LNG equivalente</i>

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>operational expenditure</i>
ORV	<i>Open Rack Vaporizer</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMAT	Plano Decenal de Expansão da Malha de Dutos de Transporte de Gás Natural
PMGN	plano de metas de expansão de gasodutos de distribuição de GN
REN	Redes Energéticas Nacionais
RJ	estado do Rio de Janeiro
SCV	<i>Submerged Combustion Vaporizer</i>
STB	<i>Shell and Tube Vaporizer</i>
ton	tonelada
TPA	tonelada por ano
UAG	unidades autônomas de regasificação
USD	dólares norte americanos

LISTA DE SÍMBOLOS

-	subtração
*	multiplicação
/	divisão
%	percentual
+	adição
±	mais ou menos
=	igual
Σ	somatório
÷	divisão
i	variação do ano de 1 a 30
n	ano n

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	29
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	31
1.2 OBJETIVOS	33
1.3 METODOLOGIA E ESTRUTURA DO TRABALHO	34
1.4 DISTRIBUIÇÃO CAPITULAR	36
2 CARACTERIZAÇÃO DE GÁS NATURAL COMPRIMIDO E GÁS NATURAL LIQUEFEITO EM PEQUENAS ESCALA	37
2.1 ASPECTOS E CONCEITUAÇÃO DO GNC	38
2.1.1 Tecnologia de Compressão em sistemas de GNC	39
2.1.2 Logística da Movimentação de GNC	42
2.1.3 Armazenamento e descompressão do GNC	45
2.2 ASPECTOS E CONCEITUAÇÃO DO GNL	47
2.2.2 A liquefação em pequena escala de GN	53
2.2.3 Logística de movimentação de GNL	59
2.2.4 A Regasificação e o armazenamento de GNL em pequena escala	64
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	68
3 MODELO ECONÔMICO DE ESTIMAÇÃO DE CUSTOS POR UNIDADE ENERGÉTICA DE GNC E GNL EM PEQUENA ESCALA	70
3.1 MODELO DE ESTIMAÇÃO DE CUSTOS DE GNC	71
3.1.1 Cálculos de estimacão custo da compressão de GNC	71
3.1.2 Cálculos de estimacão de custo da logística de GNC	73
3.1.3 Cálculos de estimacão de custos da armazenagem de GNC	78
3.1.4 Cálculos de estimacão custos da descompressão e demais custos operacionais do GNC	79
3.1.5 Análise de sensibilidades do modelo de estimacão de custos de GNC	81
3.1.6 Curvas de custo em função distância e por níveis de movimentação	89
3.2 MODELO DE ESTIMAÇÃO DE CUSTOS DE GNL	93
3.2.1 Cálculos de custo da etapa de liquefação	94
3.2.2 Cálculos de custo da etapa logística	97
3.2.3 Cálculos de custo da etapa de regasificação e armazenagem	100
3.2.4 Curvas de custo em função distância e por níveis de movimentação	101

3.2.5	<i>Análise de sensibilidades do modelo econômico de GNL.....</i>	103
3.2.6	<i>Considerações do modelo de estimação de custo de GNC e GNL em pequena escala</i>	113
3.3	CURVAS DE CUSTO DE GASODUTOS EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA E POR NÍVEIS DE MOVIMENTAÇÃO.....	114
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	120
4	ESTUDO DE CASO: A INSERÇÃO DE GNL EM PEQUENA ESCALA NO MIX ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO	123
4.1	METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO.....	124
4.1.1	Coleta e georeferenciamento de dados primários	125
4.1.2	Seleção dos municípios situados fora do PMGN.....	126
4.1.3	Seleção dos municípios contidos no PMGN.....	127
4.1.4	Cálculos de rotas dos municípios selecionados	128
4.1.5	Potencial de substituição de óleo combustível e eletricidade por GN nos municípios selecionados	130
4.1.6	Estimação de custos da cadeia de GNL em pequena escala	135
4.1.7	Comparação de custos de GN com eletricidade e óleo combustível	137
4.2	RESULTADOS.....	137
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	145
5	CONCLUSÃO	147
5.1	LIMITAÇÕES DA PESQUISA E RECOMENDAÇÃO PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	149
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	151
	APÊNDICE A – Relatório de visita técnica aos terminais de importação de GNL.....	155
	APÊNDICE B – Lista de municípios com respectivos volumes de substituição e custos.	159
	APÊNDICE C – Mapas de georeferenciamento de dados primários e complementares.	162

1 INTRODUÇÃO

A produção de brasileira de gás natural (GN) cresceu 7,7% ao ano, entre 2006 e 2016, com a descoberta de reservas provadas, cuja taxa de anual de crescimento foi de 0,8%, para o mesmo período (BP, 2017b). A produção nacional média diária no ano de 2018, até abril, é de 109,49 milhões de m³. A parcela composta por gás natural associado à exploração do petróleo corresponde, em média e no mesmo período, a 80% da produção nacional. Deste universo, 83% da produção é oriunda de campos marítimos (MME, 2018). Do montante médio diário produzido de gás natural em 2018 e até abril, 30% foi reinjetado nos poços produtores, 3% utilizados na queima e considerados como perdas, 16% utilizado nas unidades de Exploração e Produção (E&P) e nas unidades de processamento de gás natural e, por fim, 51% disponibilizado ao mercado nacional (MME, 2018).

A demanda diária média de gás natural nacional foi, em 2018 e até abril, de 74,50 MM m³ (outros 5,28 MM m³ são computados como no transporte, perdas, ajustes e desequilíbrios). Este consumo foi suprido pela oferta nacional de 55,69 MM m³/dia, pelo gás natural importado da Bolívia, com 21,76 MM m³/dia e 2,23 MM m³/dia através dos terminais de regasificação de gás natural liquefeito (MME, 2018). Estes valores correspondem a taxas anuais de crescimento de 3,4% entre 2006 e 2018 e cuja redução de demanda é observada em dois momentos da série histórica, o primeiro em 2009 e o segundo entre 2016 e 2018. O pico de demanda da série histórica observada ocorreu em 2014 com 99,63 MM m³/dia (MME, 2009; 2013; 2018).

No âmbito da oferta de gás natural, a série histórica do boletim mensal do Ministério de Minas e Energia (MME)¹ demonstra um crescimento de 200% no volume de gás natural reinjetado nos poços produtores, ao passo que a produção aumenta 42%, no período compreendido entre 2013 e 2018. Este acréscimo de volume reinjetado nos reservatórios está relacionado à injeção para recuperação de petróleo e manutenção da pressão do reservatório, mas também permite inferir que seja observado por inexistência de opção adequada para monetização do gás natural associado.

Na fonte de suprimento importada através do gasoduto Bolívia-Brasil, o término da vigência do contrato de suprimento, previsto para 2019, permite a renegociação das condições de fornecimento em termos de quantidade, preço e prazo (PETROBRAS, 2016). Pode-se

¹ Boletim mensal da indústria de gás natural pode ser encontrado em:
http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_134_ABR_18.pdf/4e49ca76-ad57-4b4f-b30d-f8d3ce0669c9

novamente inferir que tal importação também deverá se adequar às realidades de consumo e expectativas de crescimento da oferta doméstica no longo prazo.

Há, portanto, de se registrar um crescente desequilíbrio entre a capacidade de oferta e demanda de gás natural. Isso pode ser entendido como uma oportunidade no plano do aprimoramento da segurança energética do país, bem como nas diferentes dimensões de atrações de investimentos para expansão desta indústria

Em paralelo, o setor privado tem apresentado interesse em novos projetos de escoamento do gás natural, como, por exemplo, o projeto dutoviário *offshore* Rota 4, que pretende incrementar o escoamento da produção de gás natural, associado ao petróleo, oriundo dos campos do pré-sal e contidos na Bacia de Santos (MAIA, 2016). Para acompanhar esta expansão, é fundamental o incremento equivalente das capacidades de escoamento de gás natural por malhas logísticas de elevada capilaridade, que viabilizem acesso do gás aos consumidores finais. Neste sentido, é importante que os investimentos ocorram além da modesta expansão da malha de dutos observada no Plano Decenal de Expansão da Malha de Dutos de Transporte de Gás Natural (PEMAT), que previa expansão de somente 11 quilômetros até 2022 (CROSO, 2015).

No mais recente exercício de planejamento da oferta e infraestrutura de gás natural, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026) corrobora a expansão modesta prevista no PEMAT, contemplando o aumento de terminais de regasificação (seis novos terminais) para abastecimento de plantas de termoeletricas de geração de eletricidade em ciclo aberto, cujo objetivo é o suprimento de eletricidade em horários de ponta e redução da capacidade contratada diária de gás importado da Bolívia de 30 MM m³/dia para 20 MM m³/dia, a partir de 2022 (EPE; MME, 2016).

Embora o transporte de gás natural mundial tenha ocorrido predominante através dutos, é observada a tendência de crescimento do transporte de gás natural na forma liquefeita (GNL), que consiste em seu resfriamento até temperaturas criogênicas (de -163° Celsius), permitindo que 1 m³ de GNL contenha aproximadamente 600m³ de gás natural, e que ocorreu em função do desenvolvimento tecnológico. A utilização de GNL segue em expansão acelerada e pode ultrapassar o comércio de gás natural feito por dutos nos próximos 20 anos (BP, 2017a).

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de gás natural têm apresentado projetos estruturantes de gasodutos virtuais, como a distribuição de gás natural comprimido (GNC) para Campos de Jordão, para atendimento da demanda dos setores industrial, comercial e residencial (MAIA, 2016). A utilização do GNC é também observada em outros seis municípios do estado de São Paulo (SECRETARIA DE ENERGIA, 2017) e cuja a utilização

pode ser considerada modesta frente ao potencial que esta forma de movimentação de GN possa apresentar.

Diante do contexto, este trabalho pretende identificar os limites de viabilidade econômica da movimentação do gás natural, na forma comprimida e liquefeita em pequena escala, através do modal rodoviário no Brasil como forma alternativa para atenuar os desequilíbrios entre oferta e demanda de GN através da flexibilidade, menor necessidade em investimentos e maior agilidade na implementação conferidas a estas formas de movimentação.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A infraestrutura dutoviária de transporte de gás natural no Brasil teve seu início principalmente em 1974 com a construção do gasoduto Atalaia - Santiago/Catu, visando a zona costeira dos estados do Nordeste, totalizando 230 km em extensão de gasodutos (EPE, 2016). Em seguida, por mais 20 anos, a malha de dutoviária de transporte de GN não sofreu expansões expressivas.

Nos anos 1999/2000, com o início das operações do gasoduto Bolívia – Brasil (GASBOL), acrescentou-se outros 2.593 km de gasodutos (30 MM de m³/dia de capacidade), sendo que a oferta de GN iniciou-se em pouco mais de 5 MM m³/dia em 2000 e atingiu a capacidade prevista em 2008. Importante o destaque para os outros 557 km de gasodutos contidos na Bolívia. O setor obteve intensificação de investimentos e crescimento de oferta de GN. Em seguida, verificou-se um novo período de estagnação em investimentos, de 2001 até 2006, acompanhado por uma expansão, não tão robusta quanto a observada pelo GASBOL, proporcionada pelo Plano de Massificação do Uso do Gás Natural da Petrobras (PENHA, 2014).

Destaca-se também a construção do GASENE, que é constituído por 1.315 quilômetros de gasodutos com o objetivo de interligação do Sudeste ao Nordeste do país, com trechos partindo de Cabiúnas (RJ) até Vitória (ES), de Vitória (ES) até Cacimbas (ES) e de Cacimbas (ES) até Catu (BA) (GASNET, 2006). Atualmente, o Brasil possui 9.244 km de gasodutos de transporte dos quais 8.582,8 km estão interligados (EPE WEB MAP 2016) e que movimentaram, como média diária e até o mês de abril de 2018, 79,77 MM m³/dia (Mme, 2018).

O plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário de gás natural de 2013-2022, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e apontado como mecanismo de

política para definição e consolidação da expansão da malha de gasodutos, contemplou apenas a expansão de dois novos gasodutos no trecho entre São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG e na Bacia do Parnaíba (Santo Antônio Lopes/MA) Barcarena/PA, que foram descartados da proposta em função de contemplarem recursos contingentes e recursos não descobertos.

O Quadro 1 demonstra os trechos avaliados no estudo e que foram elegíveis a serem propostos pelo Ministério de Minas e Energia, mas em função de restrições da metodologia nenhum duto foi elegível.

Quadro 1 – Critérios de avaliação do PEMAT.

Opção de Interligação	Critério de Avaliação		
	Balanco Demanda e Oferta	Preço Máximo Competitivo	Elegível à proposição
Bacia do São Francisco ou Malha Integrada Sudeste – MG			
Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG	Sim	Sim	Não*
Ampliação do GASBEL	Não**	N.A.***	Não
GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul			
Ampliação Trecho Sul do GASBOL	Não**	N.A.***	Não
Penápolis/SP - Canoas/RS (“Chimarrão”)	Não**	N.A.***	Não
Malha Integrada Sudeste, ES ou RJ – Vale do Aço/MG			
Piúma/ES – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Macaé/RJ – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Sistemas Isolados			
Bacia do Parnaíba (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA	Sim	Sim	Não*

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: * Oferta baseada em Recursos Contingentes (RC) e/ou Recursos Não Descobertos (RND); ** O atendimento da demanda potencial associada à alternativa requer o corte do atendimento de outras demandas da malha integrada. *** Não Aplicável por não satisfazer ao primeiro critério, o do balanço de demanda e oferta.

Fonte: PEMAT (2013).

Assim, observa-se o contexto da pequena expansão prevista na malha de gasodutos (apenas 11 quilômetros no COMPERJ) no PEMAT e, em virtude da possibilidade de crescimento de oferta de gás natural, surge o eventual dilema de carência de infraestrutura para transporte e distribuição de gás natural para os mercados nacionais não conectados à malha de dutos.

Esta dissertação busca verificar a viabilidade econômica da movimentação do gás natural, na forma comprimida e liquefeita, com foco em pequena escala, através do modal rodoviário. A utilização de modais de transporte alternativos aos dutos permite delimitar algumas hipóteses que serão exploradas no trabalho e estão destacadas abaixo:

- O atendimento de mercados industriais, termoeletrônicos, veicular, comercial e residencial, através de sistemas de GNC e sistemas de GNL em pequena escala,

transportados pelo modal rodoviário é mais competitivo que o atendimento através de dutos em determinadas distâncias e volumes demandados.

- A utilização dos sistemas de GNC e sistemas de GNL em pequena escala, na movimentação de GN, apresentam menor custo por unidade energética, em comparação à movimentação por gasodutos, quanto maior for a distância de movimentação?

Os potenciais desequilíbrios entre oferta e demanda advindos do excesso de oferta de gás natural associado, em função da exploração de novas reservas, da renegociação do suprimento de GN importado da Bolívia, da expectativa de que os preços sejam competitivos e a crescente utilização de sistemas de movimentação de gás através de GNC e GNL em pequena escala, tanto no Brasil quanto em demais países do mundo, demandam estudos sobre a competitividade destas formas de movimentação de gás. O intuito é ampliar o conhecimento sobre estas formas e buscar delimitar a sua potencial importância no crescimento da utilização do gás natural no mix energético.

1.2 OBJETIVOS

O principal objetivo desta dissertação é identificar a competitividade da movimentação do gás natural na forma de GNC e GNL com foco em pequena escala. Com o intuito de verificar as hipóteses acima citadas, os objetivos deste trabalho de pesquisa consistem em:

- Revisar o estado da arte do transporte rodoviário de gás natural liquefeito em pequena escala e comprimido;
- Determinar o tamanho de plantas de liquefação que se caracterizem como de pequena escala;
- Desenvolver, com base na revisão de literatura, visitas em terminais e consultas informais com os agentes do mercado, modelo de estimação de custo por unidade energética, para comparação entre movimentação de GNC e GNL em pequena com a opção de dutoviária;
- Identificar as principais variáveis de investimentos e de custos operacionais na determinação da viabilidade econômica da movimentação de GNL em pequena escala e GNC através do modal rodoviário;
- Identificar as principais empresas que atuam na cadeia de transporte e distribuição no mercado nacional e quais são suas eventuais vocações e barreiras

para expansão da utilização destes métodos alternativos de movimentação de GN.

1.3 METODOLOGIA E ESTRUTURA DO TRABALHO

Um trabalho de pesquisa exploratória visa ampliar o conhecimento acerca do tema pesquisado, atenuar a dificuldade na elaboração de hipóteses e facilitar a identificação de novas ideias e formas de avaliação de determinado problema de pesquisa (PONTE, 2007). Além dos objetivos geral e específicos de pesquisa acima citados, Ponte (2007) também sugere que se faça a classificação da pesquisa quanto ao delineamento, quanto à natureza, técnica de coleta e análise de dados. Cada categoria apresenta suas respectivas possibilidades, conforme apresentado no Quadro 2.

Quadro 2 – Classificação metodológica da pesquisa.

Classificação quanto aos objetivos específicos	Classificação quanto ao delineamento	Classificação quanto à natureza	Técnica de coleta de dados	Técnica de análise de dados
Pesquisa exploratória Pesquisa descritiva; Pesquisa explicativa	Pesquisa documental Pesquisa bibliográfica Levantamento Pesquisa experimental Pesquisa ex-post-facto Estudo de caso Pesquisa-ação	Pesquisa qualitativa Pesquisa quantitativa Pesquisa quantitativa-qualitativa	Entrevista Questionário Observação Documentação indireta – documental Documentação indireta – bibliográfica	Técnicas de análise de dados qualitativa Técnicas de análise de dados quantitativa

Fonte: Ponte (2007).

Ao avaliar todas as possibilidades de classificação da pesquisa conforme o Quadro 2, este trabalho é caracterizado como uma pesquisa exploratória, pois busca ampliar o conhecimento existente sobre a movimentação gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala. Apresenta um delineamento de pesquisa bibliográfica em função de a maior parte dos dados referentes aos custos operacionais, de investimentos e fatores de conversão ser de fontes secundárias, ou seja, artigos acadêmicos ou relatórios corporativos que discorrem sobre o tema.

Apresenta-se também um delineamento através de levantamento, que é caracterizado pela coleta de informações diretamente de pessoas que trabalham com o tema pesquisado. Isso pode ser realizado particularmente em três momentos. O primeiro deles foi a visita técnica aos terminais de GNL da Redes Energéticas Nacionais (REN) em Sines, Portugal, e da ENAGÁS,

em Cartagena, Espanha. O segundo momento ocorreu em discussão com um agente da cadeia de GNC no Brasil. Por fim, é importante enfatizar igualmente o curso ministrado pelo sr. Paul Poullalion, consultor da empresa SINDE, do Rio de Janeiro, especialista em temas energéticos. O curso discorreu sobre o planejamento e modelagem da distribuição de GNC em um projeto aplicado na Costa do Marfim.

Com relação à técnica de coleta de dados, foram aplicados métodos de análise de documentação indireta, com foco em bibliografia; o método de observação foi adotado nas visitas técnicas, cursos e discussões com agente do setor. Já no âmbito do método de análise de dados, as técnicas qualitativas e quantitativas são empregadas. A análise qualitativa é presente nos capítulos que discorrem sobre as tecnologias existentes nas cadeias de movimentação de GNC e GNL em pequena escala. Entende-se que a cadeia de distribuição de GNC é formada por compressão, logística, armazenamento e descompressão. A cadeia para GNL em pequena escala é formada pela liquefação, logística, armazenamento e regasificação.

O método qualitativo é adotado para análise dos dados coletados em função da: (i) alta variância de valores em função da disposição geográfica das plantas, equipamentos e número de tecnologias existentes para cada elemento da cadeia de distribuição, (ii) a necessidade de customização para cada projeto, o que impossibilita a categorização dos custos; e (iii) inexistência de um banco de dados global com dados confiáveis acerca dos investimentos e custos operacionais de cada elemento da cadeia de movimentação de GNC e GNL em pequena escala.

A parte quantitativa deste trabalho é observada no capítulo que apresenta o modelo de estimação de custo por unidade energética das cadeias de movimentação de GNL, em pequena escala, GNC e gasodutos. Neste capítulo, as referências de custos são incorporadas aos métodos de estimação de custos descritos, que fornecem valores de custo por unidade energética (USD/MMBTU), e com taxas de desconto aderentes para a atual conjuntura de juros e risco do Brasil. Também são elaboradas curvas de custo em função de distância e para determinados níveis de consumo de gás natural. Essas curvas possibilitam a comparação econômica entre as formas de movimentação comprimida, liquefeita em pequena escala e através de gasodutos. Com o intuito de identificar os fatores mais relevantes na formação dos custos da cadeia de valor de GNC e GNL em pequena escala, apresenta-se análise de sensibilidades com variação de +30% das variáveis utilizadas na formação dos custos.

Com base no exposto acima e as definições expostas por Ponte (2007), é possível classificar esta dissertação como uma pesquisa exploratória, com delineamento por pesquisa

bibliográfica e levantamento, formada por coleta de dados majoritariamente advindos de documentação indireta, contida em bibliografia, observação, cuja análise de dados é feita de forma qualitativa e quantitativa.

1.4 DISTRIBUIÇÃO CAPITULAR

A dissertação é composta por cinco capítulos, os quais estão descritos abaixo. O segundo capítulo aborda a caracterização do GNC e GNL em pequena escala, observa-se o estado da arte das tecnologias empregadas nestes métodos de movimentação de GN, a avaliação qualitativa destas tecnologias, o levantamento de custos operacionais e custos de investimentos obtidos na literatura.

O terceiro capítulo apresenta o desenvolvimento da modelagem de estimação de custo por unidade energética (USD/MMBTU) para a movimentação do GNC e GNL em pequena escala e para gasodutos. Para efeito de análise, são adotadas referências encontradas na literatura para custos de gasodutos e combustíveis que podem ser deslocados pelo GNC e/ou GNL em pequena escala. Neste capítulo, também são elaboradas curvas de competitividade e as análises de sensibilidades. Este capítulo possibilita atender ao principal objetivo desta pesquisa, que é identificar a competitividade da movimentação de GN em diferentes formas.

O quarto capítulo retrata um estudo de caso sobre a utilização do GNL em pequena escala, na ampliação da movimentação do gás natural no estado de São Paulo face ao plano de longo prazo de expansão de gasodutos das empresas distribuidoras de gás natural canalizado que operam no estado de SP (Comgás, Gás Natural Fenosa e Gás Brasileiro).

O quinto capítulo aborda as conclusões do trabalho, limitações e recomendações para trabalhos futuros. Procura-se discutir em que medida os dados e o entendimento dos métodos de análise a serem desenvolvidos foram atendidos por este trabalho, favorecendo os tomadores de decisão de investimentos e formuladores de políticas públicas no futuro.

Na seção de apêndices, encontra-se o relatório da visita técnica aos terminais de importação de GNL em Portugal e na Espanha, mapas com dados primários e outras informações agregadas de importação para o desenvolvimento do estudo de caso e a tabela com informações abertas por municípios estudados no capítulo 4.

2 CARACTERIZAÇÃO DE GÁS NATURAL COMPRIMIDO E GÁS NATURAL LIQUEFEITO EM PEQUENAS ESCALA

Neste capítulo, serão apresentados os principais elementos que compõem a cadeia de movimentação de GN através de GNC e de GNL em pequena escala, com as informações coletadas na literatura, bem como a partir de consultas realizadas com agentes do mercado, obtidas em Treinamento Intensivo em Planejamento e Gestão de Sistemas Logísticos a Granel para gás natural (GNC e GNL) e visitas técnicas realizadas nos terminais de importação de GNL em Portugal e na Espanha. Busca-se também revisar o estado da arte das tecnologias empregadas nos métodos de movimentação de GN estudados e caracterizar os principais elementos de caracterização de investimentos, custos operacionais, manutenção e capacidades operacionais.

As distintas razões volumétricas de concentração de GN no GNC e no GNL em pequena escala, que são respectivamente de 200:1 m³ e 600:1 m³ em conjunto com as características de temperatura e pressão, permitem observar que o GNC é utilizado em níveis de distribuição distintos do GNL em pequena escala. O GNC distribuído na Costa do Marfim é de 2.000 a 6.000 m³/dia (POULALLION, 2016), ao passo que o intervalo inferior de GNL em pequena escala, 0,1 MTPA, é equivalente a 320.000 m³/dia.

Analisa-se também os volumes de GN movimentados pelas empresas de distribuição de gás natural, convertidos para MTPA e comparados com o intervalo GNL em pequena escala (0,1MTPA até 1 MTPA). Observa-se nesta análise que, das 24 distribuidoras existentes, 5 movimentam volume diário de GN superior ao limite superior de GNL em pequena escala (1 MTPA), 14 apresentam movimentação inserida dentro do limite de GNL em pequena escala e 5 estão com volumes movimentados inferiores ao limite inferior (0,1 MTPA) (DA SILVA et al., 2017). A Tabela 1 apresenta estes valores.

Tabela 1 – Volume distribuído diário das distribuidoras comparado com GNL em pequena escala.

Natural Gas Distribution Company	Average Natural Gas Demand 2014 (MMNm³/day)	Equivalent LNG (MTPA)	
Comogas (SP)	14,93	4,04	> 1 MTPA
Comp (RJ)	14,79	3,94	
Gas Rios (RJ)	10,35	2,83	
Gasolig (MG)	4,21	1,14	
Botafogo (RJ)	3,05	0,84	
BR Distribuidora (BR)	3,49	0,94	0,05 - 1 MTPA
Cligás (AM)	3,43	0,93	
Comogas (PE)	3,29	0,89	
Comogas (PB)	2,9	0,78	
Alagás (SE)	2,38	0,65	
Regás (RJ)	1,87	0,51	
Regás (CE)	1,91	0,52	
Regás (SC)	1,82	0,49	
Gás Natural Foz de Iguaçu (SP)	1,18	0,32	
Gas Brasileiro (SP)	0,9	0,25	
Alagás (AL)	0,81	0,22	
Regás (PI)	0,54	0,15	
Portgas (RN)	0,54	0,15	
Regás (RR)	0,38	0,1	
Cligás (BR)	0,31	0,08	< 0,05 MTPA
Alagás (MT)	0,31	0,08	
Comogas (MA)	0,31	0,08	
Comogas (PI)	0	0,00	
Gasolig (MG)	0	0,00	
TOTAL	73,4	19,83	

Fonte: Da Silva et al. (2017).

Diante desta análise, é possível inferir que a movimentação de GNL em pequena escala representa volumes equivalente à maior parte das distribuidoras de gás natural, portanto, pode demandar um mercado consumidor significativo para justificar sua implantação. Idealmente, pontos de entrega com elevado consumo diário são mais observados na literatura, com o abastecimento de plantas de geração de eletricidade à base de combustão de GN e indústrias.

Por outro lado, o GNC é mais utilizado no Brasil, com empresas estabelecidas e crescente número de projetos para atendimento de clientes industriais e municípios desconectados da malha de gasoduto (MAIA, 2016). Atualmente existem 7 municípios com abastecimento de GNC somente no estado de São Paulo (SECRETARIA DE SÃO PAULO, 2017).

2.1 ASPECTOS E CONCEITUAÇÃO DO GNC

A principal fonte adotada na conceituação do GNC foi o curso administrado no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, pelo consultor sr. Paul Poullalion, em abril de 2016. O curso apresentou especificamente as características técnicas de formação de

custos e de equipamentos utilizados em um projeto de movimentação de GNC instalado na Costa do Marfim (POULALLION, 2016).

Em norma técnica publicada pela agência reguladora, as operações relacionadas às atividades de GNC são determinadas por aquisição, recebimento, compressão, carga, transporte, descarga, comercialização e controle de qualidade (ANP, 2007).

Entende-se que a cadeia de atividades proposta pela Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2007) regule absolutamente todas as atividades relacionadas à aquisição do GN até a comercialização na forma de GNC. Conforme apresentado por López Bendezú (2008) e Poulallion (2016), a cadeia de valor caracterizada por compressão, logística, armazenamento e descompressão é adequada para a projeção e formação dos custos desta modalidade de movimentação de gás natural e está demonstrada na Figura 1. Os elementos formadores da cadeia de valor do GNC, cujos elementos são descritos com mais detalhes na medida em que se apresenta, a seguir, as tecnologias disponíveis, indicativos de custos de investimento e operacionais conhecidos na literatura como CAPEX e OPEX.

Figura 1– Cadeia de Valor de GNC.

Fonte: López Bendezú (2008), Poulallion (2016) e ANP (2007).

2.1.1 Tecnologia de Compressão em sistemas de GNC

O processo de compressão é composto pelo recebimento do gás, tratamento e compressão a pressão de 200 a 250 bar, que possibilita que o volume de 1m³ de GNC (em condições normais de temperatura e pressão) seja equivalente a aproximadamente 268m³ de GN (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008; POULALLION, 2016). A rigor, o GNC é obtido a partir da compressão de um gás que já se encontra comprimido na produção, em um gasoduto de transporte em altas pressões (como exemplo, 80 a 100 bar) ou em gasodutos de média e baixa

pressão de companhias distribuidoras de GN canalizado. Os custos de compressão variam em função dos volumes a serem comprimidos e também do gradiente de pressão a ser vencido. Neste trabalho, assume-se como referência que o GNC é obtido pela compressão de um gás que se encontra em redes dutoviárias de baixa e média pressão.

Existem equipamentos de compressores modulares que facilitam a logística e instalações fixas. São geralmente formados por filtros de entrada de gás, válvulas de controle, sistemas de medição, refrigeração, recuperação de condensados, combate a incêndio, controle elétrico e, por fim, unidade compressora (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008).

Na pesquisa de López BendeZú (2008) foram identificados custos de investimentos em compressores da ordem de 1.600 USD/kW, o que, ao ser ajustado pela inflação norte americana até 2018, resulta em uma estimativa de atualização de, aproximadamente, 1.850 USD/kW, para um compressor com pressão de saída de 250 bar e potência de 440 kW/h e que opera com pressões de trabalho de 0,5 até 60 bares. O volume produzido diário é de 100.000 m³/dia. Portanto, o custo total estimado para compressor é de USD 814.154.

No caso da Costa do Marfim, apresentado por Poulallion (2016), os custos de investimento em estações de compressão são compostos por uma parcela fixa de 17.000 Euros e valores relacionados às cargas do sistema e custos variáveis em função da produção. Ao efetuar a mesma conversão para dólares norte-americanos e para consumo de 100.000 m³/dia, o valor obtido para os compressores é de USD 815.809. Portanto, estes dois estudos independentes apresentam o custo de compressor com valores similares, cuja média pode ser adotada como referência nesta dissertação.

Além dos custos com o compressor, existem outros elementos que compõem os investimentos em compressão. Para López BendeZú (2008), além dos custos do compressor, são observados custos referentes a obras civis e adequações da planta, que correspondem a 20% dos investimentos nos compressores. Na esfera dos custos operacionais, o principal elemento é o custo energético, calculado em função da potência e taxa de utilização do compressor. Assume-se que os custos anuais de operação e manutenção representam uma parcela referente a 2% do investimento total realizado nos compressores.

A Figura 2 e a Figura 3 ilustram dois tipos de compressores avaliados neste estudo. A Figura 2 ilustra o compressor da empresa Galileo, denominado Microbox® (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008), e a Figura 3 representa as instalações contidas no projeto da Costa do Marfim (POULALLION, 2016).

Figura 2 – Compressor da Galileo.

Fonte: López Bendejú (2008).

Figura 3 – Estação de compressão na Costa do Marfim.

Fonte: Poulallion (2016).

Desta forma, compõe-se a matriz de custos de compressão, ajustados para 2018, conforme o Quadro 3. O quadro é apresentado considerando-se o tipo de custo, seja investimento, seja custo operacional, a descrição do elemento de custo avaliado, o valor em termos de 2018 e unidade de medida adotada na modelagem e descrita com mais detalhes na seção 0.

Os principais elementos de investimento para a etapa de compressão são os custos variáveis de produção e os custos do compressor. No âmbito do custo operacional, os custos de energia e o consumo de energia empregados no processo de compressão são as variáveis consideradas e mais impactantes.

Quadro 3 – Investimento e custo operacional para a compressão de GN.

Tipo de Custo	Descrição	Valor em 2018 USD	Unidade de medida
Investimentos	Custo fixo de planta de compressão	18.680	US\$/planta
	Custo variável de planta de compressão	11	US\$/m ³
	Custo do compressor	275	US\$/m ³ h
	Consumíveis	3	US\$/m ³ h
	Sistema de carga	21.926	US\$
Operacional	Custo de energia	0,18	US\$/kwh
	Consumo energético do compressor	0,207	kWh/m ³

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Poulallion (2016).

2.1.2 Logística da Movimentação de GNC

A logística de movimentação de GNC realizada por caminhões ocorre através de tanques com capacidade de transporte de gases em alta pressão, entendida por 250 bar. Esses tanques são apresentados em formato cilíndrico e podem ser estruturados de forma modular ou em disposição fixa em carretas. A

Figura 4 ilustra a disposição vertical de cilindros e agrupamento em forma modular, e a

Figura 5 demonstra o tipo de carreta com cilindros dispostos de forma horizontal e fixos à carreta. Este último sistema de movimentação pode ser concebido, entretanto este formato é menos frequente.

As principais empresas que atuam na logística de movimentação do GNC em território nacional são as empresas CDGN, IGAS e NEOGAS, sendo que todas elas possuem tecnologias nos dois tipos de transporte de GNC, tanto no formato modular quanto no formato fixado em carretas.

Figura 4 – Tanques de transporte de GNC modular.

Fonte: López BendeZú (2008).

Figura 5 – Tanques de transporte de GNC disposição fixa.

Fonte: López BendeZú (2008)

Como será demonstrado na modelagem quantitativa na seção 3.1, a seleção de sistemas de GNC para longas distâncias pode ter a viabilidade econômica comprometida em função da quantidade de carretas e de equipamentos que precisam ser instalados no ponto de consumo. Por outro lado, há de se preservar o objetivo de manutenção do fluxo de abastecimento e armazenagem. A escolha do melhor módulo de transporte e armazenamento dependerá da avaliação de distâncias e volumes demandados, buscando-se a minimização dos custos totais, incluindo-se investimentos totais e custos operacionais totais.

A logística modular permite que o caminhão atenda a mais de um ponto consumidor, dependendo dos volumes demandados, visto que geralmente se transporta entre três até oito módulos por caminhão. Cada módulo, observado no projeto piloto, possui aproximadamente 2.500 m³ de capacidade de GNC (POULALLION, 2016). No segundo, de disposição fixa,

necessita-se que a carreta fique estacionada no ponto consumidor para conexão com a estação de descompressão, impossibilitando o atendimento em múltiplos pontos de consumo através de um único caminhão, conforme ilustrado na Figura 5.

Em consulta com um agente do setor observou-se que a transferência de GNC dos módulos de transporte para módulos de armazenamento, possibilitando a reutilização dos modelos de transporte, torna-se inviável devido à redução de eficiência na operação visto que este transvase ocorre por diferença de pressão dos dois reservatórios. No momento em que ocorre a pressão de equilíbrio o volume de gás transferido para o armazenamento é inferior do que o volume de gás transferido quando o módulo de transporte é conectado diretamente na linha. Desta forma, a logística para movimentação de GNC é caracterizada pelo transporte das carretas, seja modular, seja em disposição fixa, e disposição destes módulos ou carretas no ponto de consumo, conectados aos módulos de armazenamento, até o esvaziamento dos cilindros. Após isto, uma nova operação de abastecimento é realizada, e os módulos ou carretas vazias retornam à estação de compressão.

Nesta etapa, os principais custos estão relacionados ao investimento necessário para aquisição dos módulos de movimentação de GNC, que possuem capacidade de cerca de 2.000 m³ até 10.000 m³, a depender do sistema adotado (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008), seguido pelos investimentos necessários para aquisição dos caminhões. Os custos operacionais, principalmente com motoristas e combustíveis, são os elementos de formação do custo logístico, conforme demonstrado no Quadro 4, que contém as informações obtidas em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016).

Quadro 4 – CAPEX para a logística de GNC via caminhões.

Item	Especificação	Valor (2018 USD)
Capacidade total de transporte de GNC	De 2.150m ³ até 10.050 m ³	De 4,65/m ³ até 6,14/m ³
Caminhão	Cavalo para transporte de módulos	30.000/caminhão
Módulos de transporte	Custo por litro de módulo de transporte	27/volume nominal de cilindro (m ³)

Fonte: Preparado pelo autor com base em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016).

O custo de transporte também é formado por custos operacionais que foram apresentados por Poulallion (2016), incluindo os custos de motoristas, manutenção e trocas de pneus. Em adição, são considerados os custos relacionados ao consumo de diesel na etapa logística. O Quadro 5 descreve estes elementos.

Quadro 5 – OPEX para a logística de GNC via caminhões.

Item	Especificação	Valor (2018 USD)
Custo Operacional	Motoristas, manutenção, troca de pneus	0,29/km
Consumo de diesel	Cavalo para transporte de módulos	25 litros/ 100km
Custo do diesel	Custo por litro de diesel	1/litro

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Poulallion (2016).

2.1.3 Armazenamento e descompressão do GNC

A etapa de descompressão é constituída pela redução da pressão, medição, odorização e aquecimento do gás natural, atendendo a especificações demandadas no ponto de consumo. O dimensionamento é dependente dos níveis de demanda e de estocagem de gás natural (LÓPEZ BENDEZÚ, 2008).

Destaca-se, em discussão com um agente do setor, a importância da confiabilidade na prestação destes serviços, caracterizada pelo fornecimento sem interrupções e com níveis de qualidade e controle elevados, que podem resultar na opção de que os equipamentos sejam de propriedade do prestador de serviços e não de aquisição do consumidor. A configuração de cada sistema está sempre sujeita às obrigações regulatórias e às características do ponto consumidor, as quais muitas vezes são impostas pela companhia de distribuição de gás natural local.

O armazenamento está relacionado ao número de horas de reserva de abastecimento, demandadas pelo ponto consumidor, e à disposição dos cilindros de abastecimento. No caso de cilindros modulares, estes são alocados no cliente e possibilitam a operação independentemente das carretas. Já no caso de cilindros dispostos de forma fixa na carreta, a própria carreta é deixada no cliente para a execução da operação.

A Figura 6 e Figura 7 representam a instalação de um sistema de armazenamento e descompressão em um cliente industrial da Costa do Marfim. Os cilindros em amarelo são os cilindros de armazenamento, e os módulos na cor cinza são os módulos de transporte.

À direita, na Figura 6, é possível observar a estação de redução de pressão, que reduz a pressão dos módulos de armazenagem até 18 bar, para fornecimento ao cliente. O consumo deste cliente é de 2.000m³/dia até 6.000m³/dia, localizado a mais de 100 km de distância da

estação de compressão. A distância entre a estação de compressão e os volumes horários demandados no ponto de consumo são variáveis fundamentais no dimensionamento dos módulos de movimentação e armazenagem. A distância influencia diretamente o dimensionamento dos tempos de operação acarretando maior ou menor número de módulos necessários. O consumo horário apresenta relação direta com o número de módulos necessários para atendimento do cliente (POULALLION, 2016)

Figura 6 – Instalações de descompressão e armazenagem de GNC na Costa do Marfim.

Fonte: Poulallion (2016).

Na Figura 7 a mesma disposição é observada, ou seja, os módulos com cilindros amarelos estão destinados à armazenagem e os módulos containerizados na cor cinza são utilizados na movimentação de GNC (POULALLION, 2016).

Figura 7 – Instalações de descompressão e armazenagem de GNC na Costa do Marfim.

Fonte: Poulallion (2016).

O Quadro 6 contém as informações relacionadas à capacidade e aos investimentos e custos operacionais registrados na instalação ilustradas na Figura 6 e na Figura 7. Estes parâmetros foram obtidos em López Bendejú (2008) e Poulallion (2016) e são referentes ao estágio de armazenagem e descompressão.

Quadro 6 – Investimento para a descompressão e armazenamento de GNC.

Item	Especificação	Valor em USD de 2018
Investimento	Fixo, no ponto de entrega.	10.000
	Investimento em instrumentação	10/m ³
	Variável no ponto de entrega	63.470
	Outros custos (gestão, fretes, embalagem, seguros e segurança)	30% do total de investimento ao ano
Custo operacional	Manutenção	3% do investimento
	Consumíveis	1/1000 m ³
	Mão de obra	13.000/ funcionário

Fonte: Elaborado pelo autor com base em López Bendejú (2008) e Poulallion (2016).

2.2 ASPECTOS E CONCEITUAÇÃO DO GNL

O GNL pode ser caracterizado pelo processo de resfriamento do gás natural a temperaturas criogênicas, cerca de -163° Celsius, e cuja a razão de redução volumétrica resultante deste processo será de cerca de 1:600, em relação ao gás natural em condições de temperatura e pressão ambientes. Antes do processo de liquefação, são desempenhadas etapas de purificação e de obtenção do gás natural desidratado, evitando, assim, os riscos de geração de hidratos e de congelamento, dessulfurização, descarbonatação e remoção de mercúrio e de hélio, com os objetivos de redução aos riscos de corrosão (devido, por exemplo, à formação de C5+²⁴, partículas abrasivas e com elevado potencial de geração de danos às tubulações e instalações de alumínio) (MANOEL, 2006).

O processo de liquefação ocorre através de resfriamento em duas etapas, em geral a primeira atinge temperaturas de -20/-30°C e a segunda etapa é de resfriamento, utilizando-se gases refrigerantes (nitrogênio e condensados) para temperaturas de -160°C. Estes processos de resfriamento ocorrem em trocadores de calor, constituídos por tubos espirais com enorme

superfície de troca, que possuem cerca de 4 metros de diâmetro e 60 metros de altura (BRET-ROUZAUT et al., 2011).

Observa-se rápido crescimento da indústria de GNL no cenário mundial no sentido de diversificação fontes de suprimento de gás e em função da crescente importância do GN como um combustível fóssil que possibilite menores níveis de emissões de gases de efeito estufa e, portanto, possa contribuir no atingimento de metas de reduções de emissões destes gases, conforme definido na última convenção do clima, ocorrida em dezembro de 2016 em Paris. O abastecimento de mercado por GNL cresceu anualmente 7% desde 2000 e taxas de crescimento de 7.8% são apontadas para o futuro (DA SILVA et al., 2017^a).

Destaca-se a crescente importância da Austrália, África e Estados Unidos como supridores deste combustível e cujo crescimento de oferta será superior ao atual principal produtor, Qatar, em 2035. Do lado dos consumidores, a Ásia permanece como principal destino no GNL, contemplando 70% da produção e espera-se que a China seja o segundo maior importador, atrás somente do Japão. Em termos de comercialização, espera-se que o volume comercializado através GNL supere o volume comercializado de gasodutos antes de 2035 (DA SILVA et al., 2017^a).

O gás natural liquefeito produzido em pequena escala, aqui denotado pelo acrônimo SSLNG ², é caracterizado conforme a capacidade das plantas de liquefação e regasificação, cujo intervalo, para pequena escala, estende-se de 0.1 MTPA até 1 MTPA. É igualmente observado na literatura plantas ditas de microescala, cujas capacidades de liquefação e regasificação estão compreendidas em faixas inferiores a 0.1 MTPA (IGU, 2015).

Ao considerar esta categorização, enfatiza-se que a presente dissertação avalia a cadeia de GNL em pequena escala, constituída por liquefação, logística, armazenamento e regasificação. Portanto, exclui-se desta análise temas relacionados à cadeia de GNL em microescala (inferior a 0.1 MTPA) e à cadeia de GNL em macro escala (superior a 1 MTPA).

Embora também não seja objeto deste trabalho, mas de importante destaque, observa-se em Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017) que os usos finais de GNL no abastecimento de caminhões convencionais, caminhões utilizados para mineração, navios e locomotivas, postos de combustível, combustível para geração de eletricidade em usinas termelétricas e consumo industrial em regiões desconectadas da malha de gasodutos sejam os principais direcionadores de demanda para o combustível.

² SSLNG: *small scale liquefied natural gas*.

O Gráfico 1 abaixo ilustra a distribuição da expectativa de demanda de GNL em 2030 por setor de consumo. Verifica-se que o setor de abastecimento de caminhões é o maior responsável pelo consumo com mais de 30 MTPA, seguido por combustível para navios e geração de eletricidade, que totalizam aproximadamente 90 MTPA (BISCARDINI; SCHMILL; DEL MAESTRO, 2017).

Gráfico 1 – Estimativa de demanda por GNL em 2030

Fonte: Traduzido pelo autor com base em Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017).

Ainda sobre os fatores que fomentam a inserção de GNL como combustível fóssil alternativo, destaca-se a diferença entre o preço GNL e o preço do diesel como principal elemento de suporte às estimativas de crescimento (BISCARDINI; SCHMILL; DEL MAESTRO, 2017).

Esta dissertação aborda apenas a cadeia na Figura 8, formada por liquefação, logística, armazenagem e regasificação. A cadeia é proposta como um projeto dedicado e verticalmente integrado, já que o Brasil não dispõe de malhas logísticas que permitam uma movimentação mais ampla do GNL.

Por exemplo, registra-se que a produção nacional de GNL em pequena escala é limitada a uma planta localizada no município de Paulínia, no estado de São Paulo, cuja a sociedade é formada por White Martins e Petrobras. Esta planta trata da liquefação do gás. A comercialização do GNL produzido é realizada por outra empresa denominada Gás Local, que

também desempenha a distribuição do GNL, através de caminhões, principalmente para clientes industriais, que não estão conectados à malha de gasodutos existente.

Figura 8 – Cadeia de Valor de GNL.

Fonte: Igu (2015).

A título ilustrativo, a Figura 9 ilustra esquematicamente demonstra as múltiplas configurações possíveis para a cadeia logística de GNL, identificando opções logísticas de distribuição do GNL em pequena escala, incluindo navios de pequeno porte, sistemas de cabotagem, barcaças, trens e caminhões, bem como usos como combustível para caminhões, locomotivas, navios, e, diretamente, para outros usuários finais.

Figura 9 – Variações da cadeia de valor do GNL.

Fonte: Igu (2015).

Porém, em linha com a ilustração integrada proposta na Figura 9 um exemplo de que a distribuição em pequena escala nem sempre ocorre a partir de plantas de liquefação em pequena escala foi observado nas visitas técnicas realizadas em julho de 2017 aos terminais de importação em Portugal e na Espanha. Ambos os terminais de importação, portanto regasificação, são de escala convencional e conectados à malha de gasodutos existente nos

respectivos países. Em adição às operações convencionais de regasificação e distribuição de GN, ambos terminais apresentavam instalações que possibilitam movimentar GNL através de caminhões (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017³).

Ainda em linha com a cadeia de GNL proposta na Figura 8, há de se reconhecer que as formas multimodais de movimentação do GNL, no Brasil, poderiam iniciar-se em terminais costeiros (fixos ou flutuantes), que têm sido projetados e construídos pelo país.

Penha (2014) descreve o surgimento de três destes terminais, todos flutuantes, no porto de Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Baía de todos os Santos (BA). Somente duas destas três unidades estão ilustradas na Figura 10 e na

Figura 11.

Figura 10 – Terminal de importação de GNL de Pecém (CE).

Fonte: Penha (2014).

Figura 11 – Terminal de importação de GNL da Baía de Guanabara (RJ).

Fonte: Penha (2014).

³ FRAGA, D. M.; LIAW, C.; GALLO, A. Technical Visits to LNG Import Terminals from ENAGAS at Cartagena in Spain and from REN Atlântico, at Sines in Portugal. 2017. (Relatório não publicado. Disponível nos Anexos desta dissertação.)

Verifica-se que são terminais de regasificação, que transformam o GNL em seu estado gasoso em unidades embarcadas, com a exclusiva função de suprir demandas de gás natural impostas por termelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (PENHA, 2014). Observa-se também, na Tabela 2, que estes terminais têm operado com elevadas taxas de ociosidade, próximas a 90% desde 2016, podendo, eventualmente, serem concebidos para efetuar a movimentação de GNL explorada neste trabalho, com o desembarque do GNL para um sistema de armazenamento fixo a ser construído próximo às unidades existentes flutuantes.

Tabela 2 – Análise de ociosidade dos terminais de importação de GNL no Brasil.

Importação média (mm m3/dia)	2013	2014	2015	2016	2017	2018 até abril
Terminal de Pecém	3,59	3,65	2,96	1,75	2,15	1,88
Terminal da Baía de Guanabara	10,99	10,63	5,16	0,63	0	0
Terminal da Bahia		5,64	9,84	1,43	2,91	0,44
Total	14,58	19,92	17,96	3,81	5,06	2,32
Capacidade total diária	21	28	28	28	28	28
Ociosidade	64%	51%	56%	91%	88%	94%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Mme (2018).

Observa-se também, que no horizonte de novos projetos são considerados somente estes modelos de regasificação flutuante com terminais associados a geração de eletricidade através de usinas termoeletrica de ciclo aberto ou combinado contratadas ou a serem contratadas em leilões de energia. Em informe técnico sobre os terminais de regaseificação de GNL, Epe (2018) destaca 17 projetos de terminais de importação de GNL em estudo, cujo a distancia média dos gasodutos de transporte é de 80 km e cuja maioria demanda obras de aumento de calado nos portos para recebimento de navios metaneiros de GNL.

No estudo desenvolvido por Epe (2018) não é mencionada a possibilidade de movimentação de GNL para os mercados nacionais, através de modais alternativos que não sejam os gasodutos. Entende-se que está alternativa possa ser possível de implantação e otimize as taxas de utilização dos terminais.

Após os investimentos em transbordo de GNL para a costa do país, estes terminais se tornariam, então, passíveis de recebimento de GNL a custos competitivos e poderiam efetuar a movimentação do GNL através de caminhões, conforme observado nas operações em Portugal

e na Espanha. Isto poderia reforçar a movimentação de GNL pelo país e, conseqüentemente, a ampliação do uso GN no mix energético nacional.

2.2.2 A liquefação em pequena escala de GN

A seguir, são apresentadas as principais características da liquefação em pequena escala, descrevendo um panorama das unidades existentes pelo mundo, das tecnologias aplicadas e das referências obtidas acerca de custos de investimento e operacionais envolvidos no processo de liquefação. Trata-se de literatura escassa em fontes com viés científico. Muitas das informações aqui coletadas foram obtidas em consultas realizadas junto a profissionais do mercado, em visitas técnicas realizadas no Brasil e no exterior.

Em relatório divulgado em 2015, a International Gas Union (IGU) contabilizou 43 plantas operacionais de liquefação de GN, que correspondem a uma capacidade total somada de 10,1 MTPA. Do total de 43 plantas, observa-se maior concentração na China, com 36 plantas (capacidade total somada de 8,25 MTPA). A segunda maior região, com 5 plantas, foi a das Américas, mais especificamente os Estados Unidos da América, com um total de 0,61 MTPA de capacidade somada. Outros continentes como África e Europa apresentaram uma única planta, cada qual com capacidade de 1 MTPA e 0,30 MTPA respectivamente (IGU, 2015).

No mesmo relatório, também são apresentadas informações sobre a projeção de expansão dessas plantas para o período a partir de 2014. Registra-se que, na época, o número de plantas de liquefação em planejamento e construção era de 20 (com previsão de adição de 11,77 MTPA de capacidade somada de liquefação). A maior concentração das novas plantas também era observada na China, com 8 projetos (totalizavam 3,37 MTPA de capacidade somada), Américas com 5 plantas (3,80 MTPA de capacidade somada), Austrália com 4 plantas (que totalizavam 4 MTPA) e Europa com 3 plantas (com 0,59 MTPA de capacidade). Portanto, o somatório das informações referentes às plantas existentes e futuras permite contabilizar 63 plantas de liquefação de pequena escala (com capacidade total somada de 21,93 MTPA)⁴ e que não apresentava prazo para conclusão. O Gráfico 2 e o Gráfico 3 ilustram esta distribuição de localização das plantas de liquefação e suas respectivas capacidades.

⁴ Em relatório, publicado em junho de 2018, Igu (2018) observa 339.7 MTPA de capacidade de liquefação global, inclusive com liquefação em pequena escala, e que apresentou crescimento de 10% em relação ao fim de 2015. E reportado que a capacidade total adicional em construção é de 114.4 MTPA. Observa-se então que a capacidade instalada da liquefação em pequena escala, em operação e futura observada em 2015, corresponde a 6,5% da capacidade instalada global.

Gráfico 2 – Distribuição de quantidade de plantas de pequena escala de liquefação.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em IGU (2015).

Gráfico 3 – Distribuição de capacidade de liquefação em pequena escala.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Garcia-Cuerva e Sobrino (2009) e IGU (2015).

Alguns agentes do setor, como consultorias e desenvolvedores de tecnologias, estimam que o crescimento da demanda por GNL advindo de processo de liquefação em pequena escala cresça significativamente até 2030, produzindo valores entre 75 MTPA e 90 MTPA (BISCARDINI; SCHMILL; DEL MAESTRO, 2017).

O potencial acréscimo de capacidade de liquefação de 21,93 MTPA permite observar que a capacidade total de liquefação futura, somando-se a capacidade liquefação existente de 10,1 MTPA, será de 32,03 MTPA (IGU, 2015). Esta capacidade é menor do que a metade das estimativas de demanda de GNL produzidas por Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017). Observa-se, então, uma potencial expansão das plantas de liquefação em pequena escala no mundo.

O processo de liquefação do gás natural é constituído por ciclos de refrigeração que removem o calor do gás natural tratado (também denominado *feed gas*). Este processo pode utilizar gases refrigerantes associados ao gás natural, no chamado ciclo aberto, ou gases refrigerantes separados do gás natural, que alimentam trocadores de calor, no chamado ciclo fechado. A liquefação é alcançada após a adição de trabalho, através de compressores, e rejeição do calor para ar ou água (MOKHATAB, 2013).

A seleção da tecnologia para liquefação do GN visa a escolha do ciclo, ou combinação de ciclos, que tenha melhor ajuste à curva de resfriamento do GN a ser utilizado no processo, que apresenta variações de composição química em função da região. As tecnologias são divididas em três grupos: (i) Processos de Liquefação *Cascade*; (ii) Processos por refrigerantes mistos; e (iii) Processos baseado em expansão (MOKHATAB, 2013).

O Quadro 7 apresenta os principais fabricantes, as vantagens, desvantagens e principais utilizações observadas de cada tecnologia. Nota-se que os processos (ii) e (iii) são utilizados nas operações de liquefação em pequena escala (GARCIA-CUERVA; SOBRINO, 2009; MOKHATAB, 2013; IGU, 2015).

Quadro 7 – Análise qualitativa das tecnologias de liquefação.

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens	Utilização
<u>Processo de liquefação Cascade</u> Com variações: Cascade Otimizado de Conocco Philips e Fluidos misturados Cascade de Linde e Statoil	Operação Flexível Baixa área para troca de calor e baixa demanda energética Baixos riscos técnicos e implementação rápida	Capital intensivo Sem adaptação dos processos à fonte de GN. Limitada a capacidade do terminal	Grandes terminais com capacidade acima de 1 MTPA
<u>Ciclo único de refrigerantes mistos</u> Fabricante: Black & Veatch, APCI, Linde, Kryopak, Chart, KOGAS e LNG Limited	Temperatura operacional próxima a temperatura dos trocadores de calor. Baixa quantidade de compressores, flexibilidade de ajuste dos gases refrigerantes às	Baixa eficiência térmica. Elevado tempo de <i>start-up</i> e <i>line-up</i> em função da mistura dos gases refrigerantes	Pequena escala (0.1 MTPA até 1 MTPA) Média escala (acima de 1 MTPA)

	características do GN e da planta. Baixo custo e alta simplicidade		
<u>Ciclo duplo de refrigerantes mistos ou pré-resfriamento mais</u> <u>Ciclo único de refrigerantes mistos</u> Fabricantes: Kryopak e LNG Limited	Baixa área para troca de calor e baixa demanda energética Maior eficiência que o ciclo único de refrigerantes	Alta complexidade Maior quantidade de equipamentos	Pequena escala (0.1 MTPA até 1 MTPA) Média escala (acima de 1 MTPA)
<u>Ciclo baseado em expansão: único, múltiplo ou pré-resfriamento mais ciclo único de expansão</u> Fabricantes: Vários, Mustang, APCI, CB&I Lummus	Estável em uma grande variedade de temperaturas de operação	Menor eficiência dentre os demais processos	Pequena escala (0.1 MTPA até 1 MTPA) Plantas flutuantes de liquefação

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Mokhtab (2013) e IGU (2015).

A seleção da tecnologia deve considerar fatores como a capacidade requerida dos compressores, áreas disponíveis para a troca de calor e análise dos padrões de temperatura da região. As primeiras plantas de liquefação foram concebidas utilizando-se apenas uma tecnologia, entretanto, com os avanços tecnológicos decorrentes do crescente número de plantas, a combinação de tecnologias é comumente observada na indústria (MOKHATAB, 2013).

O Quadro 8 apresenta as informações relacionadas ao investimento, em valores ajustados para o ano de 2018, apenas para as opções tecnológicas voltadas à pequena e média escala, e cujo valor mínimo observado é de 371,42 USD/TPA na China e o valor mais elevado constante na literatura é de 1591,81 USD/TPA encontrado na Austrália e Europa. O Quadro 8 também apresenta os principais itens da formação dos custos operacionais das plantas de liquefação. Destaca-se o consumo energético de cada tecnologia, que varia de 385 kWh/ton a 557 kWh/ton⁵. É observado também intervalo de capacidade para cada tecnologia, compreendido entre 0.1 MTPA até 1 MTPA.

⁵ É observada em Almeida Trasviña (2016) a otimização de processos de liquefação utilizando refrigerantes mistos e cujo o consumo energético é reduzido significativamente, podendo chegar em redução de até 4.3% no consumo de energia.

Quadro 8 – Custos de investimento, consumo energético e capacidade das tecnologias.

Tecnologia	Processo	CAPEX USD/TPA (2016\$)	Consumo energético (kWh/ton)	Intervalo de capacidade (MTPA)
PRICO Process	Refrigerantes mistos	371,42 (China) - 1591,81 (Europa e Austrália)	415	0.1 - 1.0
Mustang OCX-2	Baseado em expansão		474 - 557	0.5 - 2
LNG Limited OSMR	Ciclo único de Refrigerantes mistos		415	0.1 - 1.0
Kryopak	Pré-resfriamento e ciclo único de refrigerantes mistos		474 - 557	Menor que 0.1
Linde multistage	Ciclo único de Refrigerantes mistos		415	0.43 - 2.5
APCI	Ciclo único de Refrigerantes mistos	400 (Indonésia) - 600 (Oeste da Austrália)	385 - 398	0.5 - 1.0

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Lee et al. (2001), Mokhtab (2013), IGU (2015) e World Bank et al. (2015).

Como já foi explicado, trata-se de referências extraídas da literatura e de consultas realizadas junto a especialistas, principalmente durante visitas técnicas realizadas. Portanto, existe uma grande limitação dos dados obtidos acerca da possibilidade de associação dos custos às tecnologias e aos países em questão, o que impossibilita o desenvolvimento de uma análise de custos mais robusta e que permita identificar as diferenças de custos entre as tecnologias e países.

Em adição ao material identificado na literatura, é possível calcular o custo de liquefação na única representação nacional, o chamado Projeto Gemini. O valor investido na planta de liquefação que utiliza a Black & Veatch, usuária da tecnologia PRICO Process, ou seja, refrigerantes mistos, foi de US\$ 27 milhões. A capacidade desta planta é de liquefazer 380 mil m³ de GNL por dia (MANOEL, 2006).

Ao ajustar as capacidades para a escala adotada na literatura, a capacidade resultante é de 0.11 MTPA, intervalo compreendido no intervalo de capacidade de pequena escala. Portanto, o custo resultante desta aproximação é de USD 254,57/TPA. Este valor é referente a 2004, mas, se corrigido pela inflação norte americana (CPI, para 2018, ano de corte desta pesquisa, resulta em USD 323.44/TPA. O valor reajustado é inferior ao mínimo observado na China para tecnologia similar. Isso sugere que estas estimativas possam estar distorcidas por fatores

cambiais e inflacionários, não capturados nestes cálculos, uma vez que não existem indicadores de que os custos na China sejam superiores aos Brasileiros. No entanto, a análise é válida como enriquecimento de fontes de informação.

Em relação aos custos operacionais, Lee et al. (2001), Garcia-Cuerva e Sobrino (2009), IGU (2015) e World Bank et al. (2015) descrevem como principais elementos que compõem tais custos os seguintes: mão de obra; custos dos refrigerantes e químicos; custos de consumo de eletricidade; manutenção; administrativos e gerais e obrigações e seguros. O Quadro 9 consolida as informações disponíveis na literatura acerca dos custos operacionais de uma planta de liquefação de refrigerantes mistos e cujos valores coletados, quando aplicáveis, estão demonstrados em USD e ajustados para o ano de 2018.

Quadro 9 – Custos operacionais típicos de uma planta de liquefação de refrigerantes mistos.

Descrição	Quantidade	Unidade	Valor (2018 \$)
Mão de obra (operação, manutenção)	57	Funcionários/planta	2.337.460
Refrigerantes (Etano)	644	Ton/ TPA	1.640
Refrigerantes (Propano)	1544	Ton/ TPA	726
Químicos (tratamento do gás)	-	Não descrito	984.194
Eletricidade	385 – 557	kWh/ton de GNL	0,15/Kwh
Manutenção	2%	% CAPEX/ano	Variável ⁶
Custos gerais administrativos	20%	% (do total de mão de obra mais manutenção)/ano	
Seguros e Obrigações	0,75%	% do CAPEX/ano	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Lee et al. (2001), Garcia-Cuerva e Sobrino (2009), Mokhtab (2013), Igu (2015) e World Bank et al. (2015).

Apesar das limitações observadas nas informações obtidas na literatura e relacionadas aos investimentos e custos operacionais contidos nos quadros 8 e 9, estas informações permitem iniciar a mensuração do custo total envolvido na liquefação e, portanto, são adotadas como entrada de dados e variáveis do modelo de estimação de custos, que será descrito na seção 0.

⁶ Calculam-se os custos de manutenção e de seguros e obrigações em função do valor total de investimento na planta de liquefação. Obtêm-se os custos gerais e administrativos em função custo operacional de mão de obra somado ao custo de manutenção. Em ambos os casos, os valores obtidos são considerados anualmente durante todo o fluxo de caixa de análise.

2.2.3 Logística de movimentação de GNL

Esta seção aborda como o GNL é transportado no modal rodoviário, incluindo características dos caminhões, características dos tanques criogênicos e as principais referências acerca de custos, obtidas na literatura e nas visitas técnicas aos terminais de importação de GNL em Portugal e na Espanha.

O GNL é normalmente transportado em dois tipos de tanques insulados, ou seja, constituídos de forma a preservar a temperatura de -163° Celsius. O primeiro, denominado convencional, apresenta a principal característica de não mobilidade deste tanque entre modais e cuja capacidade máxima observada é de 42 m^3 . O segundo tipo é denominado tanque *container*, com capacidade observada de 32 m^3 e cuja integração intermodal é possível nos transportes ferroviários, naval e rodoviário (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Um exemplo desta integração intermodal ocorre no caso de abastecimento do gás natural à Ilha da Madeira. Este transporte ocorre através de tanques inseridos em uma estrutura de container, que são abastecidos no terminal de importação de GNL de Sines. Após a carga, ocorre o deslocamento destes tanques por 159 quilómetros até o porto de Lisboa, através de malha rodoviária existente. Ao chegar ao porto, os containers são deslocados dos caminhões para o navio, que efetua o transporte, de mais 500 quilómetros, até o porto da Ilha da Madeira. Uma vez descarregado no porto da Ilha, os containers retornam a outros caminhões, que os transportam, por mais 35 quilómetros, até a estação de geração de eletricidade termelétrica da Ilha (com capacidade de 450 gWh por ano) (ALVES et al., 2005; FRAGA; LIAW; GALLO, 2017). As rotas podem ser observadas na Figura 12.

Figura 12 – Rotas percorridas pelo ISO container.

Fonte: Souza (2014).

Ainda a partir do mesmo terminal de importação de GNL, em Portugal, 38 unidades autônomas de regasificação (UAG), localizadas entre 100 km e 640 km de distância do terminal, são atendidas pela movimentação de GNL, por caminhões, a partir de terminais de importação convencionais, assim ilustrado na Figura 13.

Figura 13 – UAG de Alpiarça (190 km distante de Sines).

Fonte: REN (2013).

A visita ao terminal de importação de GNL, da empresa ENAGAS, na Espanha, permitiu observar que, a partir de quatro terminais de importação de GNL, 6.740 operações de transporte através caminhões para 1.033 destinos ocorreram em 2016. Estas operações corresponderam a 18% do volume transportado de GNL. Somente no terminal visitado, localizado em Cartagena, 201 destinos são abastecidos, conforme ilustrado na Figura 14. Pode-se então observar que as operações logísticas de GNL através de caminhões, nos países visitados, totalizam mais de 10 mil viagens por ano e, no caso espanhol, corresponderam a 18% do volume total importado. (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Figura 14 – Destinos de GNL a partir dos terminais de importação de GNL da ENAGAS.

Fonte: Fraga, Liaw e Gallo (2017).

Destaca-se ainda que estas operações logísticas surgiram como forma adicional de monetização do GNL importado para regiões cuja malha de gasodutos seja inexistente ou de inviável implantação. Portanto, esta configuração seria semelhante à observada e proposta nos capítulos anteriores, como forma de aproveitamento da capacidade ociosa dos terminais de importação de GNL. Entretanto, a disposição dos terminais visitados é na costa, o que facilita este tipo de operação. No caso do Brasil, investimentos de transbordo de GNL seriam necessários para desenvolvimento destas operações.

A literatura também apresenta intervalos de capacidade para os tanques convencionais, de 20 m³ até 60 m³ (ALVES et al., 2005; IGU, 2015). A escolha da capacidade e do tipo de tanque depende de cada projeto, bem como permissões e restrições de circulação de cargas em cada país.

Foi verificada a existência de dois tipos de tanques para armazenamento de GNL. O primeiro é descrito por tanques insulados a vácuo, e o segundo por tanques com insulação em poliuretano. O primeiro foi adotado para os estudos em função de apresentar menor vaporização que o segundo (0,13% por dia contra 1,13% por dia) e maior robustez (GARCIA-CUERVA; SOBRINO, 2009).

Com relação aos caminhões, podem ser de três eixos e que comportem os tanques de menor volume, cerca de 30 m³, com 85% de capacidade. Também podem ser utilizados

caminhões com mais eixos e para tanques com volumes até 60 m³. A escolha do tipo de caminhão depende da infraestrutura existente na localidade em que se pretende desenvolver as operações (GARCIA-CUERVA; SOBRINO, 2009; IGU, 2015)

A Figura 15 e a Figura 16 trazem a representação dos dois tipos de tanques utilizados na logística de GNL em pequena escala. A primeira figura ilustra o tipo denominado convencional. A segunda demonstra o tipo denominado containerizado, que permite integração intermodal. A Figura 15 demonstra, também, que o caminhão está estacionado em uma estação de regasificação em pequena escala, que pode ser inferido através dos vaporizadores situados ao lado esquerdo e ao lado do tanque de armazenamento. Já na Figura 16, o tanque containerizado está em cima do caminhão que executa a movimentação de GNL entre o terminal de importação de GNL de Sines e o porto de Lisboa.

Figura 15 – Tanque criogénico convencional.

Fonte: Molgas (2017).

Figura 16 – Tanque criogénico em ISO container.

Fonte: Souza (2014) e Molgas (2017).

Em termos de formação de custos, os principais elementos formadores, identificados em visita técnica e na literatura, estão contidos no Quadro 10 e no Quadro 11. O Quadro 10 apresenta o indicativo de investimentos, por tanques ou caminhões, observados em IGU (2015) e em discussões realizadas nas visitas técnicas (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017). Ambos os valores estão corrigidos para 2018, pelo índice de correção de preços ao consumidor norte americano, CPI.

Quadro 10 – CAPEX para a logística de GNL em pequena escala via caminhões.

Item	Especificação	Valor <i>(em USD de 2018)</i>
Tanque Criogênico	32m3 to 40m3	175.749/tanque
Caminhão	Para tanques de 32m3 até 40m3	30.000/caminhão

Fonte: Elaborado pelo autor com base em IGU (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

Em seu estudo, Araújo et al. (2014) abordam o contexto geral do transporte de bens no modal rodoviário, com foco no eixo compreendido entre São Paulo e Rio de Janeiro, que apresenta significativa representatividade no que diz respeito às empresas distribuidoras e autônomos. Os dados genéricos de formação do custo foram coletados e estão representados no Quadro 11 para as linhas de custo com motorista, pneus, manutenção e mão de obra, ajustados e convertidos para dólares norte americanos de 2018.

A literatura internacional aborda os custos logísticos de forma consolidada, entretanto, entende-se que é importante adotar referências representativas da realidade do Brasil e desenvolver uma modelagem mais detalhada em função do potencial impacto na formação de custo deste modal.

Observa-se que o total de extensão de rodovias pavimentadas cresceu a taxas anuais de 1,5% entre 2001 (171.000 km) e 2015 (210.000 km). Os estados de Minas Gerais e de São Paulo apresentam a maior concentração de rodovias pavimentadas. Entretanto, 48,6% das rodovias apresentam qualidade avaliadas como regular, ruim ou muito ruim. Em relação às condições de sinalização e geometria, 57,3% das rodovias apresentaram problemas (CNT, 2016).

Entende-se que o estudo de Araújo et al. (2014) reflete as conjunturas observadas na pesquisa da Confederação Nacional do Transporte (CNT, 2016) e, portanto, torna-se adequada a esta dissertação.

Quadro 11 – OPEX para a logística de GNL em pequena escala através de caminhões.

Item	Especificação	Valor (2018 USD)
Custo de Combustível	Rendimento do Diesel: 2,2 km/litro	0,91/litro
Motoristas por Caminhão	Três motoristas	41.174/ano/caminhão
Pneus	11% do custo total logístico	Variável
Manutenção	14% do custo total logístico	
Mão de obra	14% do custo total logístico	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Araújo et al. (2014), IGU (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

2.2.4 A Regasificação e o armazenamento de GNL em pequena escala

As plantas de regasificação em pequena escala, formadas por vaporizadores, estão normalmente associadas a um tanque de armazenamento. No caso visitado em Portugal, como já foi apresentado. Além do suprimento via navio à Ilha da Madeira, existem outras 38 plantas de pequena escala de regasificação localizadas entre 100 km e 640 km de distância do terminal de importação de GNL, sendo todas associadas a um tanque de armazenamento e abastecimento consumidores industriais, de agricultura ou pequenos distritos, que não apresentam malha de dutos (FRAGA; LIAW; GALLO, 2017).

Os vaporizadores são selecionados em função das condições climáticas, fluxo produtivo desejado e padrões industriais, que variam de projeto para projeto. Busca-se maximizar o valor presente de líquido de cada situação, podendo ser concebidos de forma modular e expandidos em escala para atender crescimentos de demanda.

Existem quatro categorias de vaporizadores para a pequena escala de GNL, são eles: (i) Open Rack Vaporizer (ORV), (ii) Submerged Combustion Vaporizer (SCV), (iii) Shell and Tube Vaporizer (STB) e (iv) Ambient Air Vaporizer (AAV) (MOKHATAB, 2013; WORLD BANK et al., 2015). O Quadro 12 abaixo contém uma análise qualitativa, feita com base na revisão de literatura, para cada tecnologia disponível na etapa de regasificação em pequena escala.

Quadro 12 – Análise Qualitativa das tecnologias de regasificação⁷.

Tecnologia	Descrição	Vantagem	Desvantagem
<i>Open Rack Vaporizer (ORV)</i> ,	Usa água de rios ou oceano como fonte de calor. A água é injetada no trocador de calor em conjunto com o GNL. É caracterizada pelo fácil acesso à manutenção e demanda avaliações relacionadas a qualidade de água.	Baixo custo operacional Tecnologia consolidada e que não necessita de intervenção física.	Capex necessário para instalação do Sistema de injeção de água. Custos de Manutenção no Sistema de injeção de água. Impactos ambientais oriundos do descarte da água utilizada na troca de calor. Sujeito a aspectos regulatórios.
<i>Submerged Combustion Vaporizer (SCV)</i>	Utiliza o calor gerado na combustão do boil off gas em baixa pressão com o objetivo de aumentar a temperatura da água e, conseqüentemente a troca de calor com o GNL	Baixa intensidade de Capital quando comparado ao ORV. Permite ajustes de configuração para adaptação ao meio ambiente e pode ser otimizado através da geração de eletricidade com a utilização do gás vaporizado (<i>boiled –off gás</i>)	Maiores emissões em relação aos outros sistemas. Altos custos operacionais em função do consumo de gás natural no processo e demandas isoladas de suprimento de gás
<i>Shell and Tube Vaporizer (STB)</i>	Utiliza água do mar como fonte de calor. Pode ser operado em ciclo aberto ou fechado. Apresenta funcionamento similar ao ORV	Mais compacto, menor necessidade de investimentos quando operado em ciclo aberto e menor custo operacional quando comparado ao ORV	O descarte de água, quando operado em ciclo aberto. Risco de descarte acidental de água, quando operando em ciclo aberto e Glycol quando operando no ciclo fechado Altos custos operacionais para o ciclo fechado
<i>Ambient Air Vaporizer (AAV)</i>	O ar do ambiente é a fonte de calor no processo de aquecimento do GNL.	Nenhum impacto ambiental e emissões de gases de efeito estufa	Maior intensidade de capital. Maior área para os trocadores de calor

⁷ Observa-se que as tecnologias de vaporização de GNL em pequena escala não são idênticas às empregadas nas escalas de regasificação observadas nos terminais flutuantes localizados no Brasil. Por exemplo, o terminal flutuante, contratado para operar no Pecém (CE), apresentava tecnologia de vaporização com utilização de vapor, gerado na própria embarcação quando operado no ciclo fechado, para a troca de calor e aquecimento do GNL. Era possível também a utilização de utilização da água do mar, quando operado em ciclo aberto (GOLAR 2017). Estas tecnologias não são identificadas nos vaporizadores utilizados em pequena escala, entretanto, são similares a tecnologia SCV em função da possibilidade de operação em ciclo aberto e fechado com utilização de gases para troca de calor.

	Pode ser operado através de troca de calor direta entre LNG e o ar ou indiretamente com a utilização de fluidos intermediários.	Nenhum custo operacional necessário para manutenção	necessária. Potencial risco relacionados a circulação de ar congelado.
--	---	---	--

Fonte: Preparado pelo autor baseado em Mokhtab (2013), Igu (2015), World Bank et al. (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

A Figura 17 contém a visão lateral e inferior de vaporizadores concebidos com a tecnologia *Ambient Air Vaporizer*, comumente observada em plantas satélites de regasificação como, por exemplo, as localizadas em Portugal.

Figura 17– Vaporizadores AAV, vista lateral e inferior

Fonte: Mokhtab (2013).

As capacidades de regasificação são identificadas por serem similares às identificadas na liquefação, ou seja, 0,1 MTPA até 1 MTPA. Já os custos são apresentados no Quadro 13. Embora não exista na literatura informações que detalhem os custos operacionais, incluindo mão de obra vinculada às plantas de regasificação, aponta-se um valor considerado por Garcia-Cuerva e Sobrino (2009) e que reflete mão de obra, consumíveis, eletricidade e outros itens de uma planta satélite

Quadro 13 – CAPEX e OPEX das plantas de regasificação.

Descrição	Valores em USD de 2018
CAPEX	104,81/TPA
OPEX	255.442/ano/planta

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Garcia-Cuerva e Sobrino (2009).

Para pequena escala de GNL, é proposto por IGU (2015) dois tipos de tanques, podendo ser eles pressurizados ou atmosféricos. Esses tipos de tanques podem adotar diferentes sistemas de integridade, que, conforme sugere Mokhatab (2013), podem ser divididos em contenção simples, dupla contenção e contenção completa. A principal diferença entre esses tipos de tanques é o nível de segurança em relação a falhas e/ou ignição acarretando em variações de custos, que pode chegar até 20% dependendo do design.

Dentre os tanques pressurizados, existem dois tipos, chamados *bullet* e *cilinder*, cuja diferença, observada por IGU (2015), é que o primeiro apresenta possibilidades de ganhos na gestão do *boil-off gas*⁸, ao passo que o segundo apresenta maior capacidade por tanque, embora esta capacidade ainda seja limitada e existam poucos casos em relação ao primeiro (IGU, 2015). Observa-se que o *boil-off gas* pode ser utilizado na própria planta ou recondensado através da implantação de um sistema de gestão (MOKHATAB, 2013). A Figura 18 contém 5 tanques do tipo *bullet* com 1.000 m³ de capacidade cada e localizados em Møsjoen, na Noruega. Também é apresentado um tanque cilíndrico localizado na Austrália e com capacidade não identificada.

Figura 18 – Tanque de armazenamento pressurizados do tipo Bullet e Cilinder.

Fonte: IGU, 2015.

No âmbito dos tanques com pressões atmosféricas, existem também dois tipos de tanques denominados *flat bottom* e *bullet*. Ambos diferem na sua forma e em algumas características como segurança e capacidade, sendo que o primeiro tem com melhor desempenho e menores custos de desenvolvimento (IGU, 2015). A Figura 20 é formada por um tanque do tipo *bullet* à esquerda e um tanque do tipo *flat bottom* à direita, ambos com nível de integridade de contenção total.

⁸ *Boil-off gas*: perda do propelente líquido devido a evaporação (BRET-ROUZAUT et al., 2011).

Figura 19 – Tanque de armazenamento em pressões atmosférica do tipo Bullet e Flat bottom com contenção total.

Fonte: IGU (2015) com base em Gasnor (Shell) e Linde Engineering.

Com relação aos investimentos e capacidades instaladas dos tanques de armazenamento, foram observados os intervalos de conteúdos no Quadro 14. As capacidades de armazenamento observadas na literatura estão compreendidas entre 500 e 3000 m³. E os custos de investimentos no intervalo entre 850 e 3183 USD/m³. Entende-se que os custos operacionais da etapa de armazenagem, pelo fato de os tanques estarem associados às unidades de vaporização, esteja contemplado na etapa de regasificação.

Quadro 14 – Capacidades e custos dos tanques de armazenamento.

Descrição	Valor
Capacidade dos Tanques	500 – 3000 m ³
CAPEX	850 – 3183 /m ³ (2018\$)

Fonte: Elaborado pelo autor com base em IGU (2015) e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

As informações levantadas neste capítulo, acerca dos elementos formadores de custo, intervalos de volumes adotados na movimentação de GN e do estado da arte das tecnologias empregadas nos sistemas de GNC e GNL em pequena escala, permitem propor, com base na literatura e nas visitas técnicas, um modelo de estimação de custos por unidade energética (USD/MMBTU).

Estes elementos serão utilizados no próximo capítulo para o desenvolvimento da modelagem de estimação de custos para os sistemas de GNC e sistemas de GNL em pequena escala, que proporcionarão a possibilidade de elaboração de curvas de custo em função da

distância de movimentação do GN e que permita a comparação entre as opções de movimentação. Serão avaliados os sistemas mencionados anteriormente e a opção de movimentação de GN através de gasodutos, cuja modelagem, adotada nesta dissertação, fora replicada do PEMAT de (EPE; MME, 2014) e Burman (2004).

Posteriormente, o modelo de estimação de custo para o sistema de GNL em pequena escala é aplicado em estudo de caso, contido no 4 desta dissertação. O objetivo deste estudo de caso é identificar a competitividade da adoção do sistema de GNL em pequena escala, para suprimento de GN, aos municípios estudados, através do deslocamento de eletricidade e óleo combustível utilizados para geração de energia térmica em processos industriais.

O modelo de estimação de custos para GNC não fora incorporado no estudo de caso em função da existência de municipalidades, no estado, cujo o suprimento de GN seja advindo de sistemas de GNC e, portanto, entende-se que o custos e viabilidades deste sistema esteja refletido tanto nos planos de metas para o setor de gás natural quanto pelas distribuidoras de GN.

3 MODELO ECONÔMICO DE ESTIMAÇÃO DE CUSTOS POR UNIDADE ENERGÉTICA DE GNC E GNL EM PEQUENA ESCALA

Neste capítulo são apresentados os métodos para a estimação de custos por unidade energética (USD/MMBTU) para movimentação de GN através de sistema de GNC e de sistema de GNL em pequena escala. Os resultados obtidos neste capítulo refletem os custos observados no capítulo 2. Destaca-se que se adota os valores médios para as variáveis cujos valores são apresentados em intervalos, como por exemplo, o valor de investimento em planta de liquefação.

Análise de sensibilidades são realizadas para os sistemas de GNC e GNL em pequena escala com o objetivo de identificar a participação das variáveis na formação dos custos. Para efeitos de comparação, adotou-se o método de estimação de custos por unidade energética de gasodutos utilizado no PEMAT.

A demanda por volumes de GN é a principal variável de dimensionamento dos sistemas de movimentação deste trabalho, entretanto, em virtude da natureza exploratória desta dissertação os volumes são observados em um intervalo compreendido dentro do que se entende por pequena escala, ou seja, de 0.1 MTPA até 1 MTPA, que são equivalentes a 320 mil e 3,2 milhões de m³/dia de GN respectivamente. Os resultados da modelagem são observados em três pontos do intervalo de demanda, sendo 0,1 ;0,5 e 1 MTPA. Como ampliação dos estudos no caso da modelagem de GNC, o intervalo de 0,001 MTPA ou 3,2 mil m³/dia de GN.

O intervalo de distância adotado compreende-se entre 10 e 1.000 km, conforme observado em López Bendezú (2008), IGU (2015) e Poulallion (2016). O período de análise é de 30 anos, considerando-se a depreciação dos caminhões em 5 anos. A adoção destes período é compatível com a prazo de concessão de distribuidoras de gás natural e adotado por em López Bendezú (2008) e Poulallion (2016).

Na etapa de análise de sensibilidades, as variáveis selecionadas sofrem alteração de $\pm 30\%$. Este nível de variação é compatível com a incerteza dos custos adotados neste trabalho. Caracterizam-se os custos como classe 5, conforme proposto por definidas por Towler e Sinnott (2013)

Ao final deste capítulo é possível comparar os custos obtidos para os sistemas de movimentação de GN avaliados.

3.1 MODELO DE ESTIMAÇÃO DE CUSTOS DE GNC

Conforme descrito no capítulo 2, o sistema de movimentação do gás natural comprimido é composto por compressão, transporte, armazenamento e descompressão. O modelo de estimação de custo foi desenvolvido adotando-se as referências de custos obtidas nos capítulos anteriores. Segue-se os métodos desenvolvidos por López Bendezú (2008) e Poulallion (2016) para os cálculos de custo unitário por unidade energética de GNC. As premissas adotadas são oriundas de um projeto de movimentação de GNC executado na Costa do Marfim.

Ilustra-se na Figura 20 a concepção do modelo, que consolida as informações de CAPEX e OPEX para todos estágios da cadeia e que são submetidos, quando necessário, às premissas adotadas.

Figura 20 – Desenho esquemático do modelo de estimação de custo de GNC.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1.1 Cálculos de estimação custo da compressão de GNC

O Quadro 15 consolida as principais entradas adotadas para o cálculo dos custos operacionais e de investimento da etapa de compressão. Os principais direcionadores de custos são (i) o valor de investimento no compressor e o (ii) consumo de eletricidade.

Quadro 15 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Compressão.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Capacidade nominal de compressão (c_cn)	Variável	m³/horas
Capex	Custo fixo de planta de compressão (c_capf)	18.680	US\$/planta
	Custo variável de planta de compressão (c_capv)	11	US\$/m3
	Custo do compressor (c_comp)	275	US\$/m3h
	Sistema de carga (c_scar)	21.926	US\$
Opex	Custo de energia (c_cenc)	0,18	US\$/kwh
	Consumo energético do compressor (c_enc)	0,207	kWh/m³
Premissas	Máximo de tempo de compressão (c_maxt)	18	Horas/dia

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Poulallion (2016).

Após a definição dos valores do quadro acima, o custo total de compressão pode ser expresso conforme equação abaixo, que é composto pela somatória do total de investimentos (c_tcapex) e total custos operacionais (c_topex).

$$c_{c_total} = c_{tcapex} + c_{topex} \quad (3.1.1.1)$$

Obtém-se o valor total de investimentos através das equações descritas abaixo e adotadas no modelo. O valor total de investimentos (c_tcapex) é a somatória da capacidade nominal da planta (c_np_n) em determinado ano *n* multiplicada pelo investimento total da planta (c_tcap).

$$c_{tcapex} = \sum_{i=1}^n (c_{np_n} * c_{tcap})_i = (c_{np} * c_{tcap})_1 \dots (c_{np} * c_{tcap})_n \quad (3.1.1.2)$$

A capacidade nominal da planta (c_np_n) em determinado ano *n* é obtida através da divisão da demanda diária em determinado ano *n* pela capacidade nominal do compressor (c_cn) ajustado pelo fator de carga do compressor de 0,9 e pelo fator de modulação de 1,20 (POULALLION, 2016).

$$c_{np_n} = \frac{Demanda_n(m3/dia)/(c_{cn}*0,9*1,20)}{c_{maxt}} \quad (3.1.1.3)$$

O valor total de investimentos (c_tcap), obtido pela equação 3.1.1.4, é resultante da soma do custo fixo da planta de compressão (c_capf), com o custo de carga do sistema de compressão (c_scar), com o custo do compressor e com a parcela variável. Obtém-se o custo do compressor através da multiplicação da capacidade nominal adotada (c_cn) multiplicada pelo fator de carga e pelo custo unitário por m3/hora (c_comp). A parcela variável é obtida

através do produto da demanda diária em determinado ano n ($Demanda_n$) pelo custo variável de compressão (c_{capv}).

$$c_{tcap} = c_{capf} + c_{scar} + (c_{cn} * 0,9 * c_{comp}) + (Demanda_n * c_{capv}) \quad (3.1.1.4)$$

A equação (3.1.1.5) representa o cálculo dos custos operacionais da etapa de compressão, cujo principal elemento é o consumo de eletricidade na compressão. O custo operacional total (c_{topex}) é obtido através da somatória, em determinado ano n , do custo operacional total. O custo operacional em determinado ano n é obtido pela multiplicação da demanda diária em determinado ano n ($Demanda_n$) pelo consumo energético de compressão (c_{enc}) e pelo custo da energia empregada (c_{cen})

$$c_{topex} = \sum_{i=1}^n (c_{topex})_i = c_{topex_1} \dots c_{topex_n} \quad (3.1.1.5)$$

$$c_{topex_n} = Demanda_n * c_{cen} * c_{enc} \quad (3.1.1.6)$$

3.1.2 Cálculos de estimação de custo da logística de GNC

O Quadro 16 consolida as principais entradas adotadas para o cálculo dos custos operacionais e de investimento da etapa de movimentação do GNC. Os principais direcionadores de custos são o valor de investimento nos módulos de transporte, seguido pelo valor adotado na aquisição dos caminhões.

Quadro 16 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX no Transporte.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Capacidade nominal de cilindro (cl_cil)	0,2	m ³
	Número de cilindros por módulo (cl_cilmod)	15	cilindros
	Número de módulos por sistema (cl_modsist)	3	módulos
Temperatura	Temperatura média (cl_temp)	25	Graus Celsius
Velocidade	Velocidade média entre a compressão e o ponto consumidor (cl_vmed)	50	km/h
Capex	Custo por litro transportado compressão (cl_capf)	10	US\$/litro
	Investimento no caminhão (cl_cap)	30.000	US\$/caminhão
Opex	Consumo de diesel por caminhão (cl_rcomb)	25	Litros/100km
	Custo do diesel (cl_ccomb)	1,1	US\$/litro
	Custo com motoristas, manutenção, pneus e seguros (cl_ckm)	0,29	Usd/km
Premissas	Pressão nominal do cilindro a 25°C (cl_pnom)	250	Bar

	Pressão mínima de trabalho a 25°C (cl_pminn)	10	Bar
	Tempo de conexões (cl_tcon)	0,20	horas
	Máximo de operação por dia (cl_maxh)	22	horas
	Tempo de ajuste e balanceamento (cl_tbal)	0,25	horas

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Poulallion (2016).

As equações abaixo foram utilizadas para formação do custo logístico e dimensionamento de número de módulos necessários para a logística de determinada quantidade de GNC e para determinadas distâncias.

$$cl_total = cl_tcapex + cl_topex \quad (3.1.2.1)$$

O total de investimentos (cl_tcapex) é formado pela somatória de caminhões necessários para movimentação de determinada demanda de GNC e a quantidade de módulos necessários para o transporte. O cálculo de dimensionamento dos módulos é feito através de equações de balanço de gás dos cilindros de GNC em função de temperatura, estimada em 25° Celsius, e pressões de trabalho que podem variar conforme a localidade e projeto. As equações 3.1.2.2 e 3.1.2.3 determinam as pressões máximas (cl_pmax) e mínimas (cl_pmin) de operação dos cilindros durante o transporte.

$$cl_pmax = cl_pnon * (1 + cl_pnon * 0,001) \quad (3.1.2.2)$$

$$cl_pmin = cl_pminn * (1 + cl_pnon * 0,001) \quad (3.1.2.3)$$

As equações abaixo foram elaboradas para o cálculo do volume por cilindro de transporte de GNC (cl_volcil), obtido através do produto da capacidade nominal do cilindro (cl_cil), pela pressão máxima de operação (cl_pmax). O volume transportado pelo módulo é resultado do número de cilindros contidos em um módulo (cl_cilmod) multiplicado pelo volume de cada cilindro (cl_volcil). Por fim, o volume de um sistema de transporte é obtido através da multiplicação do volume dos módulos (cl_volmod) pelo número de módulos contidos no sistema (cl_modsist).

$$cl_volcil = \left(\frac{cl_cil * cl_pmax * 273}{cl_temp + 273} \right) \quad (3.1.2.4)$$

$$cl_volmod = cl_volcil * cl_cilmod \quad (3.1.2.5)$$

$$cl_volsist = cl_volmod * cl_modsist \quad (3.1.2.6)$$

Com o objetivo de medir o volume total distribuído através do balanço de gás, necessita-se calcular o volume mínimo por cilindro na pressão mínima de trabalho de 10 bar. As equações abaixo buscam obter o volume mínimo disponível nos cilindros e, consequentemente, o volume mínimo dos módulos e dos sistemas de transporte de GNC, de forma que seja possível obter o volume total movimentado.

$$cl_volcilmin = \left(\frac{cl_cil * cl_pmin * 273}{cl_temp + 273} \right) \quad (3.1.2.7)$$

$$cl_volmodmin = cl_volcilmin * cl_cilmod \quad (3.1.2.8)$$

$$cl_volsistmin = cl_volmod * cl_modsist \quad (3.1.2.9)$$

Definidos os volumes máximos e mínimos de transporte de GNC, é possível calcular a pressão de equilíbrio entre transporte e descompressão. Ao relacionar a pressão de equilíbrio com a demanda, distância, velocidade e armazenamento permitem dimensionar a quantidade módulos necessários para o atendimento do ponto de consumo. As próximas equações foram utilizadas para calcular os tempos de transporte.

O tempo total de uma rotação (cl_trot), ou seja, carregamento do caminhão, entrega no ponto consumidor e retorno a planta de compressão, é obtido através da soma do tempo de viagem do caminhão, que é calculado através da divisão da distância (cl_dist) pela velocidade média (cl_velmed) multiplicado por 2 (ida e volta), com o tempo total de conexões (cl_tcon), balanceamentos (cl_tbal), abastecimento dos cilindros de transporte (cl_tabast) e esvaziamento (cl_tesva).

$$cl_trot = \left(\frac{cl_dist}{cl_velmed} \right) * 2 + cl_tcon + cl_tbal + cl_tabast + cl_tesva \quad (3.1.2.10)$$

O tempo de abastecimento dos cilindros (cl_tabast) é obtido através do volume total a ser abastecido no sistema ($cl_cil * cl_cilmod * cl_modsist$), multiplicado pela diferença entre a pressão máxima do cilindro (cl_pmax) e a pressão de equilíbrio (cl_peq), dividido pela capacidade horária de abastecimento do compressor ($c_cn * 0,9 * 1,20$), conforme descrito abaixo

$$cl_tabast = \frac{cl_cil * cl_cilmod * cl_modsist * (cl_pmax - cl_peq * (1 + cl_peq * 0,001))}{c_cn * 0,9 * 1,20} \quad (3.1.2.11)$$

O tempo de esvaziamento (cl_tesva) é resultado do volume final em equilíbrio ($cl_volfineq$) multiplicado pelo período de esvaziamento de 24 horas e dividido pela demanda diária em determinado ano n .

$$cl_tesva = \frac{cl_volfineq * 24}{Demanda_n(m^3/dia)} \quad (3.1.2.12)$$

O volume final em equilíbrio pode ser expresso pela diferença entre o volume total em pressão de equilíbrio por cilindro e o volume total em pressão mínima de operação. Este valor multiplicado pela quantidade de cilindros, módulos e sistemas resulta no volume de GNC total entregue ao ponto de consumo e descrito abaixo.

$$cl_volfineq = cl_cil * cl_cilmod * cl_modsist * (cla_peq - cl_pmin) * (1 + cla_peq * 0,001) \quad (3.1.2.13)$$

O número teórico de módulos pode ser calculado com base na demanda diária de gás natural em determinado ano n ($Demanda_n$) multiplicada pelo tempo total de uma rotação (cl_trot) dividido pelo produto do volume de cada módulo de transporte (cl_volmod) pelo tempo máximo de operação diário (cl_maxh), destacado abaixo.

$$cl_nmod = \frac{Demanda_n(m^3/dia) * cl_trot}{cl_volmod * cl_maxh} \quad (3.1.2.14)$$

Por fim, os valores de investimentos em módulos são calculados através da multiplicação do número de módulos teóricos (cl_nmod) pelo número de cilindros contidos em cada módulo (cl_cilmod), pelo volume de cada cilindro (cl_cil) e pelo investimento em cada cilindro convertido para metros cúbicos ($cl_capf * 1000$)

$$cl_capmod = cl_nmod * cl_cilmod * cl_cil * cl_capf * 1000 \quad (3.1.2.15)$$

O número de caminhões necessários é calculado com base nas equações abaixo, que contemplam o número de cavalos necessários (cl_ncav), obtido através da quantidade de módulos teóricos (cl_nmod) dividida pela capacidade de módulos por cavalo ($cl_modsist$). Após a determinação do número de cavalos necessários (cl_ncav), o total de investimento é obtido com a multiplicação do custo de cada cavalo (cl_cap).

$$cl_ncav = \frac{cl_nmod}{cl_modsist} \quad (3.1.2.16)$$

$$cl_capcav = cl_ncav * cl_cap \quad (3.1.2.17)$$

Os cálculos das pressões de equilíbrio entre compressão logística e descompressão são demonstrados abaixo e são essenciais para os cálculos de tempos e volumes finais transportados e acondicionados nos cilindros.

$$cla_peq = \frac{(a_modsist * a_volmod * a_pmin) + (cl_modsist * (cl_cil * cl_cilmod) * cl_pmax)}{(\#mod \ cl_cil * cl_cilmod)} \quad (3.1.2.18)$$

$$cl_peq = \frac{cl_volsistmin + a_volsist}{(cl_cil * cl_cilmod * cl_modsist) * (cl_pnom + a_pmin) * 0,001/2} \quad (3.1.2.19)$$

Por fim, o valor total de investimentos pode ser descrito na equação abaixo, somando-se o valor total de investimentos em cavalos (cl_capcav) e módulos (cl_capmod)

$$cl_tcapex = cl_capcav + cl_capmod \quad (3.1.2.20)$$

Os custos operacionais são calculados em função dos custos totais de investimento conforme adotado por Poulallion (2016) e são compostos por duas variáveis: o custo total por km (cl_tckm) e custo de combustível (cl_tcomb).

$$cl_topex = cl_tckm + cl_tcomb \quad (3.1.2.21)$$

Os custos totais por km rodado estão expressos na equação abaixo e podem ser calculados através da multiplicação do custo por quilômetro rodado (cl_ckm) pela distância total percorrida (cl_dist)

$$cl_topex = cl_dist * cl_ckm \quad (3.1.2.22)$$

O montante estimado referente aos custos com combustíveis (cl_tcomb) pode ser observado na equação abaixo, que reflete a distância percorrida em determinado ano n (cl_dist) dividida pelo rendimento do caminhão (cl_rcomb) e multiplicada pelo custo por litro de diesel (cl_ccomb).

$$cl_tcomb = \frac{cl_dist}{cl_rcomb} * cl_ccomb \quad (3.1.2.23)$$

3.1.3 Cálculos de estimação de custos da armazenagem de GNC

Nesta etapa, são calculadas as quantidades de módulos de armazenamento necessárias, os investimentos e demonstradas as premissas adotadas para as respectivas equações.

Quadro 17 – Elementos de investimentos e custos operacionais da etapa de armazenagem.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Capacidade nominal de cilindro (a_cil)	0,2	m ³
	Número de cilindros por módulo (a_cilmod)	15	cilindros
	Número de módulos por sistema(a_modsist)	3	módulos
Temperatura	Temperatura média (a_temp)	25	Graus Celsius
Capex	Custo por litro armazenado (a_cap)	7	US\$/litro
Premissas	Pressão nominal do cilindro a 15°C (a_pnom)	250	Bar
	Pressão mínima de trabalho a 15°C (a_pmin)	20	Bar
	Margem de segurança abastecimento (a_mars)	0,80	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Poulallion (2016).

O investimento total em armazenamento e demonstrado pela equação abaixo:

$$a_{ctotal} = a_{tcapex} \quad (3.1.3.1)$$

Assim como na etapa de logística do GNC, é necessário calcular as pressões máximas e mínimas de operação de cada cilindro utilizando-se fatores de compressão e expansão de cada cilindro e cujo valor adotado, conforme Poulallion (2016), é de 0,00068. As equações abaixo demonstram os cálculos das pressões máximas e mínimas e também os volumes resultantes por cilindro, módulos e sistema de armazenamento.

$$a_{pmax} = a_{pnon} * (1 + a_{pnon} * 0,00068) \quad (3.1.3.2)$$

$$a_{pmin} = a_{pmin} * (1 + a_{pnon} * 0,00068) \quad (3.1.3.3)$$

$$a_{volcil} = \left(\frac{a_{cil} * a_{pmax} * 273}{a_{temp} + 273} \right) \quad (3.1.3.4)$$

$$a_{volmod} = a_{volcil} * a_{cilmod} \quad (3.1.3.5)$$

$$a_{volsist} = a_{volmod} * a_{modsist} \quad (3.1.3.6)$$

Após os cálculos de pressões e volumes dos cilindros e módulos de armazenamento, a próxima etapa é o cálculo da capacidade mínima de armazenagem (a_mincap), que é observada

em função da multiplicação da demanda horária ($\frac{Demanda_n(m^3/dia)}{24}$) pela capacidade de transporte ($(\frac{cl_{dist}}{cl_{velmed}} * 2) + (cl_{volsist}/c_{cn})$) dividida pela margem de segurança (a_{mars}).

$$a_{mincap} = \frac{Demanda_n(m^3/dia)}{24} * \frac{((\frac{cl_{dist}}{cl_{velmed}} * 2) + (cl_{volsist}/c_{cn}))}{a_{mars}} \quad (3.1.3.7)$$

O número teórico de módulos de armazenamento (a_{nmod}) e o valor dos investimentos (a_{tapex}) são observados nas próximas equações.

$$a_{nmod} = \frac{a_{mincap}}{\frac{a_{volmod} * 150}{250}} * a_{mars} \quad (3.1.3.8)$$

$$a_{tapex} = a_{nmod} * a_{cilmod} * a_{cil} * a_{cap} * 1000 \quad (3.1.3.9)$$

3.1.4 Cálculos de estimação custos da descompressão e demais custos operacionais do GNC

Por fim, para término da composição dos custos do gás natural comprimido nesta etapa, calcula-se os custos de descompressão, instrumentação e operação de todo o sistema de abastecimento de GNC. O quadro abaixo apresenta as principais entradas de valores considerados para os cálculos.

Quadro 18 – Elementos de investimentos e custos operacionais da etapa de descompressão.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capex	Custo fixo no ponto de entrega (d_capf)	8790	US\$
	Custo de instrumentação (d_capi)	10	US\$/m3
	Outros custos (d_ocapex)	30	% do total de capex
Opex	Custo médio módulo (d_opmod)	11	US\$/modulo
	Manutenção (d_opmanut)	3	% do total de capex
	Consumíveis (d_opcon)	1	US\$/1000m ³

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Poulallion (2016).

Os custos totais em equipamentos, manutenção, consumíveis e custos operacionais podem ser descritos como a soma do investimento total relacionado à descompressão (d_{tapex}) com o total de custos operacionais também da descompressão (d_{topex}).

$$d_{ctotal} = d_{tcapex} + d_{topex} \quad (3.1.4.1)$$

Os investimentos são compostos por custos fixos (d_{capf}), custos de instrumentação (d_{capi}) e outros custos (d_{ocapex}), que incorporam todas as etapas da cadeia de GNC (a_{tcapex} , cl_{tcapex} e c_{tcapex}), uma vez que a cadeia toda se apropria destes investimentos, que estão relacionados a consumíveis, monitoramento e mão de obra.

$$d_{tcapex} = d_{dcapex} + (d_{ocapex} * (d_{dcapex} + a_{tcapex} + cl_{tcapex} + c_{tcapex})) \quad (3.1.4.2)$$

$$d_{dcapex} = d_{capf} + (d_{capi} * \frac{Demanda_n(m^3/dia)}{24} * 8) \quad (3.1.4.3)$$

Os custos operacionais são definidos nas próximas equações e são compostos por custos médios por módulo de compressão, manutenção e consumíveis. Os custos médios referentes aos módulos estão relacionados às etapas de compressão, logística e às operações de abastecimento e desabastecimento. Já os custos de manutenção, assim como outros investimentos, também incorporam todas as etapas de movimentação de GNC.

O total do custo operacional (d_{topex}) pode ser descrito através da somatória do custo total operacional de determinado ano n .

$$d_{topex} = \sum_{i=1}^n (d_{topex})_i = d_{topex_1} \dots d_{topex_n} \quad (3.1.4.4)$$

O total do custo operacional em determinado ano n (d_{topex_n}) pode ser descrito através da somatória de custo médio operacional por módulo (d_{opmod_n}), com o custo operacional de manutenção ($d_{opmanut_n}$) e de consumíveis (d_{con_n}), em determinado ano n .

$$d_{topex_n} = d_{opmod_n} + d_{opmanut_n} + d_{con_n} \quad (3.1.4.5)$$

O custo médio por módulo é determinado pelo volume de GNC movimentado pelo sistema é composto por uma constante definida por Poulallion (2016) (d_{opmod}), que é multiplicada pela quantidade dias de operação no ano.

$$d_{opmod_n} = \frac{Demanda_n(m^3/dia)}{\frac{cl_{volsist}}{cl_{trot} * cl_{maxh}}} * cl_{modsist} * d_{opmod} * 360 \quad (3.1.4.6)$$

O custo de manutenção é constituído através de um percentual fixo ($d_{opmanut}$) aplicado sobre todos os investimentos empregados no sistema de GNC (d_{dcapex} , a_{tcapex} , cl_{tcapex} , c_{tcapex})

$$d_{opmanut}_n = d_{opmanut} * (d_{dcapex} + a_{tcapex} + cl_{tcapex} + c_{tcapex}) \quad (3.1.4.7)$$

Por fim, os custos operacionais relacionados aos consumíveis em determinado ano n da operação são obtidos pela multiplicação do valor constante (d_{con}) pelo volume total distribuído em determinado ano n .

$$d_{con}_n = d_{con} (Demanda_n(m^3/dia)*360/1000) \quad (3.1.4.8)$$

3.1.5 Análise de sensibilidades do modelo de estimação de custos de GNC

A análise de sensibilidade foi elaborada após a avaliação dos custos totais tanto de investimento quanto operacionais para cada nível de demanda estudado, que são 0,1; 0,5 e 1 MTPA equivalente de GNL. O comportamento observado em todos os casos estudados é de que, quanto maior a distância, maior é a participação do custo operacional na formação do custo final, principalmente por conta dos aspectos logísticos.

No caso de menor demanda de 0.1 MTPA eq. de GNL, os valores totais partem de 0,5 bilhões de dólares, para 10 quilômetros de distância, divididos quase que igualmente entre investimento e custo operacional. Já na maior distância avaliada, de 1000 quilômetros, o valor total é de 19,5 bilhões de USD, e a parcela de custos operacionais responde por 85% do custo total. Este comportamento está ilustrado no Gráfico 4.

Gráfico 4 – Investimentos e custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância (0.1 MTPA eq.)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o intervalo intermediário de demanda de 0.5 MTPA eq. de GNL, a participação dos custos operacionais segue o mesmo comportamento do limite de demanda inferior analisado,

de 0,1 mtpa eq. de GNL. Os valores iniciais, para distância de 10 quilômetros, são de 8,2 b USD, sendo que 42% estão relacionados aos investimentos e 58% aos custos operacionais. O valor final, para 1000 quilômetros, é de 424,4 b USD, sendo que somente 9% do montante são destinados aos investimentos e 91% são relacionados aos custos operacionais e que podem ser observados no Gráfico 5

Gráfico 5 – Investimentos e custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância (0.5 MTPA eq.)

Fonte: elaborado pelo autor

Por fim, ao simular o limite superior de demanda, de 1 MTPA equivalente de GNL, o valor inicial, para 10 quilômetros, é de 26,4 b USD e cuja parcela referente aos investimentos corresponde a 39% e aos custos operacionais, 61%. Ao término da simulação, para 1000 quilômetros, o valor total de investimentos e custos operacionais é de 1.661,9 b USD, sendo que somente 8% são relacionados aos investimentos e o restante corresponde aos custos operacionais e que podem ser observados no Gráfico 6

Gráfico 6 – Investimentos e custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância (1 MTPA eq.).

Fonte: elaborado pelo autor

Após a constatação de que a participação dos investimentos tende a ser reduzida em função da distância e que os custos operacionais apresentam maior relevância na formação do montante total empregado na cadeia de GNC, tanto o item de investimento quanto o item de custo operacional são analisados nas aberturas da cadeia, ou seja, compressão, logística, descompressão e armazenagem. Esta abertura é importante na identificação das variáveis que mais impactam na formação do custo e, conseqüentemente, devem ser consideradas na análise de sensibilidades.

Na análise de abertura dos investimentos em função da distância, observa-se que os investimentos em compressão são significativamente inferiores aos investimentos estimados para a etapa de descompressão, armazenagem e logística, sendo que este último elemento da cadeia tem sua participação aumentada significativamente na composição do investimento total à medida que os volumes demandados aumentam.

O Gráfico 7, Gráfico 8 e Gráfico 9 ilustram o comportamento acima descrito e cujos valores iniciais e finais podem ser observados na Tabela 3

Gráfico 7 – Investimentos na cadeia de GNC em função da distância (0.1 MTPA eq.).

Fonte: elaborado pelo autor

Gráfico 8 – Investimentos na cadeia de GNC em função da distância (0.5 MTPA eq.)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 9 – Investimentos na cadeia de GNC em função da distância (1 MTPA eq.).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 3 – Abertura dos investimentos na cadeia de GNC em função da distância e demanda.

Elemento da Cadeia	Investimento na cadeia de GNC (em bilhões de USD)					
	0,1 MTPA eq.		0,5 MTPA eq.		1 MTPA eq.	
	10 km	1.000 km	10 km	1.000 km	10 km	1.000 km
Compressão	0,006	0,006	0,04	0,04	0, 05	0,05
Logística	0,09	1,2	2,5	29,0	8,9	115,3
Descompressão	0,03	0,3	0,6	1,5	0,3	3,6
Armazenagem	0,1	1,2	0,4	6,4	1	12,8

Fonte: Elaborado pelo autor.

A mesma análise é feita para os custos operacionais para o intervalo de distância e demanda avaliado nesta dissertação e, assim como na análise dos investimentos, os custos operacionais relacionados a compressão são extremamente inferiores aos observados na descompressão e na logística, sendo que este último é o mais representativo e importante na formação do custo operacional total.

O Gráfico 10, Gráfico 11 e Gráfico 12 ilustram este comportamento, e a Tabela 4 apresenta os valores máximos e mínimos obtidos para o intervalo de distância avaliado e por nível de demanda.

Gráfico 10 – Custo Operacional na cadeia de GNC em função da distância (0.1 MTPA eq.).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 11 – Custo Operacional na cadeia de GNC em função da distância (0.5 MTPA eq.).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 12 – Custo Operacional na cadeia de GNC em função da distância (1 MTPA eq.).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4 – Abertura dos custos operacionais na cadeia de GNC em função da distância e da demanda de GN.

Elemento da Cadeia	Custo Operacional na cadeia de GNC (em bilhões de USD)					
	0,1 MTPA eq.		0,5 MTPA eq.		1 MTPA eq.	
	10 km	1.000 km	10 km	1.000 km	10 km	1.000 km
Compressão	0,1	0,1	0,6	0,6	1,3	1,3
Logística	0,08	15,5	1,9	363,0	7,7	1.439,9
Descompressão	0,07	0,9	2,1	22,7	6,9	88,8

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a delimitação das participações de cada elemento da cadeia de GNC na formação do custo total, foram selecionadas nove variáveis que apresentavam potencial de maior impacto na formação do custo por unidade energética. Na etapa de compressão, foram selecionadas as variáveis de consumo de energia (c_{enc}), custo de energia (c_{cenc}), custo unitário dos compressores (c_{comp}) e custos fixos (c_{capf}) e variáveis (c_{capv}). As variáveis referentes à etapa logística também foram avaliadas na esfera do rendimento de consumo de diesel do caminhão (cl_{rcomb}), e custo por quilômetro rodado (cl_{ckm}). Por fim, as variáveis de armazenagem e descompressão avaliadas foram relacionadas ao custo unitário por litro de gás armazenado (a_{cap}) e o custo envolvido na instrumentação dos cilindros (d_{capi}).

As análises de sensibilidade foram executadas variando-se os valores base de cada uma das variáveis analisadas em $\pm 30\%$, para distância de 10 até 1.000 quilômetros e para os volumes movimentados entre 0.1 e 1 MTPA equivalente de GNL.

O Gráfico 13 ilustra as variações do custo final por unidade energética em dólares por milhão de btu (USD/MMBTU) para as nove variáveis analisadas considerando o volume distribuído de 0.1 MTPA de GNL equivalente. É possível observar que as variáveis contidas na etapa de armazenagem (a_{cap}) e compressão (c_{cenc} e c_{enc}) são responsáveis pelo maior impacto no custo final por unidade energética e cuja amplitude de variação é de 0,54 USD/MMBTU. As demais variáveis analisadas não apresentam impacto significativo no valor final por unidade energética.

Para a distância de 1.000 quilômetros, a variável logística de rendimento de combustível (cl_{rcomb}) pode impactar em 60USD/MMBTU no custo final, e a variável de armazenagem (a_{cap}) representa o segundo maior impacto total, com 6,89 USD/MMBTU. As demais variáveis analisadas demonstram participação quase insignificante na formação do custo final.

Gráfico 13 – Gráfico de tornado para GNC (0.1 MTPA eq.) em 10 e 1000 km.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Gráfico 14, observa-se a mesma análise é alterando-se os volumes movimentados para de 1 MTPA equivalente de GNL. O mesmo comportamento é observado, ou seja, para pequenas distâncias as variáveis de armazenagem (a_cap) e compressão (c_cenc e c_enc) são responsáveis pelo maior impacto no custo final por unidade energética e cuja amplitude de variação é de 0,54 USD/MMBTU, seguidos pela variável logística (cl_rcomb) que em função dos maiores volumes apresenta maior relevância. Para distância de 1.000 quilômetros, a variável logística (cl_rcomb) apresenta maior impacto.

Gráfico 14 – Gráfico de tornado para GNC (1 MTPA eq.) em 10 e 1000 km.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1.6 Curvas de custo em função distância e por níveis de movimentação

Nesta etapa, são calculados custos por unidade energética movimentada através de GNC, pelo modal rodoviário, por distâncias de 10 até 1000 km, e por intervalos de demanda de GN de 320, 1.600 e 3.200 mil m³/dia, estes são os níveis de demanda adotados pelo modelo de GNL, definidas em 0,1; 0,5; e 1 MTPA. Verifica-se o comportamento dos custos de distribuição de GNC em função da distância e dos volumes movimentados. Foram desempenhadas simulações, adotando-se o modelo de estimação de custo descrito acima, que resultaram nas

curvas contidas no Gráfico 15. A regra de escalonamento de custos de (TOWLER; SINNOTT, 2013) é empregada para os custos de compressores nos níveis de demanda de 0,5 MTPA e 1 MTPA.

É possível observar que o comportamento do custo total cresce exponencialmente em função do aumento da distância. Este comportamento está relacionado à capacidade de transporte logístico dos módulos, que representa a maior parcela do total de custos. O Gráfico 15 apresenta em escala logarítmica o comportamento dos custos em função da distância.

Para o volume de 0,1 MTPA, equivalente a 320 mil m³/dia, o custo de movimentação de GNC em 10 quilômetros de distância é de 3,7 USD/MMBTU. Para 1.000 quilômetros, o valor obtido é de 137,5 USD/MMBTU. Para volumes de 1,6 milhões de m³/dia, os valores correspondentes a distância mínima (10 km) e máxima (1000km) são de 11,5 e 596,5 USD/MMBTU respectivamente. Por fim, para 3,2 milhões de m³/dia, os custos saltam para 18,5 e 1.168 USD/MMBTU para distâncias de 10 km e 1000 km.

Gráfico 15 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Estes resultados permitem observar que o custo logístico de GNC, nas premissas adotadas no modelo, é mais atrativo para volumes inferiores a 320 mil m³/dia e para menores distâncias, que podem ser destacadas como inferiores a 100 km. Em situações fora deste intervalo, os custos aumentam significativamente e superam em mais de duas vezes o custo da molécula para valores médios de 2018 definidos por MME (2018).

Diante deste perfil de custos observado para o transporte de GNC e com o intuito de explorar o comportamento de custos em valores de demanda inferiores à pequena escala de

GNL e similares aos volumes transportados no projeto da Costa do Marfim (POULALLION, 2016), analisa-se o custo por unidade energética para volumes de 3,2 mil m³/dia, o equivalente a 0,001 MTPA de GNL, demonstrado no Gráfico 16

Gráfico 16 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC inferior a 0,1 MTPA.

O comportamento do custo para volumes inferiores apresenta menor sensibilidade à distância quando comparado com os volumes equivalentes à pequena escala de GNL. Os valores obtidos para 10 e 1000 quilômetros de distância foram 5,5 e 34,0 USD/MMBTU e estão ilustrados no Gráfico 16. Estes resultados são significativamente inferiores aos observados no Gráfico 16. A Tabela 5 apresenta os valores observados para o limite mínimo e máximo de distância.

Tabela 5 – Comparativo entre os custos de transporte por GNC em função de volumes e distâncias.

Distância (km)	USD/mmbtu			
	0,001 MTPA 3,2 mil m ³ /dia	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia	0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia	1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia
10	5,5	3,7	11,5	18,5
1000	34,0	137,4	596,5	1.168,0

Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante considerar que os valores obtidos não refletem a remuneração da movimentação, portanto, os resultados foram também calculados utilizando uma taxa de desconto de 10% ao ano, que reflete o custo médio ponderado de capital adequado, quando

comparado ao nível de taxa de juros vigente no país, de 6,5% ao ano (BRASIL, 2018). O Gráfico 17 e Gráfico 18 ilustram estes custos descontados.

Gráfico 17 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC descontados a 10%.

Custo por unidade energética em função da distância (descontado a 10% aa)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 18 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância GNC e inferior a 0,1 MTPA descontados a 10%.

Custo por unidade energética em função da distância (descontado a 10% aa)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores mínimos e máximos, observados nos na análise, estão descritos na Tabela 16

Tabela 6 – Comparativo entre os custos de movimentação por GNC em função de volumes e distâncias descontados a 10%

Distância (km)	USD/mmbtu			
	0,001 MTPA 3,2 mil m ³ /dia	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia	0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia	1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia
10	6,7	4,5	16,4	25,5
1000	35,9	147,3	642,7	1.256,7

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2 MODELO DE ESTIMAÇÃO DE CUSTOS DE GNL

O modelo para cálculo de custo do sistema de GNL em pequena escala foi desenvolvido conforme as referências de custos obtidas nos capítulos anteriores e seguindo os métodos apresentados por López Bendezú (2008) e Poulallion (2016) para os cálculos de custo unitário por unidade energética de GNL, em USD/MMBTU. A principal contribuição deste trabalho é trazer bases de dados mais atualizadas e buscar identificar se a competitividade do GNL em relação aos outros meios de transporte de gás natural permanece a mesma ou sofreu alteração.

Isto posto, a Figura 21 demonstra a forma pela qual a modelagem foi desenvolvida e quais são as entradas e saídas de dados para cada elemento do sistema de GNL em pequena escala. Todos os elementos possuem suas formações de Capex e Opex, que podem ser ou não ajustados por premissas que serão descritas, quando aplicável.

Figura 21 – Desenho esquemático do modelo de estimação de custo de GNL.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.1 Cálculos de custo da etapa de liquefação

O Quadro 19 contém a consolidação das informações contidas nos capítulos anteriores, advindas da revisão de literatura, e que serão incorporadas na formação do custo total da etapa de liquefação. Os elementos de formação de custo de liquefação estão definidos em (i) capacidade da planta, (ii) investimento na planta e (iii) custos operacionais. Na etapa de custos operacionais, os valores referentes a adição de etano e propano são relacionados à tecnologia de refrigerantes mistos, portanto, em eventuais adoções de outras tecnologias estes valores não devem ser considerados ou devem ser revistos. Todos os valores estão expressos em USD e ajustados para 2018, conforme índice de preços norte-americano ou outro equivalente.

Quadro 19 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Liquefação.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Capacidade da planta (l_cap)	De 0.1 até 1	MTPA
Capex	Custo da planta (l_capex)	De 371,43 até 1.591,81	US\$/TPA
Opex	Mão de obra (l_func)	57	Funcionários/planta

Salários médio (l_salar)	41.008	US\$/ano
Consumo energético (l_cons_ener)	De 385 até 557	kWh/TPA
Custo energético (l_custo_ener)	504	US\$/kWh
Consumíveis – Etano (l_cons_eth)	644	Ton./ano
Consumíveis – Etano (l_op_cons_eth)	1640	US\$/Ton.
Consumíveis – Propano (l_cons_prop)	1544	Ton./ano
Consumíveis – Propano (l_op_cons_prop)	726	US\$/ano
Consumíveis Químicos (l_op_quim)	984.194	US\$/ano
Manutenção (l_op_manut)	2% do capex por ano	US\$/ano
Despesas gerais e administrativas (l_g&a)	20% do custo de mão de obra e manutenção por ano	US\$/ano
Seguros e obrigações (l_seg)	0,75% do capex por ano	US\$/ano

Fonte: Elaborado pelo autor com base no Quadro 8 e Quadro 9.

Após a coleta das informações, o custo total de liquefação pode ser expresso conforme equação abaixo:

$$l_{c_total} = l_{tcapex} + l_{topex} \quad (3.2.1.1)$$

A equação (3.2.1.2) é composta pelo valor total obtido para os investimentos em liquefação somados em determinado ano n , obtidos através da multiplicação da capacidade da planta (l_{cap}) pelo custo unitário (l_{capex}).

$$l_{tcapex} = \sum_{i=1}^n (l_{cap} * l_{capex})_i = (l_{cap} * l_{capex})_1 \dots (l_{cap} * l_{capex})_n \quad (3.2.1.2)$$

A equação (4.2.1.2) calcula o valor total de investimentos na planta de liquefação, a capacidade e o custo por tonelada liquefeita de gás natural adotados para o cálculo do investimento em determinado ano n . O período máximo para cálculo é de 30 anos e contempla o período adotado em concessões de distribuição de gás natural canalizado em São Paulo (ARSESP, 1999). A necessidade de plantas adicionais somente é observada caso a demanda por GN seja aumentada em determinado ano, demandando investimentos adicionais em plantas de liquefação. Para efeitos deste trabalho, foram contempladas somente demandas constantes de GN.

A premissa utilizada para cálculo da capacidade da planta de liquefação (l_{cap}) corresponde à conversão da demanda por gás natural para GNL, que é possível ao se adotar o fator de conversão de 1.300 m³ de GN por 1 TPA de GNL (IGU, 2012).

Os custos operacionais são totalizados na equação (3.2.1.3), que soma todos os custos operacionais em determinado ano n .

$$l_{topex} = \sum_{i=1}^n l_{topex\ i} = l_{topex1} \dots l_{topex\ n} \quad (4.2.1.3)$$

Os custos operacionais em determinado ano n são obtidos através da somatória dos custos operacionais relacionados ao custo energético (l_{op_ener}), com custos com pessoal ($l_{op_func_n}$), custos com componentes químicos utilizados no ciclo de resfriamento do gás ($l_{op_prop_n} + l_{op_etan_n} + l_{op_quim_n}$), manutenção (l_{manut_n}), despesas gerais e administrativas ($l_{g\&a_n}$) e seguros (l_{seg_n}).

$$l_{topex_n} = l_{op_ener_n} + l_{op_func_n} + l_{op_prop_n} + l_{op_etan_n} + l_{op_quim_n} + l_{manut_n} + l_{g\&a_n} + l_{seg_n} \quad (3.2.1.4)$$

Os custos energéticos são obtidos através da multiplicação do volume necessário para movimentação $\left(\frac{\text{Demanda anual(m3)}}{1300}\right)$ pelo consumo energético (l_{cons_ener}) e custo energético unitário (l_{custo_ener}).

$$l_{op_ener_n} = \left(\frac{\text{Demanda anual(m3)}}{1300}\right) * l_{cons_ener} * l_{custo_ener} \quad (3.2.1.5)$$

Os custos com funcionários em determinado ano n são obtidos através da multiplicação número de funcionários (l_{func}) pelo valor salarial médio (l_{salar}).

$$l_{op_func_n} = l_{func} * l_{salar} \quad (3.2.1.6)$$

Os custos com propano (l_{op_prop}) e etano ($l_{op_etan_n}$) em determinado ano n são obtidos através da multiplicação dos respectivos consumos (l_{cons_prop} e l_{cons_eth}) pelos custos unitários ($l_{op_cons_prop}$ e $l_{op_cons_eth}$).

$$l_{op_prop_n} = l_{cons_prop} * l_{op_cons_prop} \quad (3.2.1.7)$$

$$l_{op_etan_n} = l_{cons_eth} * l_{op_cons_eth} \quad (3.2.1.8)$$

Por fim, os custos de manutenção e seguros (l_{manut} e l_{seg}) são calculados em função do valor de investimentos total (l_{tcapex}), e as despesas gerais e administrativas são obtidas através dos custos de funcionários e manutenção ($l_{func_n} + l_{manut_n}$).

$$l_{manut_n} = 2\% * (l_{tcapex_n}) \quad (3.2.1.9)$$

$$l_{g\&a_n} = 20\% * (l_{func_n} + l_{manut_n}) \quad (3.2.1.10)$$

$$l_{seg_n} = 0,75\% * (l_{tcapex_n}) \quad (3.2.1.11)$$

A etapa de liquefação é responsável pela maior parte na formação do custo da cadeia de GNL podendo representar de 40% até 58% do custo total (WORLD BANK et al., 2015). Os principais influenciadores de custos são os investimentos na planta de liquefação e custos de mão de obra para operação da planta.

3.2.2 Cálculos de custo da etapa logística

A etapa logística é a segunda parte mais custosa da cadeia de GNL, representando entre 19% e 49% da formação dos custos (WORLD BANK et al., 2015). O Quadro 20 apresenta os elementos de CAPEX, OPEX e premissas considerados na modelagem logística de GNL, através de caminhões; os valores, quando aplicável, foram ajustados para o ano de 2018. Os principais elementos de formação do custo logístico são tanque criogênico, os motoristas, o caminhão, custos com troca de pneus, manutenção e despesas gerais e administrativas.

Quadro 20 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na Logística por caminhões.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Distância	Entre a liquefação e a regasificação (dist)	Variável	km
Velocidade média	Entre a liquefação e a regasificação (v_med)	Variável	km/h
Capacidade	Tanque criogênico (log_cap_tan.)	De 32 até 40	m³ de GNL
Capex	Tanque criogênico (log_c_tanq)	175.749	US\$/tanque
	Caminhão (log_c_cav)	30.000	US\$/caminhão

Opex	Pneus (log_op_p)	11	% do custo total de transporte
	Manutenção (log_op_manut)	14	
	Mão de obra (log_op_manp)	14	
	Motorista (log_op_mot)	13.724,72	US\$/ano
	Combustível (log_op_comb)	0,91	US\$/litro
Premissas	Motoristas por caminhão (log_mot)	3	Motoristas
	Rendimento do caminhão (log_rend)	2,2	km/litro
	Período de troca do caminhão (log_rep)	5	anos
	Tempo de conexões, balanceamentos e ajustes (log_tcon)	1	Hora
	Tempo de abastecimento(log_tabast)	0,25	Hora
	Máximo de horas trabalhadas (max_trab)	20	Hora

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos quadros 10 e 11 e Fraga, Liaw e Gallo (2017).

A equação abaixo (3.2.2.1) descreve a formação do custo total logístico de GNL através de caminhões. Assim como na etapa anterior, de liquefação, as equações posteriores consolidam as premissas e os cálculos que permitem calcular o valor total do custo logístico.

$$\log_c_total = \log_tcapex + \log_topex \quad (3.2.2.1)$$

O custo total de CAPEX para a logística é calculado com base no período de até 30 anos, igualmente observado na etapa de liquefação, e considera a premissa de reposição dos caminhões a cada cinco anos. Desta forma, a equação (3.2.2.2) explica o custo total de CAPEX como a somatória dos investimentos em cavalos dos caminhões somados aos investimentos nos tanques criogênicos em determinado ano n .

$$\log_tcapex = \sum_{i=1}^n (\log_tcapex)_i = \log_tcapex_1 \dots \log_tcapex_n \quad (3.2.2.2)$$

O total de investimento em determinado ano n é formado pela somatória dos investimentos em caminhões em determinado ano n ($\log_tcav_n$) e investimentos nos tanques criogênicos transportados pelos caminhões em determinado ano n ($\log_ttanq_n$).

$$\log_tcapex_n = \log_tcav_n + \log_ttanq_n \quad (3.2.2.3)$$

O número de tanques de transporte GNL em pequena escala ($\log_num_tanq_n$) em determinado ano n é obtido através da demanda diária de gás natural, convertida para GNL, e dividida pela capacidade dos tanques de GNL ($\log_cap_tanq$), conforme demonstrado na equação (3.2.2.4). Assumindo-se que um caminhão possibilita o transporte de um taque e não existe troca entre os tanques de um mesmo caminhão, ou seja, não são disponibilizados na instalação de regasificação, é possível afirmar que o número de caminhões é igual ao número

de tanques. Portanto, o número de cavalos necessários é descrito pela somatória de todos os tempos envolvidos na logística $\left(\left(\frac{Dist}{v_{med}}\right) * 2 + (log_tcon * 2) + log_tabast\right)$, multiplicado pelo número teórico de tanques (log_num_tanq), conforme descrito na equação (3.2.2.5). Ao dividir os valores obtidos na equação (3.2.2.5) pelo número máximo de horas trabalhadas (max_trab), obtém-se o número real de tanques necessários, que, multiplicados pelo custo unitário do caminhão (log_c_cav) e do tanque criogênico (log_c_tanq), totalizam o valor do investimento em logística, observado nas equações (3.2.2.6) e (3.2.2.7).

$$log_num_tanq_n = \frac{Demanda_dia(m3/dia)}{Fator\ convers\tilao\ GNL * log_cap_tanq} \quad (3.2.2.4)$$

$$log_t_tempo_n = \left[\left(\frac{Dist}{v_{med}}\right) * 2 + (log_tcon * 2) + log_tabast\right] * log_num_tanq_n \quad (3.2.2.5)$$

$$log_tcav_n = \left(\frac{log_t_tempo_n}{max_trab}\right) * log_c_cav \quad (3.2.2.6)$$

$$log_ttanq_n = \left(\frac{log_t_tempo_n}{max_trab}\right) * log_c_tanq \quad (3.2.2.7)$$

Na parcela referente aos custos operacionais, o total para o período avaliado é observado pela somatória do total de opex (log_topex_n) em determinado ano n

$$log_topex = \sum_{i=1}^n (log_topex)_i = log_topex_1 \dots log_topex_n \quad (3.2.2.7)$$

O total de custo operacional em determinado ano n é resultado da somatória dos custos com pneus ($log_op_p_n$), manutenção ($log_op_manut_n$), mão de obra ($log_op_manp_n$), motoristas ($log_op_tmot_n$) e combustíveis (log_tcomb_n) em determinado ano n .

$$log_opex_n = log_op_p_n + log_op_manut_n + log_op_manp_n + log_op_tmot_n + log_tcomb_n \quad (3.2.2.8)$$

Os três primeiros elementos do custo total operacional são calculados através de um percentual do valor total de capex dos caminhões (log_tcav_n) conforme aponta estudo de (Araújo *et al.*, 2014). E podem ser observados nas equações de (3.2.2.9) até (3.2.2.11).

$$log_op_p_n = 11\% * log_tcav_n \quad (3.2.2.9)$$

$$log_op_manut_n = 14\% * log_tcav_n \quad (3.2.2.10)$$

$$\log_{op_manp_n} = 14\% * \log_{tcav_n} \quad (3.2.2.11)$$

Os demais itens que formam o custo total operacional são os custos com motoristas ($\log_{tmot_n}$) e combustível ($\log_{tcomb}$). Os valores para motoristas são obtidos pela multiplicação da quantidade de motoristas ($\log_{mot_n}$) multiplicado pelo custo unitário ($\log_{op_mot_n}$).

$$\log_{tmot_n} = \log_{mot_n} * \log_{op_mot_n} \quad (3.2.2.12)$$

O cálculo de consumo de combustível é realizado com base na distância anual percorrida (t_{dist_n}) em determinado ano n , dividida pelo rendimento do caminhão ($\log_{rend}$) multiplicado pelo custo unitário do combustível ($\log_{op_comb}$).

$$t_{dist_n} = \left(\frac{\log_{t_tempo_n}}{\max_{trab}} \right) * (Dist * 2) \quad (3.2.2.13)$$

$$\log_{tcomb} = \frac{t_{dist_n}}{\log_{rend}} * \log_{op_comb} \quad (3.2.2.14)$$

3.2.3 Cálculos de custo da etapa de regasificação e armazenagem

A etapa de regasificação e armazenagem apresenta a menor quantidade de investimentos e custos operacionais quando comparada com as etapas de liquefação e logística. O Quadro 21 apresenta as entradas de dados para a realização dos cálculos deste elemento da cadeia. Os principais elementos de custo são (i) o investimento em tanques criogênicos de armazenamento e (ii) o investimento na planta de regasificação.

Quadro 21 – Composição de entrada de dados para cálculo de CAPEX e OPEX na regasificação e armazenagem.

Tipo de entrada	Descrição	Valor	Unidade de medida
Capacidade	Tanque criogênico (r&s_cap_tan.)	De 500 até 3.000	m ³ de GNL
	Planta de regasificação (r&s_cap_regas)	De 0.1 até 1	MTPA
Capex	Tanque criogênico (r&s_c_tanq)	De 850 até 3.000	US\$/m ³
	Planta de regasificação (r&s_c_regas)	104,81	US\$/TPA
Opex	Planta de regasificação (r&s_op_regas)	255.422	US\$/ano
Premissas	Número de dias de demanda armazenada (r&s_armd)	Até 3	dias

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos quadros 13 e 14.

O custo total de regasificação e armazenagem ($r\&s_c_total_n$) é constituído pela somatória dos custos envolvidos na regasificação ($r\&s_c_tregas_n$) e envolvidos nos tanques de armazenagem ($r\&s_c_tarm_n$) para determinado ano n .

$$r\&s_c_total = \sum_{i=1}^n (r\&s_c_total)_i = r\&s_c_total_1 \dots r\&s_c_total_n \quad (3.2.3.1)$$

$$r\&s_c_total_n = r\&s_c_tregas_n + r\&s_c_tarm_n \quad (3.2.3.2)$$

O custo total de regasificação em determinado ano n é formado pela soma dos investimentos ($r\&s_cap_regas * r\&s_c_regas$) com os custos operacionais ($r\&s_op_regas$).

$$r\&s_c_tregas_n = (r\&s_cap_regas_n * r\&s_c_regas) + r\&s_op_regas \quad (3.2.3.3)$$

$$r\&s_cap_regas_n = \left(\frac{Demanda\ anual(m^3)}{1,3*10^6} \right) \quad (3.2.3.4)$$

Para os tanques de armazenagem, o custo final é formado pelos investimentos nos tanques criogênicos que é resultado da multiplicação da capacidade do tanque ($r\&s_cap_tanq_n$) pelo custo unitário ($r\&s_c_tanq$) e pelo número de tanques necessários (num_tanq_n). O número de tanques necessários, por sua vez, é resultante da demanda diária, multiplicada pelo número de dias de armazenamento ($r\&s_armd$) e dividida pela capacidade dos tanques ($r\&s_cap_tanq$).

$$r\&s_c_tarm_n = (r\&s_cap_tanq_n * r\&s_c_tanq) * num_tanq_n \quad (4.2.3.5)$$

$$num_tanq_n = \frac{\left[\left(\frac{Demanda\ dia\ (m^3)}{585} \right) * r\&s_armd \right]}{r\&s_cap_tanq} \quad (4.2.3.6)$$

3.2.4 Curvas de custo em função distância e por níveis de movimentação

O GNL em pequena escala está definido por IGU (2015) de 0,1 MTPA até 1 MTPA. Este intervalo é dividido em três níveis de demanda de GN de 320, 1.600 e 3.200 mil m³/dia e transportado pelo modal rodoviário, por distâncias de 10 até 1000 km. São verificados os comportamentos dos custos de movimentação em função da distância e dos volumes movimentados. Foram desempenhadas simulações que, adotando o modelo de estimação de custo descrito no subcapítulo acima, resultaram nas curvas contidas abaixo.

Para o volume transportado de 320 mil m³/dia, o custo para transporte de GNL em pequena escala em 10 quilômetros de distância é de 3,9 USD/MMBTU. Para 1.000 quilômetros o valor obtido é de 5,9 USD/MMBTU. Para volumes de 1,6 milhões de m³/dia, os valores correspondentes à distância mínima (10 km) e máxima (1000km) são de 2,3 e 4,3 USD/MMBTU respectivamente. Por fim, para 3,2 milhões de m³/dia, os custos saltam para 2,0 e 4,1 USD/MMBTU para distâncias de 10 km e 1000 km.

Estes resultados, descritos na Tabela 7, permitem inferir que o custo logístico de GNL em pequena escala, nas premissas adotadas no modelo, são mais atrativos para volumes superiores a 320 mil m³/dia e que sua variação em função da distância é menor quando comparado ao sistema de movimentação de GNC. Adota-se a regra de escalonamento de custos definidas por Towler e Sinnott (2013) e cuja fórmula está demonstrada abaixo.

O custo da capacidade escolhida (C_2) é igual à multiplicação do custo base (C_1), neste caso adotado para 0,1 MTPA, multiplicado pela razão das capacidades desejadas e base (S_2 e S_1) elevada a 0,6.

$$C_2 = C_1 \left(\frac{S_2}{S_1} \right)^{0,6} \quad (3.2.3.6)$$

Tabela 7 – Comparativo entre os custos de transporte por GNL em pequena escala em função de volumes e distâncias.

Distância (km)	USD/mmbtu		
	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia	0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia	1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia
10	3,9	2,3	2,0
1000	5,9	4,3	4,1

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 19 ilustra o comportamento do custo de distribuição de GNL em pequena escala para os três níveis de demanda estudados e para o intervalo de distância de 10 até 1.000 quilômetros. As curvas apresentam comportamento majoritariamente linear e são observadas reduções significativas no custo unitário por unidade energética em função do aumento do volume distribuído. A redução do custo para a mínima distância, de 10 quilômetros, é de 1,9 USD/MMBTU entre 0,1 MTPA e 1 MTPA, redução de 48% para do valor inicial de 0,1 MTPA. Para a distância máxima, de 100 quilômetros, no mesmo intervalo de volume a redução é de

1,8 USD/MMBTU, correspondente a 30%. A diferença nas reduções pode ser explicada pela maior participação do custo logístico na formação do custo final.

Gráfico 19 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.5 Análise de sensibilidades do modelo econômico de GNL

A identificação dos elementos influenciadores na formação de custo de distribuição de GNL em pequena escala somente é possível após a observação da divisão do custo total em investimento e custos operacionais, ilustrada no Gráfico 20 e cuja principal parcela do custo total, para o período de análise de 30 anos, é observada nos custos operacionais. Os percentuais de participação de cada elemento podem ser observados na Tabela 8

Tabela 8 – Percentual de participação no custo total do investimento e do custo operacional da cadeia de GNL

Distância (km)	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia		0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia		1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia	
	Investimento	Custo Operacional	Investimento	Custo Operacional	Investimento	Custo Operacional
10	18%	82%	18%	82%	18%	82%
1000	14%	86%	11%	89%	14%	86%

Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso de menor volume de distribuição de GNL, os valores totais partem de 0,56 bilhões de dólares, para 10 quilômetros de distância, majoritariamente compostos por custos

operacionais. Para a maior distância avaliada, de 1000 quilômetros, o valor total é de 0,85 bilhões de USD, e a parcela de custos operacionais responde por 86% do custo total. Este comportamento está ilustrado no Gráfico 20.

Gráfico 20 – Divisão do custo total de movimentação de GNL em pequena escala (0,1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

O mesmo comportamento é observado para o nível de distribuição de GNL em pequena escala, de 0,5 MTPA, e cujos valores totais iniciais são de 1,6 bilhões de dólares, para 10 quilômetros de distância, e de 3,1 bilhões de USD para maior distância avaliada, de 1000 quilômetros, conforme observado no Gráfico 21.

Gráfico 21 – Divisão do custo total de movimentação de GNL em pequena escala (0,5 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, para o nível máximo de movimentação avaliado, de 1 MTPA, os valores para 10 quilômetros são de 2,9 bilhões de USD, chegando a 5,8 bilhões de USD, para 1.000 quilômetros.

Gráfico 22 – Divisão do custo total de movimentação de GNL em pequena escala (1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a identificação dos elementos influenciadores na formação de custo de distribuição, a próxima etapa é a de separação do investimento nas etapas da cadeia, ilustrados no Gráfico 23 e cujo principal componente são os investimentos na etapa de liquefação, seguido por logística para distâncias acima de 1000 quilômetros. A Tabela 9 apresenta a participação percentual de cada etapa da cadeia na formação do investimento total.

Tabela 9 – Percentual de participação das etapas de GNL no investimento total.

Distância (km)	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia			0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia			1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia		
	Liquefação	Logística	Regas & Armazenagem	Liquefação	Logística	Regas & Armazenagem	Liquefação	Logística	Regas & Armazenagem
10	94%	1%	5%	88%	1%	11%	83%	1%	16%
1000	84%	12%	4%	72%	19%	9%	65%	23%	12%

Fonte: Elaborado pelo autor.

As variáveis que mais apresentaram variação na participação do investimento total, em ordem decrescente, foram as relacionadas às etapas de logística e de liquefação. Pode-se então destacar os custos dos tanques criogênicos (*log_c_tanq*), os custos dos caminhões (*log_c_cav*) e a velocidade média (*v_med*), seguidos pelo investimento em liquefação (*l_capex*).

O comportamento da participação dos investimentos por etapa da cadeia de distribuição de GNL em pequena escala descrito na Tabela 9 é ilustrado no Gráfico 23, Gráfico 24 e Gráfico 25

Gráfico 23 – Divisão do Investimento na movimentação de GNL em pequena escala (0,1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 24 – Divisão do Investimento na movimentação de GNL em pequena escala (0,5 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 25 – Divisão do Investimento na movimentação de GNL em pequena escala (1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao realizar a mesma análise na distribuição do custo operacional pela cadeia de GNL em pequena escala, foi possível observar que a etapa de regasificação e armazenagem apresenta variação reduzida por conta do acréscimo advindo das etapas logísticas e de liquefação. Isto permite desconsiderar esta etapa na análise de sensibilidades em função da menor importância na participação da formação do valor final de custo operacional. A distribuição das etapas na formação do custo total é representada na Tabela 10.

Tabela 10 – Percentual de participação das etapas de GNL no custo operacional total

Distância (km)	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia			0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia			1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia		
	Liquefação	Logística	Regas & Armazenagem	Liquefação	Logística	Regas & Armazenagem	Liquefação	Logística	Regas & Armazenagem
10	83%	1%	16%	92%	2%	5%	94%	3%	3%
1000	52%	38%	10%	46%	51%	3%	44%	54%	1%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A etapa de liquefação apresenta maior participação nos custos totais para distâncias próximas ao limite inferior de análise (10 quilômetros), o que deixa de ocorrer em distâncias superiores ao limite superior de análise (1.000 quilômetros), cujo papel passa a ser da etapa logística.

A seleção das variáveis para análise de sensibilidades no custo operacional da etapa de liquefação foi realizada através da participação dos elementos na formação do custo total,

sendo que as variáveis relacionadas a eletricidade (l_cons_ener e l_custo_ener), custo de pessoal (l_func e l_salar) e manutenção (l_op_manut) foram selecionadas. Estas variáveis somadas correspondem por aproximadamente 80% do custo total operacional. Na etapa logística, as variáveis de rendimento do caminhão (log_rend), custo do combustível (log_op_comb) e motoristas (log_op_mot e log_mot) correspondem a 85% do custo total operacional logístico e serão utilizadas na análise de sensibilidades. A distribuição dos custos na forma absoluta pode ser observada no Gráfico 26, Gráfico 27 e Gráfico 28.

Gráfico 26 – Divisão do Custo operacional na movimentação de GNL em pequena escala (0,1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 27 – Divisão do Custo operacional na movimentação de GNL em pequena escala (0,5 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 28 – Divisão do Custo operacional na movimentação de GNL em pequena escala (1 MTPA)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após este mapeamento, as 13 variáveis selecionadas são simuladas para $\pm 30\%$ dos valores base e para os níveis superiores e inferiores de movimentação de GNL, nas distâncias de 10 e 1.000 quilômetros. O impacto é medido na variação do custo final em USD/MMBTU. Os resultados obtidos são apresentados no Gráfico 29e no Gráfico 31, cujos rótulos determinam a variação total do custo final por unidade energética.

No nível inferior de demanda, de 0,1 MTPA, e em distância de 10 km, a análise de sensibilidades permitiu observar que as variáveis relacionadas na etapa de liquefação, são as

mais impactantes na formação do custo final por unidade energética, sendo que o consumo energético no processo de liquefação (l_cons_ener e l_custo_ener) são as de maior impacto, seguida pela variável de valor de investimento (l_capex) e pelas variáveis de custos operacionais (l_salar e l_op_manut), também da etapa de liquefação. Para as distâncias superiores, as variáveis relacionadas a logística passam a exercer maior influência na formação do custo final (log_rend , $lo_op_combust$, v_med e log_c_cav) em função da maior demanda por caminhões e demais custos operacionais atrelados a isto.

De forma geral, as variáveis de consumo energético são as maiores influenciadoras na formação do custo final de transporte de GNL em pequena escala e possuem variância total de até 0,78 USD/MMBTU.

Gráfico 29 – Gráfico de tornado para GNL (0.1 MTPA) em 10 km.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 30 – Gráfico de tornado para GNL (0.1 MTPA) em 1000 km

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o nível de movimentação de 1 MTPA, as variáveis de consumo energético continuam a exercer maior impacto no custo final, entretanto, para a distância máxima estudada, as variáveis logísticas passam a exercer maior importância do que quando comparada com o nível de movimentação inferior.

Gráfico 31 – Gráfico de tornado para GNL (1 MTPA) em 10 km.

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 32 – Gráfico de tornado para GNL (1 MTPA) em 1000 km.

Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 11 abaixo apresenta a classificação das variáveis para os cenários avaliados e o impacto total possível no custo final por unidade energética.

Tabela 11 – Ranking de total de impactos das variáveis analisadas no custo final de distribuição de GNL.

Distância (km)	0,1 MTPA 320 mil m³/dia				1 MTPA 3,2 milhões de m³/dia			
	10 km		1000 km		10 km		1000 km	
	Posição	Impacto total (USD/MMBTU)	Posição	Impacto total (USD/MMBTU)	Posição	Impacto total (USD/MMBTU)	Posição	Impacto total (USD/MMBTU)
l_custo_ener	1	0,7795	1	0,7795	2	0,7795	2	0,7795
l_cons_ener	2	0,7795	2	0,7795	1	0,7795	1	0,7795
l_capex	3	0,7306	4	0,7306	3	0,2908	7	0,2909
l_op_manut	4	0,6506	6	0,6505	5	0,0650	11	0,0651
l_salar	5	0,2235	9	0,2235	4	0,0889	10	0,0890
log_c_cav	6	0,0171	8	0,3248	6	0,0136	6	0,3223
log_mot	7	0,0104	10	0,1979	7	0,0083	8	0,1964
log_op_mot	8	0,0104	11	0,1979	8	0,0083	9	0,1964
log_rend	9	0,0076	3	0,7644	9	0,0076	3	0,7644
log_op_comb	10	0,0070	5	0,6956	10	0,0069	4	0,6956
v_med	11	0,0015	12	0,0281	12	0,0011	12	0,0279
log_c_tanq	12	-	7	0,5799	11	0,0048	5	0,5824
l_func	13	-	13	0	13	0	13	0,0000

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.6 Considerações do modelo de estimação de custo de GNC e GNL em pequena escala

Após os cálculos das curvas de custos para GNC e GNL em pequena escala em função da distância e para os níveis de movimentação compreendidos no intervalo de pequena escala de GNL, é verificado que o GNC apresenta maior custo de distribuição do que o GNL em pequena escala em todos os cenários avaliados, com exceção a pequenas distâncias (até 18 quilômetros) e com volumes distribuídos de 0,1 MTPA equivalente de GNL em pequena escala. O Gráfico 33 e o Gráfico 34 apresentam estes comportamentos obtidos nos cálculos. É também observado que o comportamento de custos do GNC é mais sensível à distância e aos volumes elevados de movimentação. Conforme explorado nas seções anteriores, a razão volumétrica é fator principal neste comportamento visto que o dimensionamento de caminhões é aumentado significativamente na logística de GNC.

Gráfico 33 – Gráfico comparativo de GNC e GNL (0,1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 34 – Gráfico comparativo de GNC e GNL (0,5 e 1 MTPA).

Fonte: Elaborado pelo autor

Desta forma, considerando-se as premissas adotadas neste estudo, é possível concluir que o GNC e o GNL não apresentam competitividade entre si, sendo que o GNC é mais

adequado para volumes inferiores ao intervalo inferior de movimentação de GNL em pequena escala (0,1MTPA), como observado no Gráfico 16. Já o GNL em pequena escala é mais adequado para volumes superiores e menos sensível às variações de distância e volumes distribuídos.

3.3 CURVAS DE CUSTO DE GASODUTOS EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA E POR NÍVEIS DE MOVIMENTAÇÃO

Para efeitos de comparação com as demais formas de movimentação avaliadas neste trabalho, uma curva de custos em função da distância foi elaborada com base no método simplificado e adotado no PEMAT 2022 de (EPE; MME, 2014). Este método consiste em multiplicar o comprimento e o diâmetro do gasoduto a ser avaliado pelo valor unitário, descritos em USD por m.pol. No caso do PEMAT e conforme observado por Croso (2015), os valores adotados para estes cálculos refletem o ajuste da média nacional histórica para USD 80 /m.pol., na expectativa de que os projetos de gasodutos estejam alinhados à referência internacional.

Neste trabalho foi considerado o valor de USD 91,23/m. pol. por entender-se que se tratam de valores históricos e que refletem o nível de custos nacional, além de seguir a mesma linha de coleta de dados das demais formas de movimentação e GN nesta dissertação.

O dimensionamento dos dutos foi desenvolvido utilizando-se o método empregado por Burman (2004) na análise de um gasoduto de 254 km localizado na Bahia, com diâmetro interno de 6 polegadas e pressões de entrada de 90kgf/cm² e saída de 15 Kgf/cm². Este gasoduto visa atender a um mercado consumidor de aproximadamente 420.000 m³/dia.

Nas extrapolações consideradas neste trabalho, para níveis de movimentação de GN dos intervalos avaliados de 0,1 MTPA até 1 MTPA, a fórmula de Fritzche, utilizada por Burman (2004), foi considerada e é demonstrada abaixo.

$$D^5 = 296,3 * T_f * G^{0.859} * Z * L * Q^{1.86} / \Delta P^2 \quad (3.3.1)$$

onde,

D = Diâmetro interno

T_f = Temperatura final 288°k

G = 0,6

Z = 1

L = comprimento do gasoduto

Q = vazão

ΔP^2 = diferença do quadrado das pressões de entrada e saída

Para os cálculos de vazão Q, foram adotados os volumes compreendidos entre 300 mil e 3500 mil m³/dia divididos pelo período de 24 horas. Estes valores são equivalentes aos avaliados nas seções anteriores. Em relação ao comprimento, adota-se o intervalo considerado nos métodos anteriores de 10 até 1000 quilômetros. A Tabela 12 representa os cálculos da fórmula de Fritzsche para o intervalo de análise descrito acima.

Tabela 12 – Diâmetros internos de gasodutos calculados em função da distância e do volume.

Volume Diário	300.000	400.000	500.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	2.500.000	3.000.000	3.500.000
Vazão horária (m ³ /h)	12.500	16.667	20.833	41.667	62.500	83.333	104.167	125.000	145.833
Comprimento (km)	Diâmetro interno (pol.) conforme fórmula de Fritzsche								
10	3,08	3,42	3,72	4,81	5,60	6,23	6,77	7,25	7,67
50	4,24	4,72	5,13	6,64	7,72	8,60	9,34	10,00	10,59
100	4,88	5,43	5,90	7,63	8,87	9,88	10,73	11,48	12,16
140	5,22	5,80	6,31	8,16	9,49	10,56	11,48	12,28	13,01
200	5,60	6,23	6,77	8,77	10,19	11,34	12,33	13,19	13,97
260	5,90	6,57	7,14	9,24	10,74	11,96	12,99	13,90	14,72
300	6,07	6,76	7,35	9,51	11,05	12,30	13,37	14,31	15,15
360	6,30	7,01	7,62	9,86	11,46	12,76	13,86	14,84	15,71
400	6,43	7,16	7,78	10,07	11,71	13,03	14,16	15,15	16,05
460	6,62	7,36	8,00	10,35	12,04	13,40	14,56	15,58	16,50
500	6,73	7,49	8,14	10,53	12,24	13,63	14,81	15,84	16,78
600	6,98	7,77	8,44	10,92	12,70	14,13	15,36	16,43	17,40
700	7,20	8,01	8,70	11,26	13,10	14,57	15,84	16,95	17,95
800	7,39	8,23	8,94	11,57	13,45	14,97	16,26	17,41	18,43
900	7,57	8,42	9,15	11,84	13,77	15,33	16,65	17,82	18,87
1000	7,73	8,60	9,35	12,09	14,06	15,65	17,01	18,20	19,27

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após a definição dos diâmetros internos e o cálculo da espessura é realizado utilizando a metodologia contida na NBR 12712, cuja equação pode ser definida abaixo e fora proposta por Burman (2004)

$$e = P.D / 2 \cdot SY \cdot F.E \cdot T$$

(3.3.2) onde,

e = espessura requerida

P = Pressão de projeto (kPa) = 9000

D = Diâmetro interno (mm) = conforme Tabela 12

Sy = tensão mínima de escoamento = 365682

F = Fator de projeto = 0,4

E = eficiência da junta = 1

T = Fator de temperatura = 1

Os diâmetros externos por níveis de demanda e por distância podem ser observados Tabela 13 e servem de entrada de dados para os cálculos de custos unitários e operacionais.

Tabela 13 – Diâmetros externos de gasodutos calculados em função da distância e do volume.

Volume Diário	300.000	400.000	500.000	1.000.000	1.500.000	2.000.000	2.500.000	3.000.000	3.500.000
Vazão horária (m3/h)	12.500	16.667	20.833	41.667	62.500	83.333	104.167	125.000	145.833
Comprimento (km)	Diâmetro interno (pol.) conforme fórmula de Fritzche								
10	3	4	4	5	6	6	7	7	8
50	4	5	5	7	8	9	10	10	11
100	5	6	6	8	9	10	11	12	13
140	5	6	7	8	10	11	12	13	13
200	6	6	7	9	11	12	13	14	14
260	6	7	7	10	11	12	13	14	15
300	6	7	8	10	11	13	14	15	16
360	6	7	8	10	12	13	14	15	16
400	7	7	8	10	12	13	15	16	17
460	7	8	8	11	12	14	15	16	17
500	7	8	8	11	13	14	15	16	17
600	7	8	9	11	13	15	16	17	18
700	7	8	9	12	13	15	16	17	18
800	8	8	9	12	14	15	17	18	19
900	8	9	9	12	14	16	17	18	19
1000	8	9	10	12	14	16	18	19	20

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os custos operacionais são determinados por López Bendezú (2008) e equivalentes a 4% do investimento total ao ano. Desta forma, é possível calcular os valores de investimentos e custos operacionais por meio das equações abaixo descritas.

O custo total do gasoduto ($gasod_{tot}$) é formado pela somatória dos investimentos ($gasod_{cap_n}$) e custos operacionais ($gasod_{op_n}$) em determinado ano n e cujo período de análise é de 30 anos.

$$gasod_{tot} = \sum_{i=1}^n (gasod_{tot})_i = gasod_{tot_1} \dots gasod_{tot_n} \quad (3.3.3)$$

$$gasod_{tot_n} = gasod_{cap_n} + gasod_{op_n} \quad (3.3.4)$$

O investimento em gasodutos é calculado conforme metodologia empregada no PEMAT 2022 e que pode ser descrita abaixo (EPE; MME, 2014). O total dos investimentos é calculado através da multiplicação do comprimento do gasoduto pelo diâmetro e pelo valor unitário de total ($gasod_capu$) subtraída a parcela de custo operacional ($gasod_opu$). O custo operacional total, por sua vez, é calculado com base na multiplicação do diâmetro e distância pela parcela do custo operacional ($gasod_opu$) contida no custo unitário total ($gasod_capu$).

$$gasod_cap_n = (gasod_capu * (1 - gasod_opu)) * Comprimento * diâmetro \quad (3.3.5)$$

$$gasod_op_n = (gasod_capu * gasod_opu) * Comprimento * diâmetro \quad (3.3.6)$$

A equação 3.3.5 e 3.3.6 fora aplicada aos três níveis de demanda estudados neste trabalho, definidos, 320,5 mil m³/dia, 1.600 mil m³/dia e 3.200 mil m³/dia num intervalo de distância compreendido entre 10 km e 1000 km. Para o volume transportado de 320 mil m³/dia, o custo para transporte via gasodutos em 10 quilômetros de distância é de 0,06 USD/MMBTU. Para 1.000 quilômetros, o valor obtido é de 16,5 USD/MMBTU. Para volumes de 1,6 milhões de m³/dia, os valores correspondentes à distância mínima (10 km) e máxima (1000km) são de 0,2 e 6,0 USD/MMBTU respectivamente. Por fim, para 3,2 milhões de m³/dia, os custos são de 0,1 e 3,8 USD/MMBTU para distâncias de 10 km e 1000 km. Estes valores podem ser observados na Tabela 14

Tabela 14 – Comparativo entre os custos de transporte por gasoduto em função de volumes e distâncias.

Distância (km)	USD/mmbtu		
	0,1 MTPA 320 mil m ³ /dia	0,5 MTPA 1,6 milhão de m ³ /dia	1 MTPA 3,2 milhões de m ³ /dia
10	0,06	0,03	0,02
1000	16,5	5,9	3,8

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em López Bendezú (2008).

O Gráfico 35 ilustra a curva de custo elaborada para o transporte de GN via gasodutos para os três intervalos de consumo e considerando-se a distância de 10 até 1.000 quilômetros.

Gráfico 35 – Curvas de Custo por unidade energética em função da extensão de gasodutos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em virtude do elevado nível de incertezas na premissa de custo adotada, de USD 91,23/m. pol para investimento (gasod_capu) e de 4% do total de investimento para OPEX (gasod_opu), foram calculadas as sensibilidades destas variáveis, utilizando-se os mesmos percentuais de variação (de $\pm 30\%$) explorados nos modelos de estimação de custos de GNL em pequena escala e de GNC. O Gráfico 36 demonstra os resultados obtidos na variação acima citada para volumes distribuídos de 0.1 mtpa eq. e distâncias entre 10 e 1000 km. Observa-se que a maior variação ocorre no CAPEX.

Gráfico 36 – Gráfico de tornado para gasoduto (0.1 MTPA eq.) entre 10km e 1000 km.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se também comportamento similar para volumes distribuídos de 1 mtpa eq. e entre distâncias de 10 e 1000km, conforme apresentado no Gráfico 37.

Gráfico 37 – Gráfico de tornado para gasoduto (1 MTPA eq.) entre 10km e 1000 km.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Após os cálculos das curvas de custos para GNC e GNL em pequena escala e gasodutos, para os níveis de movimentação compreendidos no intervalo de pequena escala de GNL (de 0,1 MTPA até 1 MTPA), é possível comparar estes custos e identificar a competitividade de cada sistema de movimentação de GN.

No intervalo inferior de movimentação de GN, de 0,1 MTPA, o GNC é mais competitivo que o GNL, até 18 quilômetros, mas não mais competitivo que o transporte por dutos. O sistema de GNL em pequena escala apresentou maior competitividade, que a movimentação de GN através de dutos em distâncias movimentadas superiores a 380 quilômetros, conforme observa-se no Gráfico 38.

Gráfico 38 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância de GNC, GNL e gasodutos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Realiza-se a mesma comparação para os níveis intermediários de movimentação de GN, de 0,5 MTPA, e observa-se que o sistema de GNC deixa de ser competitivo em qualquer distância, ao passo que a competitividade do sistema de GNL, frente à movimentação através de gasodutos, é observada a partir de 650 quilômetros de distância de movimentada, conforme ilustrado no Gráfico 39.

Gráfico 39 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância de GNC, GNL e gasodutos.

Fonte: elaboração própria

Por fim, avalia-se os volumes movimentados de GN contidos no intervalo superior, de 1 MTPA, conforme ilustrado no Gráfico 40, e observa-se que a movimentação de GN através de gasodutos é mais competitiva que o sistema de GNC e sistema de GNL em pequena escala, no intervalo de distancia movimentadas avaliados (de 10km até 1.000km). O Quadro 22 demonstra o comparativo entre os pontos de competitividade, ou seja, pontos em que a movimentação de GN através de sistemas de GNL em pequena escala, passa a ser mais competitiva que a movimentação por gasodutos, obtidos neste capítulo e comparados com os resultados obtidos por López BendeZú (2008). Observa-se comportamento similar dos custos por unidade energética estimados por López BendeZú (2008), entretanto, o ponto de competitividade obtido com as entradas de custos descritas no capítulo 3 foi de 380 km ao passo que o obtido por López BendeZú (2008) foi de 420 km. Não foi possível identificar os pontos de competitividade para os outros níveis de movimentação de GN por não terem sido calculados nos estudos avaliados.

Gráfico 40 – Curvas de Custo por unidade energética em função da distância de GNC, GNL e gasodutos

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quadro 22 – Comparativo entre os custos de transporte por gasoduto em função de volumes e distâncias.

Volume distribuído	0,1 MTPA		0,5 MTPA		1 MTPA	
	Obtido	(López Bende­zú, 2008)	Obtido	(López Bende­zú, 2008)	Obtido	(López Bende­zú, 2008)
GNL competitivo a partir de (km)	380	420	650	Não calculado	-	Não calculado

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em López Bende­zú (2008).

4 ESTUDO DE CASO: A INSERÇÃO DE GNL EM PEQUENA ESCALA NO MIX ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO

Neste capítulo, o modelo de estimação de custos por unidade energética de GNL em pequena escala, abordado no capítulo 3, é utilizado para identificar a competitividade desta forma de movimentação de GN no estado de São Paulo. Entende-se que a cadeia proposta de GNL em pequena escala, descrita no capítulo 2, ocorra no Brasil através de uma única planta localizada no município de Paulínia. Faz-se então interessante o estudo para observação desta forma de movimentação de GN, com o intuito de identificar novos potenciais e ampliação do uso de GN no *mix* energético do estado. A utilização da modelagem de GNC é desconsiderada, pois observa-se amplo domínio e utilização desta tecnologia pelas distribuidoras de gás canalizado locais.

O estado de São Paulo apresenta a maior concentração de gasodutos de distribuição do país, com 16,38 mil quilômetros de gasodutos de distribuição que atendem 141 dos 645 municípios do estado. Essa malha garante distribuição de 13,29 MM m³/dia, sem contabilizar o volume destinado à geração termoeletrica, o qual representa, no estado, um consumo de gás da ordem de 4,15 MM m³/dia (SECRETARIA DE ENERGIA, 2017).

Em termos de fontes de fornecimento de gás, o estado conta com as produções de GN advindas da Bacia de Santos (até 22,5 MM m³/dia), e do gás natural importado da Bolívia através do gasoduto Bolívia-Brasil (até 30 MM m³/dia). Observa-se também infraestrutura de transporte de GN para a região sul do país (até 12 MM m³/dia), região sul de Minas Gerais (até 5 MM m³/dia), e infraestrutura de transporte e intercâmbio de GN com o Rio de Janeiro (até 20 MM m³/dia) (SECRETARIA DE ENERGIA, 2017).

Essa infraestrutura permite observar que o estado apresenta capacidade de movimentação de GN superior a 50 MM m³/dia e que se houvesse somente a fonte de abastecimento proveniente da Bacia de Santos, o consumo local do estado de São Paulo poderia ser atendido por esta fonte de suprimento de GN. Entretanto, conforme descrito anteriormente, existe um contrato de importação de GN de longo prazo, cujos preços e cláusulas contratuais, como *take or pay* ou *ship or pay*, façam com que se utilize o GN importado e se movimente o GN advindo das demais fontes, utilizando-se a infraestrutura de transporte de GN com os outros estados.

Destaca-se também outro exercício, do ponto de vista de segurança de abastecimento de GN, que é composto pela remoção de uma ou duas fontes de abastecimento do estado e observa-

se se a capacidade restante de suprimento é suficiente para o atendimento do consumo local. Em todas as combinações possíveis, envolvendo o GN importado da Bolívia, da Bacia de Santos e do intercâmbio com o Rio de Janeiro, observa-se que a capacidade de suprimento resultante é suficiente para o abastecimento do estado.

O Plano Expansão do Gás Canalizado (PMGN), aprovado pelo Conselho de Políticas Energéticas do estado, em dezembro de 2017, prevê que outros 36 municípios receberão infraestrutura dutoviária de distribuição de GN em 2022 e outros 129 em 2029. Assim, até 2030, haverá 306 municípios atendidos pela infraestrutura dutoviária de distribuição de GN, a ser construída pelas três concessionárias locais (Comgás, Gás Natural Fenosa e Gás Brasileiro), e com potencial volume demandado adicional de 5,06 M m³/dia (SECRETARIA DE ENERGIA, 2017).

Embora o plano preveja forte expansão da cobertura de municípios com infraestrutura de distribuição de GN, aproximadamente o dobro número de municípios atendidos em 2016, ainda haverá, em 2029, outros 339 municípios sem esse tipo de infraestrutura para GN. Em outras palavras, mais de 50% dos municípios paulistas permanecerão sem acesso ao GN por ausência de infraestrutura dutoviária. Esses municípios serão objeto deste estudo de caso. Adicionalmente, como extensão do exercício aqui realizado, avalia-se se a movimentação de GNL em pequena escala poderia antecipar a expansão do atendimento dos municípios planejados para receber infraestrutura de gás natural via gasodutos, em 2029, e em conjunto com os municípios denominados factíveis no PMGN.

4.1 METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO

A metodologia empregada no estudo de caso consiste em (1) coletar e georeferenciar os dados primários, (2) selecionar os potenciais municípios para substituição situados fora do PMGN, (3) selecionar os potenciais municípios para substituição contidos no PMGN (4) calcular rotas de abastecimento, (5) calcular os potenciais de substituição, (6) calcular os custos logísticos e (7) dimensionar e calcular os custos das demais etapas da cadeia utilizando o modelo apresentado no capítulo 3, (8) compor o custo total de movimentação, (9) comparar estes custos com o energético a ser substituído, (10) calcular as diferenças de custos e, por fim, (11) georeferenciar os resultados. A Figura 22 ilustra as etapas mencionadas acima e sua relação com o estudo de caso.

Figura 22– Fluxo de análise do Estudo de Caso.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.1 Coleta e georeferenciamento de dados primários

Na primeira etapa do estudo, os chamados dados primários são compostos por dados do Plano Estadual de Metas de Gás Natural Canalizado da Secretaria de Energia (2017a), que consistem em uma lista de municípios que possuem infraestrutura de distribuição de GN por dutos, municípios que receberão investimento até 2022, entre 2022 e 2029, em 2029 e municípios denominados factíveis. Em adição ao PMGN, é incorporado no estudo a infraestrutura de dutos transporte de GN e de pontos de entrega de GN, obtida em Epe (2016).

Explora-se também os dados de consumo elétrico industrial por municípios e os dados de vendas de diesel e óleo combustível observados em 2016 e obtidos em Secretaria de Energia (2017), os custos de eletricidade avaliados em 2017 por Firjan (2017) e os custos da molécula de GN obtidos no relatório mensal da indústria de gás natural de Mme (2018).

No apêndice C encontram-se os mapas resultantes do georeferenciamento da infraestrutura existente de gás natural do PMGN e do georeferenciamento da distribuição das vendas de diesel, óleo combustível e eletricidade para fins industriais. Observa-se que as maiores concentrações de vendas de óleo combustível estão contidas em municípios cuja infraestrutura de distribuição de GN seja existente ou prevista no PMGN.

O custo da molécula de GN observado em Mme (2018) é formado pela soma das parcelas de transporte e referente à molécula importada da Bolívia (6,7929 USD/MMBTU) e pela soma de parcela de transporte e referente à molécula da nova política modalidade firme renegociado (8,4911 USD/MMBTU). Considera-se também o custo da nova política modalidade firme, composto pela parcela fixa e variável (7,4470 USD/MMBTU). Todos os casos para a região sudeste. Obtém-se o custo médio de GN de 7,12714 USD/MMBT, ao adotar a composição de 65% de GN importado da Bolívia e os outros 35% divididos igualmente nas modalidades de GN nacionais.

Os custos da eletricidade para uso industrial foram obtidos através da Firjan (2017) e transformados em USD por unidade energética, MMBTU, utilizando os fatores de conversão da Petrobras (2018) e conversões de dólar de Mme (2018). Obtém-se o valor de 43,44 USD/MMBTU para a eletricidade industrial no estado de São Paulo.

Os custos de óleo combustível e o valor de conversões de dólar foram obtidos em Mme (2018), convertidos para a custo por unidade energética (USD/MMBTU) utilizando-se fator de Petrobras (2018), cujo resultado final é de 16,41 USD/MMBTU

Destaca-se que o custo do diesel, para efeitos de comparação, não foi calculado neste estudo de caso em virtude da impossibilidade de separação dos volumes de vendas de diesel destinados ao transporte e estacionários. Esta premissa é explicada em maior detalhe nas próximas seções.

4.1.2 Seleção dos municípios situados fora do PMGN

Na etapa de seleção de municípios (etapa 2), a primeira premissa adotada foi de selecionar os municípios excluídos do PMGN da Secretaria de Energia (2017) e cuja principal atividade de valor adicionado bruto seja industrial extrativista, de transformação ou agricultura, conforme observado em IBGE (2015). Este universo é formado por 59 municípios, com atividades compreendidas nos setores de Alimentos e Bebidas (A&B), Agropecuária (AGROP), Mineração (MIN), Papel e Celulose (P&C), Químico (QUI) e com atividades não identificadas (N/A), seguindo a classificação proposta por Gallo (2018). A Tabela 25 apresenta a distribuição destes municípios nas classificações de atividades econômicas predominantes, bem como os consumos agregados de diesel, óleo combustível e elétrico para fins industriais, em 2016.

Tabela 15 – Consolidação dos municípios selecionados fora do plano de metas do setor de GN.

Setor	Quantidade de municípios	Vendas anuais em 2016		Consumo elétrico anual industrial (kW) em 2016
		Diesel (litros)	Óleo Combustível (kg)	
QUI	1	1.545.000	50.070	806.734
A&B	1	3.161.000	221.390	32.553.413
MIN	1	1.492.000	-	19.454.755
P&C	1	1.048.500	2.366.440	11.510.394
MNM	1	5.668.627	539.570	68.286.571
AGROP	51	199.035.554	-	141.426.776
N/A	3	20.901.000	-	107.178.282
Total	59	232.851.681	3.177.470	381.216.925

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em ANP (2017) e Secretaria de Energia (2017).

Após a consolidação deste universo de análise, foram excluídos municípios com consumo elétrico industrial anuais inferiores a 1 gWh, que resultam em potenciais de substituição inferiores a 300 m³/dia. Este valor é mais do que cem vezes menor do que o limite inferior estudado para a movimentação de GNL em pequena escala.

Exclui-se, também, municípios cujo setor principal de atividade não foi identificado (N/A). O resultado compõe um segundo universo de 20 municípios, cujo total de vendas de combustíveis fósseis e eletricidade, consolidados por setor, está demonstrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Consolidação dos Municípios selecionados fora do PMGN (consumo maior que 1GWh anual)

Setor	Quantidade de municípios	Vendas anuais em 2016		Consumo elétrico anual industrial (kWh) em 2016
		Diesel (litros)	Óleo Combustível (kg)	
QUI	1	1.545.000	50.070	806.734
A&B	1	3.161.000	221.390	32.553.413
MIN	1	1.492.000	-	19.454.755
P&C	1	1.048.500	2.366.440	11.510.394
MNM	1	5.668.627	539.570	141.426.776
AGROP	15	87.523.200	-	97.226.950
Total	20	100.438.327	3.177.470	302.979.022

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em ANP (2017) e Secretaria de Energia (2017).

4.1.3 Seleção dos municípios contidos no PMGN

Em uma segunda análise, foram avaliados os municípios contidos no PMGN, com infraestrutura de gasodutos prevista entre 2022 e 2029 e que apresentavam consumo elétrico industrial superior a 1 gWh/ano. Diferentemente do observado nos municípios não considerados no PMGN, assume-se um setor de atividade médio para o posterior cálculo do potencial de substituição.

Do universo total de 151 municípios, 119 apresentaram consumo de eletricidade para o setor industrial superior a 1 gWh/ano e, portanto, foram considerados neste estudo de caso. A Tabela 17 demonstra o total de vendas combustíveis fósseis e consumo elétrico industrial para o universo de 119 municípios selecionado.

Tabela 17 – Consolidação dos Municípios selecionados contidos no PMGN (consumo maior que 1GwH anual)

Setor	Quantidade de municípios	Vendas anuais em 2016		Consumo elétrico anual industrial (kWh) em 2016
		Diesel (litros)	Óleo Combustível (kg)	
MÉDIO	119	45.322.809	2.388.456.174	3.103.892.907

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em ANP (2017) e Secretaria de Energia (2017).

O próximo passo é o cálculo do potencial de substituição do óleo combustível e eletricidade. Destaca-se que a substituição do diesel não foi considerada neste estudo de caso.

4.1.4 Cálculos de rotas dos municípios selecionados

Na terceira etapa, as rotas de abastecimento foram calculadas utilizando a malha rodoviária disponível em Openstreetmap (2018) e considerando-se que o ponto de partida do GNL, ou seja, a planta de liquefação, seja a planta existente em Paulínia. Assume-se que cada caminhão abastecido de GNL partirá da unidade de liquefação de Paulínia com destino a região central de cada município avaliado. Adota-se a ferramenta ArcGIS para efetuar estes cálculos, que podem ser resumidos na Tabela 18, que demonstra o número de rotas calculadas e as distâncias mínimas, máximas e médias de cada caso estudado

Tabela 18 – Consolidação das rotas calculadas

Caso estudado	Quantidade de Municípios	Distância Liq. até Regas. (km)		
		Mínima	Máxima	Média
Fora do PMGN	20	104	526	317
Dentro do PMGN	119	27	596	290

Fonte: Elaborado pelo autor baseado em Openstreetmap (2018)

A Figura 23 e a Figura 24 ilustram as rotas calculadas a partir da planta de liquefação de Paulínia para cada município objeto deste estudo. As rotas estão demonstradas através de linhas, entretanto, as distâncias são obtidas através de rotas calculadas em trechos pavimentados, conforme dados obtidos em Openstreetmap (2018)

Figura 23 – Rotas calculadas para os 20 municípios fora do PMGN

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 – Rotas calculadas para os 119 municípios contidos do PMGN

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.5 Potencial de substituição de óleo combustível e eletricidade por GN nos municípios selecionados

O potencial de substituição foi obtido considerando-se a substituição de eletricidade e óleo combustível por GN, utilizando-se os métodos descritos por Gallo (2018) e Strapasson (2004), que exploram a ampliação do consumo de GN nos usos finais de determinados setores da indústria e agricultura por GN em função dos ganhos em eficiência energética, econômicos e ambientais.

No método descrito por Gallo (2018) e representado na equação (4.2.1), o potencial de substituição da eletricidade pelo GN, em joules, e em determinado setor s ($PotGN_{js}$) é igual ao produto do consumo total de eletricidade em joules (Con_{el}), pelo percentual de substituição do setor s ($\%sub_s$) e pelo percentual de rendimento da eletricidade (R_{el}), dividido pelo rendimento do GN (R_{GN})

$$PotGN_{j_{sel}} = \frac{Con_{el} * \% sub_s * R_{el}}{R_{GN}} \quad (4.2.1)$$

O potencial de substituição da eletricidade por GN, em m³ por dia, para determinado setor s ($PotGN_{m3_{sel}}$), pode ser obtido pela equação (4.2.2), que converte o potencial de substituição em joules ($PotGN_{j_s}$) para metros cúbicos normais, ao aplicar o fator de conversão (Fc_{jm3}). Este fator é resultante do poder calorífico superior médio do GN que abastece o estado de São Paulo, cujo valor é 40 MJ por 1 metro cúbico normal de GN. O fator de 1,092 converte o potencial de metros cúbicos normais para metros base, que, dividido pelo número de dias do ano, resultam no potencial de substituição de GN em m³/dia ($PotGN_{m3s}$).

$$PotGN_{m3s} = \frac{PotGN_{j_{sel}}/10^6}{Fc_{jm3}} * \frac{1,092}{365} \quad (4.2.2)$$

Na Tabela 17 é possível observar os percentuais de substituição de eletricidade por GN para cada setor estudado.

Tabela 17 - % de substituição de eletricidade por GN por setor.

	A&B	MIN	MNM	P&C	QUI	AGROP
%sub _s	30%	38%	30%	2%	37%	60%

Fonte: Strapasson (2004) e Gallo (2018).

No caso de substituição do óleo combustível, assume-se que a totalidade do óleo combustível consumido pode ser substituída por GN, em função dos usos finais térmicos serem, na maior parte das vezes, compatíveis e passíveis de substituição por GN (GALLO, 2018). Desta forma, a equação (4.2.3) representa o cálculo de substituição de óleo combustível por GN, para determinado setor s ($PotGN_{j_{so}}$). O potencial é obtido pelo produto do consumo total de óleo combustível Con_o pelo seu respectivo rendimento (R_o), dividido pelo rendimento do GN (R_{GN}). Para obter o valor potencial de substituição, em metros cúbicos por dia, adota-se a equação (4.2.4), obtida de forma similar à equação (4.2.2.), substituindo-se apenas o potencial de substituição de $PotGN_{j_{sel}}$ por $PotGN_{j_{so}}$.

$$PotGN_{j_{so}} = \frac{Con_o * R_o}{R_{GN}} \quad (4.2.3)$$

$$PotGN_{m3s} = \frac{PotGN_{jso}/10^6}{Fc_{jms}} * \frac{1,092}{365} \quad (4.2.4)$$

Os valores de rendimento, para cada energético e setor estudados, são apresentados na Tabela 19, tendo sido extraídos de Gallo (2018) e para o setor de agricultura de Strapasson, (2004)

Tabela 19 – Percentual de rendimento de cada fonte energética por setor

	A&B	MIN	MNM	P&C	QUI	AGROP
R _{el}	81%	66%	75%	97%	83%	85%
R _o	64%	61%	64%	83%	72%	-
R _{GN}	76%	64%	64%	88%	88%	45%

Fonte: Strapasson (2004) e Gallo (2018).

O potencial total de substituição, para os 20 municípios situados for do PMGN, é de 58.310 m³/dia, distribuído em seis setores de atividades, sendo que o predominante é o setor de agropecuária, com 15 municípios. Os valores totais obtidos são extremamente inferiores aos observados para a movimentação de GNL em pequena escala, que vão de 320 mil m³/dia até 3,2 MM m³/dia de um ponto de liquefação até o ponto de regasificação.

A distribuição do potencial está demonstrada na Tabela 20 e a listagem de municípios com os respectivos potenciais de substituição pode ser encontrada no apêndice B.

Tabela 20 – Potencial de substituição por GN em municípios fora do PMGN.

Setor	Quantidade de municípios	Potencial de substituição (m ³ /dia de GN)		Total (m ³ /dia de GN)
		Para óleo combustível	Para eletricidade	
QUI	1	133	77	210
A&B	1	608	2.831	3.438
MIN	1	-	2.073	2.073
P&C	1	7.273	69	7.342
MNM	1	1.758	13.521	15.280
AGROP	15	-	29.966	29.966
Total	20	9.773	48.537	58.310

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Strapasson (2004) e Gallo (2018).

Diante do baixo potencial de substituição, calcula-se o potencial de substituição para os municípios contidos no PMGN, e com previsão de abastecimento entre 2022 e 2029. Adota-se

a média dos percentuais de substituição e percentual de rendimento dos setores, dos municípios situados fora do PMGN, sugeridos por Strapasson (2004) e Gallo (2018). Estes percentuais médios podem ser observados na Tabela 21.

Tabela 21 – Percentual de rendimento e substituição do setor médio

	Médio
R _{el}	78%
R _o	70%
R _{GN}	71%
%sub _s	31%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Strapasson (2004) e Gallo (2018).

O potencial observado, considerando-se os municípios contidos no PMGN, é significativamente superior ao cenário com municípios situados fora do PMGN (de 58.310 m³/dia), totalizando 440.015 m³/dia de GN, e não apresenta competição direta com os gasodutos em função do período bem mais remoto em que está previsto o recebimento da infraestrutura dutoviária de distribuição de GN nestes municípios. O potencial consolidado por setor é demonstrado na Tabela 22.

Tabela 22 – Potencial de substituição por GN total para municípios contidos no PMGN.

Setor	Quantidade de municípios	Potencial de substituição (m ³ /dia de GN)		Total (m ³ /dia de GN)
		Para óleo combustível	Para eletricidade	
MÉDIO	119	146.790	293.225	440.015

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Strapasson (2004) e Gallo (2018).

A Figura 25 ilustra os volumes de substituição total (substituição de óleo combustível e eletricidade por GN) no cenário de atendimento dos 20 municípios situados fora do PMGN.

Figura 25 – Potencial total de substituição nos municípios situados fora do PMGN

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 26 apresenta os volumes totais de substituição para os 119 municípios contidos no PMGN. As figuras que ilustram a substituição segregada de óleo combustível e eletricidade podem ser observadas no Apêndice C.

Figura 26 – Potencial total de substituição nos municípios contidos no PMGN

Fonte: Elaborado pelo autor.

O atendimento de municípios situados fora do PMGN apresenta potencial total de volumes de substituição compatível com as escalas de movimentação de GN através de GNC, conforme observado no capítulo 3.

4.1.6 Estimação de custos da cadeia de GNL em pequena escala

Nesta etapa, o modelo de estimação de custos proposto no capítulo 3 é utilizado na estimação dos custos relacionados liquefação, movimentação, armazenamento e regasificação do potencial de substituição. Este potencial é composto por 58.310 m³/dia, para atendimento dos 20 municípios situados fora do PMGN, e por 440.015 m³/dia para o cenário de 119 municípios contidos no PMGN. Totaliza-se a demanda de GN de 498.325 m³/dia, para substituição de óleo combustível e eletricidade em 139 municípios.

Utilizando-se as mesmas premissas consideradas para os cálculos do modelo de estimação de custo, observada no capítulo 3, obtém-se o custo de liquefação de 4,32 USD/MMBTU para o potencial de substituição total. Os custos de movimentação foram calculados individualmente, ou seja, para 139 rotas e apresentam valores mínimo, máximo e médio apresentados na Tabela 23. Estima-se o custo da etapa de armazenamento e regasificação seja de 0,61 USD/MMBTU para cada município estudado. A tabela demonstra os custos obtidos para a cadeia de GNL em pequena escala.

Tabela 23 – Custos estimados para a cadeia de GNL em pequena escala

Caso estudado	Quantidade de Municípios	Custo por unidade energética (USD/MMBTU) descontado a 10%				
		Liquefação	Movimentação de GNL			Armazenagem e Regasificação
			Mínimo	Máximo	Médio	
Fora do PMGN	20	4,32	0,39	84,94	17,71	0,61
Dentro do PMGN	119		0,93	64,43	11,40	

Fonte: Elaborado pelo autor

Assume-se que o custo de movimentação de GNL em pequena escala possa ser definido pela equação (4.3.1), que descreve define custo total pela somatória do custo da molécula movimentada até o ponto de entrega de GN (C_{gn}) com o custo da cadeia e GNL em pequena escala descontado a uma taxa de 10% ao ano ($C_{tliq} + C_{tlog} + C_{tregarm}$) e com os impostos PIS (1,65%), COFINS (7,6%) e ICMS (15%) adotados em toda na cadeia de movimentação e na molécula de GN transportada até o ponto de entrega.

$$C_{gntotal} = C_{gn} + C_{tliq} + C_{tlog} + C_{tregarm} + impostos \quad (4.3.1)$$

O custo adotado para a molécula de GN é resultante da composição dos custos dos contratos de abastecimento e nominações descritas na etapa de coleta de dados primários e obtida através de Mme (2018).

Após a estimação dos custos da cadeia de GNL em pequena escala para o abastecimento de GN em cada município estudado, há de se efetuar a comparação com as outras fontes de energia com o intuito de obter as diferenças entre estes custos.

4.1.7 Comparação de custos de GN com eletricidade e óleo combustível

A comparação dos custos entre o fornecimento de GN através de GNL em pequena escala com eletricidade e óleo combustível permite observar em quais municípios seria possível o deslocamento destes combustíveis. A diferença é calculada com base no custo total de GN em pequena escala apresentado no capítulo anterior subtraído do custo, por unidade energética equivalente, da eletricidade e óleo combustível.

Observa-se que, quanto maior for esta diferença maior a vantagem econômica do GN movimentado em pequena escala frente aos combustíveis analisados. A descrição da quantidade de municípios competitivos ou não, bem como a concentração geográfica dos mesmos pode ser observada no capítulo a seguir

4.2 RESULTADOS

Dos 20 municípios selecionados neste exercício e fora do plano de expansão de gasodutos, 18 apresentaram custo inferior ao da eletricidade. Deste universo, 7 municípios estão no intervalo de maior diferença, de -24,95 até -20,35 USD/MMBTU, 5 municípios estão no segundo maior intervalo, de -20,34 até -13,69 USD/MMBTU, 6 municípios estão no intervalo de mínimo de competitividade, que vai de -13,68 até 0 USD/MMBTU e 2 municípios apresentaram custo de GN distribuído através de GNL em pequena escala superior ao da eletricidade. A

Figura 27 ilustra os municípios avaliados e os intervalos de diferença obtidos separados por cores.

Figura 27 – Diferença de custos entre GNL e eletricidade para municípios situados fora do PMGN.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O mesmo processo, de obtenção de diferença de custos, foi aplicado à substituição do óleo combustível. É observado menor diferença entre os custos do óleo combustível e o GNL em pequena escala, quando comparado ao caso da substituição de eletricidade. Dos 20 municípios fora do PMGN, 4 apresentam vendas de óleo combustível. Dentre eles, 1 apresentou valor competitivo de substituição e cuja diferença é de -0,58 USD/MMBTU. Outros 3 municípios não apresentaram competitividade de substituição, sendo que o GNL em pequena escala apresentou maior valor que óleo combustível, de 2,01 USD/MMBTU até 78,61USD/MMBTU. Ilustra-se os resultados na Figura 28

Figura 28 – Diferença de custo entre GNL e óleo combustível para municípios contidos no PMGN.

Fonte: elaborado pelo autor

Os 20 municípios avaliados estão concentrados nas regiões administrativas de Sorocaba, São José do Rio Preto, Ribeirão Preto, Araçatuba, Campinas e São José dos Campos. A Tabela 24 demonstra a quantidade dos municípios por região administrativa, o volume total de substituição de eletricidade e óleo combustível por GN e a diferença de custo média, ponderada pelo volume de substituição.

Tabela 24 – Distribuição da diferença de custos de e potencial de substituição do GN por região administrativa e para municípios situados fora do PMGN

Região administrativa	Quantidade de Municípios	Potencial de substituição (m³/dia de GN)		Diferença de custo (USD/MMBTU)		
		da eletricidade	do óleo combustível	GN e eletricidade	GN e óleo combustível	Ponderada
Sorocaba	8	21.867	9.165	(62,31)	78,23	(20,80)
São José do Rio Preto	5	10.061	-	(59,47)		(59,47)
Araçatuba	3	3.373	-	(43,73)		(43,73)
Ribeirão Preto	2	11.670	608	(46,65)	2,01	(44,24)
Campinas	1	725	-	(10,99)		(10,99)
São José dos Campos	1	765	-	(11,64)		(11,64)
Total	20	48.461	9.773	Não aplicável		

Fonte: Elaborado pelo autor

No segundo cenário avaliado, dos 119 municípios contidos no PMGN, 53 municípios estão contidos no intervalo superior de diferença, de -27,01 até -18,49, 30 municípios estão contidos no segundo intervalo superior, com valores de -18,48 e -3,75 USD/MMBTU, 2 municípios no intervalo mínimo de competitividade, de -3,74 até 0 USD/MMBTU, e 34 municípios não apresentaram competitividade entre GNL e eletricidade. A Figura 29 ilustra estas diferenças

Figura 29 – Diferença de custos entre GNL e eletricidade para municípios situados fora do PMGN.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisa-se nesta etapa competitividade do GNL em pequena escala frente aos 14 municípios, contidos no universo dos 119 municípios avaliados, que possuem vendas óleo combustível. Destes 14 municípios, 3 municípios estão no intervalo de maior diferença, de -2,61 até -2,23 USD/MMBTU, 3 municípios estão no segundo maior intervalo, de -2,22 até -1,72 USD/MMBTU, 6 municípios estão no intervalo de mínimo de competitividade, que é de -1,71 até 0 USD/MMBTU, e 2 municípios apresentam custo de GN movimentado através de GNL em pequena escala superior ao do óleo combustível. Observa-se a competitividade dos municípios na Figura 30

Figura 30 – Diferença de custo entre GNL e óleo combustível para municípios contidos no PMGN.

Fonte: elaborado pelo autor

Os 119 municípios avaliados apresentam distribuição mais homogênea nas regiões administrativas do estado, quando comparado ao cenário dos 20 municípios fora do PMGN. Observa-se potencial em todas as 11 regiões administrativas. A Tabela 25 demonstra a quantidade dos municípios por região administrativa, o volume total de substituição de eletricidade por GN e a diferença de custo média, ponderada pelo volume de substituição.

Tabela 25 – Distribuição da diferença de custos de e potencial de substituição do GN por região administrativa e para municípios contidos no PMGN

Região administrativa	Quantidade de Municípios	Potencial de substituição (m ³ /dia de GN)		Diferença de custo (USD/MMBTU)		
		da eletricidade	do óleo combustível	GN e eletricidade	GN e óleo combustível	Ponderada
Ribeirão Preto	24	106.618	114.700	(310,51)	(10,10)	(154,82)
São José do Rio Preto	17	33.269	336	(215,90)	(2,87)	(213,78)
Marília	15	22.383	534	(12,93)	4,29	(12,53)
Presidente Prudente	15	20.061	-	54,89		54,89
Campinas	13	17.310	1.606	5,19	(1,20)	4,64
Bauru	9	15.471	2.979	(70,60)	(1,79)	(59,49)
São Paulo	7	21.542	-	(29,83)		(29,83)
São José dos Campos	7	15.087	-	87,90		87,90
Sorocaba	6	22.642	25.938	(87,41)	(2,61)	(42,13)
Araraquara	4	5.056	697	(32,90)	(0,44)	(28,97)
Araçatuba	2	13.786	-	(50,63)		(50,63)
Total	119	293.225	146.790	Não aplicável		

Fonte: Elaborado pelo autor

A substituição de energia elétrica por GN, para utilização industrial de energia térmica, foi competitiva em 114 municípios dos 139 municípios estudados nos dois cenários. A inviabilidade de movimentação de GN através de GNL em pequena escala é resultante da combinação de longas distâncias (maiores que 89 km) e baixos volumes demandados de GN (menores que 285 m³/dia).

A competitividade de substituição do óleo combustível por GN em pequena escala é observada em 13 dos 18 municípios, dentro do universo de 139 municípios estudados, que possuem vendas de óleo combustível. Observa-se que o PMGN captura a maior parte dos municípios com vendas de óleo combustível, cuja infraestrutura de distribuição de GN seja inexistente, entretanto, a diferença entre os custos de GN e óleo combustível é bem inferior à observada na substituição da eletricidade.

Para as municipalidades cujo abastecimento via GNL em pequena escala não é competitivo, o suprimento de gás através de GNC pode ser uma alternativa a ser avaliada em função do baixo volume demandado, que é compatível com os valores competitivos de distribuição de GNC observados no Gráfico 18

A partir desta análise, propõem-se um novo plano de expansão de uso de GN no *mix* energético do estado de São Paulo, considerando-se a movimentação de GNL em pequena escala como alternativa de atendimento aos municípios cuja infraestrutura de distribuição de

GN seja prevista em um período distante (entre 2022 e 2029). Destaca-se que o suprimento destas municipalidades por GNL em pequena escala não limita o PMGN, pelo contrário, permite que os mercados potenciais sejam capturados com antecedência ao plano, viabilizando, posteriormente, a chegada gasodutos de distribuição em mercados com maior grau de desenvolvimento. Este plano pode ser observado na Figura 31

Do total dos 139 municípios avaliados nos dois cenários, 103 apresentaram competitividade total ponderada, ou seja, considerando-se o deslocamento conjunto de eletricidade e óleo combustível. Dos 20 municípios contidos no cenário fora do PMGN, 18 apresentaram competitividade. Do universo de 119 municípios estudados e contidos no PMGN, 85 municípios apresentaram competitividade.

Figura 31 – Proposta de inclusão de municípios com suprimento de GN através de GNL em pequena escala considerando-se o PMGN.

Fonte: elaborado pelo autor

A Tabela 26 demonstra o potencial consolidado para os 103 municípios que apresentaram competitividade ponderada, para substituição de eletricidade e óleo combustível, distribuídos pelas regiões administrativas e com seu respectivo potencial de substituição consolidado. Nota-se que o potencial de substituição com competitividade ponderada

corresponde a 490.772 m³/dia, distribuídos em 103 municípios. Este potencial corresponde a 98,5% do observado nos 139 municípios estudados, que totaliza 498.325 m³/dia. Conclui-se que a movimentação de GN através de sistema de GNL em pequena escala apresentou competitividade para maior parte do potencial estudado (103 municípios com competitividade de um total de 139 municípios) e não foi observada competitividade em 36 municípios, dos quais 34 estão contidos no PMGN.

Tabela 26 – Distribuição dos municípios com competitividade ponderada na substituição do GN por região administrativa e para municípios contidos e situados fora do PMGN

Região administrativa	Quantidade de Municípios	Potencial de substituição (m ³ /dia de GN)			Diferença de custo média (USD/MMBTU)
		da eletricidade	do óleo combustível	Total	
Ribeirão Preto	22	117.437	115.307	232.744	-16,89
São José do Rio Preto	19	42.622	336	42.958	-17,88
Marília	13	44.509	34.969	79.478	-11,85
Presidente Prudente	10	21.432	534	21.966	-17,08
Campinas	8	15.375	2.979	18.355	-17,54
Bauru	8	16.753	1.606	18.359	-18,49
São Paulo	8	18.614	-	18.614	-18,53
São José dos Campos	5	17.159	-	17.159	-18,87
Sorocaba	5	21.231	-	21.231	-20,99
Araraquara	3	14.780	-	14.780	-15,43
Araçatuba	2	4.433	697	5.130	-19,95
Total	103	334.344	156.428	490.772	Não aplicável

Fonte: Elaborado pelo autor

A lista dos municípios estudados com os respectivos potenciais de substituição e diferenças de custo pode ser observada no apêndice C. Os mapas com as concentrações do potencial de substituição por combustível deslocado e demais dados primários podem ser observados no apêndice B.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Observa-se que a utilização do modelo de estimação de custo para a movimentação de GN através de sistemas de GNL em pequena escala proporcionou a obtenção de custos individualizados por municípios e que permitem medir a competitividade desta alternativa de abastecimento com maior precisão. Avalia-se que a competitividade do GNL em pequena

escala é maior em municípios ou pontos de consumo elevados e, portanto, com custos logísticos menores em função de ganhos de escala da movimentação.

A modularização de plantas de regasificação, ou seja, a ampliação de unidade de regasificação a medida que as demandas são elevadas e a adoção de gasodutos de distribuição satélites, a partir dos pontos de regasificação, podem proporcionar demandas superiores de GN e favorecer a movimentação de GN através de GNL em pequena escala.

Verifica-se ainda a possibilidade de substituição dos combustíveis avaliados (eletricidade e óleo combustível) pelos sistemas de GNC em municípios cuja competitividade do GNL em pequena escala não pôde ser verificada. A não competitividade do GNL em pequena escala se mostrou relacionada, principalmente, aos baixos volumes de substituição. Destaca-se que este universo é composto por 36 municípios, dos quais 2 estão fora do PMGN e 34 estão contidos no PMGN.

5 CONCLUSÃO

A crescente oferta e descobertas de reservas de gás natural provê indicativos de que a participação deste combustível fóssil seja ampliada no mix energético nacional nos próximos anos, conforme aponta o último Plano Decenal de Energia 2026 (EPE; MME, 2016), agências internacionais do setor energético (EIA, 2017; IEA, 2017) e pelos agentes privados do setor energético como Shell (2018), em seus cenários energéticos futuros, e BP (2017a), apoiados na ideia de que esta expansão seja motivada pela transição energética para fontes de energia de baixo carbono (BROWN et al., 2009; ROOIJERS, F. et al., 2009).

Tal expansão do uso de gás natural passa pelo dilema da inexistência de investimentos em infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural por conta da ausência de demanda pelo combustível e vice-versa. Neste trabalho foi possível avaliar quais são os indicativos de custos para que a expansão desta infraestrutura, através de movimentação de GN por sistemas de GN e de GNL em pequena escala, possa ocorrer de forma que os investimentos iniciais fossem reduzidos, mas, em contrapartida, os custos operacionais fossem mais elevados, quando comparados aos gasodutos. Isto possibilitaria que as decisões de investimentos no atendimento de determinados mercados pudessem ser realizadas de forma mais ágil e que pudessem se adaptar aos níveis de consumo e movimentos destes mercados, permitindo flexibilidade, que não é observada no caso dos gasodutos, em função do elevado investimento mobilizado inicialmente.

Isto posto, é possível concluir que as alternativas avaliadas neste trabalho apresentam maior concentração em custos operacionais do que investimentos. No sistema de GNC, para os intervalos avaliados, a participação dos investimentos no custo total varia de 47% até 8%, à medida em que os volumes movimentados de GN e as distâncias aumentam. Para o GNL em pequena escala e no mesmo universo avaliado, a participação dos investimentos no custo total é de 18% até 14%. A redução é observada em função do aumento das distâncias transportadas. Por fim, a modelagem gasodutos adotada neste estudo apresenta 96% de investimentos e que são despendidos ao longo dos três primeiros anos de projeto.

Em termos de custo unitário por unidade energética, o GNC apresentou menor competitividade, entendida por maiores valores de custo unitário por unidade energética, que as demais formas de transporte avaliadas. Entretanto, para volumes 100 vezes inferiores aos avaliados neste estudo, o GNC apresentou valores compatíveis aos demais métodos de movimentação de GN. Considerando-se que os volumes movimentados por GNL em pequena

escala são equivalentes aos volumes diários distribuídos pela maior parte das distribuidoras nacionais, o GNC em valores se apresenta como uma proposta competitiva para movimentação de GN aos mercados desconectados da infraestrutura existente e com volumes demandados próximos a 0,001 MTPA equivalente de GNL.

O GNL em pequena escala apresenta menores variações do custo unitário em função da distância e do volume movimentado e apresenta ganhos de escala significativos, entre 48% e 30%, à medida que os volumes distribuídos aumentam. Desta forma, é possível inferir que, para pontos de consumo cujas demandas sejam entre 0,1 e 1 MTPA e concentrada, o GNL em pequena escala pode ser uma opção de movimentação a ser considerada e que, em determinadas situações, passou a ser mais viável que a movimentação através de gasodutos. Estas situações foram identificadas nos intervalos de distribuição de 0,1 e 0,5 MTPA e para distâncias superiores a 380 e 650 quilômetros respectivamente.

Os resultados para competitividade do GNL em pequena escala, frente ao gasoduto, também são equivalentes ao proposto por López Bendezú (2008), entretanto, para os níveis de consumo de 1 MTPA de GNL, o transporte via gasodutos passa a ser mais competitivo. Esta conclusão pode estar relacionada às limitações da pesquisa demonstradas na seção a seguir.

No único caso nacional, o projeto Gemini, é observado um impasse regulatório advindo da carência de regulamentação, que culminou em disputa judicial ente os acionistas da Gemini (Petrobras e White Martins) e a empresa de distribuição local de São Paulo (Comgás) acerca dos custos de gás natural praticados pelo operador do GNL em pequena escala e acusações de verticalização da cadeia de gás natural pela Petrobras (DA SILVA et al., 2017). O resultado deste processo implicou em multas de 22 milhões de reais aos acionistas da Gemini, na obrigação de assinatura de contratos de fornecimento de gás natural entre Gemini e Petrobras em condições iguais às aplicadas à Comgás, e na confirmação de que o arcabouço regulatório vigente é insuficiente para regular a distribuição de GNL em pequena escala (CADE, 2016).

Com base no exposto acima, é possível concluir que as respostas às hipóteses de trabalho foram providas através da identificação das fronteiras de competitividade na movimentação de GN através de GNC, GNL em pequena escala e medidas através do custo unitário por unidade energética, obtido nos modelos estimação de custos explorados. Desta forma, é possível delimitar em quais intervalos de consumo e distância a distribuição de GN por GNC e GNL em pequena escala é mais competitiva que os dutos. No entanto, observa-se que a segunda hipótese de trabalho, de que quanto maior for a distância maior a competitividade do GNL, não pode ser comprovada visto que a competitividade do GNL frente ao gasoduto não é observada em todos os volumes movimentados de GN.

Observa-se adicionalmente a potencial inclusão da movimentação do GN através de sistemas de GNL em pequena escala, como viabilizador da maximização do uso de GN no mix energético do estado de São Paulo, através do deslocamento da eletricidade e do óleo combustível utilizado como energia térmica em processos industriais. Destaca-se o potencial de substituição de 490.772 m³/dia distribuídos em 103 municípios contidos (85) ou não no PMGN.

5.1 LIMITAÇÕES DA PESQUISA E RECOMENDAÇÃO PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A principal limitação deste estudo está relacionada aos níveis de confiança dos custos obtidos na literatura. A amplitude observada nos custos para GNL em pequena escala é extremamente elevada e, conforme Mokhatab (2013), a definição de custos dos projetos é feita caso a caso e deve levar em consideração questões específicas como composição do gás natural, temperaturas da localidade, tecnologias disponíveis e demanda de gás natural a ser atendida. No entanto, para um estudo exploratório, cujo objetivo é ampliar o conhecimento acerca do tema, estes valores apresentam contribuição no aspecto de proverem ordens de grandezas e auxiliar na avaliação inicial das opções de movimentação de gás natural.

No âmbito dos custos adotados para a movimentação feita através de sistema de GNC, a transferência de tecnologia empregada na Costa do Marfim pode exercer impacto na análise, mesmo embora boa parte dos equipamentos utilizados, conforme Poulallion (2016) menciona em seu curso, sejam de origem brasileira ou exista tecnologia nacional disponível. Outro aspecto importante relacionado aos custos unitários é a quantidade de dados de amostragem de custos para GNC limitado apenas a 1 projeto.

Isto posto, é possível classificar a categoria dos custos utilizados como classe 5. Esta classe é composta por custos baseados em projetos análogos e utilizados para análises de viabilidade ou busca de oportunidades. Observa-se variância de custos de $\pm 30\%$ a $\pm 50\%$ (TOWLER; SINNOTT, 2013).

Desenvolvimentos futuros no âmbito da análise de ciclo de vida da cadeia integral de movimentação de GN nas formas de GNC e GNL em pequena escala podem trazer indicativos de redução de emissões de gases de efeito estufa, que permitam fomentar a inserção de GN no mix energético. Adicionalmente, observa-se potencial para redução de emissões de gases de efeito estufa através da utilização de GN nos processos de combustão e usos finais de energia

térmica para indústrias (KUMAR et al., 2011; GALLO, 2018), quando comparado com outros combustíveis fósseis. Reforça-se então o papel do gás natural como combustível de transição para uma matriz energética com menores emissões de gases de efeito estufa e com maior foco nas fontes energéticas inesgotáveis, como eólica e solar. Sendo a quantificação destas possíveis reduções de importância para desenvolvimentos futuros.

Uma modelagem que permita avaliar a entrega de GNC e GNL em pequena escala em vários pontos de consumo e de fornecimento de GN pode otimizar as condições de custos logísticos avaliadas neste estudo, que considera somente a distribuição de uma fonte de gás natural a um ponto de consumo. Em adição a modelagem logística de múltiplos pontos, a utilização de sensibilidades em análises multivariadas, diferentemente do princípio *ceteris paribus* adotado neste trabalho, pode produzir correlações dos fatores formadores de custo, que resultam em valores de sensibilidade distintos.

Conclui-se que a consideração da substituição do diesel, no mix energético do estado de SP, por GN apresenta elevado potencial de incremento do potencial total de substituição avaliado no capítulo 4. Esta análise não foi possível pela dificuldade observada na segregação do uso estacionário e do uso no transporte das vendas de diesel por município. Portanto, trabalhos neste sentido podem aprimorar e ampliar o potencial de inserção do GN no estado de SP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA TRASVIÑA, H. F. **Development of novel refrigeration cycles for small scale LNG processes**. 2016. 175 p. (Master of Philosophy). Faculty of Engineering and Physical Sciences School of Chemical Engineering and Analytical Science, The University of Manchester, Manchester, 2016.

ALVES, L. M.; DOMINGUES, A.; CARVALHO, M. D. G. Small scale LNG in Madeira Island. 2005. Disponível em: <http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/39/004/39004893.pdf>.

ANP. Resolução ANP nº 41 de 05/12/2007 - Federal. 2007. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=107032>>.

ANP. GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Vendas anuais de etanol hidratado e derivados de petróleo por município**. 2017.

ARAÚJO, M. D. P. S.; BANDEIRA, R. A. D. M.; CAMPOS, V. B. G. Custos e fretes praticados no transporte rodoviário de cargas: uma análise comparativa entre autônomos e empresas. **J. Transp. Lit.** [online], v. 8, n. 4, p. 187-226, 2014.

ARSESP. **Decreto nº 43.888, de 10 de março de 1999**. São Paulo, 1999.

BISCARDINI, G.; SCHMILL, R; DEL MAESTRO, A. **Small going big: Why small-scale LNG may be the next big wave**. PWC. 2017.

BP. **BP Statistical Review**. BP, 2017a.

_____. **BP Statistical Review**. BP, 2017b.

BRASIL. Banco Central do Brasil. 2018. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br-!/home>>. Acesso em: 02 jul. 2018.

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Petróleo e Gás Natural: Como produzir e a que custo**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

BROWN, S. P. A.; KRUPNICK, A. J.; WALLS, M. A. **Natural gas a bridge to a low-carbon future?** Resource for the Future. National Energy Policy Institute, USA, 2009.

BURMAN, V. **Transporte dutoviário de gás natural**. 2004. 58 p. Monografia (Especialização em Engenharia de Gás Natural) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2004.

CADE, **Processo administrativo num. 08012.011881/2007-41**. 2016. Disponível em: <http://sei.cade.gov.br/sei/institucional/pesquisa/processo_exibir.php?NJILMKAUD29j6X1yj2GO_P27TZb287t6FyKxmleAun3NV-n-FpFH7-Peq8KJz8FcnhOfA-SAapBuLNFT5rycOQ> Acesso em: 18 fev. 2017

CNT. **Anuário CNT do Transporte** 2016.

CROSO, T. **Análise do planejamento setorial para o setor de gás natural o caso do PEMAT 2022**. 2015. 142 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

DA SILVA, R. I. et al. Barriers in the small-scale liquefied natural gas (SSLNG) development in Brazil. **International Gas Union Research Conference 2017**. Rio de Janeiro: International Gas Union 2017.

_____. Overview of Brazil Liquefied Natural Gas Industry. **International Gas Union Research Conference 2017**. Rio de Janeiro: International Gas Union 2017a.

EIA. **International Energy Outlook 2017**. Energy Information Administration, Dept of Energy, 2017.

EPE. WEBMAP. 2016. Disponível em: <<https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em: 12 ago. 2016.

_____. MME. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio Final PEMAT 2022.pdf](http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio%20Final%20PEMAT%202022.pdf)>. Acesso em: 10 set. 2016.

_____. Plano decenal de Expansão de Energia - PDE 2026. 2016.

_____. Informe: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros – Panorama dos principais projetos e Estudos. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-terminais-de-regaseificacao-de-gnl-nos-portos-brasileiros-panorama-dos-principais-projetos-e-estudos>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

FIRJAN. Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil? Rio de Janeiro: Firjan, 2017.

FRAGA, D. M.; LIAW, C.; GALLO, A. **Technical Visits to LNG Import Terminals from ENAGAS at Cartagena in Spain and from REN Atlantico, at Sines in Portugal**. 2017.

GALLO, A. D. B. **Avaliação da inserção do gás natural no setor industrial brasileiro: uma análise de indicadores de impactos energético, ambiental e econômico**. 2018. 147 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

GARCIA-CUERVA, E. D.; SOBRINO, F. S. A new business approach to conventional small scale LNG. **24th World Gas Conference**. Argentina: IGU, 2009.

GASNET. Petrobras apresenta os investimentos na área de Gás e Energia. 2006. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/conteudo/1560>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

IBGE. **Produto Interno Bruto dos Municípios**. IBGE, 2015.

IEA. **Key World Energy Statistics 2017**. International Energy Agency, Paris, 2017.

IGU. **Natural Gas Conversion Pocketbook**. International Gas Union, 2012.

_____. **Small Scale LNG: 2012–2015 Triennium Work Report**. International Gas Union, 2015.

_____. 2018 World LNG Report. **International Gas Union, 2018**.

KUMAR, S. et al. LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. **Applied Energy**, v. 88, n. 12, p. 4264-4273, dez. 2011.

LEE, G. C. et al. **Optimal design and analysis of refrigeration systems for low temperature processes**. UMIST, 2001. Disponível em:
<<https://books.google.com.br/books?id=WYWJOWAACAAJ>>.

LÓPEZ BENDEZÚ, M. A. **Avaliação técnico-econômico das alternativas tecnológicas de transporte de gás natural**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MAIA, C. Comgás aposta em inovação para manter crescimento. **Valor Econômico**, 1 fev. 2016. Disponível em:
<<http://www.valor.com.br/imprimir/noticia/4417572/empresas/4417572/comgas-aposta-em-inovacao-para-manter-crescimento>>. Acesso em: 04 ago. 2016.

MANOEL, C. C. O. **Aspectos regulatórios e modelos contratuais aplicáveis ao mercado de distribuição de gás a granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil**. 2006. 188 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MME. Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural Dezembro 2009. 2009. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1989808/Boletim_Gas_Natural_nr_33_dez_09.pdf/c8407144-df46-4205-86bb-2546377b47eb>. Acesso em: 15 out. 2017.

_____. Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural Dezembro 2013. 2013. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1989816/Boletim_Gas_Natural_nr_81_dez_13.pdf/85608682-1fcb-4aff-8f0b-967ff68f22fa>. Acesso em: 15 out. 2017.

_____. Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural Abril 2018. 2018. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_128_OUT_17.pdf/24184432-f2a6-4ae5-88b8-ad4c4003c43>. Acesso em: 15 out. 2017.

MOKHATAB, S. **Handbook of liquefied natural gas**. Gulf Professional Publishing, 2013.

MOLGAS. **Institutional Presentation** 2017.

OPENSTREETMAP. **Malha rodoviária do openstreetmap**. 2018.

PENHA, H. S. P. **Reflexões críticas e contribuições para aprimoramento da complementariedade dos consumos termelétrico e industrial de gás natural**. 2014. 118 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

PETROBRAS. Informações da vigência do contrato de suprimento de gás boliviano. 2016. Disponível em: <<http://www.petrobras.com/en/countries/bolivia/bolivia.htm>>. Acesso em: 04/08/2016.

_____. **Fórmulas de Conversão** 2018.

PONTE, V. M. R. et al. Análise das metodologias e técnicas de pesquisas adotadas nos estudos brasileiros sobre balanced scorecard: um estudo dos artigos publicados no período de 1999 a 2006. In: **Congresso ANPCONT**. 2007.

POULALLION, P. **Treinamento Intensivo em Planejamento e Gestão de Sistemas Logísticos a Granel (GNC e GNL) para gás natural**. IEE - Instituto de Energia e Ambiente. 2016.

REN, R. D. E. N. Quadros energéticos nacional. Unidade Autónoma de Gás de Alpiarça. 2013. Disponível em: <<http://www.qren.pt/np4/3220.html>>. Acesso em: 26 jul. 2018.

ROOIJERS, F. et al. **Natural gas as a transitional fuel for a sustainable energy future**. Groninger: GasTerra, 2009.

SECRETARIA DE ENERGIA, D. E. D. S. P. **Anuário de Energéticos por Município no Estado de São Paulo**. São Paulo 2017.

_____. **Plano de Metas de Gás Canalizado do Estado de São Paulo** 2017a.

SHELL. **Shell Scenarios - Sky scenario** 2018.

SOUZA, G. **Institutional Presentation** 2014.

STRAPASSON, A. B. **A energia térmica e o paradoxo da eficiência energética-desafios para um novo modelo de planejamento energético**. 2004. 134 p. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004

TOWLER, G.; SINNOTT, R. Materials of Construction. In: TOWLER, G.; SINNOTT, R. (Ed.). **Chemical Engineering Design**. 2. Ed. Boston: Butterworth-Heinemann, 2013. p. 279-306.

WORLD BANK, G. E. A. E.; REDUCTION, G. G. F.; S.A, T. E. **Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas**. out. 2015.

APÊNDICE A – Relatório de visita técnica aos terminais de importação de GNL

PROJECT 26 - Technical Visits to LNG Import Terminals from ENAGAS at Cartagena in Spain and from REN Atlantico, at Sines in Portugal

Attendants: Cylon Liaw, Denis Fraga and Alexandre Gallo (project 22)

Visit to ENAGAS, LNG Import Terminal and REGAS

The visit occurred on 22nd of June from 10am to 12pm. The LNG terminal is located in the city of Cartagena in Spain. It has capacity for processing 1.35 M³/hour of LNG, which was enabled via two big improvements that took place in 2002 and 2006. Q-max ships, the biggest in the world with 266,000m³ capacity, are able to deliver LNG in the terminal and the smallest capacity for doing so is 40.000 m³. In terms of storage, the terminal has 587,000m³ distributed in 5 tanks built since 1999 and starting from the original capacity of 55,000m³. It was also shown three facilities for tank loading transported by trucks. The terminal is also able to do bunkering and transfer LNG to smaller ships.

The visit was conducted by the Operations and Maintenance Engineer, Mr. Fernando Hidalgo, who started the visit with safety instructions, overview of the terminal and walking tour through the facilities.

Figura 32 – ENAGAS LNG Import Terminal and Regasification in Cartagena, Spain

The goal of the visit was to analyse how the operations at this regasification terminal were developed aiming to observe if there was a small-scale LNG business model in place and, if so, how the assumptions already developed by the project 26 would be compared and updated. The terminal can load 3 trucks of LNG with a loading time of 60 minutes which could be split in 15 minutes of effectively loading and 45 minutes related to paper work. The LNG is distributed to markets where pipelines don't exist and/or are far away from the existing infrastructure. It is mainly delivered to small neighbourhood, industries and fuel stations. It is always distributed via small regasification plants with storage.

The main distributor player is called Molgas (<http://www.molgas.es/en/Default.aspx>) and its trucks has a capacity of 40m³, in which 85% is filled with LNG due to space required for the boil-off. LNG truck transportation from this terminal corresponds to 18% of total Spain volume transported, equivalent to 6,760 trucks in 2016. The only accident record is kept in 2011, with a registered explosion.

The terminal is located close by a railroad and a multimodal connection is currently under investigation and planned for the next 2 years. The Figure 2 below illustrates the 201 destinations that LNG trucks have delivered LNG. It is interesting to observe that the distance factor seems to be not the only decision factor for LNG shipping. It might be related to consumption profile, cost of natural gas and other factors.

Figura 33 – Map of LNG trucks final destination (201 destinations from Cartagena)

Visit to REN ATLANTICO, LNG Import Terminal and REGAS

The second visit occurred on the 23rd of June during the afternoon from 3pm to 5pm in the REN Atlantico import and regas terminal located in Sines, Portugal. The terminal has a nominal capacity of 0.9 MMm³/hour and is able to receive Q-flex ships, with capacity of 216,000 MMm³ and smaller ships with minimum capacity of 40,000 m³ of LNG. It can store 390,000 m³ of LNG in three tanks of 130,000 m³ each. Also, the terminal has facilities for loading conventional and container type tanks, both transported by trucks. The facilities for bunkering LNG for ships is under development and expected to be in place by 2022. The terminal was the first in Europe to receive LNG from the US.

The visit was conducted by the Technical Director, Mr. Paulo Mestre, who made a presentation of the terminal, mediated an open discussion about the LNG in Brazil and Europe and also took us to a tour through the Terminal.

Figure 34 – REN Atlantico LNG Import Terminal and Regasification in Sines, Portugal

As per the Spanish terminal, REN Atlantico has a business model for small scale LNG transported by trucks in which total loading time is 80 minutes (higher than 60' from ENAGAS), split in 20 minutes for loading and 60 minutes for paper work. The markets reached by these trucks are mainly industrial and agricultural sectors, with a possible extension to small cities and fuel stations situated in one of the 38 small regas terminals placed in Portugal and distant from the terminal ranging from 100 km to 640 km. The main player of the distribution of the trucks is MOLGAS (<http://www.molgas.es/en/Default.aspx>), as seen as in Spain.

This terminal fills conventional and ISO container tanks with max capacity from the former varying from 40m³ to 42m³ and the latter from 32m³ to 35m³, with 85% of its capacity being filled by LNG, due to boil-off requirements. It is worth to mention that the container type tank is used for LNG distribution to the Madeira Island which is comprised by multimodal connection from ships and trucks. This operation is responsible for 1/3 of the volume transported by the trucks in the terminal. The maximum capacity for loading is 4,500 trucks per year. The terminal is also connected to a railroad and the distribution of LNG via railroad could be an option for the future.

Figure 35 - Aerial photoshoot from LNG Terminal REN Atlantico in Sines, Portugal

UAG - SNGN

Identificação	CUI	EIC	Localidade	ORD	Dist. Reconhecida [km]
Beja	1704900020500001WA	16ZUAGBEJA—J	Beja	PXG	123
Coruche	1604900140900001AM	ZUAGCORUCHE—5	Coruche	TGG	157
Évora	1703900070500001HZ	6ZUAGÉVORA—I	Évora	DNG	171
Alpiarça	1604900140400001FW	6ZUAGALPIARÇA—F	Alpiarça	TGG	191
Ulme	1604900140700001RJ	6ZUAGULME—A	Ulme	TGG	211
Portimão	1705900081100001WF	ZUAGPORTIMAO—L	Portimão	MDG	222
Relvão	1604900140700002RZ	5ZUAGRELVAO—N	Relvão	TGG	225
Olhão	1705900081000001RB	6ZUAGOLHAO—P	Olhão	MDG	231
Tramagal	1604900140100001LZ	ZUAGTRAMAGAL—4	Tramagal	TGG	235
Peniche	1602900101400001XH	6ZUAGPENICHE—7	Atouguia da Baleia	LTG	242
Lousã	1603900060700001WA	6ZUAGLOUSA—U	Lousã	BRG	340
Tocha	1602901060200001LF	6ZUAGTOCHA—N	Tocha	LTG	348
Estrela	1603901061300001XE	6ZUAGESTRELA—C	Estrela D'Alva	BRG	363
Coja	1603901060100001RR	6ZUAGCOJA—U	Coja	BRG	387
Seia	1603900091200001RW	16ZUAGSEIA—5	Seia	BRG	411
Satão	1603901181700001QJ	6ZUAGSATAO—P	Satão	BRG	470
Vila Boa de Quires	1702900130700002GD	ZUAGVBQUIRES—Q	Vila Boa de Quires	DUR	471
Marco de Canaveses	1702900130700001GP	6ZUAGMCANAV—F	Marco de Canaveses	DUR	475
Amarante	PT17029001301000	ZUAGAMARANTE—3	Amarante	DUR	480
Lamego	1603900180500001EF	6ZUAGLAMEGO—9	Lamego	BRG	500
Poiães	17010000000000014ZR	6ZUAGPOIAES—U	Poiães	SNG	500
Póvoa de Lanhoso	170100000000000003UJ	ZUAGPLANHOSO—2	Póvoa de Lanhoso	SNG	500
Peso da Régua	170100000000000002JN	6ZUAGPREGUA—0	Peso da Régua	SNG	510
Arcos de Valdevez	170100000000000004JZ	6ZUAGVALDEVEZ—M	Arcos de Valdevez	SNG	526
Vila Real	1702900171400001HJ	6ZUAGVILAREAL—6	Vila Real	DUR	530
Vilar Formoso	1603900090200001SL	6ZUAGVFORMOSO—B	Vilar Formoso	BRG	550
Vidago	1702900170300002DN	6ZUAGVIDAGO—B	Vidago	DUR	575
Mirandela	170100000000000005JS	ZUAGMIRANDELA—2	Mirandela	SNG	581
Chaves	1702900170300001DB	6ZUAGCHAVES—5	Chaves	DUR	597
Torre Dona Chama	17010000000000015ZW	ZUAGTDCHAMA—0	Torre Dona Chama	SNG	600
Macedo de Cavaleiros	170100000000000001JB	6ZUAGMCAV—0	Macedo de Cavaleiros	SNG	603
Cachão	1701000000000001LJK	6ZUAGCACHAO—9	Cachão	SNG	609
Vale Salgueiro	17010000000000016ZA	ZUAGVSALGUEIRO—H	Vale de Salgueiro	SNG	634
Bragança	1702900040200001SV	6ZUAGBRAGANCA—V	Bragança	DUR	640

Quadro 23: Small Regas LNG supplied by REN

Conclusions

It was possible to observe in both terminals that the small-scale distribution of LNG via trucks is a reality and is consolidated in the European natural gas chain. The integration of road and ship transportation is also a reality in the Portuguese terminal and its operations with Madeira Island. The LNG distribution appeared to be a feasible option, however, in very early stage with studies taking place and dependant on LNG demand increase and wider policies from European Union. However, both terminals are located close to railroads which would reduce the amount of investments in enabling this option.

The assumptions for loading the trucks varies from each terminal and the paper work is responsible for the main share of this time spent. ENAGAS has loading times in the figures of 60 minutes, 6,760 operations per year and REN Atlantico with 80 minutes for loading trucks and up to 4,500 operations per year. In terms of tanks for truck transportation, it was observed two types: the ISO container type with max capacity from 30m³ to 32m³ and conventional tanks with max capacity from 40m³ to 42m³.

With regards to the LNG small-scale distribution in Brazil, both players confirmed that it is a possible solution for enabling higher use of LNG in the energy mix, especially due to the dimensions of the country. However, Mr. Paulo Mestre, highlighted that the technology for transporting LNG from the floating terminals to the coast might be a challenge and its energy consumption might also be relevant, so it is worth a better technical analysis of this technology.

APÊNDICE B – Lista de municípios com respectivos volumes de substituição e custos.

Tabela 27 – Potencial de substituição, custos de movimentação e diferenças de energético por município

Município	Cenário	Região administrativa	Distância (Liq – Reg)	Custo Logístico @ 10%	Potencial de substituição (m³/dia de GN)		Diferença de custo (USD/MMBTU) descontada a 10%		
					da eletricidade	de gás combustível	GN e eletricidade	GN e gás combustível	Ponderada
Itapeva	Contido no PMGN	Sorocaba	286,48	0,78	18.260,53	-	(26,64)		(26,64)
São Sebastião	Contido no PMGN	São José dos Campos	265,08	0,91	13.482,50	-	(26,47)		(26,47)
Vargem Grande Paulista	Contido no PMGN	São Paulo	135,65	0,94	10.447,35	-	(26,44)		(26,44)
Franca	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	288,30	0,94	13.315,60	-	(26,43)		(26,43)
Barretos	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	325,72	1,46	7.504,87	-	(25,79)		(25,79)
Mourungaba	Contido no PMGN	Campinas	62,06	1,47	5.808,78	-	(25,78)		(25,78)
Bebedouro	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	275,25	1,51	6.811,51	-	(25,73)		(25,73)
Andradina	Contido no PMGN	Araçatuba	541,99	1,55	8.860,28	-	(25,68)		(25,68)
Sertãozinho	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	226,40	1,20	8.501,51	200,54	(26,12)	(1,72)	(25,56)
Presidente Prudente	Contido no PMGN	Presidente Prudente	524,28	1,69	7.502,02	-	(25,50)		(25,50)
São José do Rio Preto	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	330,99	1,43	7.655,87	127,28	(25,83)	(1,43)	(25,43)
Santa Cruz do Rio Pardo	Contido no PMGN	Marília	304,09	1,95	5.094,74	-	(25,18)		(25,18)
Catanduva	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	275,32	1,42	7.166,02	208,48	(25,84)	(1,44)	(25,15)
Santa Isabel	Contido no PMGN	São Paulo	143,82	2,13	4.149,41	-	(24,96)		(24,96)
Birigui	Contido no PMGN	Araçatuba	420,54	2,14	4.925,36	-	(24,95)		(24,95)
Palmital	Contido no PMGN	Marília	384,88	2,17	4.722,29	-	(24,91)		(24,91)
Mairiporã	Contido no PMGN	São Paulo	117,86	2,30	3.761,12	-	(24,75)		(24,75)
Patrocínio Paulista	Fora do PMGN	Ribeirão Preto	284,14	1,30	8.838,99	-	(24,26)		(24,26)
Mirassol	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	344,45	2,72	3.506,63	-	(24,23)		(24,23)
Jaboticabal	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	238,46	2,95	3.039,48	-	(23,94)		(23,94)
Ourinhos	Contido no PMGN	Marília	342,85	2,99	3.130,00	-	(23,88)		(23,88)
Promissão	Contido no PMGN	Bauru	362,43	3,18	2.944,07	-	(23,65)		(23,65)
Estrela D'Oeste	Fora do PMGN	São José do Rio Preto	460,73	1,79	6.837,86	-	(23,65)		(23,65)
Guapiçaba	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	337,99	3,20	2.898,74	-	(23,63)		(23,63)
Olimpia	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	332,66	3,50	2.608,88	-	(23,25)		(23,25)
Jumirim	Fora do PMGN	Sorocaba	104,87	2,16	4.211,27	-	(23,19)		(23,19)
Embu-Guaçu	Contido no PMGN	São Paulo	158,11	3,56	2.408,00	-	(23,18)		(23,18)
Vargem Grande do Sul	Contido no PMGN	Campinas	123,64	3,60	2.350,28	-	(23,13)		(23,13)
Rancharia	Contido no PMGN	Presidente Prudente	465,64	3,84	2.461,71	-	(22,83)		(22,83)
Guarapetes	Contido no PMGN	Presidente Prudente	457,37	3,85	2.587,32	-	(22,83)		(22,83)
Votuporanga	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	414,80	3,93	2.354,44	-	(22,72)		(22,72)
Guaira	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	328,13	3,97	2.266,50	-	(22,68)		(22,68)
Apiaí	Fora do PMGN	Sorocaba	326,53	0,94	13.521,43	1.758,26	(24,96)	(0,56)	(22,16)
Pirapozinho	Contido no PMGN	Presidente Prudente	566,51	4,46	2.254,18	-	(22,06)		(22,06)
Bariri	Contido no PMGN	Bauru	210,68	4,77	1.795,38	-	(21,68)		(21,68)
Tarumã	Contido no PMGN	Marília	429,79	4,97	1.818,64	-	(21,43)		(21,43)
Barra Bonita	Contido no PMGN	Bauru	173,90	5,35	1.577,97	-	(20,95)		(20,95)
Panorama	Contido no PMGN	Presidente Prudente	596,62	5,45	1.706,67	-	(20,83)		(20,83)
Pirassununga	Contido no PMGN	Araraquara	102,83	2,23	3.156,36	697,40	(24,84)	(0,44)	(20,42)
Guapira	Fora do PMGN	Sorocaba	264,48	4,44	2.073,30	-	(20,35)		(20,35)
Jardinópolis	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	226,09	5,93	1.432,74	-	(20,23)		(20,23)
Tupã	Contido no PMGN	Marília	417,16	5,52	1.574,28	37,96	(20,74)	3,66	(20,16)
Oelândia	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	258,49	0,94	9.396,61	3.352,92	(26,44)	(2,04)	(20,02)
Espírito Santo do Pinhal	Contido no PMGN	Campinas	87,76	6,14	1.345,34	-	(19,97)		(19,97)
Cândido Mota	Contido no PMGN	Marília	409,75	3,08	2.621,72	496,11	(23,78)	0,63	(19,89)
Cosmorama	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	393,76	6,37	1.375,27	-	(19,69)		(19,69)
Ibaté	Contido no PMGN	Araraquara	141,79	6,53	1.276,16	-	(19,49)		(19,49)
Lindóia	Contido no PMGN	Campinas	85,47	6,61	1.248,06	-	(19,39)		(19,39)
Potirendaba	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	325,76	6,92	1.242,78	-	(19,01)		(19,01)
Itararé	Contido no PMGN	Sorocaba	336,74	7,04	1.222,62	-	(18,86)		(18,86)
Tanabi	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	380,51	7,34	1.178,66	-	(18,49)		(18,49)
Nuporanga	Fora do PMGN	Ribeirão Preto	264,58	2,80	2.830,59	607,52	(22,39)	2,01	(18,08)
Coroados	Fora do PMGN	Araçatuba	407,21	6,29	1.473,27	-	(18,05)		(18,05)
Artur Nogueira	Contido no PMGN	Campinas	27,76	1,61	3.546,13	1.605,94	(25,60)	(1,20)	(18,00)
Jau	Contido no PMGN	Bauru	184,10	1,14	5.837,98	2.979,14	(26,19)	(1,79)	(17,95)

Município	Cenário	Região administrativa	Distância (Liq – Reg)	Custo Logístico @10%	Potencial de substituição (m3/dia de GN)		Diferença de custo (USD/MMBTU) descontada a 10%		
					da eletricidade	de óleo combustível	GN e eletricidade	GN e óleo combustível	Ponderada
Pindorama	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	265,73	8,06	1.047,82	-	(17,58)		(17,58)
Piracajá	Contido no PMGN	Campinas	132,33	8,08	1.024,96	-	(17,56)		(17,56)
Conchas	Contido no PMGN	Bauri	133,38	8,13	1.019,09	-	(17,50)		(17,50)
Fernandópolis	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	447,23	8,34	1.038,63	-	(17,24)		(17,24)
Macatuba	Contido no PMGN	Bauri	195,17	8,62	968,57	-	(16,90)		(16,90)
Brejo Alegre	Fora do PMGN	Araçatuba	426,66	7,43	1.236,73	-	(16,64)		(16,64)
Assis	Contido no PMGN	Marília	410,07	8,88	967,15	-	(16,57)		(16,57)
Mirassolândia	Fora do PMGN	São José do Rio Preto	360,96	7,49	1.213,20	-	(16,57)		(16,57)
Dracena	Contido no PMGN	Presidente Prudente	558,37	9,24	945,21	-	(16,11)		(16,11)
Pitangueiras	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	257,69	9,49	884,12	-	(15,81)		(15,81)
Guariba	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	218,75	9,81	850,35	-	(15,41)		(15,41)
Novo Horizonte	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	294,73	10,23	821,84	-	(14,89)		(14,89)
Ribeirão Grande	Fora do PMGN	Sorocaba	252,49	9,25	957,78	-	(14,38)		(14,38)
Mendonça	Fora do PMGN	São José do Rio Preto	337,49	9,80	911,39	-	(13,69)		(13,69)
Anranha	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	264,65	11,43	730,39	-	(13,39)		(13,39)
Nazaré Paulista	Contido no PMGN	Campinas	114,77	11,67	704,54	-	(13,10)		(13,10)
Ituverava	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	300,62	12,10	691,57	-	(12,57)		(12,57)
São Manuel	Contido no PMGN	Bauri	179,37	12,31	671,51	-	(12,30)		(12,30)
Pradópolis	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	208,62	12,38	669,71	-	(12,22)		(12,22)
Sales Oliveira	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	244,53	12,69	654,98	-	(11,83)		(11,83)
Cedral	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	315,25	12,81	653,10	-	(11,68)		(11,68)
Jambuí	Fora do PMGN	São José dos Campos	203,31	11,45	764,88	-	(11,64)		(11,64)
Balsamo	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	357,80	12,87	652,32	-	(11,60)		(11,60)
Adamantina	Contido no PMGN	Presidente Prudente	492,97	12,93	657,51	-	(11,53)		(11,53)
Santa Maria da Serra	Fora do PMGN	Campinas	125,83	11,97	725,21	-	(10,99)		(10,99)
Dirce Reis	Fora do PMGN	São José do Rio Preto	478,59	12,01	748,93	-	(10,95)		(10,95)
Santa Rosa de Viterbo	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	167,14	0,51	15.902,20	34.979,36	(26,97)	(2,57)	(10,19)
Vista Alegre do Alto	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	259,68	14,11	588,33	-	(10,06)		(10,06)
Piedade	Contido no PMGN	Sorocaba	151,34	14,26	576,79	-	(9,87)		(9,87)
Colina	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	302,11	0,79	5.790,22	12.827,20	(26,63)	(2,23)	(9,82)
Brotas	Contido no PMGN	Bauri	129,91	14,64	560,87	-	(9,41)		(9,41)
Herculândia	Contido no PMGN	Marília	403,35	14,91	562,51	-	(9,07)		(9,07)
Ipaussu	Contido no PMGN	Marília	318,55	14,92	558,66	-	(9,07)		(9,07)
Guaraçaí	Fora do PMGN	Araçatuba	526,16	13,55	663,00	-	(9,04)		(9,04)
Ubatuba	Contido no PMGN	São José dos Campos	317,36	15,63	532,54	-	(8,18)		(8,18)
Dumont	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	220,52	15,84	521,47	-	(7,92)		(7,92)
Luis Antônio	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	175,10	0,40	23.346,84	60.235,42	(25,38)	(0,98)	(7,79)
São Miguel Arcanjo	Fora do PMGN	Sorocaba	197,45	14,98	581,44	-	(7,25)		(7,25)
São Simão	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	171,24	2,12	1.121,58	3.104,15	(24,97)	(0,57)	(7,04)
Paulicéia	Contido no PMGN	Presidente Prudente	596,25	16,96	499,40	-	(6,52)		(6,52)
Inquitiba	Contido no PMGN	São Paulo	181,23	17,69	464,80	-	(5,61)		(5,61)
Restinga	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	283,06	18,13	456,40	-	(5,07)		(5,07)
Ibitina	Contido no PMGN	Sorocaba	157,63	0,48	1.762,79	25.937,54	(27,01)	(2,61)	(4,17)
Registro	Contido no PMGN	Sorocaba	271,13	19,19	430,52	-	(3,75)		(3,75)
Iguape	Fora do PMGN	Sorocaba	303,77	19,29	452,81	-	(2,15)		(2,15)
Capão Bonito	Contido no PMGN	Sorocaba	233,06	21,19	388,51	-	(1,27)		(1,27)
Ibiracema	Contido no PMGN	Marília	366,28	21,71	381,76	-	(0,62)		(0,62)
Nova Campina	Fora do PMGN	Sorocaba	314,96	1,53	69,01	7.273,23	(24,23)	0,17	(0,06)

Município	Cenário	Região administrativa	Distância (Liq – Reg)	Custo Logístico@ 10%	Potencial de substituição (m3/dia de GN)		Diferença de custo (USD/MMBTU) descontada a 10%		
					da eletricidade	de óleos combustíveis	GN e eletricidade	GN e óleos combustíveis	Ponderada
Dobrada	Contido no PMGN	Araraquara	206,25	23,29	352,51	-	1,35		1,35
Itobi	Contido no PMGN	Campinas	134,26	24,46	334,43	-	2,79		2,79
Morro Agudo	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	279,90	25,74	319,70	-	4,39		4,39
Suzanópolis	Fora do PMGN	São José do Rio Preto	524,54	25,15	349,53	-	5,38		5,38
Piraju	Contido no PMGN	Marília	302,54	26,69	308,50	-	5,57		5,57
Martinópolis	Contido no PMGN	Presidente Prudente	483,27	26,71	310,77	-	5,60		5,60
Águas de Lindóia	Contido no PMGN	Campinas	89,03	28,62	284,97	-	7,97		7,97
Cachoeira Paulista	Contido no PMGN	São José dos Campos	291,84	29,72	276,56	-	9,34		9,34
Canas	Contido no PMGN	São José dos Campos	281,50	29,95	274,34	-	9,62		9,62
Borborema	Contido no PMGN	Araraquara	266,97	30,31	270,88	-	10,07		10,07
Igaratá	Contido no PMGN	São José dos Campos	144,62	34,48	236,84	-	15,25		15,25
Flórida Paulista	Contido no PMGN	Presidente Prudente	513,41	35,19	234,91	-	16,14		16,14
Lucélia	Contido no PMGN	Presidente Prudente	481,97	35,41	233,19	-	16,41		16,41
Narandiba	Contido no PMGN	Presidente Prudente	531,19	37,00	223,38	-	18,38		18,38
Tarabai	Contido no PMGN	Presidente Prudente	551,92	38,03	217,35	-	19,67		19,67
Joanópolis	Contido no PMGN	Campinas	138,09	40,72	200,36	-	23,01		23,01
Marapoama	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	295,86	41,19	198,95	-	23,59		23,59
Salto Grande	Contido no PMGN	Marília	351,60	41,82	196,25	-	24,37		24,37
Guará	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	295,04	42,78	191,48	-	25,57		25,57
Queiroz	Contido no PMGN	Marília	403,90	44,43	184,87	-	27,62		27,62
Taiúva	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	255,35	45,65	179,20	-	29,13		29,13
Águas da Prata	Contido no PMGN	Campinas	127,06	46,65	174,74	-	30,38		30,38
Viradouro	Contido no PMGN	Ribeirão Preto	271,65	50,98	160,41	-	35,76		35,76
Uchoa	Contido no PMGN	São José do Rio Preto	310,70	51,49	158,95	-	36,39		36,39
Mongaguá	Contido no PMGN	São Paulo	211,27	52,10	156,72	-	37,16		37,16
Itanhaém	Contido no PMGN	São Paulo	240,17	52,76	154,86	-	37,97		37,97
Chavantes	Contido no PMGN	Marília	327,22	53,45	153,12	-	38,83		38,83
Queluz	Contido no PMGN	São José dos Campos	323,83	55,41	147,67	-	41,27		41,27
São Sebastião da Gramma	Contido no PMGN	Campinas	148,85	56,18	145,10	-	42,22		42,22
Vargem	Contido no PMGN	Campinas	106,16	57,07	142,69	-	43,34		43,34
Lavrinhas	Contido no PMGN	São José dos Campos	316,50	60,08	136,09	-	47,08		47,08
Junqueirópolis	Contido no PMGN	Presidente Prudente	543,49	63,91	128,42	-	51,84		51,84
Canitar	Contido no PMGN	Marília	335,07	75,24	108,57	-	65,92		65,92
Monte Castelo	Contido no PMGN	Presidente Prudente	576,03	82,61	99,17	-	75,08		75,08
Itaju	Contido no PMGN	Bauru	224,76	84,95	95,96	-	77,98		77,98
Tapirai	Fora do PMGN	Sorocaba	191,73	64,43	0,08	133,49	54,21	78,61	78,60

Fonte: elaborado pelo autor

APÊNDICE C – Mapas de georeferenciamento de dados primários e complementares.

Nesta seção são apresentados os mapas de georeferenciamento de dados primários e demais mapas elaborados na análise

Figura 36 – Plano de Metas para o Setor de Gás Natural

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 37 – Vendas de diesel (litros) por município

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 38 – Consumo elétrico (KwH),para fim industrial, por município

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 39 – Vendas de óleo combustível (KG) por município

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 40 – Potencial de substituição de óleo combustível por GN (m³/dia) fora do PMGN

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 41 – Potencial de substituição de eletricidade por GN (m³/dia) fora do PMGN

Fonte: elaborado pelo autor

Fonte:

Figura 42 – Potencial de substituição de óleo combustível por GN (m^3/dia) contido no PMGN

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 43 – Potencial de substituição de eletricidade por GN (m^3/dia) contido no PMGN

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 44 – Diferença de custos ponderada entre GNL e eletricidade e óleo combustível para municípios situados fora do PMGN

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 45 – Diferença de custos ponderada entre GNL e eletricidade e óleo combustível para municípios contidos no PMGN

Fonte: elaborado pelo autor