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

CYLON LIAW

**NOVAS FRONTEIRAS DE EXPANSÃO PARA O GÁS NATURAL: O
SUPRIMENTO EM PEQUENA ESCALA ATRAVÉS DA MALHA
FERROVIÁRIA BRASILEIRA**

**SÃO PAULO
2018**

CYLON LIAW

NOVAS FRONTEIRAS DE EXPANSÃO PARA O GÁS NATURAL: O SUPRIMENTO
EM PEQUENA ESCALA ATRAVÉS DA MALHA FERROVIÁRIA BRASILEIRA

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

Versão corrigida

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

Liaw, Cylon.

Novas fronteiras de expansão para o gás natural: o suprimento em pequena escala através da malha ferroviária brasileira./ Cylon Liaw ; orientador: Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2018. 125f.: 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 – distribuição. 2. Ferrovias. I. Título.

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

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: LIAW, Cylon

Título: Novas fronteiras de expansão para o gás natural – o suprimento em pequena escala através da malha ferroviária brasileira.

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. _____ **Assinatura:** _____

Prof. Dr. _____ **Instituição:** _____

Julgamento. _____ **Assinatura:** _____

Prof.^a Dr.^a _____ **Instituição:** _____

Julgamento. _____ **Assinatura:** _____

Prof. Dr. _____ **Instituição:** _____

Presidente _____ **Assinatura:** _____

AGRADECIMENTOS

Ao meu caríssimo orientador Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos, pela orientação e oportunidades ímpares ao longo deste mestrado.

Ao Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, em nome do qual estendo os agradecimentos a todos os professores e funcionários com os quais tive o prazer de conviver durante esse tempo de muito aprendizado.

Aos amigos do IEE-USP, do IFP School e do RCGI, pela experiência incrível e marcante nesta jornada, em especial, Maiara e Denis, companheiros incondicionais para o sucesso desta etapa e amigos imprescindíveis de *pain au chocolat* na saudosa Rueil-Malmaison.

Aos colaboradores da Brado Logística, Guilherme Zanellato e Francis Baviero, pelos esclarecimentos e por acreditar na potencialidade do tema.

Aos irmãos Fabio Affonso e Marcos Blasi, pelo incentivo à entrada na academia e pelo resgate da inspiração em acreditar na mudança por vias educacionais.

À amada Nath, pela compreensão e companheirismo de sempre nesta jornada pelo conhecimento e pela vida à frente.

Finalmente, agradeço meus pais (Pedro e Liza) e meus irmãos (Maxi e Jessica), minha família que, desde sempre, valorizou e se redobrou para dar a melhor educação e vivência.

RESUMO

LIAW, Cylon. **Novas fronteiras de expansão para o gás natural: o suprimento em pequena escala através da malha ferroviária brasileira**. 2018. 125 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2018.

A partir da leitura do PEMAT 2022, referência sobre a expansão da malha dutoviária no Brasil, constata-se que não há previsão de novos gasodutos no médio prazo, fato que prejudica os planos do governo Federal de aumentar a participação do gás natural no mix energético nacional, atualmente responsável por 12,9% da oferta interna de energia. Nesse sentido, surge a possibilidade da indústria do gás natural e de seus consumidores se beneficiarem da infraestrutura existente das ferrovias, a partir do transporte de GNL (gás natural liquefeito) em pequena escala, através de vagões-tanque e contêineres criogênicos. A viabilidade no contexto brasileiro é justificada pelo cenário atual de limitado alcance da rede de gasodutos, grandes distâncias percorridas e potencial oferta de gás natural de fontes energéticas não-convencionais, como os campos do pré-sal e as bacias sedimentares com gás de folhelho. Ainda que a temática seja incipiente no setor do gás natural internacional, experiências bem-sucedidas como as do Japão, dos EUA e da Suécia trazem boas perspectivas de adoção do modal ferroviário para a distribuição do GNL para regiões não atendidas pelas redes de gasodutos. Nos três casos, foram descritos a conjuntura energética, a matriz de transportes e os condicionantes operacionais, no sentido de detectar possíveis similaridades e trazê-las para o Brasil. No caso brasileiro, os mesmos parâmetros foram analisados, além de identificadas algumas das possíveis demandas como, por exemplo, uma maior participação no setor agropecuário e a substituição do diesel utilizado nas locomotivas por GNL. O Brasil reúne as condições mínimas para o funcionamento do modal ferroviário como distribuidor de GN pelo país, porém depende do desenvolvimento destes parâmetros para amadurecimento do mercado de gás natural.

Palavras-chave: gás natural liquefeito; suprimento em pequena escala; ferrovia; ISO contêiner.

ABSTRACT

LIAW, Cylon. **New expansion frontiers for the natural gas: the small-scale supply through the Brazilian rail network**. 2018. 125 f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, University of São Paulo. São Paulo. 2018.

Regarding the PEMAT 2022, Brazil's pipeline network expansion reference, it is shown that new pipelines are not foreseen in the medium term, which could impair the Federal government's plans to increase natural gas share in the national energy mix, currently responsible for 12,9% of the total primary energy supply. In this sense, it is possible for the natural gas industry and its consumers to benefit from the existing railroad infrastructure, to haul LNG (liquefied natural gas) on a small-scale, through tank wagons and cryogenic containers. The Brazilian context's viability is justified by the current scenario of limited gas pipelines range, large distances traveled and potential natural gas supply from unconventional energy sources, such as pre-salt fields and sediment basins with shale gas. Although the topic is incipient in the international natural gas sector, successful experiences such as those in Japan, the USA and Sweden have good prospects for adopting the rail modal for the distribution of LNG to regions not served by pipeline networks. In all three cases, the energy scenario, the transport matrix and the operational constraints were described, in order to detect possible similarities and bring them to Brazil. In the Brazilian case, the same parameters were analyzed, in addition to identified demands, such as a greater participation in the agricultural sector and the replacement of diesel used in locomotives for LNG. Brazil meets the minimum conditions for the operation of the railway modal as natural gas distributor among the country but depends on the development of these parameters for the development of the natural gas market.

Keywords: liquefied natural gas, small-scale supply, railroad; ISO container.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Redes ferroviárias para transporte de carga no mundo	25
Figura 2 – Participação dos modais (%) na matriz de transporte de carga na UE em 2016.....	25
Figura 3 – Participação dos modais na matriz de transporte de carga nos EUA entre 1980 e 2015	26
Figura 4 - Comparativo entre modais rodoviário e ferroviário (peso da carga transportada e distância).....	26
Figura 5 - Emissão de kg CO ₂ por MMBTU na queima dos combustíveis	30
Figura 6 - Geração de eletricidade por fonte energética (Japão)	38
Figura 7 - Extensão da malha ferroviária para cargas no Japão	40
Figura 8 - Infraestrutura de gás natural no Japão (gasodutos, terminais de importação e terminais satélites)	41
Figura 9 - Distribuição de GNL realizado pela Japex via caminhões	43
Figura 10 - Distribuição de GNL por ISO contêiner realizado pela Japex via trens e caminhões	44
Figura 11 - Ilustração da escolha por modal nos casos japoneses.....	45
Figura 12 - Transporte ferroviário entre os terminais de importação de GNL e os terminais satélites	47
Figura 13 - Empilhadeira realizando a transposição entre caminhão e trem.....	49
Figura 14 - Sistemas satélites interligados à ferrovia em Hokkaido	50
Figura 15 - Geração de eletricidade por fonte energética (EUA).....	52
Figura 16 - Projeções do consumo energético por setor nos EUA até 2050 (em quadrilhão de BTU).....	54
Figura 17 - Projeções do consumo energético por combustível nos EUA até 2050 (em quadrilhão de BTU).....	55
Figura 18 - Importações e exportações de gás natural dos EUA.....	57
Figura 19 - Logística do óleo bruto e diferenças no preço do barril (novembro 2013)	62
Figura 20 - Geração de eletricidade por fonte energética (Suécia)	70
Figura 21 - Malha ferroviária na Suécia.....	71
Figura 22 - Geração de eletricidade por fonte energética (Brasil)	83

Figura 23 - Alteração percentual na importação e produção nacional de gás natural no Brasil	85
Figura 24 - Malha ferroviária brasileira	88
Figura 25 - Malha de gasodutos no Brasil	91
Figura 26 - Cruzamento das malhas ferroviária e de gasodutos de transporte (atual e planejada).....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estrutura de classificação das metodologias científicas.....	21
Tabela 2 - Comparativo entre vagão-tanque criogênico e ISO contêiner para o transporte de GNL em ferrovia	29
Tabela 3 - Demanda brasileira de gás natural por concessionária.....	32
Tabela 4 - Terminais de importação na Europa com projetos de implantação do modal ferroviário para o GNL.....	35
Tabela 5 - Balanço energético do Japão em 2000 (em 10^3 tep)	36
Tabela 6 - Sistemas de terminal de produção de gás urbano associados aos sistemas de transporte de GNL/gás natural.....	42
Tabela 7 - Modais típicos de transporte de GNL e gás natural: experiência japonesa.....	44
Tabela 8 - Balanço energético dos EUA em 2015 (em 10^3 tep).....	53
Tabela 9 - Balanço energético da Suécia em 2014 (em 10^3 tep)	67
Tabela 10 - Balanço energético do Brasil em 2017 (em 10^3 tep).....	81
Tabela 11 - Extensão das linhas principais e ramais por concessionária segundo bitola (em 2015).....	89
Tabela 12 - Participação dos fertilizantes no custo total de produção (milho e soja)	94
Tabela 13 - Plantas de produção de fertilizantes nitrogenados da Petrobras.....	95
Tabela 14 - Parâmetros de entrada e saída para a simulação.....	99
Tabela 15 - Potencial de economia na substituição de 100% do Diesel das locomotivas por GNL (Cenário 1).....	102
Tabela 16 - Potencial de economia na substituição de 80% do Diesel das locomotivas por GNL (Cenário 2).....	103
Tabela 17 – Novo desenho do mercado de gás natural	111
Tabela 18 - Resposta da ANP para o questionamento sobre o transporte ferroviário de GNL	112
Tabela 19 - Resposta da ANTT para o questionamento sobre o transporte ferroviário de GNL	113

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTT	Agência Nacional de Transportes Terrestres
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNT	Confederação Nacional do Transporte
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
METI	<i>Ministry of Economy, Trade and Industry</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MTPA	Milhão de Tonelada Por Ano
PIB	Produto Interno Bruto
UE	União Europeia
UTE	Usina Termelétrica
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

CH ₄	metano
CO ₂	dióxido de carbono
GtCO ₂ -eq	giga-tonelada de CO ₂ equivalente
GWh	gigawatt-hora
GWP	<i>global warming potential</i>
H ₂	gás hidrogênio
K	potássio
mm	milímetro
m ³	metro cúbico
mmBTU	<i>million British Thermal Unit</i> (milhão de BTU)
Mcf	<i>million cubic feet</i> (milhão de pés cúbicos)
MMm ³ /dia	milhões de metros cúbicos por dia
kt	<i>kilo ton</i> (quilo-tonelada)
MM	milhão
MtCO ₂	milhão de tonelada (ou mega-tonelada) de CO ₂
Mtoe	<i>million ton of oil equivalent</i> (igual à Mtep)
MWh	megawatt-hora
N	nitrogênio
P	fósforo
tep	tonelada equivalente de petróleo
TU	tonelada útil
TKU	tonelada-quilômetro útil

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação e Justificativa.....	15
1.2	Objetivos.....	20
1.2.1	Objetivo geral	20
1.2.2	Objetivos específicos	20
1.3	Metodologia e estrutura do trabalho.....	20
1.4	Estrutura capitular	22
2.	TRANSPORTE FERROVIÁRIO COMO OPÇÃO LOGÍSTICA PARA O GN.....	23
2.1	Panorama da importância do modal ferroviário no mundo	24
2.2	Como o modal ferroviário interage com a energia	27
2.2.1	Quanto a ferrovia participa do consumo energético e das emissões de CO ₂ ?.....	27
2.2.2	Quanto da energia (todos os tipos) é transportada por ferrovia?	28
2.3	Transporte de GN via ferrovia	28
2.4	Transporte de GN em pequena escala	31
3.	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS NO TRANSPORTE FERROVIÁRIO DE GNL	
	34	
3.1	Japão	36
3.1.1	Conjuntura energética	36
3.1.2	Matriz de transportes	39
3.1.3	Condicionantes operacionais	44
3.2	Estados Unidos (EUA)	52
3.2.1	Conjuntura Energética	52
3.2.2	Matriz de transportes	58
3.2.3	Condicionantes operacionais	63
3.3	Suécia	67
3.3.1	Conjuntura Energética	67
3.3.2	Matriz de transportes	70
3.3.3	Condicionantes operacionais	73
4.	DIRECIONAMENTOS PARA O CENÁRIO BRASILEIRO	79
4.1	Conjuntura energética.....	81

4.2	Matriz de transportes	87
4.3	Condicionantes operacionais	93
4.3.1	Maior participação do GN no setor agropecuário.....	93
4.3.2	Locomotivas movidas a GNL.....	97
4.3.3	Participação da Brado Logística nas discussões sobre a alternativa do transporte ferroviário de GNL 104	
4.3.4	Ambiente regulatório favorável.....	108
5.	CONCLUSÕES	114
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo introdutório, serão apresentadas as motivações e as justificativas que corroboram a relevância do tema centrado no transporte ferroviário de GNL. A seguir, serão elencados os objetivos desta pesquisa e, entre eles, verificar a possibilidade de aplicação do transporte no Brasil. Por fim, a metodologia e a estrutura do trabalho utilizadas para ordenar a condução explanatória serão abordadas.

1.1 Motivação e Justificativa

Há duas décadas, a partir do início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) em 1999, observam-se períodos de priorização do uso do gás natural alternados entre o consumo industrial, um breve estímulo ao gás natural veicular (GNV) e um presente foco em geração de energia elétrica em usinas termelétricas, sustentados por seguidos planos de incentivo para a garantia do seu abastecimento, tais como o Programa Prioritário de Termelétricidade (2000), o Projeto Malhas (2003), o Plano de Massificação do uso de GN (2004) e o PLANGAS (2007) (COLOMER, 2014).

Ressalta-se que, além de consumidores-âncora focais, o acesso ao gás natural deveria ser ampliado igualmente para os setores residencial e comercial, historicamente desconsiderados nas políticas energéticas e cujo aumento da demanda depende fortemente do crescimento da rede de transporte e distribuição de gás no país. Neste contexto de expansão mais difusa e abrangente, pode-se usufruir de ganhos com a significativa redução de consumo de eletricidade, uma vez que parte da eletricidade consumida no Brasil é destinada à geração de calor ou frio e pode ser substituída por gás natural (MOUTINHO DOS SANTOS *et al.*, 2007).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), em sua já publicada Nota Técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050 (EPE, 2016), estima-se que a demanda total de GN, incluindo uso energético e como matéria-prima, eleve-se de 60 MM m³/dia, em 2013, para 208 MM m³/dia, em 2050. Essa perspectiva considera que a demanda termelétrica pode chegar a 78 MM m³/dia em condição média. Com esses cenários, o PNE 2050 indica o aumento na participação deste combustível no consumo final de energia de 7,4% (2013) para 11,6% (2050).

Neste crescente, o PNE 2050 também revela uma tendência de substituição do diesel e do óleo combustível pelo gás natural, inclusive, em frotas de transporte de carga pesada/passageiros, acompanhando preocupações igualmente ascendentes com emissões de poluentes locais e de gases que provocam efeito estufa (GEE). A participação do setor de transportes é bastante significativa quanto à emissão de CO₂, contribuindo com 199,7 MtCO₂-eq dos 435,8 MtCO₂-eq registrados em 2017 (EPE, 2018).

Ainda na análise da projeção do uso de GN, a EPE (2016) destaca uma maior contribuição deste combustível fóssil no consumo não-energético, por exemplo, na fabricação de fertilizantes nitrogenados, dada a pujante característica de alta produtividade do agronegócio e consequente elevação na aplicação de adubos químicos.

Tendo em vista o crescimento da importância desse recurso na matriz energética brasileira e suas projeções de aumento na demanda, esta dissertação apresenta novas rotas logísticas que podem contribuir no esforço de incremento da oferta do GN, sustentando o crescimento previsto da demanda. Em particular, estuda-se o uso da malha ferroviária, meio através do qual, como demonstram experiências internacionais que, aqui, serão resumidamente apresentadas, há possibilidade do transporte do gás natural na sua forma liquefeita (GNL), em vagões criogênicos ou em contêineres, cuja tecnologia já é encontrada em outros países, como no Japão. O modal ferroviário será entendido neste trabalho como uma alternativa aos gasodutos em trechos onde não há viabilidade para a sua instalação.

Casos como o do Japão destacam-se pela primazia na introdução de ferrovias com contêineres refrigerados, os quais operam desde 2000, por meio dos chamados sistemas satélites de GNL, utilizados, por exemplo, pela empresa de exploração e produção de petróleo Japex. Esses sistemas contribuem para alimentar a alta demanda japonesa que consome 32,3% do volume global comercializado de GNL, com importações provenientes do Sudeste Asiático, do Catar e da Rússia (IGU, 2017).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022 (EPE, 2014), principal diretriz aos investimentos em dutos baseada em análise às demandas e ofertas potenciais de cada região brasileira, não há previsão para ampliação da

malha de gasodutos até 2022, com exceção do gasoduto Itaboraí-Guapimirim, cujo processo de licitação fora cancelado em 2016¹.

O PEMAT 2022 prevê desequilíbrios no balanço de demanda e oferta potenciais de GN no Brasil, ao longo do horizonte de planejamento, corroborando a urgência por se encontrar soluções para o aumento da oferta e, assim, reforçando um dos critérios supracitados para a opção pelo carregamento de GNL por vagões criogênicos, uma vez que, por ora, como indicado pelo PEMAT 2022, a rede de gasodutos não avançará para outras regiões distantes da costa litorânea, onde encontra-se concentrada a atual ramificação dos dutos. O programa nacional “Gás para Crescer”, anunciado em 2016, visa trazer novas oportunidades para os investidores na tentativa de alavancar o setor do gás natural para além do realizado pela Lei do Gás de 2009 e pela Lei do Petróleo de 1997.

No entanto, o programa “Gás para Crescer”, ele próprio, sofre críticas importantes em respeito à sua excessiva abrangência e dificuldade para articular decisões, raramente convergentes, que afetam todos os grupos de interesse da cadeia de valor do gás (ver, por exemplo, COSTA, CUPERTINO e MOUTINHO DOS SANTOS (2018)).

As agendas de trabalho tendem a priorizar temáticas de curto e médio prazo, como, por exemplo, as questões relativas à privatização de ativos existentes, construídos e operados pela Petrobras. Tópicos de longo prazo, voltados à expansão da infraestrutura, permanecem estacionados e imersos nos debates políticos e econômicos que, em 2018, continuam afligindo o país e inibindo novos investimentos.

Prioritariamente instaladas nas proximidades dos gasodutos, as atuais e planejadas termelétricas apresentam forte correlação entre a sua localidade e a disponibilidade de dutos para garantia do fornecimento de GN. Ainda assim, pode-se questionar sobre a suficiência dessa malha de gasodutos para alimentar as expansões previstas neste segmento de consumo. Lembre-se que a capacidade instalada prevista para duplicar é de 10 GW para 20 GW no período de

¹ O PEMAT 2022 foi publicado pela EPE, em 2014, com o objetivo de se tornar um grande plano direcionador para a expansão da malha dutoviária de GN. Contudo, diferentemente de outros instrumentos de planejamento produzidos pela EPE, o PEMAT 2022 caiu em esquecimento e não tem sido revisitado. Ainda assim, na falta de indicativo melhor, continua a ser referência oficial sobre a qual esta dissertação se embasa.

2013-2023, como consta no Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 - Geração de Energia Elétrica (EPE, 2014)².

Torna-se visível a falta de alternativas para a implementação de termelétricas ou qualquer outro segmento de consumo relevante de GN, afastados da malha de gasodutos. Tal situação é agravada por um cenário de consumo energético crescente nas regiões interioranas do país, como atestam os números do PNE 2050, que demonstram, por exemplo, que o consumo de energia nas regiões Norte e Centro-Oeste do país deve crescer, este último por conta do avanço da agropecuária (EPE, 2016).

Como principal hipótese de trabalho desta dissertação, assume-se que a despeito de sua própria precária situação, sobre a qual será descrito ao longo do texto, a malha ferroviária brasileira pode contribuir para suprir o consumo de GN, pulverizando o consumo desse energético para outras regiões não atendidas por gasodutos. Diferentes arquiteturas logísticas podem ser contempladas e exploradas, mesmo com as restrições existentes na malha ferroviária nacional.

Outro importante pressuposto desta dissertação refere-se à priorização de soluções logísticas em um país carente de capital de longo prazo e que deverá galgar um longo caminho para repor capacidade de investimento em infraestrutura. Nesse sentido, escolhas precisam ser feitas. Rodovias e ferrovias parecem mais prementes e exigindo investimentos mais urgentes, principalmente rumo ao interior do país. A indústria do gás necessita encontrar caminhos sinérgicos e usufruir dessas rodovias e ferrovias para alcançar novos consumidores, aproximando-se dos energéticos líquidos e postergando suas soluções de rede para momentos mais favoráveis da economia brasileira.

No cerne da discussão sobre como prover o adequado fornecimento de GN aos mercados consumidores, há elevadas expectativas em relação às estratégias que serão adotadas pelo país para explorar suas crescentes reservas técnica e economicamente recuperáveis. Como principal foco da cena, destacam-se os recursos disponíveis *offshore*, principalmente nas recentes

² Estas questões não serão discutidas nesta dissertação, contudo os mesmos cenários, ao indicar expansões relevantes em terminais de GNL costeiros, com foco praticamente exclusivos ao atendimento de novas termelétricas a gás, deixam entender que a existente malha dutoviária costeira rumo igualmente à precoce saturação.

fronteiras abertas de produção das camadas rochosas do pré-sal, nas bacias sedimentares de Santos e Campos.

Além disso, em estágios bem anteriores de desenvolvimento e com potenciais ainda desconhecidos, há de se destacar as possibilidades de extrações *onshore* de GN, tanto de recursos não-convencionais, como em rochas de folhelho (*shale gas*) ou de carvão (*coal bed methane*), quanto os imensos potenciais teóricos de produção de biogás (de resíduos urbanos e agrícolas). Tais recursos encontram-se distribuídos no território nacional e raramente encontram uma malha dutoviária consolidada para viabilizar sua exploração.

Por fim, expectativas encontram-se igualmente presentes em relação às importações de GN que o Brasil faz da Bolívia, através de um dos maiores gasodutos internacionais do hemisfério Sul do planeta (o Gasbol). Com contratos de importação de gás previstos para vencerem em 2019, a renovação ou não desses contratos entrou definitivamente na agenda política. De qualquer forma, pode-se especular que o gás boliviano, se quiser garantir (ou mesmo aumentar) sua participação no mercado brasileiro, necessitará diversificar seus consumidores. Para tal, em apoio ao Gasbol, o gás boliviano necessitará de braços estendidos de outros modais, como o rodoviário e o ferroviário para alcançar novos consumidores.

Uma vez comprovadas as potencialidades de cada uma destas fontes, e consideradas as reservas que ainda se pode ter a respeito de cada uma delas, assegura-se uma das condições essenciais para o desenvolvimento da indústria do GN, viabilizando cenários de criação de novos volumes de demandas de consumo e tornando o balanço demanda e oferta positivamente equilibrado.

As reflexões sobre estes apontamentos buscam estruturar uma política voltada ao planejamento energético nacional de longo prazo, voltado ao gás natural, com representativa participação do modal ferroviário para compor um mercado desenvolvido e atraente para o investidor privado. O incremento à oferta de GN visa direcionar este esforço à formação de uma cadeia de alto valor agregado ou na chamada “Civilização do Gás” (MOUTINHO DOS SANTOS et al., 2007), estimulando social e economicamente os setores envolvidos em torno de uma matriz energética mais limpa.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar a possibilidade da aplicação do transporte ferroviário de GNL em pequena escala para regiões brasileiras não atendidas pela malha de gasodutos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estruturar o arcabouço sobre a temática do transporte ferroviário de GNL;
- Descrever como as experiências internacionais tratam os desdobramentos das etapas de desenvolvimento (estudo, testes e aplicação), traçando possíveis semelhanças na condução dos projetos e delineando o racional por trás da adoção do modal em cada contexto em particular;
- Apresentar condições mínimas que justifiquem o investimento e a aplicação do modal ferroviário para GNL no Brasil.

1.3 Metodologia e estrutura do trabalho

Referente à metodologia aplicada nesta dissertação, Ponte et al. (2007) apresentam, como ilustrado na Tabela 1, uma compilação da abordagem de vários autores com relação à classificação da pesquisa científica, conforme seus objetivos específicos, seu delineamento e sua natureza, além da observação quanto à técnica de coleta de dados e sua análise.

Tabela 1 - Estrutura de classificação das metodologias científicas

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 documental	Pesquisa qualitativa	Entrevista	Técnicas de análise de dados qualitativa
Pesquisa descritiva	Pesquisa bibliográfica	Pesquisa quantitativa	Questionário	Técnicas de análise de dados quantitativa
Pesquisa explicativa	Levantamento	Pesquisa quantitativa-qualitativa	Observação	
	Pesquisa experimental		Documentação indireta – documental	
	Pesquisa ex-post-facto		Documentação indireta – bibliográfica	
	Estudo de caso			
	Pesquisa-ação			

Fonte: Ponte et al. (2007).

Devido à reduzida quantidade de literatura e de dados quantitativos que tratam dos objetivos geral e específicos desta dissertação, optou-se pela utilização da pesquisa exploratória, adequada aos casos que ainda não apresentem um conjunto de teorias e conhecimentos desenvolvidos, em busca de maior familiaridade com o tema. Por conta desse aspecto, a abordagem qualitativa é privilegiada em conjunto com a técnica de análise de conteúdo.

Quanto ao delineamento da metodologia, a pesquisa bibliográfica mostrou-se mais adequada aos fins de fundamentação teórica e assimilação das obras publicadas até o presente momento. A pesquisa teve o suporte de dados secundários de ministérios, de agências reguladoras, do transporte terrestre e do setor de petróleo e gás; consultorias e instituições acadêmicas para validação dos pré-requisitos exigidos para a opção pela ferrovia. Ainda que não sejam característicos da pesquisa bibliográfica, dados primários foram extraídos de entrevistas com autoridades e agentes privados associados aos temas.

1.4 Estrutura capitular

Além dessa introdução, esta dissertação segue com um Capítulo 2 que trata, brevemente, da alternativa do transporte ferroviário de GNL em pequena escala, analisando, conjuntamente, o racional do modal ferroviário, o porquê da pequena escala e como o GNL se conjuga com estes meios para se traduzir em uma opção viável para a monetização do gás natural e aumento da oferta do combustível para as regiões atendidas fora da malha de gasodutos.

O Capítulo 3 detalha as experiências internacionais bem-sucedidas em diferentes etapas do projeto (planejamento, testes e execução) de transporte de GNL em ferrovias e, para cada uma delas, serão descritos distintos cenários energéticos no momento da concepção, matrizes de transporte vigente e outros elementos facilitadores à implantação, incluindo questões técnicas e regulatórias.

O Capítulo 4 analisa o prospecto do Brasil, na tentativa de traçar paralelos com a descrição das experiências internacionais, buscando verificar se o país atende aos requisitos mínimos para a execução do projeto localmente e ratificando o transporte ferroviário de GNL como nova fronteira de expansão nacional do gás natural.

O Capítulo 5 é dedicado às conclusões e considerações finais, bem como a sugestões que permitirão avançar com as linhas de pesquisa aqui exploradas.

2. TRANSPORTE FERROVIÁRIO COMO OPÇÃO LOGÍSTICA PARA O GN

Para o início da avaliação do transporte ferroviário de GN (especificamente no estado liquefeito), optou-se por uma série de contatos com, por exemplo: empresas internacionais já atuantes neste ramo específico, concessionárias brasileiras no transporte de cargas por ferrovia, fabricantes de contêineres refrigerados e acadêmicos com foco em logística, entre outros. Embora escasso, o retorno das empresas demonstrou interesse e trouxe à luz as reais possibilidades da aplicação desta opção, como será explorado nos capítulos a seguir.

Dentre as devolutivas, duas visitas internacionais foram viabilizadas a convite de seus representantes, em junho de 2017, para observar o funcionamento da distribuição a granel de GN em pequena escala, com origem em Portugal e na Espanha. Ainda que houvesse a limitação de verba para visitar as localidades de maior relevância descritas no Capítulo 3 (Japão, EUA e Suécia) e onde o transporte ferroviário de GNL encontra-se em fases avançadas de estudo, teste ou execução, estas duas visitas técnicas corroboraram a necessidade de avaliar a ferrovia, em conjugação com outros meios de transporte (multimodal), como opção logística para o GN atender regiões onde a malha de gasodutos não alcança.

- Terminal de importação de GNL Cartagena (Cartagena/Espanha)

O terminal de importação de GNL Cartagena pertencente à Enagás, localizado na cidade de Cartagena e inaugurado em 1999, possui 587.000 m³ de capacidade de armazenamento, divididos entre 5 tanques, preparados para receber pequenas embarcações com, no mínimo, 40.000 m³ e navios Q-max, considerados as maiores embarcações para este propósito, com 266.000 m³ de capacidade. Além disso, conta-se com a possibilidade de fornecimento de combustível aos navios, bem como três instalações destinadas ao carregamento de gás liquefeito em caminhões.

Grande parte das 201 destinações atendidas via caminhões pelo terminal de Cartagena localiza-se prioritariamente ao longo do território espanhol, porém se estende para Portugal, inclusive. Estes são responsáveis por 18% do volume total transportado na Espanha, totalizando 6.670 entregas em 2016. Os caminhões estão equipados com tanques criogênicos com capacidade de 40 m³, com tempo estimado para abastecimento em 60 minutos e, dos quais, 45 minutos são reservados aos procedimentos burocráticos. Para o propósito desta investigação, identificou-se uma linha férrea nas proximidades do terminal, a qual está sob estudos da Enagás pela iminente utilização no multimodal e otimização da distribuição do GNL para outras localidades não atendidas pelos gasodutos.

- Terminal de importação de GNL – REN Atlântico (Sines/Portugal)

O terminal de importação de GNL REN Atlântico pertencente à REN, localizado na cidade de Sines (Portugal) e o primeiro a ser inaugurado na Europa para recebimento do GNL dos EUA, armazena até 390.000 m³ de GNL em três tanques, capazes de receber entregas de pequenas embarcações de, no mínimo, 40.000 m³ e navios Q-flex, com capacidade de 216.000 m³. Neste caso, a estrutura de fornecimento de combustível para navios ficará pronta em 2022. Quanto à estrutura de abastecimento de GNL em caminhões, a operação conta com a possibilidade de trabalhar com tanques ou contêineres para o máximo de 4.500 entregas no ano.

As distâncias atendidas pelo terminal variam entre 100 e 640 km, contando com 38 terminais de regaseificação espalhados pelo país para a descarga do gás liquefeito e destinados principalmente para os setores industrial e agrícola. Com relação ao tempo de abastecimento dos tanques, consideram-se 80 minutos para a carga completa e, dos quais, 60 minutos são voltados aos procedimentos burocráticos. Neste caso, a capacidade dos tanques varia entre 40 e 42 m³, ao passo que os contêineres podem carregar entre 32 e 35 m³. Esta última opção é utilizada nas operações para a Ilha da Madeira (Portugal), responsável por 1/3 do volume total transacionado no terminal, para onde navios são carregados com contêineres e seguem até o destino final via caminhões. Similar ao caso espanhol, o terminal REN Atlântico está conectado a uma linha férrea, o que possibilita futuras conjugações entre diferentes modais para alcançar novas localidades.

2.1 Panorama da importância do modal ferroviário no mundo

Como característica principal do transporte ferroviário, destaca-se sua capacidade de carregamento em relação a outros modais, especialmente quando se tratam de longas distâncias terrestres. Pela Figura 1, nota-se que, no que diz respeito ao transporte de cargas via ferrovia no panorama mundial, há um maior adensamento na Europa Ocidental, na América do Norte e, particularmente, na Índia. Destaque para a Rússia, país que detém a maior área territorial no mundo e onde o modal ferroviário é responsável por mais de 80% do total de cargas transportadas.

Figura 1 – Redes ferroviárias para transporte de carga no mundo

Fonte: ITF (2016).

Ao analisarmos o cenário europeu (28 membros da União Europeia), a Figura 2 mostra uma predileção pelo modal rodoviário, tendo participação média acima dos 70% na UE, porém conta com exceções como, por exemplo, nos casos da Lituânia e da Letônia (ambas com mais de 50% de participação das ferrovias). O fato de Portugal e Espanha terem o modal rodoviário como principal meio ratifica a utilização dos caminhões no transporte de GNL, como visto nas visitas técnicas realizadas pelo autor em 2017.

Figura 2 – Participação dos modais (%) na matriz de transporte de carga na UE em 2016

Fonte: Eurostat (2016).

No contexto estadunidense mostrado na Figura 3, a participação dos trens foi crescente entre 1980 e 2015, segundo o BTS (2018). No comparativo com o rodoviário e o hidroviário, a fatia da ferrovia atingiu 40,6% em 2015, diminuindo a diferença com relação ao modal rodoviário, o qual detinha 47,7%, enquanto que o hidroviário permanecia estável com 11,4%.

Figura 3 – Participação dos modais na matriz de transporte de carga nos EUA entre 1980 e 2015

Fonte: elaborado pelo autor com base em BTS (2018).

Na visão da CNT (2013), consideram-se faixas distintas nas quais os modais rodoviário e ferroviário conferem melhor performance em relação à distância percorrida e ao peso da carga, como observado na Figura 4:

Figura 4 - Comparativo entre modais rodoviário e ferroviário (peso da carga transportada e distância)

Fonte: CNT (2013).

Enquanto o rodoviário demonstra vantagem em cargas abaixo de 27 toneladas, o ferroviário desponta nos pesos acima de 40 toneladas, sendo que entre estes valores há uma zona de competição entre os modais. Na medida em que a distância aumenta, o favorecimento à entrega em trens aumenta, ainda que perca no quesito flexibilidade em relação ao rodoviário (CNT, 2013).

Dentre as vantagens da ferrovia sobre o modal concorrente rodoviário, destacam-se os menores custos ambientais (menor emissão de poluentes e impacto na construção da infraestrutura), o maior nível de segurança (risco de acidentes inferior e custo social reduzido) e a economia de escala (custo fixo diluído em grandes volumes transportados). Com relação às cargas, geralmente são de baixo valor agregado, como *commodities* minerais e agrícolas, ao passo que o rodoviário prioriza os bens de maior valor agregado, como eletrônicos e alimentos.

2.2 Como o modal ferroviário interage com a energia

Os combustíveis fósseis também se encontram presentes entre as cargas transportadas por trens, principalmente o carvão mineral e o petróleo, este último como alternativa à ausência de oleodutos para sua condução, como ocorre atualmente nas regiões costeiras afastadas da malha de dutos concentrada no centro dos EUA. Este país será a referência para responder às questões abaixo e dimensionar a interação da ferrovia com a energia.

2.2.1 Quanto a ferrovia participa do consumo energético e das emissões de CO₂?

No caso dos EUA, praticamente toda a frota ferroviária utiliza diesel para sua locomoção, o que impacta diretamente no volume total de CO₂ emitido: corresponde a 8% do total de gás carbônico relativo ao setor de transportes e 2% da energia consumida pelo setor de transportes como um todo, para o ano de 2015 (USDOT, 2017c).

Segundo relatório elaborado pela IEA (2012), há uma relevante diferença no consumo energético e nas emissões de CO₂ quando se comparam trens movidos a diesel e por eletricidade. Por exemplo, a União Europeia elevou a taxa de linhas férreas eletrificadas de 30% para 53%, no período entre 1990 e 2009, e chegando a 80% em 2012. Além disso, melhorou a eficiência energética das ferrovias no mesmo período considerado acima, consumindo 19% menos energia para movimentar uma tonelada-quilômetro. Por conta das melhorias elencadas, adicionada ao fato de 30% da eletricidade ser proveniente de uma fonte renovável, as emissões

totais de CO₂ pelas ferrovias foram reduzidas em 32% em duas décadas, o que corresponde a apenas 1,8% das emissões totais do setor de transportes em 2009, ao passo que 71% foram vinculados à rodovia.

2.2.2 Quanto da energia (todos os tipos) é transportada por ferrovia?

Para o ano de 2017, a EIA (2018a) calcula que, nos EUA, do volume total de petróleo bruto recebido nas refinarias (6,1 bilhões de barris), 65% foram transportados por dutos, 28% por navios-tanque, 3,6% por barcaças, 1,8% por caminhões e 1,6% por trens. No caso dos derivados do petróleo (por exemplo, etano e gasolina), estes somam o equivalente a 1,27 bilhões de barris, transportados pelos mesmos modais citados acima, sendo 27% correspondentes à ferrovia.

Já para o carvão mineral, a agência destaca a ferrovia como responsável por 66,3% do total movimentado domesticamente, sendo 12,9% por hidrovia e 10,4% por rodovia, para o ano de 2016. Diferentemente de outros combustíveis líquidos, o etanol e o biodiesel são frequentemente transportados por ferrovia, por conta da melhor conservação do produto até o consumidor final e em comparação ao duto, movimentando em torno de 213 milhões de barris de etanol e 6 milhões de barris de biodiesel no ano de 2015.

2.3 Transporte de GN via ferrovia

A opção pelo transporte ferroviário de gás natural mostra-se uma alternativa à falta de acesso aos gasodutos, porém ainda pouco difundida em escala global³. O gás natural, quando transportado no estado líquido, deve ser acondicionado em tanques criogênicos ou ISO contêineres, adequados para preservar a baixa temperatura e, conseqüentemente, seu estado físico (líquido) em que se encontra o gás.

O gás natural liquefeito (GNL) encontra-se a -162°C em pressão atmosférica e seu volume é 600 vezes menor que a molécula de gás natural em estado gasoso. Já o gás natural

³ O IGU distribui dados sobre transporte em gasodutos e outros modais com GNL, porém apenas cita a existência do transporte ferroviário, sem entrar em detalhamentos.

comprimido (GNC) tem seu volume 200 vezes menor que a molécula do gás. Para mais detalhes, Kumar et al. em “LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. Applied Energy, v. 88, n. 12, p. 4264-4273, 2011” e Mokhatab et al. em “Handbook of Liquefied Natural Gas. Oxford: Elsevier, 2014. v. 1, ed. 1” discorrem sobre a temática, apreciando, inclusive, a cadeia completa de suprimento.

A seguir, são comparadas as características entre o vagão-tanque criogênico e o ISO contêiner para o transporte de GNL na ferrovia, na Tabela 2:

Tabela 2 - Comparativo entre vagão-tanque criogênico e ISO contêiner para o transporte de GNL em ferrovia

ISO contêiner para GNL

Unidades de pequenos volumes

Contêineres podem ser conduzidos por caminhão dos terminais ferroviários até as plantas de liquefação

Em caso de falha na ferrovia, a entrega pode ser finalizada por caminhão

Um sistema de carga e descarga é necessário no terminal (empilhadeira, guindaste e afins)

Podem ser utilizados para armazenamento no próprio cliente final

Permitem o transbordo entre diferentes modais

Tem capacidade menor que um caminhão-tanque, porém tem menor impacto ambiental por conta do menor número de viagens

Vagão-tanque para GNL

Vagões de grandes volumes

Conexão férrea necessária com a planta de liquefação para o carregamento dos vagões

Em caso de falha na ferrovia, interrompe-se o transporte dos vagões

Sem necessidade de equipamentos especiais para a carga e descarga

O vagão pode ser utilizado para armazenagem no cliente final se houver conexão com a ferrovia

Sem possibilidade de transbordo para outros modais

Substituem de 2,5 a 3 caminhões, mitigando o impacto ambiental com a retirada destes veículos das rodovias, resultando em menos trânsito e poluição

Fonte: adaptado de Ragnar (2014).

Por possuir uma densidade energética menor em comparação ao gás no estado gasoso e ao gás natural comprimido, o GNL possui uma vantagem competitiva no que tange aos custos de transporte ao conduzir mais moléculas de gás em um mesmo volume, porém o processo de liquefação é mais custoso em relação à compressão deste. Por esta razão volumétrica e, consequentemente, pela questão de competitividade frente ao diesel, o GNC é pouco discutido na literatura relativa ao transporte ferroviário, apenas encontrado em testes realizados em locomotivas e dificilmente encontradas em operação.

No que diz respeito às vantagens ambientais, o GN tem baixo impacto em relação a combustíveis convencionais, por ter uma emissão de CO₂ 25% abaixo da gasolina e diesel, como mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Emissão de kg CO₂ por MMBTU na queima dos combustíveis

Fonte: elaborado pelo autor com base na EIA (2016).

Por conta deste aspecto positivo, as opções logísticas a granel do GN podem trazer outros benefícios consigo, tais como:

- Antecipação do acesso ao combustível de menor pegada ambiental a áreas econômicas (eventualmente de expansão de fronteira) que apresentem elevadas pegadas e poucas estratégias de redução no longo prazo;
- Redução da própria pegada ambiental do sistema de transportes, na medida em que os modais utilizarem o GN como combustível.

A adoção do modal ferroviário para transporte do GNL é considerada em situações nas quais o transporte por gasodutos encontra dificuldades técnicas ou econômicas na sua construção, tais como: necessidade de travessias em oceanos e mares profundos (barreira esta que conduziu essencialmente ao transporte naval de GNL, que representa o coração da indústria global de GNL); regiões montanhosas ou com outras dificuldades geográficas; restrições ambientais severas ao traçado de gasodutos; distâncias muito elevadas de transporte aos centros consumidores, principalmente mercados de pequena escala (EPE, 2007).

Em geral, gasodutos são empreendimentos de alto custo e com grandes prazos de implantação, frequentemente sujeitos a atrasos devido às várias licenças e autorizações necessárias para sua construção e operação. Essas dificuldades de construção também valem para ferrovias e rodovias, porém estas podem ser facilitadas por serem infraestruturas com interesses mais abrangentes e consideradas mais essenciais.

Além disso, para o escopo dessa dissertação, o objetivo principal é destacar a viabilidade do transporte de GNL em infraestruturas já existentes, que apresentem ociosidades a serem exploradas, adensando cargas para otimizar usos de modais; evitando ou postergando investimentos de longo prazo em infraestruturas, principalmente em países como o Brasil (hoje) que está atrasado e precisa recompor a capacidade de investimento gradualmente.

Casos como o do Japão destacam-se pela primazia na introdução de ferrovias com o transporte de contêineres carregados de GNL, desde 2000, até os chamados de sistemas satélites, onde são armazenados e regaseificados na rede de gasodutos local. A alta demanda japonesa pelo GNL consome 32,3% do volume global, com importações provenientes do Sudeste Asiático, Catar, Rússia e Austrália (IGU, 2017). A empresa Japex é responsável pela promoção do fornecimento do gás em regiões desprovidas da rede de gasodutos através da ferrovia, em parceria com empresas de distribuição de gás e concessionárias.

2.4 Transporte de GN em pequena escala

A opção pela unidade de produção e suprimento de GNL em pequena escala encontra respaldo no cenário supracitado, dada sua adequação para a monetização do gás nos mercados incipientes de gás natural sem abastecimento por gasoduto, seja por inviabilidade geográfica ou econômica, oferta ou demandas remotas de gás ou ainda para atendimento dos picos na demanda por carga elétrica (IGU, 2015a).

Complementar ao modal ferroviário, também se consideram os transportes rodoviário e hidroviário para comportar a logística do volume característico desta escala entre 0,05 e 1,0 MTPA de GNL (IGU, 2015a), buscando sempre que possível a intermodalidade como forma mais eficiente de distribuição e custo-benefício. Estes modais recebem a nomenclatura de gasodutos virtuais quando cumprem a função de distribuição do gás natural (comprimido ou liquefeito) nas situações descritas anteriormente. Para os fins desta pesquisa, a opção do ISO contêiner mostra-se mais adequada à multimodalidade, já que confere maior flexibilidade na distribuição de volumes menores e maior rapidez no transbordo entre os modais. Os três casos internacionais, descritos posteriormente nessa dissertação, encaixam-se neste perfil da pequena escala e com uso dos ISO contêineres nos trens.

No Brasil, uma demanda ser considerada de pequena escala é relativo, uma vez que 14 das concessionárias estaduais de GN estão dentro desta faixa. Apenas 5 concessionárias encontram-se com demanda anual acima de 1 MTPA, representando 66% da demanda total de GN em 2014 (DA SILVA et al., 2017). Para se ter uma dimensão deste volume, a Tabela 3 elenca a demanda anual (média em MMm³/dia) de todas as concessionárias que operam no Brasil e seu equivalente de GNL em MTPA.

Tabela 3 - Demanda brasileira de gás natural por concessionária

Natural Gas Distribution Company	Average Natural Gas Demand 2014 (MMm ³ /day)	Equivalent LNG (MTPA)	
Comgas (SP)	14,95	4,04	> 1 MTPA
Ceg (RJ)	14,79	3,99	
Ceg Rio (RJ)	10,55	2,85	
Gasmig (MG)	4,21	1,14	
Bahiagás (BA)	3,89	1,05	
BR Distribuidora (ES)	3,49	0,94	0,05 - 1 MTPA
Cigás (AM)	3,43	0,93	
Copergás (PE)	3,29	0,89	
Compagás (PR)	2,9	0,78	
Msgás (MS)	2,59	0,70	
Sulgás (RS)	1,97	0,53	
Cegás (CE)	1,91	0,52	
Scgás (SC)	1,82	0,49	
Gás Natural Fenosa (SP)	1,18	0,32	
Gas Brasileiro (SP)	0,8	0,22	
Algás (AL)	0,61	0,16	
Pbgás (PB)	0,34	0,09	
Potigás (RN)	0,34	0,09	
Serogás (SE)	0,29	0,08	
Cebgás (DF)	0,01	0,00	< 0,05 MTPA
Mtgás (MT)	0,01	0,00	
Gasmar (MA)	0,01	0,00	
Gaspisa (PI)	0	0,00	
Goiásgás (GO)	0	0,00	
TOTAL	73,4	19,83	

Fonte: DA SILVA et al. (2017).

Nesse contexto, o transporte a granel do GNL pode colaborar com o aumento do consumo de GN nas regiões administradas pelas concessionárias, no sentido de estimular gradualmente a demanda com pequenas remessas estáveis de gás liquefeito. Esta paulatina mudança no mix energético local virá da substituição dos recursos energéticos mais poluentes e/ou mais caros, acompanhado por uma mudança no comportamento dos setores econômicos e que justificariam a futura construção do gasoduto, uma vez que a demanda se torne perene e de volume proporcional à capacidade de fornecimento por dutos.

3. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS NO TRANSPORTE FERROVIÁRIO DE GNL

Neste capítulo, serão apresentados três exemplos nos quais o modal ferroviário foi implantado para o transporte de GNL. Estes estudos de caso são sintetizados principalmente a partir da análise de relatórios de atividades das empresas relacionadas, especificamente, para este propósito. A escolha dos três países deve-se às diferentes etapas em que se encontram os projetos, tendo como benefício a exposição das nuances temporais e das particularidades de cada caso abordado em um exercício analítico. Estas experiências podem servir de referência à possível aplicação da mesma solução logística no Brasil. São eles:

- Japão: em fase de execução desde 2000;
- EUA: em fase de testes desde 2016;
- Suécia: em fase de estudos desde 2014.

Para cada uma das experiências listadas, tem-se como objetivo entender o racional que trouxe luz a esta alternativa e, portanto, para os três casos serão descritas as seguintes três dimensões:

- Conjuntura energética: o cenário de oferta e demanda energética à época em que a alternativa se sobressaiu e as projeções do balanço energético no longo prazo; inclui-se como a energia é distribuída entre as atividades econômicas;
- Matriz de transportes: a participação da ferrovia na economia local e em relação a outras opções de transporte de gás natural;
- Condicionantes operacionais: facilitadores à implantação desta opção, incluindo as questões técnicas e de segurança que envolvem o segmento de transporte; ambiente regulatório; cenário de viabilidade econômica.

Há que se destacar que, embora as dimensões acima sejam determinantes para estruturar a análise, informações específicas levantadas para cada caso são igualmente apresentadas. As análises não levam necessariamente a respostas conclusivas para muitas perguntas, seja pela insuficiência de dados específicos na literatura acadêmica, seja pelo segredo industrial nos relatórios corporativos ou, ainda, pelo estágio incipiente em que se encontram os projetos, caso dos EUA e da Suécia.

Houve oportunidades de contato bem-sucedido com empresas estrangeiras, como a japonesa Japex e as canadenses LNG *Direct Rail* e *Summit LNG*. No caso da Japex, referência

mundial no que tange ao transporte ferroviário de GNL, a questão do segredo industrial foi primordial para vetar o compartilhamento de dados, já que a empresa iniciou recentemente, como atividade comercial adicional, a prestação de serviços de suporte e de consultoria sobre o assunto, inclusive, para empresas dos EUA (*Alaska Railroad Corporation*) e da Suécia (*Swedegas*) analisadas nesta dissertação⁴. Outros países já anunciaram estudos de viabilidade relacionados ao tema e se encontram em fase embrionária, conforme a Tabela 4 abaixo:

Tabela 4 - Terminais de importação na Europa com projetos de implantação do modal ferroviário para o GNL

País	Companhia	Terminal	Escala	Status	Inauguração	Observação
Espanha	Enagás	Barcelona	Pequena	Em estudos	Sem data	Terminal em operação
	Enagás	Cartagena*	Pequena	Em estudos	Sem data	Terminal em operação
Estônia	Alexela	Paldiski	Grande	Em estudos	2020	Terminal em construção
França	Elengy	Fos Tonkin	Pequena	Em estudos	Sem data	Terminal em operação
	Elengy	Montoir de Bretagne	Pequena	Em estudos	Sem data	Terminal em operação
Holanda	Gasunie	Gate Terminal	Pequena	Em estudos	Sem data	Terminal em operação
Polônia	Gaz System	Świnoujście	Pequena	Em estudos	2022	Capacidade: 1.700 m ³ /h
Portugal	REN	Sines*	Pequena	Sem planos	Sem data	Conexão férrea disponível
Reino Unido	National Grid	Isle of Grain	Pequena	Sem planos	Sem data	Conexão férrea disponível

Fonte: GIE (2018) e com base nas visitas técnicas (terminais de Cartagena e Sines) realizadas pelo autor (2017).

⁴ Neste caso, a gerente sênior de desenvolvimento de negócios da Japex (sra. Momoyo Yuki) se disponibilizou para assessorar as empresas brasileiras interessadas neste tipo de serviço. Quanto às canadenses LNG Direct Rail e Summit LNG, após assinatura de um termo de confidencialidade, o presidente e diretor Chris Hilliard concordou em averiguar as informações encontradas ao longo das análises. Embora breves, os e-mails, além de ratificarem e atualizarem os dados passados, especialmente, evidenciaram que o modal está em avaliação no Canadá.

3.1 Japão

3.1.1 Conjuntura energética

Deve-se ao Japão a primazia do transporte de GNL por trens, operação iniciada em 2000 pela empresa Japex (*Japan Petroleum Exploration*). Naquela época, o balanço energético japonês apresentava ampla dependência da energia nuclear para geração elétrica e da importação de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, petróleo e seus derivados) desconectado das principais zonas de produção de GN do planeta. Assim, desde os anos 1960, o Japão constrói uma posição de destaque como líder mundial na importação de GNL.

Como mostrado na Tabela 5, em especial no que se refere à demanda por gás natural dentro do balanço energético japonês em 2000, observa-se que as termelétricas foram, historicamente, suas principais consumidoras (70% do total), no mesmo ritmo de crescimento apresentado pelo setor industrial (taxa média de crescimento anual de 10% entre 2000 e 2007 e 2,6% entre 2008 e 2013). Já os consumos residencial e comercial estagnaram entre 2005 e 2015 (IEA, 2016, 2018; ROGERS, 2016; STATISTICS BUREAU, 2017).

Tabela 5 - Balanço energético do Japão em 2000 (em 10³ tep)

	Carvão	Petróleo	Produtos do petróleo	Gás natural	Nuclear	Hidro	Geotérmica, solar etc.	Biocombustíveis
Produção	1.522	773	0	2.285	83.928	7.330	4.044	4.715
Importação	97.617	221.248	53.225	63.489	0	0	0	0
Consumo energético								
Eleticidade	48.480	7.242	28.672	48.455	83.928	7.330	2.917	2.045
Industrial	23.511	26	31.382	7.762	0	0	0	2.618
Transportes	1	0	82.838	25	0	0	0	0
Residencial	0	0	17.072	9.001	0	0	881	46
Comercial Setor público	520	0	39.384	13.738	0	0	1.126	46

Fonte: elaborado pelo autor baseado nos dados da IEA (2018b).

Segundo Lam (2000), à época da implantação do transporte ferroviário de GNL, o Japão encontrava-se na quarta posição entre os maiores consumidores de energia no mundo, com o petróleo contribuindo com 57% e o gás natural suprimindo 11% das suas necessidades energéticas.

Atualmente, para o Statistics Bureau (2017), o país depende da importação de 90,5% de sua oferta de energia, tendo promovido a diversificação do mix energético a partir das crises do petróleo ocorridas durante a década de 1970. Com a introdução de novos recursos energéticos, a dependência do petróleo reduziu de 75,5% (1973) para 43,5% (2010), crescendo novamente para 47,2% em 2012. Essa transformação do mix energético tem ocorrido gradualmente, primeiro com o desenvolvimento da energia nuclear; em seguida, pelo GNL importado e, em menor volume, pelas renováveis (STATISTICS BUREAU, 2017). Ainda segundo a publicação, apesar da diversificação, o Japão ainda confere grande parte de sua oferta total de energia primária aos combustíveis fósseis, na soma de 91,6% em 2015. Aliás, a manutenção dessa dependência está igualmente associada à perda de participação da energia nuclear, depois do acidente de Fukushima.

As renováveis contribuem para a substituição do petróleo com, por exemplo, o biogás, responsável por 32 milhões de kWh, produzidos em 2015, suficientes para o abastecimento de 10.700 residências. Este crescimento é ainda mais visível entre 2010 e 2015, quando saltou de 0,6% para 1,4% do total de eletricidade gerada.

Em razão da oferta restrita de energia produzida domesticamente, o Japão detém, em 2018, a posição de maior importador mundial de GNL, tendo o país adquirido 32,3% do total de GNL comercializado em transações internacionais no mundo, em 2017. O Japão importa do Catar, da Austrália, da Malásia e da Rússia e detém, inclusive, a maior capacidade de estocagem e regaseificação de GNL no mundo com, respectivamente, 29% e 43% (IGU, 2017).

Lam (2000) destaca que a importação de GNL do Japão já consumia 60% do total disponível no mundo, em 2000, originada principalmente da região do Pacífico. A 1ª importação ocorreu em 1969, pela *Tokyo Gas*, sendo proveniente do Alasca (EUA). Contava-se com esta oferta importada para abastecer as cidades, representando 79% do total da oferta interna de energia, a qual contava com 11% de gás liquefeito do petróleo (GLP), 6% de gás natural produzido domesticamente e outros 4% vindos da gaseificação da nafta, carvão e coque.

Com ajuda do GNL importado, o perfil da produção de eletricidade passou então, a priorizar termelétricas movidas a combustíveis fósseis, cuja participação aumentou de 61,3% (2000) para 88,7% (2015), com pico de 90,7% em 2014, como ilustrado na Figura 6. Coube ao

GN e, em menor proporção, ao carvão, também importado, compensar a perda da geração nuclear, como consequência do acidente em Fukushima.

Figura 6 - Geração de eletricidade por fonte energética (Japão)

Fonte: IEA (2018c).

Observa-se, ainda na Figura 6, que a eletricidade advinda da fissão nuclear representava 35% (2000) do total da eletricidade gerada, com seus 51 reatores nucleares, e teve uma queda abrupta para 2% (2016) em função do acidente na usina nuclear em Fukushima (2011), decorrente do terremoto e subsequente tsunami na costa leste do país. Em 2013, todas as usinas nucleares no país foram fechadas para revisão de suas medidas de segurança, em casos de eventos catastróficos. Desde então, analisa-se a retomada cautelosa de suas operações. O comprometimento da produção desta fonte de energia conduziu o país a uma maior dependência de energias fósseis. Ao mesmo tempo, como mostrado na Figura 4, houve uma aceleração na capacidade de geração elétrica com fontes renováveis, com especial destaque para fontes hídricas, geotérmicas e de resíduos e biocombustíveis (as quais, contudo, permanecem marginais).

O plano de governo, divulgado em 2015, para a geração elétrica até 2030 prevê o retorno da energia nuclear em grande escala (20-22%), além de contemplar a participação de energias renováveis com 22-24%, 27% de GNL e 26% de carvão. Esse planejamento visa a redução das emissões de CO₂ em 21,9%, relativos aos níveis de 2013, bem como elevar o índice de autossuficiência de energia de 6,3% (2012) para 24,3%, em direção à chamada “Sociedade do Hidrogênio”⁵ (IEA, 2016; ROGERS, 2016). Rogers (2016) destaca que o crescimento da participação do gás importado dependerá da velocidade com a qual retornará a energia nuclear.

3.1.2 Matriz de transportes

Com base no relatório Índice de Competitividade Global do Fórum Econômico Mundial (2014), o Japão detém a 1ª colocação entre as 144 nações consideradas no que diz respeito ao grau de desenvolvimento da infraestrutura do transporte ferroviário. Em particular, o modal ferroviário domina o transporte de passageiros com 72,4%, ao passo que contribui apenas com 5,3% no transporte de carga, no qual os modais rodoviário e hidroviário prevalecem com 50,2% e 44,3%, respectivamente. Este cenário pouco difere daquele encontrado em 2000, quando as ferrovias participavam com 3,8% do transporte de carga, enquanto que 54,1% pertenciam às rodovias e 41,8% às hidrovias (STATISTICS BUREAU, 2017, 2018).

No período entre 1990 e 2014, observou-se uma queda brusca na utilização dos transportes domésticos no Japão: 6% para passageiro-quilômetro e 24% para tonelada-quilômetro. Em sua análise para o Parlamento Europeu, Thomas (2016) constatou que isso era resultado de uma economia estagnada desde 1990, sendo agravada pela crise econômica de 2008, em conjunto com baixos níveis de crescimento demográfico e redução de 5,3% no Produto Interno Bruto (PIB) entre 2000 e 2013.

⁵ Segundo o The Japan Gas Association (2015), a “Sociedade do Hidrogênio” trata o hidrogênio como fonte secundária de energia, lado a lado da eletricidade e do calor, e será protagonista na redução da emissão de gás carbônico na ordem de 80% e em torno do ano 2050, com a expansão das células-combustíveis nos diversos setores econômicos, postos de abastecimento dos veículos com a mesma tecnologia e com o combustível resultante da reforma do gás natural.

O autor relata que a rede ferroviária é composta por 27.000 km, com cerca de 20.000 km eletrificados, construídos e concedidos por leasing aos operadores pela *Japan Railway Construction, Transport and Technology Agency* (JRJT). A *Japan Railways* concentra 70% desta malha. Entre os produtos transportados, destacam-se os derivados do petróleo, cal, pedra e cimento, com a carga máxima de 1.300 toneladas por locomotiva elétrica. Na Figura 7, é possível averiguar a extensão da malha ferroviária do país para cargas:

Figura 7 - Extensão da malha ferroviária para cargas no Japão

Fonte: Hakataunyu (2018).

Os trens japoneses para cargas locomovem-se na bitola estreita (1.067 mm), ao máximo de 110 km/h e majoritariamente em trajetos eletrificados (95%), sendo o diesel apenas utilizado nas zonas mais ao norte. Por conta das redes eletrificadas e túneis, fica restrita a utilização de contêineres sobrepostos, ainda que possam trazer algum benefício econômico na escala (STEWART; TADA, 2016).

Com relação aos gasodutos, a Figura 8 demonstra a disposição da atual e planejada expansão da rede japonesa de gasodutos, inclusive os 35 terminais de importação de GNL. Por

conta da geografia predominantemente montanhosa e com cordilheiras localizadas no centro de cada uma das 5 ilhas principais (Hokkaido, Honshu, Shikoku, Kyushu e Okinawa), este país insular detém uma rede de gasodutos de baixo alcance e de difícil integração.

Figura 8 - Infraestrutura de gás natural no Japão (gasodutos, terminais de importação e terminais satélites)

Fonte: METI - Ministry of Economy, Trade and Industry (2015).

Ivanov (2000) advogava que parcerias público-privadas seriam necessárias para viabilizar a construção de novos gasodutos e o reforço dos sistemas de distribuição, objetivando o aumento da segurança energética nacional como prioridade. Para tratar esta questão, o governo japonês buscou reformular o mercado de gás natural, conjuntamente com o de eletricidade, oferecendo maiores condições para liberalização parcial, desde 1995, e total a partir de abril de 2017, com a entrada de novos operadores e participação de terceiros no acesso aos terminais de GNL e gasodutos (IEA, 2016).

O autor cita que, em 2000, existiam 22 terminais de GNL não-conectados e que serviam, basicamente, plantas termelétricas que operavam na base. Somente 5% das áreas urbanas e

territórios limitados eram cobertos pela rede de gasodutos de alta pressão, contabilizando 2.100 quilômetros. Em 2013, estes já somavam 4.456 km (CIA, 2018). Acrescenta que, na ausência desta ramificação de maior alcance e de abrangência nacional, os preços sobem, limitando a demanda e afastando o consumidor final. Ou seja, a baixa atratividade do gás natural nestas condições torna grandes projetos de infraestrutura comercialmente inviáveis.

Ivanov (2000) também destaca que, à época, o processo decisório para a expansão dos gasodutos era moroso, e que além da falta de planejamento favorecer a importação de GNL, soma-se o fato de que as empresas de geração de eletricidade e consumidores-âncora de gás natural tinham previamente investido na infraestrutura para receber gás importado.

Diante do contexto descrito, Oda (2010) identificou 4 opções para sistemas de terminal de produção de gás natural associados aos sistemas de transporte de GNL/gás natural (Tabela 6), sendo que a solução ótima derivaria de parâmetros decisórios como número de clientes e condições geográficas.

Tabela 6 - Sistemas de terminal de produção de gás urbano associados aos sistemas de transporte de GNL/gás natural

	Sistema de transporte de GNL/gás natural	Sistema de terminal de produção de gás natural
1	Transporte marítimo do GNL do país estrangeiro por meio de médios ou grandes <i>tankers</i> de GNL (transporte marítimo internacional)	Terminal internacional de <i>tanker</i> de GNL O terminal costeiro primário que recebe o GNL carregado por <i>tankers</i> internacionais e que produz o gás urbano
2	Transporte marítimo doméstico de GNL por meio de pequenos <i>tankers</i> de GNL (transporte marítimo nacional)	Terminal nacional de <i>tanker</i> de GNL O terminal costeiro secundário que recebe o GNL carregado por <i>tankers</i> nacionais e que produz o gás urbano
3	Transporte terrestre doméstico por meio de caminhões-tanque de GNL (transporte por caminhão-tanque)	Terminal satélite de GNL O terminal interior secundário que recebe o GNL carregado por caminhões-tanque e que produz o gás urbano
4	Transporte de GNL regaseificado por outra concessionária de gás através de gasodutos	Planta de gás comprado A planta que está localizada perto dos gasodutos para receber o GNL e produzir o gás urbano

Fonte: adaptado de ODA (2010).

Para o propósito do transporte em pequena escala, a opção 3 demonstra-se adequada, uma vez que o autor destaca sua versatilidade em locais remotos com dificuldade na instalação de gasodutos, seja por razões econômicas ou físicas. Toyosaki (2008) complementa que apesar

dos gasodutos serem a opção mais comum de transporte do gás natural, por vezes, a relação entre distância percorrida e volume demandado torna o investimento inicial dos dutos inviável em algumas áreas, onde a opção 3 torna-se a solução ideal.

Nesta opção constituída inicialmente no país em 1984, apenas caminhões fariam a conexão entre terminais de importação ou plantas de recepção de GNL (Yufutsu, por exemplo, foi a 1ª planta inaugurada) com os chamados terminais satélites, onde o gás liquefeito seria armazenado e então regaseificado e quase sempre disponibilizado na rede das companhias de distribuição local (LDCs, sigla em inglês), como ilustrado na Figura 9.

Figura 9 - Distribuição de GNL realizado pela Japex via caminhões

Fonte: Japex (2018).

*LDCs: *Local Distribution Companies* (Companhias de Distribuição Local)

Até fevereiro de 2007, um total de 350 caminhões tanque forneceu o GNL oriundo de 24 bases de importação até os terminais satélites (TOYOSAKI, 2008), com capacidades de armazenamento que variavam entre 2 e 1.500 m³ (equivalente a 68,4 toneladas de GNL) (ERIA, 2018). Toyosaki (2008) verificou que não apenas as LDCs eram clientes deste sistema de terminais satélites. Grandes indústrias e plantas de geração elétrica de pequena escala poderiam usufruir desta infraestrutura, construindo terminais de recepção de GNL em pequena escala em suas próprias instalações, com suprimento via caminhões, para superar a falta de acesso à rede local de distribuição de gás natural.

Apenas em 2000, deu-se início à integração de caminhões com trens, fruto da parceria entre *Tokyo Gas*, *Japan Oil Transportation (JOT)*, *Air Water* e *Japan Cargo Railway*, adotando a estrutura de contêiner previamente utilizada para o transporte de substâncias químicas e assim otimizando a conjugação entre os modais, como ilustrado na Figura 10.

Figura 10 - Distribuição de GNL por ISO contêiner realizado pela Japex via trens e caminhões

Fonte: Japex (2018).

O transporte ferroviário com vagões criogênicos, sem contar com a facilidade de transposição da carga do caminhão, já era praticado no país desde 1970 pela *Tokyo Gas*, enquanto que as embarcações costeiras seriam introduzidas somente em 2011. Ragnar (2014) documenta que além da Japex, a *Osaka Gas* (trecho Osaka-Toyama entre 2003 e 2012) e a *Saibu Gas* (trecho Fukuoka-Kumamoto desde 2012) também se utilizaram de ISO contêineres em trens para seus clientes.

3.1.3 Condicionantes operacionais

A Tabela 7 resume as condições ótimas de funcionamento de cada modal encontradas na experiência japonesa. Pode-se verificar que tais condições usualmente atendem condições de operação em pequena escala, de acordo com a *Agency for Natural Resources and Energy* (2004 *apud* ERIA, 2018) e baseadas em 3 fatores: demanda regional de gás, distância percorrida e quantidade a ser entregue.

Tabela 7 - Modais típicos de transporte de GNL e gás natural: experiência japonesa

	Gasoduto	Caminhão	Trem (contêiner)	Embarcação costeira
Demanda regional mínima de GNL	-	50.000 TPA	50.000 TPA	30.000 TPA (garantia de 20 anos)
Demanda regional máxima de GNL	Sem limite	0,1 MTPA	0,4-0,5 MTPA	0,2 MTPA
Distância percorrida	Acima de 300 km com o uso de compressores	50-200 km	180-400 km (1.000 km máximo)	Acima de 50 km

Volume transportado	Variável e dependente da demanda	0,01-0,1 MTPA (9,8-12,4 toneladas por caminhão x 260-280 dias/ano)	400 toneladas por viagem e operação a depender da escala do trem	0,03-0,14 MTPA (1.000-3.000 toneladas por viagem)
Restrição local	-	2 motoristas são requeridos se a ida ou a volta superar 200 km	-	-

Fonte: adaptado de *Agency for Natural Resources and Energy* (2004) *apud* ERIA (2018).

Ilustrando os números da Tabela 7, como observado na Figura 11, destacam-se 2 faixas para a viabilidade do modal ferroviário com contêiner: (i) economicamente viável, entre 180-400 km (retângulo alaranjado); e (ii) fisicamente viável até 1.000 km (retângulo transparente tracejado). Portanto, em certos intervalos, o modal ferroviário intercepta os modais rodoviário (amarelo) e hidroviário (verde), embora não sejam concorrentes diretos em serviços para a pequena escala.

Figura 11 - Ilustração da escolha por modal nos casos japoneses

Fonte: adaptado de *Ship and Ocean Association* (2010) *apud* ERIA (2018).

Além da Figura 11, a publicação do ERIA (2018) inclui alguns dados adicionais:

- Gasodutos: transporte apropriado para grandes volumes de 200.000 TPA
- Caminhões: transporte apropriado para pequenos volumes de aproximadamente 162.000 toneladas/ano, considerando 30 veículos com 18 toneladas/dia utilizados em 300 dias/ano. Determinou-se 300 km a distância máxima percorrida neste modal por conta das regulações e leis no Japão (2 motoristas são requeridos se a ida ou a volta superar 200 km) e, portanto, o trem atenderia percursos mais longos e com custo mais vantajoso. Há um repouso de 1 hora a cada 4 horas dirigidas, com um limite diário de 9 horas trabalhadas, incluindo a carga e descarga do GNL.

Importante ressaltar que o ERIA (2018) traz outras referências no que tange à distância competitiva para caminhões: até 700 km em algumas literaturas (trailer de 20 a 60 m³) e um limite de 2.000 km para o IGU (2015b), sendo o último número não-específico para o cenário japonês. Ragnar (2014) adiciona que o limite de 17 m para o trailer é imposto pela lei.

Como exemplo da utilização dos trens para transporte de GNL, o *Nomura Research Institute* (2015) identificou rotas acima de 300 km como entre Himeji e Toyama e outra com origem em Niigata e destino em Kanazawa, dentro do alcance otimizado caracterizado acima. Para corroborar a importância desta opção de transporte em pequena escala, o instituto destaca que a construção do gasoduto entre Niigata e Toyama foi justificada pela comprovação do fornecimento firme de GNL na região através da ferrovia. A Figura 12 ilustra as rotas anteriormente descritas.

Figura 12 - Transporte ferroviário entre os terminais de importação de GNL e os terminais satélites

Fonte: Nomura Research Institute (2015).

Outro exemplo de aproveitamento da estrutura ferroviária preexistente e integrada aos caminhões foi relatado por Stewart e Tada (2016) em visita ao país em junho de 2015 para analisar a reprodução do sucesso japonês em solo estadunidense. Realizou-se a pesquisa no trecho entre as cidades de Niigata e Kanazawa (distância de aproximadamente 300 km), onde foram identificados alguns dos *stakeholders* envolvidos no projeto:

- *Japan Petroleum Exploration* (Japex): fornecedora do GNL;
- *Japan Oil Transportation* (JOT): provedora dos contêineres e dos serviços logísticos;
- *Air Water* e *J-TREC*: fabricantes dos contêineres para GNL;
- *Nihonkai LNG*: mantenedora dos contêineres e treina os motoristas;
- *Japan Freight Railway Company* (*JR Freight*): operadora dos trens e terminais intermodais;
- *Kanazawa Water & Energy* e *Komatsu Gas*: receptores do GNL e distribuidores locais.

A Japex dá início à operação com o recebimento da carga de GNL proveniente de inúmeros países exportadores e a armazena em tanques, sendo que parte dela é regaseificada e prontamente disponibilizada nos gasodutos para as empresas de geração elétrica e indústrias instaladas nas proximidades como principais consumidores-âncora. Nesta etapa inicial, o abastecimento dos contêineres pela JOT ocorre em torno de 40 minutos para um volume de 10 toneladas métricas, tendo 60 caminhões/dia como capacidade máxima de carregamento do terminal.

Uma vez carregados, os caminhões seguem até os terminais de transbordo para a transferência da carga para os trens, a cargo da *JR Freight*. Em média, neste trecho entre Niigata e Kanazawa, 5 contêineres intermodais são transportados por dia, com aumento na demanda durante o inverno por conta da calefação. Segundo Ragnar (2014), apenas o custo do carregamento e descarregamento denotam uma alta margem dentro do custo total de transporte, na ordem de 30%.

O autor complementa que a composição ideal do vagão deve ser de 2 contêineres de 30 pés, haja vista a maior flexibilidade na entrega final, e que cada trem pode conduzir 20 vagões no máximo. Para esta especificação de contêiner produzido pela *Air Water* e capaz de levar 10 toneladas, totalizando 20 toneladas quando preenchido, o custo estipulado é de aproximadamente US\$ 178.000.

A regulação dos caminhões e contêineres é realizada pelo governo federal com ajuda da prefeitura, seguindo as métricas estabelecidas pelo Ministério da Economia, Comércio e Indústria do Japão (METI, sigla em inglês). Por exemplo, determina-se que a depreciação dos contêineres acontece em 15 anos, dentro dos quais haverá inspeções a cada 5 anos. Passados os 15 anos, a inspeção é realizada a cada 2 anos e, exceto quando há queda de pressão interior, o contêiner ainda pode ser utilizado. Aqui fica evidente a preocupação com a segurança do transporte dessa carga inflamável, o que inclui o treinamento dos motoristas em simuladores para manuseio correto do maquinário.

Chegando ao terminal de cargas de Kanazawa, onde ocorre novamente o transbordo da carga, com o auxílio de empilhadeiras (Figura 13), Stewart e Tada (2016) reforçam a importância das medidas de segurança adotadas, desde a distância das operações com relação ao terminal de passageiros até o rastreamento dos contêineres por GPS (*Global Positioning System*) e tarjeta de identificação. Para a distribuição ao consumidor final (residencial,

comercial e hospitais), a *Kanazawa Water & Energy* e a *Komatsu Gas* regaseificam o GNL e alimentam uma rede local de gasodutos.

Figura 13 - Empilhadeira realizando a transposição entre caminhão e trem

Fonte: Stewart; Tada (2016).

A Japex também abastece outras concessionárias na ilha de Hokkaido, através dos trens que partem da cidade de Tomakomai, incluindo a *Asahikawa Gas* (distância de 179 km via ferrovia), *Iwamizawa Gas* (sem informação), *Obihiro Gas* (195 km), DME Development (sem informação) e *Kushiro Gas* (320 km). O fornecimento inicial do gás fica a cargo da planta de recepção de GNL de Yufutsu (Tomakomai), de onde se conduz o GNL, via caminhão, até o terminal ferroviário da cidade. Os trens partem para seus destinos e, mais uma vez, necessitam do modal rodoviário para que o GNL possa chegar ao cliente final, como visto na Figura 14 (RAGNAR, 2014).

Figura 14 - Sistemas satélites interligados à ferrovia em Hokkaido

Fonte: Ragnar (2014).

Para dar a necessária sustentação legal à cadeia do GNL, um robusto sistema regulatório foi elaborado no Japão com a participação governamental e industrial, de modo a comportar, inclusive, eventuais interpretações que a lei não fosse capaz de contemplar e que, por ventura, pudessem comprometer o funcionamento orgânico da cadeia (ERIA, 2018).

Dentro das atribuições federais, o governo estabelece as diretrizes do negócio pela chamada *Gas Business Act*, além de ordenações e notificações que abordam os padrões técnicos a serem seguidos e outros adendos posteriormente agregados conforme necessidade. A atividade de transporte do GNL também segue a lei chamada *High Pressure Gas Safety*, orientada para a garantia da segurança nas operações. Já a indústria, através de suas organizações, também se compromete a contribuir com demais padrões condizentes com a sua atividade.

O relatório da ERIA ainda chama a atenção para o fato de que esta dinâmica regulatória e diretivas foram elaboradas para o contexto japonês e que a simples reprodução e transferência desta estrutura para outro país não é garantia de sucesso. Grande parte dos projetos que envolvem GNL, globalmente, são baseados nos códigos dos EUA ou da Europa. Estes, ainda que menos exigentes que os japoneses, são considerados adequados nos demais contextos.

Recentemente, a Japex começou a fornecer consultoria especializada internacionalmente (incluindo para os EUA e a Europa) na implantação do transporte multimodal de GNL, sendo reconhecida pela qualidade dos serviços e relevância do tema neste cenário de maior demanda por gás natural em locais de difícil acesso aos gasodutos.

Para agregar maior valor à cadeia de GNL, há a recuperação do frio liberado na regaseificação, que pode ser aproveitado em outros processos, tais como refrigeração e produção de gases liquefeitos (nitrogênio, oxigênio e argônio, por exemplo). Segundo o *Nomura Research Institute* (2015), a proximidade a áreas de piscicultura e agropecuária são ideais para o aproveitamento desta fonte de frio, e consequente redução nos custos de operação com energia térmica ou elétrica.

3.2 Estados Unidos (EUA)

3.2.1 Conjuntura Energética

Em 2015, o total da energia primária ofertada mundialmente (13.647 Mtep), somente os EUA foram responsáveis por 16% (2.188 Mtep), apenas atrás da China, com 21,8% (2.973 Mtoe). Esse número demonstra a magnitude do mercado energético estadunidense, destacando os combustíveis fósseis com majoritária participação como fonte de energia, respectivamente, petróleo (36,4%), gás natural (29,6%) e carvão (17,1%) (IEA, 2018e). Em 2018, os EUA ocupam a 1ª posição, conquistada em 2009, na produção de gás natural e, em 2013, na de petróleo, superando grandes produtores como Rússia e Arábia Saudita (EIA, 2018a).

O petróleo e seus derivados dominam o setor dos transportes, sendo responsável por 41,3% do total de consumo energético final do setor. Já o gás natural e o carvão dispararam no que tange à geração de eletricidade. Cada um destes recursos fornece 1/3 do total de eletricidade produzido nos EUA, seguidos pela energia nuclear (20%) e pela crescente participação de renováveis (15%), incluindo hídrica, biocombustíveis e resíduos, bem como geotérmica/solar/eólica, como observado na Figura 15.

Figura 15 - Geração de eletricidade por fonte energética (EUA)

Fonte: IEA (2018d).

Há que se ressaltar a autossuficiência resgatada em relação aos combustíveis fósseis, tendo os EUA recentemente conquistado a posição de exportador de gás natural, após anos como importador. Isso foi resultado de investimentos privados e das políticas públicas voltados à extração do *shale gas* (gás de folhelho). O GN tem, paulatinamente, ocupado o espaço do carvão e da energia nuclear na geração elétrica, dividindo a cena das novas expansões com energias renováveis. Com base no balanço energético de 2015 (ver Tabela 8), época em que se iniciou a avaliação do modal ferroviário para GNL, nota-se que o gás natural havia conquistado a liderança de produção em meio às outras fontes energéticas.

Em períodos sazonais, o GNL contribui, efetivamente, para a regularização da oferta de energia e para a geração de eletricidade e de calor em operações de *peak shaving*⁶, especialmente para os setores residencial e comercial e, nos últimos anos, o GN também tem sido concebido como combustível para o abastecimento de veículos pesados. No setor industrial, o gás, em sua forma natural, provê energia térmica para os processos produtivos (aço e ferro, por exemplo) ou entra como insumo na indústria química (plásticos e fertilizantes).

Tabela 8 - Balanço energético dos EUA em 2015 (em 10³ tep)

	Carvão	Petróleo	Produtos do petróleo	Gás natural	Nuclear	Hidro	Geotérmica, solar etc.	Biocombustíveis
Produção	431.282	582.082	0	636.487	216.378	21.588	31.356	99.355
Importação	6.048	407.354	75.535	62.878	0	0	0	2.288
Consumo energético								
Eletricidade	332.593	0	6.188	198.940	216.378	21.588	28.798	14.777
Industrial	18.843	0	21.542	117.874	0	0	0	29.668
Transportes	0	0	578.526	16.591	0	0	0	33.111
Residencial	0	0	21.199	108.387	0	0	491	10.554
Comercial Setor público	672	0	12.379	73.487	0	0	2.067	1.974

Fonte: elaborado pelo autor baseado nos dados da IEA (2018e).

⁶ Essa contribuição consiste na liquefação do gás natural e armazenagem do GNL durante a estação fora da temporada para então ser regaseificado e distribuído pelo gasoduto nos períodos de alta demanda. Nos EUA, foi a solução encontrada pelas companhias elétricas e de gás para superar restrições na infraestrutura de gasodutos ou a deficiência na capacidade de armazenagem.

A perspectiva de alteração do cenário energético dos EUA para as próximas décadas, segundo a EIA (2018b), prevê, em respeito aos consumos setoriais, a ultrapassagem do setor industrial sobre o de transportes, antes de 2030, e um mesmo ritmo de crescimento acentuado apresentado pelo setor elétrico; enquanto que os setores residencial e comercial pouco se alterarão (ver Figura 16).

Figura 16 - Projeções do consumo energético por setor nos EUA até 2050 (em quadrilhão de BTU)

Fonte: EIA (2018b).

Já o consumo por combustível projeta uma íngreme elevação na participação do gás natural, substituindo ainda mais o carvão e a energia nuclear ao lado de uma pujante presença das renováveis. A projeção está ilustrada na Figura 17.

Figura 17 - Projeções do consumo energético por combustível nos EUA até 2050 (em quadrilhão de BTU)

Fonte: EIA (2018b).

O aumento das preocupações relacionadas às emissões de CO₂ e da temperatura global vão ao encontro da popularização do gás natural, a qual ainda encontra robusta base de recursos naturais para expandir a produção doméstica⁷.

Estima-se que o abatimento das emissões de CO₂ geradas pelo setor elétrico esteja na ordem de 30%, com relação a 2005, sendo metade desse ganho proveniente da substituição do carvão pelo gás natural (ANDRUS; YERGIN, 2018). Boersma e Jordaan (2017) observam que a intensidade média de emissão de uma termelétrica movida a gás é 60% menor do que aquela de uma movida a carvão (430 kg CO₂/MWh contra 1.000 kg CO₂/MWh). Ainda assim, a EIA (2018b) enxerga que, no longo prazo, a indústria do gás natural contribuirá com maiores emissões de CO₂ nos EUA, por conta de sua crescente participação no mix energético (0,8% de crescimento ao ano) e, principalmente, no setor industrial (elevação de 0,6% ao ano) até 2050.

⁷ Durante sua campanha e desde sua eleição, o atual presidente Donald Trump prometia recuperar a indústria do carvão, na contramão dos esforços realizados na gestão passada de Barack Obama e voltados a uma economia mais limpa e sustentável, porém, é improvável esta revitalização do carvão frente ao crescimento do gás natural e ao barateamento da tecnologia das renováveis (BOERSMA; JORDAAN, 2017).

Andrus e Yergin (2018) defendem que, por conta da expansão na oferta do *shale gas*, acompanhada pela redução no preço do gás natural, e da garantia de fornecimento no longo prazo, houve a predominância deste recurso frente ao carvão. Este último chegou a representar 49% da geração elétrica, em 2007, contra 22% do gás natural.

A abundância de gás natural transformou o contexto energético do país ao oferecer energia e matéria-prima a um custo baixo, aproveitando-se da ampla infraestrutura de gasodutos. Isso tem sido traduzido em resgate de competitividade, especialmente para as indústrias energointensivas. Destaque, também, para a produção de *shale oil* que, conjuntamente com o *shale gas*, abalaram o mercado mundial de petróleo e gás natural, em 2014, reduzindo drasticamente os preços praticados no mundo, em razão de sua volumosa oferta, e afetando, principalmente, os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), responsáveis por fornecer 40% do petróleo consumido no mundo em 2017.

Andrus e Yergin (2018) complementam que, desde o início da exploração de recursos não-convencionais (com necessidade de técnicas diferenciadas e não-tradicionais), a produção de gás natural cresceu 40% (2007-2017), em oposição ao discreto 1%, ao longo do período entre 2000 e 2007⁸. Com seu preço real reduzido em 2/3 nesse período, ainda assim há a expectativa de novo aumento na produção, em cerca de 60% nos próximos 20 anos.

Por volta de 1980, em meio à onda de liberalizações lideradas por Ronald Reagan (EUA) e Margaret Thatcher (Reino Unido), o setor de gás natural estadunidense iniciou este processo com a criação da Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC, em inglês) e com o então presidente Jimmy Carter e finalizou-o com George H. W. Bush em quase 10 anos de transição. A Lei do Gás Natural criada em 1936 já previa a separação das companhias locais de distribuição das outras atividades ligadas à cadeia de produção do gás, porém somente na década de 1980 o transporte viria a se separar do elo produtivo.

Mesmo com a dinâmica da livre competição nos mercados da liberalização dos preços e do incentivo à produção doméstica, os EUA passariam por outro período de baixa oferta de gás natural, refletindo na construção de vários terminais de importação de GNL. São estes

⁸ Os autores descrevem o contexto anterior a este cenário de boas projeções: com os preços preestabelecidos pela Comissão Federal de Energia (FPC, em inglês), houve desabastecimento do combustível fóssil entre 1960 e 1970 por conta do preço baixo, causando alta demanda e desincentivo para investimento na cadeia de produção.

mesmos terminais que, uma vez consolidada a exploração do *shale gas* e a nova condição de país exportador deste gás (ocorrida em 2017), passaram a liquefazer ao invés de regaseificar o gás e colaborando com as exportações que já servem 25 países como Brasil e Chile, por exemplo.

Até abril de 2018, segundo a FERC (2018), os EUA totalizam 12 terminais de importação em funcionamento, com outros 4 já aprovados, e 3 terminais de exportação existentes, 9 aprovados e outros 16 propostos. Ilustra-se, assim, uma transformação de longo prazo prevista para a infraestrutura de GNL nos EUA e que deverá ter alcances globais.

A produção do gás natural oriunda do fraturamento hidráulico nas bacias sedimentares de baixas permeabilidade e porosidade resultou em quase 60% do total produzido nos EUA em 2017, com previsão de aumento na sua participação entre os principais exportadores de GNL, alcançando Catar e Austrália para somarem 60% das exportações de GNL em 2025 (ANDRUS; YERGIN, 2018).

Boa parte de sua produção interna é destinada aos mercados vizinhos do Canadá e México, através dos gasodutos, como visto na Figura 18 abaixo, agora com a possibilidade de expandir sua atuação para os mercados asiático, europeu e sul-americano.

Figura 18 - Importações e exportações de gás natural dos EUA

Fonte: EIA (2018c).

Segundo a EIA (2018d), 3 países somaram 53% do total de GNL exportado pelos EUA em 2017: México (20% - com a geração elétrica como principal destinação, com o agravante do atraso na conclusão do gasoduto entre os países e, portanto, priorizando a importação de GNL), Coreia do Sul (18% - contrato de longo prazo) e China (15% - contrato *spot*), com os 2 países asiáticos atraídos pela vantagem do preço estadunidense atrelado ao Henry Hub em oposição ao preço maior oferecido na Ásia e indexado ao barril de petróleo.

Deparando-se com uma iminente crise econômica mundial em 2008, esta posterior década de prosperidade no setor colaborou para a recuperação gradual do país, inclusive, movimentando outros setores como o tecnológico, manufatureiro e de serviços. O resultado deste investimento contínuo e voltado à competitividade do gás natural em âmbito mundial é traduzido na criação de mais de 2 milhões de empregos (diretos, indiretos e induzidos), geração superior a US\$ 75 bilhões em impostos federais e estaduais e por volta de US\$ 283 bilhões somados ao PIB estadunidense, estimam Andrus e Yergin (2018).

3.2.2 Matriz de transportes

A contribuição do setor de transportes para o PIB estadunidense, em 2015, foi de US\$ 1,03 trilhões (5,61%), no qual o modal ferroviário, voltado para cargas, colaborou com US\$ 44,8 bilhões (0,24%). Essa participação tem sido estável no longo prazo, variando entre 0,2 e 0,3% desde 1997 (USDOT, 2017b). Dentre as *commodities* mais transportadas pela ferrovia em 2015, cinco se destacam nesta ordem na categoria “peso”: gás natural, carvão e coque (reunidos no mesmo critério), cascalho, gasolina, grãos cereais e produtos minerais não-metálicos. Já eletrônicos, veículos motorizados, carga mista (inclui alimentos), maquinário e gasolina compõem as 5 primeiras posições na categoria “valor” (USDOT, 2017c).

O ranking de competitividade do Fórum Econômico Mundial (2014) coloca os EUA como 15º lugar pela qualidade da infraestrutura ferroviária oferecida, com os outros modais em aproximada colocação. Somente em 2015, US\$ 17,4 bilhões foram investidos em vias, estruturas e equipamentos ferroviários (3 vezes mais do que o valor investido em 2000). Esse expressivo montante representa a força de um setor praticamente todo privado, com as ferrovias se beneficiando do fato de haver um forte incentivo ao contínuo investimento das empresas na infraestrutura e no aprimoramento da performance, para permanecerem competitivas e promoverem o devido retorno aos investidores (USDOT, 2017c).

O resultado desta visão de longo prazo refletiu no aumento de 18% da receita tonelada-quilômetro, entre 2000 e 2015, e de 48,4% no tráfego ferroviário Classe I⁹ (2000-2016), ainda que tenha ocorrido a redução no carregamento de carvão, de 878,6 milhões de toneladas (2008) para 491,7 milhões de toneladas (2016) (USDOT, 2017c).

Atualmente, a malha conta com mais de 220.800 km de trilhos, sendo 152.000 km na bitola padrão (1.435 mm) pertencentes à Classe I. As principais concentrações de rotas ferroviárias: portos da costa do Pacífico com Chicago, sul da Califórnia com Texas e Chicago com Nova Iorque (USDOT, 2017a).

O USDOT (2017c) confere ao petróleo 92,2% da energia consumida no setor de transportes, este contribuindo com 27% das emissões totais de CO₂ no país em 2015. Nesse quesito ambiental, o setor de transportes somente perde para a geração elétrica, que contribui com 29% das emissões de GEE. Do total emitido, 8% proveio do transporte ferroviário de cargas, correspondente a 2% da energia consumida pelo setor de transporte como um todo.

O consumo de diesel pelas locomotivas da Classe I é da ordem de 3,7 bilhões de galões (equivalente a 245 mil barris/dia), necessários para alimentar uma frota bastante representativa: entre 2000 e 2015, foram adicionadas 12.327 novas locomotivas, totalizando 26.574 locomotivas com idade média entre 16 e 20 anos, com 1,56 milhões de vagões à disposição (USDOT, 2017c).

Em 2013, foram gastos US\$ 11,6 bilhões com diesel nas locomotivas e terminais, segundo a GNA (2014). O relatório da consultoria indica que, se 1/3 das locomotivas da Classe I fossem substituídas por motores *dual fuel* (diesel e gás natural), seria possível economizar US\$ 2,6 milhões/dia. Se incluída a opção de motorização somente por GNL e considerando que cada locomotiva consome quase 500 toneladas/ano, haveria a adição de aproximadamente 0,45 MTPA do combustível na demanda apenas na região analisada (Grandes Lagos, Golfo do México e ao longo do rio Mississippi), o que poderia dobrar o consumo de GNL no setor de transportes.

⁹ Classificação das empresas atuantes nas ferrovias estadunidenses e que auferem uma receita operacional anual de US\$ 457,91 milhões ou superior em 2015. Atualmente, são 7 empresas que atuam no transporte de cargas: Burlington Northern Santa Fe (BNSF), CSX Transportation, CN/Grand Trunk, Kansas City Southern, Norfolk Southern, Soo Line e Union Pacific (UP).

Adiciona-se que o projeto de inclusão de locomotivas movidas a GNL e GNC foi iniciado em 1983 pela BNSF, seguido pela *Union Pacific*. Apesar do sucesso da tecnologia desenvolvida, a diferença do preço entre o diesel e o gás natural na época não era suficiente para justificar o investimento, porém, atualmente encontra espaço entre as grandes montadoras, empresas da Classe I e Classe II¹⁰, a exemplo da *Florida East Coast Railway*, que implantou a tecnologia em toda a frota e pode mesclar entre queimar apenas diesel ou 80% GNL com 20% diesel (para ignição).

Segundo o Departamento de Transportes dos EUA (2017c), o transporte de cargas segue com predileção pelo modal rodoviário, detentor de 60% do total movimentado por peso e 60,7% do total movimentado em valor de todos os bens, para o ano de 2015. Enquanto os caminhões detêm a maior parcela por valor da carga, tonelagem e tonelagem-quilômetro para 1.200 km ou menos, as ferrovias dominam a faixa entre 1.200 km e 3.200 km para tonelagem e tonelagem-quilômetro, participando com 8,9% na matriz de transportes de cargas. Na projeção realizada para 2045, pelo USDOT (2017c), ambas categorias sofrem uma leve queda em suas respectivas contribuições, com 58,5% para caminhões e 7,5% para trens, juntamente com a hidrovía (4,9% para 4,3%).

Esta redução está ligada à crescente adoção do multimodal, de alcance maior que 3.200 km, tendo contribuído com 18,7% do total movimentado em valor (2015). No período entre 2009 e 2016, a interação junto à ferrovia proporcionou o crescimento mais rápido das modalidades (50,6%), por conta de preços competitivos, aprimoramento das vias e investimento nos terminais e infraestrutura, justificando sua projeção de 7,4% em 2015 para 11,7% na matriz em 2045 (USDOT, 2017c). Na receita obtida pela Classe I das empresas ferroviárias em 2016, 24% dela é proveniente do multimodal, reforçando sua importância no resultado econômico e na otimização da logística.

Ainda entre os modais de transporte, segundo o USDOT (2017c), os gasodutos contribuem massivamente para a capilaridade do gás natural com:

¹⁰ Corresponde às empresas com receita operacional entre US\$ 36,6 milhões e US\$ 457,9 milhões.

- malha de gasodutos de distribuição principais e de serviço: 3,5 milhões de km (2015), conectando 67 milhões de residências, 5 milhões de comércios e 1.900 geradoras de eletricidade, estas responsáveis por 25% da energia elétrica gerada no país;
- malha de gasodutos de transporte e de coleta: 510.280 km (2015).

Majoritariamente privados, porém sujeitos à regulação pública, os gasodutos encarregaram-se de aproximadamente 755 bilhões de metros cúbicos de GN distribuídos em 2016 para plantas de geração elétrica (37,4%), indústria (29%), comércio (11,6%) e calefação residencial (16,3%) (USDOT, 2017c).

O ICF (2018) considera-se um aumento de 45% na oferta de gás natural até 2035 e em conjunto com o Canadá, pautado na melhoria dos fatores de recuperação e das tecnologias aplicadas, com projeções otimistas nas exportações de GNL, na demanda pela geração elétrica, nas vendas ao México pelo gasoduto e no aumento da atividade petroquímica (refino, fertilizantes e metanol). Neste aumento, projeta-se um total de 1,6 bilhão de m³/dia de capacidade adicional aos gasodutos, com uma média de 2.240 km construídos por ano, adicionando 41.600 km até 2035 e ao custo de US\$ 279 bilhões, destinados principalmente às formações de Marcellus, Utica e Permian.

No entanto, incertezas recaem com o anúncio da sobretaxa sobre o aço importado prevista na atual administração, ao invés de atingir o almejado protecionismo no mercado estadunidense, podendo impactar negativamente um dos setores que mais colaborou na sua recuperação no pós-crise econômica de 2008. Isso porque a fabricação de gasodutos e oleodutos depende de aço de qualidade superior àquele encontrado nacionalmente e, portanto, 75% dele seria importado e incorreria em maiores custos à expansão planejada (SNOW, 2018).

Nesse sentido, há uma expectativa de que o ritmo da ampliação da capacidade dos gasodutos não acompanhe o cenário de crescimento do *shale gas* nos EUA. Paralelamente, a exploração do *shale oil* vive forte crescimento e, sem a necessária capacidade de distribuição por oleodutos (117 mil km), a infraestrutura ferroviária surgiu como real e imediata solução capaz de escoar a produção de óleo bruto principalmente da formação do Bakken (Dakota do Norte) e elevando sua participação de menos de 1% (2010) para 14,2% (2016) (USDOT, 2017a).

A PLG Consulting (2015) indica que a presença dos trens foi determinante entre 2012 e 2014, momento em que a diferença entre os preços do barril de petróleo (WTI e Brent)

compensava a inclusão deste modal na logística do óleo bruto oriundo do Bakken. Atualmente, a formação do Permian nos EUA sofre com este problema de escoamento, cenário onde os trens poderiam mitigar este gargalo.

Como visto na Figura 19, em várias situações a ferrovia pôde oferecer uma alternativa mais barata comparada ao Brent trazido por navios ou ao óleo bruto de Bakken distribuído por oleodutos e levados às refinarias.

Figura 19 - Logística do óleo bruto e diferenças no preço do barril (novembro 2013)

Fonte: PLC Consulting (2015).

A AAR (2015) informa que o salto no volume de carregamentos foi marcante: 5.100% entre 2008 e 2014, passando de 9.500 para 493.146, representando 1,6% do total dos carregamentos na Classe I em 2014. Ainda segundo a associação, este volume transportado por trem contabilizou 11% do total de óleo bruto produzido nos EUA (aproximadamente 980.000 barris/dia).

Carlson (2014) adiciona que, na simulação feita para envio de betume entre as regiões de Alberta (Canadá) e da Costa do Golfo (EUA), os custos estimados para envio por oleoduto tendem a ser menores que por ferrovia. Porém, há momentos em que o custo deste transporte fica abaixo dos gasodutos, principalmente se o retorno dos vagões vier acompanhado de condensados de petróleo ou dos diluentes contidos originalmente no betume. Além disso, a ferrovia torna-se vantajosa se considerarmos a questão do tempo para transporte do produto (8 a 15 dias por ferrovia contra 40 a 50 dias por oleoduto).

O pesquisador e a AAR (2015) ainda destacam a flexibilidade geográfica dos trens para servirem diversas regiões dos EUA, onde os produtores podem procurar por margens maiores em múltiplos mercados, ao passo que a rede de oleodutos se restringe aos mercados do Centro-Oeste e da Costa do Golfo. Na questão da agilidade, destaca-se a rapidez na construção de um novo terminal, entre 12 e 18 meses, enquanto que os oleodutos podem levar vários anos, por exemplo, 5 anos para Keystone.

3.2.3 Condicionantes operacionais

Ainda que o cenário vigente nos EUA seja de abundância de gás natural doméstico proveniente da produção em áreas de *shale gas*, a primeira tentativa de implantar um sistema ferroviário, para o fornecimento de GNL nos EUA, nasceu fora deste contexto. O estado do Alasca, localizado ao noroeste da América do Norte, e de onde partiu, em 1969, o primeiro carregamento de GNL exportado via marítima para o Japão, protagonizou esta primeira experiência.

A economia local se baseia na extração de minérios, no turismo e na pesca, mas gira, principalmente, em torno da atividade da exploração do petróleo e do gás natural. O Alasca ocupa, respectivamente, os 5º e 13º lugares na lista de maiores produtores no ranking nacional. A maior parte do gás ali produzido é reinjetada nos poços, para manter a taxa de produção do petróleo, e também voltada à geração elétrica. Já o petróleo, em 2018, apresenta baixos volumes extraídos, comparativamente ao que havia sido registrado no início do ano 2000, uma vez que os campos atingiram maturidade após 40 anos de atividade, embora ainda represente 5% da produção nacional (EIA, 2018e).

A agência de energia estadunidense destaca que o Alasca detém a 3ª posição entre os maiores consumidores de energia per capita dos Estados Unidos, com o gás natural atuando

como protagonista na oferta energética, e como 1º lugar no gasto financeiro total com energia per capita no país. Tal fato demonstra a realidade de várias comunidades rurais que ainda dependem do diesel para alimentar seus geradores elétricos e para calefação.

Por conta do alto preço cobrado no estado, em conjunto com o óleo combustível (responsável por 29,7% do total destinado à calefação em 2016), a população do interior busca, na queima da madeira uma alternativa para obter calor, embora isto incorra na piora da qualidade do ar com a liberação de materiais particulados menores que 2,5 micrômetros de diâmetro. Para amenizar a questão da queima dos combustíveis fósseis para obtenção de energia elétrica (42% do gás natural, 15% dos derivados do petróleo e 10% do carvão em 2016), o Alasca conta com fontes renováveis como a hidráulica (29%), eólica e biomassa (estas somam 4%), porém, provê eletricidade muito acima da média cobrada nos EUA (EIA, 2018e).

Tendo em vista beneficiar residências e comércios com menores custos de calefação e, conseqüentemente, obter uma melhor qualidade do ar, o legislativo local aprovou o Projeto de Energia para o Interior (*Interior Energy Project/IEP*) em 2013, na região central do estado por onde a atuação ocorreria em sua maior cidade, Fairbanks, expandindo para North Pole posteriormente.

Um estudo prévio realizado pela Cardno Entrix (2014) analisou o uso do gás natural nas residências e detectou que apenas 3% delas utilizavam-no como energia primária ou secundária para obter calor, ao passo que 92% optavam pelo óleo combustível. Tal discrepância pode ter relação com a capilaridade da oferta do gás na cidade pela concessionária *Fairbanks Natural Gas*, cobrindo apenas 1.100 residências, restando aos outros moradores a opção mais cara para alimentar fornalhas.

Como agravante, Fairbanks teria até 14 de dezembro de 2014 para atingir os padrões de qualidade do ar determinados pela Agência de Proteção Ambiental (EPA, sigla em inglês) e, portanto, a substituição da madeira utilizada na calefação também foi pauta do projeto, já que é grande contribuinte na liberação de materiais particulados juntamente com o óleo combustível. Na comparação, o gás natural gera menos da metade do volume de poluentes que o óleo combustível e até 0,018% em relação à queima da madeira.

Os efeitos benéficos da troca seriam observados, inclusive, no orçamento das famílias e das empresas, considerando que o gás natural seria ofertado a US\$ 15,00/Mcf, metade do preço do óleo combustível (CARDNO ENTRIX, 2014) e pouco acima dos US\$ 14,10/Mcf da madeira verde. Para viabilizar um maior volume de residentes e empresas dispostos a aceitar a conversão

de seus equipamentos, o IEP previa o financiamento de longo prazo (10 a 20 anos), aliado à economia com o custo do combustível e um tempo razoável para recuperação do investimento.

Em linhas gerais, o projeto pretendia atingir seus objetivos criando uma demanda inicial local para o gás natural, através do transporte do GNL por caminhões e trens às concessionárias, justificando a posterior construção de gasodutos de distribuição. Para isso, envolveria os seguintes *stakeholders*:

- *Alaska Industrial Development and Export Authority (AIDEA)*: autoridade estadual responsável pelo financiamento do projeto;
- *Hilcorp Alaska*: fornecedora do gás natural;
- *Titan Alaska LNG*: responsável por liquefazer o gás natural;
- *Hitachi High-Tech AW Cryo*: provedora dos ISO contêineres
- *Alaska Railroad Corporation (ARRC)*: transportadora dos contêineres de GNL via ferrovia (caminhões seriam contratados para integrar o multimodal);
- *Fairbanks Natural Gas (FNG)*: concessionária responsável pela distribuição do gás natural via gasodutos em Fairbanks;
- *Interior Gas Utility (IGU)*: concessionária responsável pela distribuição do gás natural via gasodutos em North Pole.

Importante observar que a operação da FNG dependia do gás liquefeito trazido, a priori, somente por caminhões, para ser regaseificado em seu terminal. Incorporou-se a ferrovia a partir do pedido de permissão para a Administração Ferroviária Federal (FRA, sigla em inglês), em 14 de novembro de 2014. Com isso, aprovou-se, em 9 de outubro de 2015, a primeira solicitação deste tipo de transporte de GNL no país. Atualmente, 2 caminhões-tanque, de aproximadamente 18 toneladas de GNL cada, abastecem a concessionária FNG diariamente, com planos de aumento para 4 trailers de 23 toneladas cada (MCDOWELL GROUP, 2017).

Com a chegada dos ISO contêineres na cidade de Anchorage, um novo teste iniciou-se em 27 de setembro de 2016. Foram emprestados, pela Hitachi, dois contêineres criogênicos de 40 pés e seguindo a especificação T75 (exigência de paredes fortificadas e estruturas protetivas em torno do tanque). Estes são capazes de levar 26.586 litros (12.495 kg) de GNL.

Assim como no Japão, a segurança foi imperativa e contou com o treinamento dos funcionários da ARRC, bem como junto aos bombeiros, policiais e equipes médicas (ARRC, 2016). Além do treinamento, 11 requerimentos foram estipulados como exigências da FRA

para a licença de 2 anos de operação, incluindo 1 inspeção anual das vias férreas e 4 inspeções anuais das composições, além do relatório mensal das movimentações ocorridas.

O teste conduzido consistiu nas seguintes etapas:

1. Condução dos ISO contêineres por caminhão de Anchorage até as proximidades do Porto MacKenzie (112 km);
2. Abastecimento dos ISO contêineres com GNL pela *Titan Alaska LNG*;
3. Retorno à Anchorage para transbordo da carga do caminhão para o trem;
4. Condução dos ISO contêineres no trem de Anchorage até Fairbanks (560 km);
5. Transbordo da carga do trem para o caminhão em Fairbanks;
6. Condução dos ISO contêineres de caminhão para a FNG (7,2 km);
7. Retorno à Anchorage com os ISO contêineres vazios.

Segundo a análise do McDowell Group (2017), a ARRC teve autorização até o fim de 2017 para trafegar com até 3 trens/semana com o máximo de 12 ISO contêineres cada (12.600 litros de GNL individualmente), passando para 60 ISO contêineres a cada 4 dias ao fim do prazo, porém sem a permissão de sobrepor as cargas. A consultoria adiciona que a demanda de GNL em 2017 é de aproximadamente 18.000 TPA, equivalente a 1.500 ISO contêineres, podendo chegar a 164.000 TPA ou 13.667 ISO contêineres.

Até o fim deste estudo, não houve demais atualizações com relação ao transporte ferroviário de GNL, aguardando que outras etapas do projeto sejam finalizadas, tais como a ampliação da capacidade de liquefação no terminal da *Titan Alaska LNG* e da capacidade de armazenamento na base da FNG. Atualmente, o porto MacKenzie está em adequação para implantação de uma linha férrea e posterior conexão com a malha da ARRC, o que pode reduzir o custo do transporte dos contêineres, inclusive, se a linha for estendida ao terminal de regaseificação da FNG.

Ainda que o estado do Alasca esteja distante da região produtora de *shale gas*, é possível que sua experiência no transporte de gás liquefeito sirva de solução para a falta de capacidade dos gasodutos, atendendo a necessidade de escoamento da produção para o mercado doméstico e internacional, e assim consolidando a posição dos EUA como um dos principais exportadores mundiais de GNL.

3.3 Suécia

3.3.1 Conjuntura Energética

Como observado na Tabela 9, a produção doméstica de energia (em ktoe) proveniente dos biocombustíveis fica atrás apenas da variante nuclear, em razão da gradual substituição da gasolina e com relevante crescimento do biodiesel no setor de transportes desde 2005, enquanto que os combustíveis fósseis compunham em peso a cesta de importações de 2014, época em que os estudos sobre o modal ferroviário para GNL iniciaram-se. Boa parte da energia final consumida nos transportes é proveniente do modal rodoviário (94%) e somente 3% da ferrovia (SEA, 2018).

Tabela 9 - Balanço energético da Suécia em 2014 (em 10³ tep)

	Carvão	Petróleo	Produtos do petróleo	Gás natural	Nuclear	Hidro	Geotérmica, solar etc.	Biocombustíveis
Produção	134	0	0	0	16.907	5.484	981	10.835
Importação	2.011	19.281	7.771	794	0	0	0	645
Consumo energético								
Elettricidade	0	0	2	0	16.907	5.484	970	0
Industrial	699	0	775	340	0	0	0	4.105
Transportes	0	0	6.572	51	0	0	0	936
Residencial	3	0	30	29	0	0	11	946
Comercial Setor público	2	0	354	101	0	0	0	40

Fonte: elaborado pelo autor baseado nos dados da IEA (2018f).

Por conta de seu mix energético menos poluente (66% da eletricidade e 24% da energia consumida nos transportes vêm das renováveis), a Suécia sustenta pouco mais de 1/3 da média de emissões de CO₂ per capita dos países incluídos na análise da IEA, ainda que os combustíveis fósseis simbolizem 30% dentro da oferta total de energia primária. As atividades metalúrgica e siderúrgica correspondem a 54% do uso de combustíveis fósseis no setor industrial, segundo a SEA (2018).

Em relação à demanda por petróleo, o setor de transportes e o petroquímico colocam-se na dianteira; já o gás natural tem a indústria como destino preferencial, enquanto que o carvão é priorizado pelas fornalhas de coque (IEA, 2018f; SEA, 2018).

Diferentemente dos casos analisados em que o metano de origem fóssil é protagonista, este representante escandinavo apresenta rápido ritmo de crescimento nas iniciativas para a popularização do biogás e biometano¹¹ na Europa, mercado dominado pela Alemanha e Itália. Este recurso renovável, no caso sueco, é originário majoritariamente de instalações para digestão anaeróbica de matéria orgânica recente (47%) e também do tratamento do esgoto (35%), tendo como destino a produção de energia elétrica, calor e, principalmente na Suécia, como combustível para o setor de transportes (SEA, 2018). Em 2014, 57% da produção de biogás foi utilizada para alimentar a frota de automóveis suecos (LAMBERT, 2017).

Os planos de longo prazo do país envolvem a substituição total do gás natural por esta fonte mais limpa até 2050, suportados através da ampla capacidade de produção e de toda cadeia de consumo incentivada a acolher esta alternativa ao combustível fóssil. Nesse sentido, juntamente com a Alemanha, a Suécia detém a liderança no que diz respeito às plantas de biometano, com 62 ao fim de 2017 e outras 6 planejadas (GREEN GAS INITIATIVE, 2017); já as plantas de biogás somaram 282 em 2015 (LAMBERT, 2017).

Com uma política pública voltada ao biogás/biometano, não é surpreendente que o gás natural seja coadjuvante neste mix energético: cobre apenas 2% das necessidades nacionais de energia, porém alcança quase 20% em municipalidades onde a rede é bem desenvolvida. Sua utilização primária está restrita às indústrias e às plantas de cogeração, sendo algumas poucas residências como destino final (ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN, 2017).

Petrov et al. (2018) citam os desafios relacionados ao aumento do fornecimento do biogás/biometano e que podem incorrer em maiores custos de produção, por exemplo, a disponibilidade da biomassa, a utilização nas plantas de cogeração e suas adequações para oferecimento na rede, a sustentabilidade dos incentivos fiscais e a distância dos centros produtores aos polos consumidores. Já Lambert (2017) sustenta que a opção mais efetiva para

¹¹ Através do aprimoramento do biogás por absorção, adsorção, filtragem por membrana ou separação criogênica, obtém-se o biometano com mais de 95% de metano em sua composição e em condições de ser injetado na rede de gasodutos e utilizado em automóveis.

lidar com os custos seria utilizar o biogás na origem para obter eletricidade e/ou calor; não havendo demanda suficiente, a conversão para o biometano seria indicada para injeção posterior na rede de gasodutos.

Em se tratando de incentivos, a Suécia concede, por exemplo, isenção de impostos sobre automóveis verdes nos 5 anos iniciais, abatimento de 40% dos impostos se o biogás for utilizado em veículos corporativos, subsídios para investimentos que mitigam a emissão de gases do efeito estufa e regras facilitadas para as aquisições públicas relacionadas ao biogás direcionado para o transporte. Além disso, cada posto de combustível com capacidade acima de 1.500 m³ deve obrigatoriamente oferecer um biocombustível, o que deve colaborar com a expansão da oferta no país (PETROV et al., 2018).

Embora não explicitamente ilustrado na Tabela 9, grande parte do biogás é destinado às plantas de cogeração que produzem calor para aquecimento urbano, inclusive, sendo responsável por 63% do total de energia destinada a este fim. Estas plantas recebem certificados verdes comercializáveis, similares à ideia dos créditos de carbono, ao se conectarem à rede urbana de calefação e fornecerem energia térmica para residências e comércio. Já as plantas de geração elétrica baseadas neste insumo também recebem subsídios na ordem de 30 a 45% sobre o custo do investimento, proporcional ao benefício gerado pela sua construção (PETROV et al., 2018).

A Figura 20 abaixo demonstra a participação inalterada dos biocombustíveis desde 2005 e com grande parcela da eletricidade proveniente das energias hidráulica e nuclear há pelo menos 3 décadas (em torno de 40% cada), com destaque para a contribuição crescente da energia eólica com 10%. A baixa presença do biogás é justificada por sua priorização para a obtenção de calor e como combustível veicular e, portanto, os atuais 7% não devem se alterar no médio prazo para o setor elétrico.

Figura 20 - Geração de eletricidade por fonte energética (Suécia)

Fonte: IEA (2018g).

Do total de energia elétrica produzida em 2014, 19% foi exportada para a vizinha Finlândia, enquanto que uma parte significativa destinou-se ao consumo doméstico das indústrias (30%) e das residências (26%). A indústria de polpa e papel destaca-se como a mais energointensiva do país, consumindo 50% no total do uso final de energia para ano em questão, 40% da eletricidade no total do setor industrial e na qual 90% da biomassa destinada à indústria se encontra (SEA, 2018).

3.3.2 Matriz de transportes

Para o Fórum Econômico Mundial (2014), a Suécia posicionava-se em 19º lugar no ranking internacional de qualidade da infraestrutura ferroviária, enquanto que os outros modais também se localizavam em aproximada posição. Mesmo com uma área equivalente a 5% do Brasil, o país possui uma malha ferroviária igual a 50% do total de ferrovias brasileiras, e que cobre grande parte do seu território.

Em 2013, foram contabilizados 14.127 km; em 2017, o total atingiu 15.568 km (TRAFIK ANALYS, 2018), sendo 14.062 km em bitola padrão (1.435 mm) e dos quais 12.322 km são eletrificados (CIA, 2018), o que resulta em baixos níveis de emissão de CO₂ no setor ferroviário propriamente dito. Ragnar (2014) observa que os numerosos trens elétricos têm vantagem sobre os caminhões movidos a diesel: cerca de 16.000 vezes mais eficientes na emissão de CO₂ por tonelada-quilômetro. A Figura 21 destaca, em vermelho, os trechos eletrificados.

Figura 21 - Malha ferroviária na Suécia

Fonte: Trafikverket (2018).

Segundo a Trafik Analys (2018), foram gastos US\$ 2,36 bilhões, em 2017, com investimentos para ampliação e manutenção da infraestrutura e equipamentos para a ferrovia, isto é, o equivalente a 0,05% do PIB corrente. Para 2017, somaram-se 36.469 km rodados, dos quais 5,3% foram percorridos com diesel, tendo como cargas mais transportadas: minérios, metais, produtos agrícolas, madeira, papel e polpa. O intermodal associado à ferrovia também

desempenhou importante papel na logística, representando 7,5 milhões de toneladas divididas entre contêineres e trailers nos caminhões.

O Estado detém praticamente toda malha ferroviária e, inclusive, as maiores empresas que trabalham no ramo de transporte de passageiros (ex.: SJ AB) e de cargas (ex.: Green Cargo AB). Ainda que haja esta dominância estatal, o processo de liberalização iniciado em 1988 e finalizado em 2010 permitiu o acesso de terceiros às vias férreas suecas (TRAFIK ANALYS, 2014).

Nas rodovias, 550.363 caminhões leves compuseram a frota para cargas, em 2017, tendo aumentado em 29% ao longo da última década; já os pesados, somaram 83.025 unidades e permaneceram em volume constante nos últimos 10 anos. Entre os combustíveis utilizados, o diesel ainda é dominante, seguido da gasolina e, por uma pequena faixa, dos biocombustíveis (TRAFIK ANALYS, 2017).

Com relação aos gasodutos de distribuição, 1.626 km foram computados, em 2013, pela CIA (2018) e, em 2017, a Energimarknadsinspektionen contabilizou quase 3.000 km concentrados no sudoeste do país. Há permissão para injeção do biometano nesta rede, desde dezembro de 2014, após o biogás ser purificado do CO₂ e de outras impurezas, fato que beneficia sua expansão no mercado, uma vez que pode usufruir da infraestrutura existente e reduzir custos atrelados à logística. Outros exemplos de distribuição estão espalhados pelo país através de pequenas redes locais e em Estocolmo.

Em sua capital, a Gasnätet Stockholm administra 500 km para a distribuição do GNL regaseificado e do biogás, além de 40 km dedicados aos postos de abastecimento para ônibus e automóveis. Interessante ressaltar que nenhuma das redes descritas está conectada aos gasodutos de transporte. Das 290 municipalidades suecas, 33 têm acesso ao gás natural que chega via gasoduto de transporte conectado à Dinamarca pela cidade de Dragör, no contrato iniciado em 1985, sendo a única e atual oferta de gás de origem fóssil no país, uma vez que ele não é produzido domesticamente. (ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN, 2017).

A agência sueca ainda destaca os 620 km de gasodutos de transporte pertencentes à concessionária Swedegas, em que poucos grandes usuários estão conectados. A empresa figura como a maior empresa de gás, pertencente à belga Fluxys e à espanhola Enagás, sendo a atual detentora e operadora da rede de gasodutos de transporte, além de responder pela função de operadora de balanço do sistema de gás natural desde 2012.

Com início em 2000 e fim em 1 de julho de 2007, o processo de liberalização abriu o mercado do gás natural para competição, com a escolha da concessionária a cargo do consumidor final, embora a operação do sistema continue um monopólio regulamentado, assim como ocorre no setor elétrico. Desde então, a carga de imposto teve um peso maior no preço final, enquanto que a contribuição do preço do gás e de sua distribuição permaneceram estáveis (ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN, 2017).

3.3.3 Condicionantes operacionais

Do esforço conjunto entre sete operadoras europeias do sistema de transmissão de gás natural nasceu em 2015 o *Green Gas Initiative*, acordo entre empresas europeias para alcançar, já em 2050, uma oferta de gás 100% neutra de CO₂ em 2050. Iniciou-se em 2012 com 3 membros: Gasunie (Holanda), Fluxys (Bélgica) e Energinet.dk (Dinamarca); Swedegas (Suécia) e GRTgaz (França) aliaram-se, em 2013, enquanto que a suíça Gaznat (2014) e a alemã ONTRAS (2015) foram as últimas a se juntar ao grupo. Para atingir o objetivo proposto, o biometano¹² foi lançado como ferramenta primordial, capaz de prover flexibilidade e *backup* no auxílio à intermitência das energias renováveis, estas em franca expansão no mundo.

O total de plantas de biometano entre os 7 integrantes alcançou 355 unidades até 2015, um salto de 50% em relação a 2013, e tem a estimativa de somar outras 313 ao fim de 2020 (GREEN GAS INITIATIVE, 2017). Até a constituição da iniciativa, apenas 3 países (Suíça, França e Holanda) e 2 operadoras (Swedegas e GRTgaz) tinham metas específicas para o desenvolvimento do biometano, segundo a Green Gas Initiative (2015).

O acordo prevê ainda a troca de conhecimento entre os participantes e o comércio facilitado do gás renovável dentro e fora da União Europeia, inclusive, aprimorando o transporte de longa distância de eletricidade, já que o gás pode ser levado com 20 vezes mais eficiência e competitividade. As formas comprimida e liquefeita também colaboram no projeto

¹² Na Lei do Gás Natural sueca, estabelecida em 2005, o termo gás natural abrange o biogás, gases da biomassa, GNL e outros gases, desde que possam utilizar-se da infraestrutura própria do gás natural. Além disso, a lei obriga os proprietários de gasodutos de distribuição a se conectarem a outros da rede, instalações de armazenamento e de gaseificação pertencentes a terceiros e vice-versa, inclusive, proibindo as empresas de concentrarem mais de uma atividade sob sua tutela.

como soluções menos poluentes para, respectivamente, os veículos leves e pesados (caminhões e navios).

Nesse sentido, a Swedegas considerou os seguintes pontos no seu plano de atividades à época:

- Aumentar a injeção de biogás no sistema de transmissão, apoiado por uma estrutura política eficiente, direcionada à produção, distribuição e utilização em larga escala;
- 20% de biogás no sistema de transmissão da Swedegas, em 2020, e 100%, em 2050, sendo o *Power-to-Gas*¹³ e o uso do biometano como combustíveis ferramentas imprescindíveis para alcance da meta;
- Demonstração da planta *Power-to-Gas* em 3 anos;
- Trazer a pequena escala de GNL para a navegação, indústrias fora da rede de gás e setores de transporte para promover a transição do petróleo e carvão para o biometano.

Em novo compromisso, a operadora sueca adicionou a meta de 30% de gás renovável, até 2030, o que pode ajudar na meta nacional de redução do CO₂ nos transportes (70% em 2030), chegando a zero emissões em 2045. No mais, 50% dos resíduos sólidos devem ser recolhidos, em 2018, dos quais no mínimo 40% devem ser biologicamente tratados (GREEN GAS INITIATIVE, 2017).

Em se tratando do atingimento das metas propostas, pode-se dizer que a operadora tem alcançado bons resultados, com aumento de 60% na injeção de biometano, entre 2014 e 2015 (de 306 GWh para 497 GWh, em valor calorífico superior). Já a frota de veículos leves abastecidos com gás natural só perde para a Alemanha, com 46.975 automóveis, em 2015, e com boa representatividade entre ônibus (2.315) e caminhões (812). E, para abastecê-los, o país conta com 155 postos dedicados ao GNC e outros 6 para o GNL (GREEN GAS INITIATIVE, 2016).

Com relação às plantas em estágio de demonstração, duas foram inauguradas, em 2014, prevendo-se uma produção anual de 260 GWh. A GoBiGas, em Gotemburgo, é uma planta de

¹³ Seja convertendo o excesso de eletricidade da renováveis em hidrogênio ou em gás natural sintético (H₂ + CO₂ → CH₄), a eletricidade pode ser reservada na rede de gasodutos ou em armazenamento próprio (GREEN GAS INITIATIVE, 2017).

gaseificação em larga escala, com processamento de resíduos florestais; enquanto que a Jordberga localiza-se em Trelleborg e usa a digestão anaeróbica para substratos agrícolas e resíduos industriais.

Ainda que Gotemburgo tenha anunciado recentemente o encerramento das atividades de GoBiGas por não haver outras fontes de financiamento ou um novo proprietário, a Swedegas tem planos ambiciosos para o recebimento, armazenamento e distribuição de gás natural liquefeito através do novo terminal de importação em seu porto, previsto para 2018. Outro terminal nos mesmos moldes foi anunciado no porto de Oxelösund para 2020.

O porto de Gotemburgo é considerado o maior da região nórdica, concentrando quase 30% do comércio exterior sueco, e o maior hub para *bunker*¹⁴ da Escandinávia (1,5 milhão de tonelada de petróleo abastecidos). Entre as principais exportações estão: aço, veículos e produtos da indústria florestal, tais como a polpa, papel e madeira. Já, entre as importações, encontram-se vestuário, móveis e eletrônicos (SWEDEGAS, 2016).

Projetado para a pequena escala, o terminal de GNL em Gotemburgo poderá cumprir diversas funções, desde regaseificar o GNL importado e injetar na rede mais próxima (3 km) até armazenar este gás importado recebido, além de desenvolver continuamente o papel de *bunker*. Enquanto ocorre o carregamento ou descarregamento da embarcação, a estrutura portuária está preparada para abastecer GNL simultaneamente e otimizar a operação. Pelo princípio do *Open Terminal*, o comprador tem a liberdade de optar pelo fornecedor do GNL e que chegará via trailer ou contêiner para abastecer as embarcações por meio de um gasoduto criogênico de 450 m (SWEDEGAS, 2018).

Segundo a Swedegas (2016), o terminal em Gotemburgo prevê a utilização de caminhões para abastecer regiões próximas, como o sul da Suécia, onde se localiza a fabricante de caminhões Scania. Também administrado pela GO4LNG, o modal beneficia-se da conexão do porto às rodovias para abastecer centros consumidores, estimando a circulação de até 7.000 caminhões/ano, com capacidade média de 50 m³ (o limite é de 80 m³).

¹⁴ Palavra usualmente utilizada no setor de petróleo e gás para abastecimento de combustível

Importante salientar que a ferrovia chegará ao terminal em uma próxima etapa para permitir a integração facilitada no recebimento ou envio do gás, com a administração do terminal ferroviário a cargo da GO4LNG. O aproveitamento da extensão da malha ferroviária visa atender a demanda crescente por gás, espelhando o caminho percorrido pelo petróleo e GLP até o Norte e região central do país, com possibilidade de suprir setores como a mineração e a petroquímica. Existe a previsão de carregamento de até 1.850 vagões criogênicos/ano, capazes de transportar 110 m³ de GNL cada (SWEDEGAS, 2016).

Segundo Ragnar (2014), outro possível mercado encontra-se em Sandviken (região central mais ao leste), onde a siderúrgica Sandvik está instalada. São consumidos 362 GWh/ano de combustível para produção de calor, chegando a 500 GWh/ano se a eletricidade tiver o preço aumentado. Este volume corresponde à faixa de 1.000 a 1.400 m³ de GNL/semana, equivalente a 9 a 13 vagões criogênicos semanais ou de 5 a 6 unidades quinzenais.

O movimento reverso também valerá para abastecer localidades fora da rede de gasodutos com o GNL transportado pelos mesmos modais. Com isso, a empresa espera estender o alcance do biogás liquefeito (BGL) para demais regiões com a ajuda da infraestrutura já existente para o gás natural. Em 2012, inaugurou-se a primeira unidade de produção de BGL na Suécia, em Lidköping, com capacidade para 60 GWh/ano (RAGNAR, 2014).

Em outro estudo realizado por Skenkvist et al. (2011), analisou-se a possibilidade de transportar GNL e BGL para as regiões Central e Setentrional, com o intuito de promover a substituição dos derivados do petróleo nas indústrias energointensivas e no transporte de cargas pesadas a partir da distribuição por caminhão e trem. À época da análise (2011), o BGL tinha um custo de produção elevado comparativamente ao GNL, por conta do pequeno volume produzido, porém já havia estimativas do crescimento de sua demanda, contando com o GNL como *backup* para garantia do suprimento. Neste caso, a provisão do GNL ficaria a cargo das empresas AGA Gas, Gasnor e Nordic LNG.

A conclusão dos autores indica que os caminhões teriam viabilidade econômica se permanecessem no raio de 48 a 56 km a partir de suas bases (Gävle, Sundsvall, Luleå e Umeå), tendo os terminais de importação Nynäshamn e Fredrikstad (Noruega), bem como os terminais planejados em Lysekil e Gotemburgo (Suécia), para prover o GNL e BGL necessário. Haveria o potencial de economia de 6,8 TWh/ano entre as indústrias com alto consumo de energia e de 10 TWh/ano para a substituição do diesel no transporte pesado. Com relação à opção pelos trens, apenas é citada a existência da conexão férrea com as bases, o que poderia trazer a

integração dos modais rodoviário e ferroviário, porém sem demais detalhes sobre sua viabilidade.

Para viabilizar o transporte ferroviário de GNL na Suécia, Ragnar (2014) compôs uma detalhada pesquisa sobre os potenciais clientes industriais que teriam interesse em utilizar GNL em suas operações. A indústria de produtos florestais, ainda que seja a mais energointensiva, detém 90% da biomassa do país e, portanto, não justificaria sua troca por uma alternativa mais poluente. Além dos setores supracitados pela Swedegas, o autor relaciona outras atividades, tais como: prensas de lâminas de alumínio, matéria-prima para a indústria química e em alguns tipos de fornalhas que antecedem a etapa de derretimento de metais.

O autor traz inúmeras contribuições no que diz respeito à implantação do modal ferroviário, baseadas em sua visita técnica realizada no Japão e onde a Japex tem a expertise da operação.

Para o cliente final, sugere-se possuir certa capacidade de armazenamento e, de preferência, a menor possível para minimizar o custo. Por outro lado, manter o estoque em quantidade limitada torna-o vulnerável às variabilidades do fornecedor, devendo solicitar novas remessas em intervalos regulares e não diariamente, em prol da viabilidade econômica. O próprio contêiner pode ser mantido nas instalações do cliente, como oferecido pela empresa norueguesa Liquiline, cujo tamanho pode variar entre 20 e 40 pés (o autor propõe a utilização de 2 contêineres de 30 pés e com capacidade de 20 toneladas de GNL cada).

No comparativo entre vagões criogênicos e ISO contêineres, conclui-se que a última opção é apropriada para o início do fornecimento, quando ainda se avalia a demanda e o volume é de pequena escala. Já o vagão tende a ser a primeira opção para longas distâncias e clientes com um volume maior de consumo.

Nesse sentido, o autor apresenta opções, como a Green Cargo e a Kiruna Wagon, como provedoras de vagões próprios para o transporte de contêineres. Enquanto que a VTG (em conjunto com a Chart Ferox) produz vagões criogênicos com capacidade de 112 m³ de GNL, correspondentes a 2,5 caminhões. Considerando que a composição (locomotiva + vagões) não pode ultrapassar o limite estabelecido de 630 m, seria possível carregar 24 vagões da VTG, equivalentes a 2.700 m³ ou 1.050 toneladas de GNL por trem.

Ragnar (2014) adiciona a questão do custo envolvendo composições de carga única ou mista, conforme o tamanho do volume solicitado. Na simulação do transporte entre

Gotemburgo e Borlänge (460 km), o frete para um vagão seria de aproximadamente US\$ 850 considerando o caminho de ida e volta. Já para o aluguel de vagões criogênicos pela VTG, o custo diário seria de aproximadamente US\$ 230 para o contrato anual, enquanto que a Kiruna Wagon disponibilizaria o vagão (sem o contêiner) por cerca de US\$ 50. Somente o aluguel do contêiner ficaria na faixa de US\$ 250 pela Liquiline.

No que tange à segurança nos procedimentos de transferência do metano entre o terminal, os trens e o cliente final, o autor recomenda a técnica da empresa sueca ManTek, cuja tecnologia de anti-gotejamento aplicada no abastecimento de grandes navios deveria ser padrão também para os vagões. Por conta disso, em termos regulatórios, o transportador necessita de uma licença e um certificado de segurança emitidos pela Agência Sueca de Transporte (Transportstyrelsen). Se o transportador não tem a rotina de levar substâncias perigosas, deve preencher os requisitos educativos solicitados pela Agência Sueca de Contingências Civis.

Considera-se precoce uma avaliação sobre a atuação do modal ferroviário nesta etapa do projeto de Gotemburgo, porém é possível enumerar alguns dos possíveis protagonistas desta fase atual (a confirmar):

- AGA Gas, Gasnor e Nordic LNG: fornecedoras do gás natural liquefeito;
- Swedegas: responsável pela gestão do terminal de importação;
- GO4LNG: gestora das atividades dos terminais ferroviário e rodoviário;
- Liquiline: fabricante dos ISO contêineres;
- Kiruna Wagon: fabricante dos vagões para ISO contêineres;
- VTG (em conjunto com a Chart Ferox): fabricante dos vagões criogênicos;
- Green Cargo: uma das concessionárias da ferrovia.

Sob estes aspectos, a conclusão do terminal de importação de GNL em Gotemburgo figura como uma grande aposta da Suécia para a promoção do biogás/biometano, na certeza que este combustível verde integrará seu mix energético em maior volume e em forte integração com as energias renováveis.

4. DIRECIONAMENTOS PARA O CENÁRIO BRASILEIRO

Neste capítulo, a aplicabilidade do transporte ferroviário de GNL é discutida dentro da perspectiva do Brasil, e tendo o *benchmarking*¹⁵ com os estudos de caso internacionais anteriormente descritos e como serão destacados: a pertinência da estratégia proposta; as condições do sistema ferroviário nacional para abraçar um tal novo desafio; bem como algumas reflexões sobre condições mínimas para o seu funcionamento adequado.

O tema tratado nesta dissertação ainda não é pauta de discussão no Brasil, sendo o artigo de Liaw (2015) uma das únicas referências encontrada na literatura e que propõem o início deste debate. Dito isso, é importante salientar que o presente capítulo não se propõe a ser taxativo na determinação de respostas às inúmeras questões que ainda podem ser formuladas em relação ao tema para o cenário brasileiro. O capítulo propõe-se a delimitar o problema e ser indicativo em respeito a pontos positivos e negativos particulares dentro do contexto brasileiro, assim como foi feito no Capítulo 3. Serão apresentadas as seguintes dimensões selecionadas:

- Balanço entre oferta e demanda energética nacional, com especial atenção ao gás natural e às condições de suprimento e consumo em pequenas escalas, firmes e previsíveis de gás natural para atrair o investidor;
- Matriz de transportes operante no país com foco no multimodal integrado à ferrovia. Há que se identificar como a malha ferroviária conjuga com os demais modais de forma a otimizar a entrega ao consumidor final, bem como avaliar as tecnologias existentes para a logística;
- Condicionantes operacionais e a formação do arcabouço técnico, bem como o ambiente regulatório que permitirá o correto funcionamento da atividade.

Cabe ressaltar que, enquanto olhar específico para o Brasil, contatos com a empresa de logística e operadora de contêineres, Brado Logística, permitiu uma colaboração deveras relevante para o desenvolvimento do tema e esclarecimento de dúvidas. No entanto, devido à premência do encerramento da pesquisa, não foi possível agregar um estudo de caso nacional formal e cientificamente estruturado. Evitou-se trazer tempestivamente para o texto dados que

¹⁵ Consiste na busca pelas melhores práticas em determinada indústria e na posterior comparação com o referido processo/produto/serviço em análise.

pudessem confirmar a viabilidade econômica de um caso particular. Para isso, teria sido necessário um adequado ordenamento de custos, que ficou prejudicado pela insuficiência de dados primários e secundários para a análise.

4.1 Conjuntura energética

Compondo 43,2% da oferta interna de energia em 2017, as fontes renováveis de energia têm um elevado papel (caso excepcional no mundo) no mix energético nacional, como visto na Tabela 10. Essas fontes contribuem em diversos setores, tais como: industrial (58%), transportes (20%) e residencial (63%). Destaque para a participação da energia eólica que saltou de 663 GWh (2007) para 42.373 GWh (2017) gerados, posicionando-se atrás apenas da geração fotovoltaica em relação ao crescimento 2016/2017 (26,5% contra 875,6%) (EPE, 2018).

Tabela 10 - Balanço energético do Brasil em 2017 (em 10³ tep)

	Carvão mineral¹⁶	Petróleo	Derivados do petróleo	Gás natural	Produtos da cana¹⁷	Hidro e Eletricidade	Outros	Total
Produção	1.930	135.907	0	39.810	51.083	31.898	42.412	303.039
Importação + Exportação	5.840	- 46.391	16.805	9.434	246	3.125	16.827	5.887
Consumo energético								
Eletricidade	0	0	4.791	6.542	11.926	2.541	210	26.011
Industrial	11.335	0	10.861	9.635	18.552	17.055	19.048	86.486
Transportes	0	0	63.539	1.734	13.848	177	0	84.534
Agropecuário	0	0	4.845	0	9	2.470	3.145	10.469
Residencial	0	0	6.608	379	0	11.517	6.468	24.972
Comercial ¹⁸	0	0	694	135	0	11.477	174	12.480

Fonte: elaborado pelo autor baseado nos dados da EPE (2018).

Todavia, ainda que elas representem boa parte da oferta interna de energia no país, cabe ressaltar que os combustíveis fósseis suprem 56,8% deste total, mantendo em 55% a média constatada no mesmo período de crescimento da energia eólica. Os atuais 36,2% provenientes do petróleo e seus derivados permaneceram praticamente inalterados desde 2008, evidenciando uma mudança nos paradigmas das políticas energéticas e mais voltadas à utilização do gás

¹⁶ Inclui coque.

¹⁷ Inclui etanol.

¹⁸ Inclui setor público.

natural. Tal convergência para uma matriz menos poluente, ainda que se mantenham patamares de uma década atrás, fortalecem a necessidade de alçar o gás natural como elemento transitório para as renováveis ou firmar-se como protagonista dentro de uma matriz voltada a estas.

Entre as atividades com maior emissão de CO₂ está o setor de transportes, com 45,8% do total emitido em 2017, no qual o modal rodoviário protagoniza com a maior parcela emitida entre os meios de transporte, graças aos derivados do petróleo (com destaque ao óleo diesel e à gasolina) consumidos em forte ritmo de expansão. Entre 2000 e 2010, o aumento no consumo final somente neste setor chegou a 35%, tendo a taxa alcançado 23,6% entre 2010 e 2017 (EPE, 2018).

O carvão mineral segue em declínio na produção desde o começo de 2000, especialmente aquele direcionado para a produção de eletricidade, devido ao crescente uso do gás natural como fonte energética para as termelétricas e resultando na redução do volume importado. Já o coque utilizado em altos-fornos siderúrgicos manteve sua presença no consumo de energia nas indústrias, com 8,4% de aumento em relação a 2016 (EPE, 2018).

Em geral, o consumo de energia entre 2015 e 2017 sofreu poucas alterações em decorrência do baixo crescimento econômico, baixa oferta de empregos e fraco desempenho da produção industrial, com ligeira recuperação em 2016, ainda que a oferta interna de energia deste ano tenha diminuído com relação a 2015. Apesar da relevante contribuição da agropecuária no PIB brasileiro (elevação de 13% em relação a 2016), apenas 4% da energia consumida em 2017 foi oriunda deste setor, ao passo que a produção industrial e o transporte de carga/passageiros respondem juntos por 65,8% do total de energia consumida (EPE, 2018).

O relatório da EPE (2018) revela que estes dois setores foram responsáveis pelo aumento no consumo energético em 2017: o industrial expandiu sua demanda em 2,6%, com participação do bagaço da cana destinado à produção de açúcar, da lixívia para a produção de papel e celulose, além do supracitado coque na siderurgia; no caso dos transportes, 2,3% do crescimento vieram do aumento no consumo de diesel e da gasolina. Segundo a ANP (2018b), houve uma piora no déficit externo entre 2016 e 2017, principalmente para a gasolina e o diesel, os quais tiveram suas importações aumentadas em torno de 53% e 63%, respectivamente, incluindo o agravamento nos níveis do etanol, da nafta e dos solventes em menor escala.

Nesse sentido, a maior participação do gás natural no mix energético brasileiro pode mitigar tamanha dependência da importação do diesel e da gasolina, uma vez que atua como substituto direto e tem um potencial crescente na produção doméstica proveniente do pré-sal e

do gás de folhelho. Este último, ainda pouco explorado no Brasil, foi imprescindível para a formação atual do mercado estadunidense de GN pelo *shale gas* e beneficiado pelo ambiente favorável para sua expansão (embasamento legal e regulatório, infraestrutura e qualidade técnica disponíveis e rapidez na estruturação de políticas públicas, entre outros).

A seguir, a Figura 22 ilustra o Brasil assumindo sua faceta hidrotérmica (65,2% hidráulica e 27,8% térmica em 2017) na produção de eletricidade ao longo de quase duas décadas e, em meio aos intermitentes despachos das UTE movidas majoritariamente a gás natural (37,7% do total em 2017), sua matriz energética também figura uma histórica participação das renováveis na oferta primária de energia, principalmente a biomassa da cana e com presença crescente das energias solar e eólica (EPE, 2018).

Figura 22 - Geração de eletricidade por fonte energética (Brasil)

Fonte: IEA (2018a).

Na mesma figura, nota-se a queda na participação da geração hidráulica, concomitantemente à ascensão de outras renováveis (biocombustíveis e resíduos, eólica e solar), bem como o crescimento da contribuição do gás natural. Este último tem perdido vigor por conta da regularização dos níveis hídricos, se transformando em *backup* para as demais

fontes. Ou seja, sem garantias de operações firmes requeridas para justificar a construção de gasodutos. Neste caso, os gasodutos têm dificuldades para suprir demandas, geograficamente dispersas no setor industrial e aquelas sem perfil de consumo firme (consumidores-âncora), como as termelétricas muito flexíveis.

Os resultados de 2017, exibidos anteriormente na Tabela 10, foram particularmente interessantes para o gás natural em relação a 2016, obtendo um crescimento de 6,7% na sua oferta (12,9% da oferta interna total de energia) e de 1,3% no consumo final de energia por fonte. Tal comportamento reflete um aumento na demanda do setor de transportes (8,9%) e residencial (6,3%), bem como na geração elétrica (16,1%) (EPE, 2018).

Em comparação a 2015, nota-se que a produção de petróleo e gás natural cresceram, respectivamente, 7,7% e 14,1% graças à exploração lograda dos recursos do pré-sal. Em 2017, as reservas totais de gás natural somaram 608 bilhões de m³, majoritariamente provenientes do *offshore*, enquanto que as reservas provadas totalizaram 369 bilhões de m³ (ANP, 2018c).

Atualmente, o destaque da produção é o campo de Lula, localizado na Bacia de Santos (responsável por mais de 50% da produção de GN do pré-sal), contribuindo com 37,4 MM m³/dia dentre os 60 MM m³/dia oriundos apenas da camada de pré-sal, de acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - maio/2018. A produção de gás natural atingiu seu pico em julho e outubro com 115 MMm³/dia, sendo 86% proveniente do gás associado ao petróleo, tendo os estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo como os maiores produtores nacionais (ANP, 2018a).

A questão do GN importado traz à tona a preocupação com a segurança energética nacional, dado que 36,1% da oferta de GN em 2017 proveio da Bolívia pelo gasoduto, hoje abaixo do limite de capacidade dos contratos, e também pelos navios-tanque através dos 3 terminais de importação de GNL (Rio de Janeiro, Bahia e Ceará), atualmente com elevadas taxas de ociosidade. A Figura 23 ilustra a alteração percentual na importação e produção nacionais de gás natural nos últimos 4 anos:

Figura 23 - Alteração percentual na importação e produção nacional de gás natural no Brasil

Fonte: Bloomberg (2018).

Em 2008, o gás importado representava 57,5% da oferta nacional, tendo reduzido drasticamente a importação por conta do crescimento da produção nacional em 86% neste período de quase uma década (DEPG, 2018). A similaridade com o Japão emerge ao compararmos a relação entre o gás importado e a oferta doméstica, porém o caso japonês configura-se de maior gravidade por conta da representatividade do GNL em sua matriz, principalmente associado à geração elétrica, tornando-o mais vulnerável às intempéries do mercado global do gás liquefeito.

Portanto, reforça-se a ideia da necessidade de estimular a oferta interna de fontes *onshore* e *offshore* para dirimir os riscos atrelados à dependência externa pelo combustível fóssil, uma vez que o país fica sujeito às volatilidades associadas ao preço do GNL no mercado internacional, porém, ainda resta como alternativa para garantir o fornecimento de GN para o Brasil. Importante salientar que parte do contrato de importação pelo Gasbol tem vencimento para 2019 e, portanto, abre-se uma oportunidade para atendimento da demanda local pela exploração doméstica de gás natural associado ao petróleo.

Neste caso, os crescentes excedentes do gás boliviano poderiam encontrar novos mercados em outras regiões, onde o multimodal pode auxiliar no transporte para localidades não atendidas pelo gasoduto. Nesse sentido, o gás boliviano poderia continuar por mais tempo em sua função histórica de criar e consolidar bases de demanda, que poderão ancorar a expansão da produção do GN no Brasil por muitos anos.

No entanto, os desafios para a sua exploração vão desde detalhes técnicos a questões econômicas como, por exemplo, o acesso a um mercado de gás natural que absorva os grandes volumes previstos na produção e cuja demanda seja firme para justificar os investimentos no aproveitamento comercial do gás. Colomer et al. (2017) elencam que, além das dificuldades técnicas (os altos níveis de contaminação de CO₂ e a grande distância da costa que implicam em maiores custos), há outras barreiras a serem superadas no que diz respeito ao acesso de novas empresas ao mercado brasileiro de gás natural:

- Predomínio da Petrobras na oferta do gás: o controle da empresa sobre a cadeia do gás natural, mesmo após sua política de desinvestimento em ativos por conta de recentes resultados insatisfatórios e atual foco na etapa de exploração, permanece com grande influência pois quase a totalidade das empresas atuantes no ramo produtor (49 no total) vendem sua produção para a Petrobras na boca do poço. Mesmo com a quebra do monopólio da empresa através da Lei do Petróleo de 1997, a concentração da infraestrutura de escoamento, tratamento, transporte e de parte da distribuição mantém-se sob seu domínio, prejudicando o acesso de terceiros ao mercado de GN;
- Mercado elétrico: enquanto a geração termelétrica permanecer como complementar à hidroeletricidade e não figurar na base da curva de carga, mantendo a característica da flexibilidade no despacho, torna-se desafiador destinar grandes volumes de investimento para um consumo irregular de GN;
- Garantia do suprimento: existe a dificuldade em garantir uma oferta estável de GN por empresas independentes, no que diz respeito à inexistência de um mercado secundário de GN e tão pouco de infraestruturas de estocagem, dada a volatilidade da produção do campo de gás por questões técnicas e geológicas.

Os autores enumeram algumas alternativas para suplantam estas barreiras, tais como: o uso do GN para produção de energia elétrica na boca do poço na própria plataforma (*Gas-to-Wire*), a produção de GNL em embarcações e a conversão do gás em combustíveis líquidos por meio de plantas *Gas-to-Liquids* embarcadas. No entanto, tais tecnologias ainda são passíveis de amadurecimento e seriam aplicáveis em um futuro próximo para a monetização do GN do pré-sal, cuja produção pode alcançar 85% do total de 121 MMm³/dia previstos para 2024.

4.2 Matriz de transportes

O Brasil sustenta a 76ª posição (entre 144 nações) na categoria Infraestrutura Geral do ranking de competitividade do Fórum Econômico Mundial (2014), trazendo à tona os problemas relacionados, principalmente, à qualidade dos transportes. Enquanto a infraestrutura ferroviária figura na 95ª posição, a aeroviária detém o 113º lugar, seguido de um empate entre a rodoviária e a portuária, ambas em 122ª colocação. Estar nas últimas posições denota uma preocupante situação para a matriz de transportes nacional, dependente prioritariamente do modal rodoviário para o transporte de cargas (61,1%), de acordo com a CNT (2018a).

Não só o Brasil é demasiadamente dependente de rodovias, mas conta também com um sistema rodoviário ineficiente e de alto custo. A confederação trouxe uma fotografia em sua pesquisa sobre as condições da amostra de 105.814 km das rodovias brasileiras, em 2017. Constatou que 61,8% estão classificadas como regular, ruim ou péssima, índice superior aos 58,2% de 2016.

Por conta das más condições encontradas, calcula-se um desperdício de diesel na ordem de 807,2 milhões de litros para o modal rodoviário (responsável por 97% do consumo total no setor de transportes), resultando uma perda financeira equivalente a R\$ 2,46 bilhões.

Na tentativa de dirimir os problemas relacionados à falta de investimentos, notoriamente destacada a partir de 2011, estima-se que seriam necessários R\$ 293,8 bilhões, valor muito além do orçamento atual do Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil (R\$ 21,5 bilhões) (CNT, 2017). Vale lembrar que o investimento público em transportes foi de apenas 0,16% do PIB em 2017, enquanto que, Rússia, Índia e Coreia do Sul investem 3,7% do PIB, em média.

Assim, como já foi parcialmente discutido no Capítulo 2, a opção pelo modal rodoviário, indicado para curtas distâncias e para produtos de alto valor agregado, iniciou-se no pós 2ª Guerra Mundial e cresceu com a instalação das montadoras multinacionais de automóveis em solo brasileiro, corroboradas pela disponibilidade de aço produzido pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e pelo petróleo da recém-inaugurada Petrobras.

Posteriormente, dentro das prioridades do Plano de Metas de Juscelino Kubistchek, encontravam-se a indústria e o transporte, o que trouxe mais ênfase às rodovias em detrimento das ferrovias. Estas compuseram o cerne do setor de transportes na época do Império, sempre nas mãos de investidores privados, e em troca da garantia de juros (5% sobre o capital investido) e isenção fiscal sobre importados. Em meados do século XIX, estimulou-se a expansão da

malha ferroviária para acompanhar o desenvolver do ciclo do café. Porém, uma vez encerrado este próspero ciclo econômico (década de 1930), as ferrovias caíram em desuso, sendo reincorporadas à gestão pública em situação deficitária. Na década de 1990, deu-se início à era das privatizações das ferrovias, sendo concluído em 1999.

Em 2018, o Brasil conta com 12 concessionárias privadas que operam em 29.165 km (a malha rodoviária possui 1.735.607 km e a aquaviária, 19.464 km de vias economicamente navegadas). Na Figura 24, observamos o atual desenho da malha ferroviária:

Figura 24 - Malha ferroviária brasileira

Fonte: ANTF (2018).

Na Tabela 11, encontram-se as operadoras discriminadas pela diferença das bitolas (distância entre os trilhos) e pela extensão de suas concessões. Nota-se que a variedade de bitolas é um agravante para a integração da malha ferroviária, uma vez que os custos de transbordo (transferência de carga entre meios de transporte) são bastante onerosos para a competitividade da ferrovia.

Tabela 11 - Extensão das linhas principais e ramais por concessionária segundo bitola (em 2015)

Operadoras Reguladas pela ANTT	Origem	Bitola			Total (km)
		1,6 m	1 m	Mista	
ALLMN - América Latina Logística Malha Norte	-	735	-	-	735
ALLMO - América Latina Logística Malha Oeste	RFFSA	-	1.953	-	1.953
ALLMP - América Latina Logística Malha Paulista	RFFSA	1.533	305	269	2.107
ALLMS - América Latina Logística Malha Sul	RFFSA	-	7.223	-	7.223
EFC - Estrada de Ferro Carajás	-	997	-	-	997
EFVM - Estrada de Ferro Vitória a Minas	-	-	888	-	888
FCA - Ferrovia Centro-Atlântica	RFFSA	-	7.085	130	7.215
FNS S/A -Ferrovia Norte-Sul TRAMO NORTE (VALEC-Subconcessão)	-	745	-	-	745
FERROESTE - Estrada de Ferro Paraná Oeste	-	-	248	-	248
FTC - Ferrovia Tereza Cristina	RFFSA	-	163	-	163
MRS - MRS Logística	RFFSA	1.708	-	91	1.799
FTL S/A - Ferrovia Transnordestina Logística	RFFSA	-	4.257	20	4.277
VALEC/Subconcessão: Ferrovia Norte-Sul TRAMO CENTRAL	-	815	-	-	815
Subtotal	-	6.533	22.122	510	29.165

Fonte: CNT (2018).

A VALEC figura como braço federal na construção de ferrovias, a exemplo das Ferrovia Norte-Sul (FNS), a Ferrovia de Integração Oeste-Leste (FIOL) e a Ferrovia Transcontinental. Prioritariamente destinada ao transporte de cargas e responsável por 20,7% do total movimentado em 2017 (CNT, 2018), a movimentação de passageiros se restringe aos trajetos da Estrada de Ferro Carajás (EFC) e da Estrada de Ferro Vitória-Minas (EFVM).

Apesar da constatação de que os investimentos das concessionárias dobraram, de 2010 para 2015, e alcançaram R\$ 6,5 bilhões, a CNT (2017) observa que, de forma geral, os valores públicos e privados restringiram-se ao término de obras já há muito em andamento ou a pequenas ações de manutenção de vias. Dentre as perspectivas de expansão da malha ferroviária, após anúncios em 2012 do Programa de Investimentos em Logística (PIL) e do atual Plano Nacional de Logística (2018), o governo Federal tem procurado incentivar investimentos e, para tal, adota instrumentos de atração de capital, tal como a antecipação da renovação de

contratos de concessão por mais 25 anos e com pelo menos 5 concessionárias (Rumo, MRS, Carajás, Vitória-Minas e Centro-Atlântica), esperando atrair um volume somado de investimentos de R\$ 25 bilhões para os próximos anos.

Estas 5 operadoras concentram, como suas cargas, as duas *commodities* mais transportadas na ferrovia brasileira e também as mais exportadas, isto é: o minério de ferro e a soja. Entre 2006 e 2016, o minério de ferro ocupou de 72 a 79% do total de cargas transportadas (em peso), ao passo que a soja (incluindo o farelo de soja) participou com 5 a 6% no mesmo período. Em outras palavras, de 77% a 85% da carga ferroviária transportada visou escoar matérias-primas, em estado bruto ou semimanufaturados, para portos exportadores costeiros. Outros produtos agrícolas ganham cada vez mais espaço nos vagões na medida em que a produtividade cresce, como é o caso do açúcar e do milho.

Nesse sentido, a ferrovia deve ser percebida como indutora do crescimento, ao tornar o custo do transporte de cargas primárias e volumosas mais plausível em grandes distâncias. Com isso, estimula-se o desenvolvimento no caminho à interiorização do território brasileiro, com abertura de novas fronteiras produtivas. A expansão da malha permite otimizar a integração entre as 5 regiões geográficas através da conjugação com outros modais, tais como o rodoviário e o aquaviário.

A multimodalidade já permitiu que a ferrovia tivesse papel relevante no transporte de bens energéticos no Brasil. Fundamentalmente, transportava-se derivados de petróleo das refinarias nacionais, ou terminais de importação, localizados em zonas costeiras, para o interior do país.

Nesta mesma multimodalidade se encontra uma alternativa para diversificação do mix energético no país, com a entrega de GNL para regiões geograficamente distantes das áreas produtoras e que não têm acesso às redes de gasodutos, por razões físicas e/ou econômicas. Nesse sentido, as oportunidades que se apresentam são similares, porém em escala quase continental daquilo que se observou nos estudos de caso apresentados no Capítulo 3.

No que diz respeito à malha de dutos para transporte do GN, a Figura 25 demonstra a concentração dessa infraestrutura ao longo da costa brasileira, atendendo, principalmente, as capitais e alguns trechos isolados (somando 9.409 km), cujas justificativas de existência necessitam ser encontradas em eventos históricos específicos, sobre os quais não se necessita detalhar no momento, mas que são experiências únicas e não representantes de qualquer tendência maior (Urucu-Coari-Manaus, Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre Trecho 1).

Figura 25 - Malha de gasodutos no Brasil

Fonte: MTPA (2018).

Na Figura 26, a malha ferroviária (atual e planejada) foi propositadamente sobreposta à rede de gasodutos de transporte para evidenciar a oportunidade de levar o GNL para outras regiões do país não atendidas pelos dutos. Supõem-se que as malhas dutoviária e ferroviária tendem a expandir-se e encontrar maiores pontos de interiorização. Alguns desses cruzamentos podem tornar-se excelentes novos hubs, tanto como novos pontos de concentração de atividades agroindustriais, com abundante suprimento de energia, GNL e logística ferroviária para escoamento de seus produtos. Como hub de liquefação e compressão do GN disponibilizado via duto, para posterior extensão do alcance desse gás através da logística multimodal, essa se apresenta potencialmente como a estratégia mais sustentável e economicamente viável de interiorização do acesso ao GN em um país gigante como o nosso.

Figura 26 - Cruzamento das malhas ferroviária e de gasodutos de transporte (atual e planejada)

Fonte: elaborado pelo autor com base nos dados da EPE, IBGE e DNIT.

A expansão dutoviária tornou-se um obstáculo nas mãos da Petrobras, em atual fase de desinvestimento de ativos, além do fato de exigir um elevado capital e um longo tempo de execução para volumosas demandas, as quais não foram devidamente detectadas ou estimuladas para justificar o investimento. No PEMAT 2022 (Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário), até então o principal norteador no crescimento da rede, não há decisões concretas de expansão.

Para a devida expansão, há de se repensar os modelos atualmente adotados no Brasil. Taioli, Moutinho dos Santos e Colin (2008) propuseram revisões do conceito em respeito à logística do etanol e este modelo pode colaborar com os estudos relativos à movimentação do GN pelo país.

4.3 Condicionantes operacionais

As potenciais demandas descritas a seguir foram mensuradas na pequena escala, ou seja, até 1,0 MTPA.

4.3.1 Maior participação do GN no setor agropecuário

O PIB setor agropecuário brasileiro foi destaque em 2017, alcançando um crescimento de 14,5% em relação ao 3º trimestre de 2016 e de 13% em relação ao ano anterior, marca histórica de melhor desempenho anual desde 1996 e colaborando ao aliviar a recessão econômica experimentada no Brasil em 2015 e 2016. Com exceção do consumo das famílias e da agropecuária, quase todos os outros setores tiveram desempenho inferior ou igual ao de 2016, resultando em alta de 1% no PIB 2017 (Correio Braziliense, 2018; MAPA, 2018).

Tamanha força da agropecuária, com participação agregada no PIB de 5,7% acumulada até 3º trimestre de 2017, revela a real dimensão do agronegócio¹⁹ na economia brasileira: 23 a 24% do PIB. As exportações também foram determinantes para este crescente do setor, com superávit setorial na ordem de US\$ 81,8 bilhões e participando com 48% das exportações totais do país, principalmente vindo do complexo soja (grão, farelo e óleo) com expansão de 24,8% e US\$ 31,7 bilhões de receita em 2017, sendo US\$ 25,7 bilhões somente para a soja em grãos (33% de crescimento). O milho exportado resultou em US\$ 4,5 bilhões (alta de 25%) enquanto que o segmento sucroalcooleiro (açúcar e álcool) renderam US\$ 12,2 bilhões (alta de 7,8%) (CNA, 2018a). Boa parte destas *commodities* para exportação passam pela ferrovia (47%), enquanto que 42% percorrem as rodovias e 11% navegam pelas hidrovias até os portos.

Apenas atrás do setor do comércio, a agropecuária consolidou-se como a 2ª maior geradora de empregos em 2017, com saldo positivo de 37 mil novas vagas alocadas majoritariamente no cultivo de laranja (39,4%), apoio à agricultura (20,9%), soja (12,5%) e criação de aves (27,2%) (CNA, 2018b).

¹⁹ O PIB do agronegócio compreende, além das atividades primárias realizadas no estabelecimento, as atividades de transformação e de distribuição (MAPA, 2018).

Para garantir sua competitividade no mercado internacional, o ramo da agricultura depende de custos igualmente competitivos nos processos produtivos. Um dos principais componentes neste custo está na utilização de fertilizantes, cuja produção nacional não atende à demanda local. Em 2017, dos 34,4 milhões de toneladas de fertilizantes entregues ao mercado, apenas 8,1 milhões de toneladas foram fabricadas nacionalmente, restando 76,4% a serem importados principalmente da Rússia e da China, tornando o setor vulnerável às oscilações de preço do mercado global de fertilizantes (ANDA, 2018).

No caso brasileiro, a Tabela 12 abaixo demonstra a representatividade do custo dos fertilizantes sobre o total da produção das duas principais culturas brasileiras (juntas, somam mais de 85% da produção de grãos no país): o milho, dependente dos nitrogenados, e a soja, grande representante agrícola para os mercados interno e externo e que utiliza principalmente fertilizantes potássicos. Vale destacar a variação nos custos associados ao milho com alta e média tecnologias, pelas quais a utilização da tecnologia mais avançada acarreta em maiores custos totais e com fertilizantes.

Tabela 12 - Participação dos fertilizantes no custo total de produção (milho e soja)

Soja Safra 2018/2019 (R\$/hectare)							
Transgênico	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-Sul	MT
Fertilizante	678,49	586,34	578,24	556,04	564,06	645,34	586,94
Custo total	3195,24	3583,74	3509,83	3472,95	3555,45	3290,48	3466,39
%	21,2%	16,4%	16,5%	16,0%	15,9%	19,6%	16,9%
Convencional	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-Sul	MT
Fertilizante	678,49	-	578,24	556,04	564,79	-	589,6
Custo total	3400,86	-	3487,02	3462,24	3792,99	-	3556,36
%	20,0%	-	16,6%	16,1%	14,9%	-	16,6%
Milho Safra 2017/2018 (R\$/hectare)							
Alta tecnologia	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-Sul	MT
Fertilizante	479,37	467,08	704,04	583,15	486,13	650,96	549,88
Custo total	2719,38	2665,96	2848,70	2843,32	2810,86	3036,83	2822,87
%	17,6%	17,5%	24,7%	20,5%	17,3%	21,4%	19,5%
Média tecnologia	Oeste	Norte	Sudeste	Nordeste	Médio-Norte	Centro-Sul	MT
Fertilizante	342,41	266,9	500,03	424,91	349,97	484,58	393,4
Custo total	2360,43	2347,28	2477,88	2506,3	2523,17	2477,15	2483,02
%	14,5%	11,4%	20,2%	17,0%	13,9%	19,6%	15,8%

*Alta tecnologia = 120 sacas/hectare

*Média tecnologia = 100 sacas/hectare

Fonte: elaborado pelo autor com base nas informações do ANDA (2018).

Por conta deste cenário, o GN pode corroborar a posição do Brasil entre os grandes produtores agrícolas e pecuários mundiais ao fornecer matéria-prima mais barata e competitiva para produção local dos fertilizantes, se forem comprovadas as viabilidades econômica e técnica do gás e petróleo do pré-sal. As exportações russas possuem este benefício do gás natural em abundância e em preço vantajoso para a produção de fertilizantes nitrogenados, por exemplo a ureia, elaborada a partir da amônia proveniente do gás natural. Dentre as variedades baseadas nos elementos químicos N, P e K, os nitrogenados totalizaram 8,7 milhões de toneladas das importações de fertilizantes em 2017 (36%), sendo a ureia responsável por 63% deste total e com alta de 37% com relação a 2016 (GLOBALFERT, 2018). Entre as culturas que mais utilizam os aditivos baseados em nitrogênio estão o milho, o arroz, o feijão e o trigo.

Ao analisarmos a produção nacional destes elementos essenciais para a agricultura, constata-se que a Petrobras praticamente monopoliza a fabricação dos nitrogenados com 4 unidades (Tabela 13) e, para o prejuízo da balança comercial do país, todas estão previstas para venda de acordo com o Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 e que, contraditoriamente, prevê a priorização do gás natural como elemento de transição para as renováveis. Excluem-se as unidades UFN IV (Linhares/ES) e UFN V (Uberaba/MG) que estavam em fase de estudo.

Tabela 13 - Plantas de produção de fertilizantes nitrogenados da Petrobras

Planta	Cidade	Estágio	Valor do ativo (US\$ MM)	Produção Ureia (mt/ano)	Produção Amônia (mt/ano)	Fonte de gás natural
Fafen-BA	Camaçari	À venda	500	1100 (em conjunto)	900 (em conjunto)	Campo de petróleo próximo
Fafen-SE	Laranjeiras	À venda	600			
Fafen-PR	Araucária	À venda	350	700	475	REPAR ²⁰
UFN III (MS)	Três Lagoas	À venda (80% pronta)	700	1109	173	Inexistente

Fonte: elaborado pelo autor com base nas informações no site do Valor Econômico (2018).

²⁰ Refinaria Presidente Getúlio Vargas

O desinvestimento destes ativos (atualmente em parada progressiva da produção) obrigará o Brasil a aumentar o volume de importados até a entrada de novas empresas e que, de acordo com o jornal Valor Econômico (2018), dificilmente concordarão com o valor de venda anunciado.

Na visão do BNDES (2012), há alguns empecilhos que impedem uma maior competitividade da produção nacional de fertilizantes, porém adiciona algumas soluções:

- Alto custo do gás natural produzido nacionalmente: com a exploração e produção do GN proveniente do pré-sal, há boas expectativas de que o preço diminua;
- Balança comercial desfavorável pelo representativo volume importado: depende do estímulo à produção nacional;
- Infraestrutura portuária e logística: melhoria em armazenamento e investimento no multimodal;
- Questões tributárias que favorecem o produto importado (por exemplo, a isenção de ICMS): redução da alíquota de 2% da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM);
- Falta de um marco regulatório próprio para o setor: em 2012, havia 3 projetos de lei sobre a reformulação do marco regulatório do setor de mineração e que engloba o setor de fertilizantes;
- Falta de incentivos a maiores investimentos em inovação: há algumas iniciativas com relação à produção de fertilizantes organominerais e para a utilização de polímeros.

O agronegócio segue uma tendência de crescimento no longo prazo e exigirá do Brasil uma postura enérgica com relação à continuidade do alto volume importado de fertilizantes. Respeitadas as dificuldades supracitadas no desenvolvimento deste setor, existe um potencial no mercado doméstico de fertilizantes nitrogenados para ser explorado, onde o GN trazido do pré-sal (salvo questões econômicas e técnicas) poderia ser transportado para as novas e atuais plantas de produção em diversas localidades através do transporte multimodal de contêineres. O volume consumido de GN para a planta de UFN III seria de 2.260.000 m³ GN/dia, equivalente a 0,61 MTPA e dentro da faixa de atendimento na pequena escala (abaixo de 1 MTPA).

O setor do agronegócio ainda reserva potencialidades²¹ para o GN, no que diz respeito às máquinas movidas a diesel e que atualmente podem ser substituídas por motores a biometano ou gás natural, por exemplo, o trator T6 140 New Holland ou a colheitadeira Palesse GS4118K lançados em 2017.

Um estudo realizado pela IFAG (2018) analisou a influência do reajuste das alíquotas sobre combustíveis sobre os custos da produção agrícola, observando que a alta do preço do diesel (de R\$ 2,88/litro para R\$ 3,09/litro, ou seja, de R\$ 145,35/hectare para R\$ 155,96/hectare) impactou a safra 2017/2018 somente da soja em R\$ 35 milhões de reais para o estado de Goiás. No caso da soja, grande parte do consumo do diesel está na etapa da colheita (48,15%), seguido do plantio (20,7%), condicionamento da lavoura (15,85%) e pré-plantio (15,3%). O consumo calculado deste combustível foi de 50,46 litros/hectare e, como resultado do aumento da tributação, a representatividade deste nos custos passou de 4,7% para 5,1%. Ao todo, foram R\$ 103.095.873,75 (21,3% do total) de aumento no custo de produção de todos os cultivos, ressaltando a oportunidade na substituição do diesel pelo GN com preço e logística competitivos.

4.3.2 Locomotivas movidas a GNL

Na projeção para o ano 2050 realizada pela EIA (2018b), considera-se que a utilização de gás natural nos EUA será expandida entre os veículos de grande porte e os trens de carga durante todo o período. Tal predição tem ganhado força entre as 7 empresas da Classe I, cujos esforços em substituir o diesel pelo GNL iniciaram-se na década de 1980, e algumas da Classe II, por exemplo, na troca integral da frota de 24 locomotivas pertencente à Florida East Coast Railway em 2017, como comentado no capítulo sobre as experiências internacionais. Neste caso, cada composição pode rodar até 1.450 km em sua velocidade máxima de 97 km/h, levando 90 minutos para o seu completo abastecimento do ISO contêiner de 40 m³ com GNL, o equivalente a 22.680 litros de diesel.

²¹ Para outras possibilidades de substituição de combustível nas etapas do processo agrícola, o artigo “*Energy Use In Agriculture: Background and Issues*” de Schnepf (2004) esclarece quais tipos de combustível são utilizados por estágio da produção, inclusive, destacando o percentual de uso indireto de gás natural na produção dos fertilizantes e pesticidas. Disponível em: <<http://nationalaglawcenter.org/wp-content/uploads/assets/crs/RL32677.pdf>>.

Como resultado, são esperadas uma economia no custo referente ao combustível empregado e a redução no custo operacional, considerando-se que foram consumidos 3,6 bilhões de litros de diesel (7% do total consumido nos EUA) e equivalentes a US\$ 11 bilhões (23% do total dos custos operacionais) somente na frota da Classe I em 2012 (CHASE, 2014). Dentro desta avaliação com a economia alcançada na diferença entre os preços do GNL e do diesel, Chase (2014) simulou ser possível absorver o custo incremental estimado de US\$ 1 milhão para investimento no *retrofit* da locomotiva e na aquisição do tanque criogênico, em comparação ao custo de US\$ 2 milhões de uma nova locomotiva movida a diesel.

Em seu cenário de referência, entre 2020 e 2040 haveria a economia acima de US\$ 1,5 milhão, chegando em patamares superiores a US\$ 2,5 milhões caso o preço do barril do petróleo estivesse alto. Com este em baixa, a economia com a substituição não seria suficiente para amortizar o custo da locomotiva adaptada e do tanque criogênico, sendo inferior ao custo incremental.

No Brasil, a primeira experiência documentada sobre locomotivas movidas a GNL ocorreu em dezembro/2009, quando a companhia mineradora Vale investiu R\$ 2,4 milhões no projeto Trem Verde para conversão do modelo BB 36 da GE movido a diesel. De acordo com o Estado de S. Paulo (2009), o êxito conquistado é resultado da parceria com a White Martins, dada sua expertise na liquefação de gases, e pesquisadores da PUC-SP (Pontifícia Universidade Católica de São Paulo) e da USP (Universidade de São Paulo).

A dimensão esperada da economia calculada chegaria a R\$ 460 milhões quando todas as locomotivas estivessem convertidas, evitando a emissão de 73 toneladas de CO₂/ano. O teste foi realizado na ferrovia da Estrada de Ferro Vitória-Minas com a locomotiva imprimindo 1.200 km de autonomia, variando entre 50 e 70% o grau de substituição do diesel por GNL.

Baseado neste potencial de economia analisado no contexto estadunidense, foram realizadas 2 simulações para o cenário brasileiro, incluindo as 12 concessionárias ferroviárias e a partir de dados obtidos na ANTT (2018) e CNT (2017) para os anos de 2016 e 2017:

- Cenário 1: 100% de substituição do diesel das locomotivas por GNL;
- Cenário 2: 80% de substituição do diesel das locomotivas por GNL, permanecendo com 20% do diesel para ignição.

O cenário 2 é considerado mais conservador, porém mais realista em relação ao cenário 1 pois incorpora a tecnologia existente testada e homologada entre os fabricantes (por exemplo,

a GE no caso da Flórida). A substituição integral do diesel nas locomotivas perpassa por questões técnicas, uma vez que a ignição por compressão seria trocada por um sistema elétrico ainda não firmado no mercado, porém a simulação é válida para observar as possibilidades de economia nos curto e médio prazos.

Os parâmetros de entrada e saída considerados são apresentados na Tabela 14:

Tabela 14 - Parâmetros de entrada e saída para a simulação

Parâmetros de entrada	Parâmetros de saída
Número de locomotivas (média)	Consumo de diesel (litros)
Consumo de diesel/ano (litros/mil TKU)	Custo total do consumo de diesel (R\$)
Preço do diesel (R\$/litro): outubro/2016 e junho/2017	GNL equivalente (m ³)
Preço do GNL (US\$/mmBTU): agosto/2016 e outubro/2017	GNL equivalente (MTPA)
Câmbio (R\$/US\$): média dos relativos anos	GNL (US\$/m ³)
	Custo total do consumo de GNL (US\$)
	Custo total do consumo de GNL (R\$)
	Economia no custo (R\$)
	Quantidade de ISO contêineres (20, 30 e 40 m ³)

Fonte: elaborado pelo autor (2018).

Necessário ressaltar que alguns parâmetros não foram abordados, tais como: custo do GNL somada à logística do contêiner, custo do *retrofit* da locomotiva, custo do tanque criogênico, investimento em infraestrutura (posto de abastecimento, unidade de liquefação e regaseificação), investimento em equipamentos (vagões adaptados), entre outros. Estas questões podem afastar a simulação da economia real, porém entende-se ser apenas um cálculo preliminar deste abatimento dos custos. Estes poderão ser analisados em estudos futuros para contemplação integral do potencial de substituição, associados a análises de sensibilidade e condicionados à existência de dados e adaptáveis à realidade brasileira.

Cabe destacar as diferenças encontradas entre 2016 e 2017 nos câmbios e preços do diesel e do GNL comercializados, bem como o contraste entre a produção anual das concessionárias em TKU, são fatores que influenciam diretamente no cálculo da economia. Como exemplo, o valor do GNL variou negativamente de US\$ 5,08 (2016) para US\$ 3,99

(2017), ao passo que o diesel sofreu uma variação positiva de R\$ 0,67 no seu custo final, ou seja, o encarecimento do diesel em conjunto com o barateamento do GNL neste caso fortalece a argumentação para a troca de combustíveis, assim como a valorização cambial. Se a tendência de crescimento na produção anual das concessionárias permanecer, entende-se que o volume consumido do combustível irá aumentar, o que também reforça a necessidade de se buscar um combustível menos custoso e, neste caso, menos poluente.

Com relação à quantidade de ISO contêineres necessários para o transporte, esta seria uma das justificativas para a empresa transportadora interessada em uma demanda perene e na diversificação de produtos. A análise na variedade de contêineres (20, 30 e 40 m³) torna-se necessária pois cada tamanho atende diferentes perfis de consumidor, a depender do volume e da periodicidade do consumo, assim como permite maior flexibilização na entrega em diferentes localidades. Também entra no processo decisório a questão das médias e longas distâncias percorridas e da disponibilidade de locais para abastecimento, o que influencia diretamente no tamanho do contêiner utilizado.

No que diz respeito à logística do GNL para as centrais de abastecimento, o transporte do gás liquefeito poderia ser realizado por empresas multimodais, como a Brado Logística, a qual possui experiência no transporte de contêineres por meio das rodovias, ferrovias e hidrovias, facilitando o alcance a diversas malhas ferroviárias espalhadas pelo Brasil. Nesse sentido, estas empresas poderiam ajudar a desenvolver o mercado de GNL para caminhões e barcaças, inclusive. Há de se destacar que o custo da logística interna não foi considerado neste cálculo, uma vez que cada localidade e cliente remetem a custos distintos, o que interfere diretamente no preço final do GNL para a concessionária e no cálculo da economia.

Destaque para a Rumo (RMN, RMO, RMP e RMS), detentora da maior malha ferroviária entre as concessionárias e do maior número de locomotivas (média), permitindo que esta economia possa se estender com maior rapidez. A concessionária em questão é responsável por grande parte das *commodities* agrícolas para exportação, partindo principalmente das regiões Centro-Oeste e Sul do país. O setor de minério de ferro também se sobressai por conta do alto volume de carga transportada e contribui com $\frac{3}{4}$ do total de cargas transportadas no Brasil, principalmente a cargo das empresas MRS, VLI (EFC) e Vale (EFVM e EFC).

O cenário 1 (Tabela 15) ilustra a possibilidade de atendimento desta demanda em pequena escala (0,918 MTPA/2016 e 0,956 MTPA/2017), totalizando respectivamente R\$ 2,6

bilhões (74%) e R\$ 3,7 bilhões (85%) de economia sobre os custos atuais no consumo de diesel, adotando 100% de substituição por GNL.

Já no cenário 2 (Tabela 16), quando assumimos 80% de substituição do diesel por GNL, observa-se que a pequena escala ainda permanece como opção de atendimento (0,734 MTPA/2016 e 0,765 MTPA/2017), preservando R\$ 1,3 bilhão (40%) e R\$ 2,1 bilhões (48%) para os respectivos anos. Um volume menor economizado era esperado, uma vez que 20% do diesel continua afetando a variável do custo total com combustível.

Como destacado anteriormente, a falta de dados impede a elaboração de uma simulação mais completa, porém é a partir deste ponto que devem ser descontados os custos dos investimentos com maquinário, infraestrutura e logística, além de eventuais ajustes nos valores por questões econômicas e temporais associadas. A decisão final de investimento considera se o total economizado absorve o capital investido e em quanto tempo haveria o retorno deste (*payback*).

De acordo com o fator de conversão utilizado pela ANTT (2012), o total de diesel substituído evitaria a emissão anual de aproximadamente 3 milhões de toneladas de CO₂-eq no cenário 1 para ambos os anos; no caso do cenário 2, com menor adoção do GNL na frota, o total evitado seria de aproximadamente 2,4 milhões de toneladas de CO₂-eq, sendo valores baixos com relação ao volume total emitido pelo setor de transportes. O montante abatido de CO₂-eq tem baixa representatividade por conta da diminuta participação do setor ferroviário no consumo de diesel, como será visto na análise sobre a matriz de transportes brasileira a seguir.

Tabela 15 - Potencial de economia na substituição de 100% do Diesel das locomotivas por GNL (Cenário 1)

Potencial de economia na substituição de 100% do Diesel das locomotivas por GNL [Todas as Concessionárias (2016 e 2017)]														
	EFC	EFPO	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2016
nº locomotivas (média)	300	15	315	589	25	17	99	768	184	38	276	420	918	3.046
consumo ano (litros/mil TKU)	2,05	15,53	2,48	10,48	3,23	7,38	14,94	3,48	2,43	19,88	11,12	7,77	-	-
TKU (milhões)	136.268	131	74.559	19.045	4.456	224	652	65.646	22.998	797	4.556	11.831	40.182	341.163
diesel (litros)	278.744.943	2.033.636	184.646.084	199.599.667	14.400.740	1.651.994	9.744.724	228.478.971	55.788.430	15.844.623	50.639.702	91.897.670	214.170.425	1.133.471.184
diesel (R\$/litro)	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	-	-
diesel custo total (R\$)	850.172.077,22	6.202.591,18	563.170.556,67	608.778.983,04	43.922.256,08	5.038.581,51	29.721.407,72	696.860.861,81	170.154.710,86	48.326.101,56	154.451.089,92	280.287.893,37	653.219.795,71	3.457.087.110,94
GNL equivalente (m³)	501.741	3.661	332.363	359.279	25.921	2.974	17.541	411.262	100.419	28.520	91.151	165.416	385.507	2.425.755
GNL equivalente (MTPA)	0,226	0,002	0,150	0,162	0,012	0,001	0,008	0,185	0,045	0,013	0,041	0,074	0,173	0,918
GNL (US\$/mmBTU)	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	-	-
GNL (US\$/m³)	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	-	-
GNL custo total (US\$)	61.172.250,29	446.293,72	40.521.691,04	43.803.344,43	3.160.328,73	362.539,98	2.138.538,12	50.141.081,08	12.243.105,65	3.477.197,69	11.113.186,36	20.167.495,06	47.000.984,75	248.747.052,14
GNL custo total (R\$)	213.491.153,51	1.557.565,09	141.420.701,74	152.873.672,05	11.029.547,27	1.265.264,54	7.463.498,02	174.992.372,96	42.728.438,71	12.135.419,93	38.785.020,39	70.384.557,75	164.033.436,78	868.127.211,96
câmbio R\$/US\$	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	-	-
economia no custo (R\$)	636.680.923,72	4.645.026,09	421.749.854,93	455.905.310,99	32.892.708,81	3.773.316,98	22.257.909,70	521.868.488,85	127.426.272,15	36.190.681,64	115.666.069,53	209.903.335,62	489.186.358,93	2.588.959.898,98
qtde ISO contêiner (20 m³)	25.087	183	16.618	17.964	1.296	149	877	20.563	5.021	1.426	4.558	8.271	19.275	102.012
qtde ISO contêiner (30 m³)	16.725	122	11.079	11.976	864	99	585	13.709	3.347	951	3.038	5.514	12.850	68.008
qtde ISO contêiner (40 m³)	12.544	92	8.309	8.982	648	74	439	10.282	2.510	713	2.279	4.135	9.638	51.006

	EFC	EFPO	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2017
nº locomotivas (média)	315	15	313	628	23	17	100	751	194	41	257	373	865	3.026
consumo ano (litros/mil TKU)	1,97	20,59	2,31	10,22	3,44	6,96	14,69	3,44	2,17	18,62	12,19	5,08	-	-
TKU (milhões)	155.538	159	73.518	24.429	7.315	206	645	63.909	31.663	858	3.444	13.556	49.520	375.239
diesel (litros)	306.114.046	3.275.650	169.797.638	249.675.620	25.185.771	1.432.263	9.481.376	219.596.049	68.858.846	15.973.003	41.989.014	68.891.219	195.712.082	1.180.270.495
diesel (R\$/litro)	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	-	-
diesel custo total (R\$)	1.139.662.594,39	12.195.243,32	632.156.606,40	929.542.331,51	93.766.623,98	5.332.316,99	35.299.164,62	817.556.088,84	256.361.484,94	59.467.488,73	156.325.100,50	256.482.008,37	728.636.082,54	4.394.147.052,59
GNL equivalente (m³)	551.005	5.896	305.636	449.416	45.334	2.578	17.066	395.273	123.946	28.751	75.580	124.004	352.282	2.124.487
GNL equivalente (MTPA)	0,248	0,003	0,138	0,202	0,020	0,001	0,008	0,178	0,056	0,013	0,034	0,056	0,159	0,956
GNL (US\$/mmBTU)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	-	-
GNL (US\$/m³)	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	-	-
GNL custo total (US\$)	52.764.265,93	564.617,16	29.267.679,27	43.036.087,19	4.341.220,91	246.876,39	1.634.285,90	37.851.331,70	11.869.061,63	2.753.234,51	7.237.562,43	11.874.641,64	33.734.500,21	203.440.864,67
GNL custo total (R\$)	168.318.008,33	1.801.128,75	93.363.896,88	137.285.118,13	13.848.494,70	787.535,70	5.213.372,02	120.745.748,13	37.862.306,59	8.782.818,10	23.087.824,15	37.880.106,83	107.613.055,66	648.976.358,29
câmbio R\$/US\$	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	-	-
economia no custo (R\$)	971.344.586,07	10.394.114,57	538.792.709,52	792.257.213,38	79.918.129,28	4.544.781,29	30.085.792,59	696.810.340,72	218.499.178,35	50.684.670,63	133.237.276,35	218.601.901,55	621.023.026,88	3.745.170.694,30
qtde ISO contêiner (20 m³)	27.550	295	15.282	22.471	2.267	129	853	19.764	6.197	1.438	3.779	6.200	17.614	106.224
qtde ISO contêiner (30 m³)	18.367	197	10.188	14.981	1.511	86	569	13.176	4.132	958	2.519	4.133	11.743	70.816
qtde ISO contêiner (40 m³)	13.775	147	7.641	11.235	1.133	64	427	9.882	3.099	719	1.890	3.100	8.807	53.112

Fonte: elaborada pelo autor com cálculos baseados em dados da ANTT (2018) e CNT (2017).

Tabela 16 - Potencial de economia na substituição de 80% do Diesel das locomotivas por GNL (Cenário 2)

Potencial de economia na substituição de 80% do Diesel das locomotivas por GNL [Todas as Concessionárias (2016 e 2017)]														
	EFC	EFPO	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2016
nº locomotivas (média)	300	15	315	589	25	17	99	768	184	38	276	420	918	3.046
consumo ano (litros/mil TKU)	2,05	15,53	2,48	10,48	3,23	7,38	14,94	3,48	2,43	19,88	11,12	7,77	-	-
TKU (milhões)	136.268	131	74.559	19.045	4.456	224	652	65.646	22.998	797	4.556	11.831	40.182	341.163
diesel (litros)	278.744.943	2.033.636	184.646.084	199.599.667	14.400.740	1.651.994	9.744.724	228.478.971	55.788.430	15.844.623	50.639.702	91.897.670	214.170.425	1.133.471.184
diesel (R\$/litro)	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	-	-
diesel custo total (R\$)	850.172.077,22	6.202.591,18	563.170.556,67	608.778.983,04	43.922.256,08	5.038.581,51	29.721.407,72	696.860.861,81	170.154.710,86	48.326.101,56	154.451.089,92	280.287.893,37	653.219.795,71	3.457.087.110,94
GNL equivalente (m³) - 80%	401.393	2.928	265.890	287.424	20.737	2.379	14.032	329.010	80.335	22.816	72.921	132.333	308.405	1.940.604
GNL equivalente (MTPA)	0,181	0,001	0,120	0,129	0,009	0,001	0,006	0,148	0,036	0,010	0,033	0,060	0,139	0,734
GNL (US\$/mmBTU)	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	-	-
GNL (US\$/m³)	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	121,92	-	-
GNL custo total (US\$)	48.937.800,23	357.034,98	32.417.352,84	35.042.675,54	2.528.262,99	290.031,99	1.710.830,49	40.112.864,86	9.794.484,52	2.781.758,15	8.890.549,09	16.133.996,05	37.600.787,80	198.997.641,71
GNL custo total (R\$)	170.792.922,80	1.246.052,07	113.136.561,40	122.298.937,64	8.823.637,82	1.012.211,63	5.970.798,42	139.993.898,37	34.182.750,97	9.708.335,94	31.028.016,31	56.307.646,20	131.226.749,42	694.501.769,57
câmbio R\$/US\$	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	-	-
economia no custo (R\$)	339.310.323,53	2.475.502,64	224.765.772,61	242.968.452,18	17.529.715,83	2.010.937,28	11.862.046,21	278.122.618,72	67.910.075,55	19.287.325,00	61.642.637,64	111.865.089,82	260.705.128,00	1.379.750.497,00
qtde ISO contêiner (20 m³)	20.070	146	13.295	14.371	1.037	119	702	16.450	4.017	1.141	3.646	6.617	15.420	81.610
qtde ISO contêiner (30 m³)	13.380	98	8.863	9.581	691	79	468	10.967	2.678	761	2.431	4.411	10.280	54.407
qtde ISO contêiner (40 m³)	10.035	73	6.647	7.186	518	59	351	8.225	2.008	570	1.823	3.308	7.710	40.805

	EFC	EFPO	EFVM	FCA	FNSTN	FTC	FTL	MRS	RMN	RMO	RMP	RMS	TOTAL RUMO	TOTAIS 2017
nº locomotivas (média)	315	15	313	628	23	17	100	751	194	41	257	373	865	3.026
consumo ano (litros/mil TKU)	1,97	20,59	2,31	10,22	3,44	6,96	14,69	3,44	2,17	18,62	12,19	5,08	-	-
TKU (milhões)	155.538	159	73.518	24.429	7.315	206	645	63.909	31.663	858	3.444	13.556	49.520	375.239
diesel (litros)	306.114.046	3.275.650	169.797.638	249.675.620	25.185.771	1.432.263	9.481.376	219.596.049	68.858.846	15.973.003	41.989.014	68.891.219	195.712.082	1.180.270.495
diesel (R\$/litro)	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	3,723	-	-
diesel custo total (R\$)	1.139.662.594,39	12.195.243,32	632.156.606,40	929.542.331,51	93.766.623,98	5.332.316,99	35.299.164,62	817.556.088,84	256.361.484,94	59.467.488,73	156.325.100,50	256.482.008,37	728.636.082,54	4.394.147.052,59
GNL equivalente (m³) - 80%	440.804	4.717	244.509	359.533	36.268	2.062	13.653	316.218	99.157	23.001	60.464	99.203	281.825	1.699.590
GNL equivalente (MTPA)	0,198	0,002	0,110	0,162	0,016	0,001	0,006	0,142	0,045	0,010	0,027	0,045	0,127	0,765
GNL (US\$/mmBTU)	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	-	-
GNL (US\$/m³)	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	95,76	-	-
GNL custo total (US\$)	42.211.412,75	451.693,73	23.414.143,42	34.428.869,75	3.472.976,73	197.501,12	1.307.428,72	30.281.065,36	9.495.249,30	2.202.587,61	5.790.049,94	9.499.713,31	26.987.600,17	162.752.691,73
GNL custo total (R\$)	134.654.406,66	1.440.903,00	74.691.117,50	109.828.094,50	11.078.795,76	630.028,56	4.170.697,62	96.596.598,50	30.289.845,27	7.026.254,48	18.470.259,32	30.304.085,46	86.090.444,53	519.181.086,63
câmbio R\$/US\$	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19	-	-
economia no custo (R\$)	549.143.149,97	5.876.242,99	304.602.846,34	447.897.304,40	45.181.178,63	2.569.361,64	17.008.801,15	393.937.054,81	123.527.045,69	28.654.238,76	75.324.800,98	123.585.119,56	351.091.204,99	2.117.307.144,92
qtde ISO contêiner (20 m³)	22.040	236	12.225	17.977	1.813	103	683	15.811	4.958	1.150	3.023	4.960	14.091	84.979
qtde ISO contêiner (30 m³)	14.693	157	8.150	11.984	1.209	69	455	10.541	3.305	767	2.015	3.307	9.394	56.653
qtde ISO contêiner (40 m³)	11.020	118	6.113	8.988	907	52	341	7.905	2.479	575	1.512	2.480	7.046	42.490

Fonte: elaborada pelo autor com cálculos baseados em dados da ANTT (2018) e CNT.

4.3.3 Participação da Brado Logística nas discussões sobre a alternativa do transporte ferroviário de GNL

Na busca por informações em relação à possibilidade da execução desta alternativa no Brasil, iniciou-se o contato com diversas empresas e, entre elas, a Brado Logística demonstrou-se interessada na tentativa de comprovar uma demanda que justificasse o investimento no maquinário específico e, tão logo ratificada, poria em teste o funcionamento do transporte de ISO contêineres na malha ferroviária brasileira.

Combinando a expertise no transporte multimodal de contêineres com a intenção de expandir a gama de produtos trabalhados, a empresa mostrou-se adequada às necessidades da investigação pertinente à dissertação. Além disso, o entendimento das possibilidades de expansão do gás natural através da produção no pré-sal e o sucesso das experiências em outros países reforçaram o interesse da empresa no estudo. A prospecção de dados realizada pela empresa é semelhante ao executado nos casos internacionais mencionados, com especial atenção à segurança na operação²².

Como sugestão de simulação, o corredor logístico Sumaré (SP) – Rondonópolis (MT) foi escolhido por reunir tecnologia e infraestrutura multimodal nos terminais, sendo próximo ao porto de Santos e à planta de liquefação do Projeto Gemini em Paulínia, ambas possíveis fontes de GNL e de fácil acesso por ferrovia. Ter Rondonópolis como destino coincide com a perspectiva do agronegócio se beneficiar com o aumento da oferta de GN no setor, além de ser a principal rota ferroviária para a exportação agrícola através do porto de Santos.

Em relação à tecnologia necessária para a operação, ISO contêineres e tanques criogênicos são facilmente encontrados, sendo os mesmos utilizados no Japão, EUA e Suécia. O transbordo dos contêineres nos terminais já é realizado com segurança pela Brado em suas próprias unidades, garantindo assim a prezada qualidade do processo tão ressaltada pelos exemplos internacionais. No que tange a estrutura de liquefação, regaseificação e armazenamento, este conhecimento específico é tratado há tempos pela indústria do GNL, com

²² Uma das primeiras informações solicitadas ao pesquisador, sendo devolvida no formato FISPQ (Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos). Neste caso, a ficha anexada foi a mesma utilizada pela GasLocal, responsável pela distribuição de GNL dentro do Projeto Gemini, em sociedade com a White Martins (tratamento e liquefação do GN) e a Petrobras (provedora do GN), tendo como base a cidade paulista de Paulínia.

melhorias contínuas que permitem o aumento da produtividade e a consequente redução de custos. O Projeto Gemini citado anteriormente detém a experiência nacional na produção e distribuição do gás liquefeito, o que pode facilitar o intercâmbio de informações.

Infelizmente para os fins desta dissertação, não houve tempo viável para prosseguir nas negociações, que poderiam conduzir à formatação de Projeto de Pesquisa com a Universidade de São Paulo. Espera-se que tais negociações possam ser levadas a bom termo e que as linhas de estudo aqui sugeridas possam ser aprofundadas. Para os próximos passos, a Brado pretende analisar a demanda em potencial para a região envolvida na simulação e dar continuidade ao projeto caso existam clientes-âncora que justifiquem o investimento.

Abaixo estão relacionadas as perguntas e anotações coletadas no mês de junho e julho/2018, as quais compuseram o estudo sobre a viabilidade da operação no Brasil:

1. Quem faz o investimento inicial sobre o ISO contêiner: concessionária ou cliente?

Este item depende da demanda, contrato. Poderá ser o operador logístico ou cliente.

2. Supondo que o cliente queira permanecer com o ISO contêiner em sua instalação, como isso seria cobrado?

Para os contratos de longo prazo, a empresa faz leasing dos contêineres (R\$/dia) e exige como contrapartida um volume perene de uma demanda linear. O contêiner pode permanecer no cliente, havendo a inclusão deste valor no ciclo de tarifação (ex.: trajeto Santos -> Rondonópolis em 5 a 6 dias + 15 dias no cliente). Quanto maior o tempo de ciclo do contêiner, menor o volume que poderá ser transportado, por este motivo primeiro precisaríamos verificar a demanda para dimensionamento da frota. Após este dimensionamento será tarifada R\$/dia adicional do contêiner que esteja parado no fluxo.

A questão de como o cliente, optado por ficar temporariamente com o ISO tanque, fará para retirá-lo do caminhão fica pendente. Um plano B seria investir em uma estrutura de regaseificação *Ambient Air Vaporizer* e possivelmente recuperar a baixa temperatura e usar em seus processos industriais ou ainda regaseificar na concessionária local de gás natural e jogar na rede de gasodutos de distribuição.

3. Seria possível aproveitar o frete de retorno com outros produtos (ex.: logística reversa do CO₂ liquefeito)?

Neste primeiro momento não está sendo considerado nenhum retorno para utilização do mesmo ativo, já que este é extremamente específico e teríamos que vislumbrar uma demanda próxima a origem da carga para fazer sentido.

4. A tarifa sobre o carregamento de ISO contêineres é similarmente cobrada como um contêiner normal ou ISO tanque (distância e volume/peso)? O cálculo seria análogo ao utilizado pela Rumo (Tarifa máxima = Parcela Fixa + Distância x Parcela Variável)?

Atualmente, a Brado obteve conhecimento de fabricantes deste tipo específico de contêiner, tendo solicitado especificações deste e do produto final, de modo a manter o padrão de qualidade na entrega. Para a tarifação, realiza-se a conta de trás para frente: captam o valor cobrado pelo mercado e verificam se os custos fixos são cobertos. Caso haja uma margem menor, porém seja visto como estratégico, a diretoria encarrega-se da aprovação. O Cálculo da tarifa não poderia ser comparável com o da Rumo, já que se trata de um produto extremamente específico e com características extremamente únicas. A Brado considera o rodoviário viável para até 400 km; acima, o ferroviário mostra-se mais vantajoso (até 1.700 ~ 2.000km).

5. Como é cobrado o transbordo/*cross docking* quando utilizada a estrutura de parceiros (*reach stacker*, pórticos, empilhadeiras, locomotivas, vagões e contêineres)?

A Rumo detém 70% da empresa, tendo trabalhado com MRS e VLI. Atualmente a diferença de bitola gera um entrave para o atendimento de novas demandas geográficas, embora haja a possibilidade de transbordo, gerando um custo adicional e oportunidade para outros modais prevalecerem. A Brado oferece o transporte completo com a multimodalidade então as negociações com terminais de terceiros ficam sob nossa responsabilidade.

6. A opção pelo transporte de GNL por ferrovia, sendo um combustível inflamável, deve obedecer quais normativas de segurança vigentes (ANTT e ANP)? Resolução ANTT 2748/2008?

A Brado tem como exigência o atendimento de parâmetros de segurança particulares para cada produtor transportado, sendo novidade o carregamento de GNL. A área ambiental também entra na discussão e há necessidade de elaborar um manual de procedimentos para prevenção e condução no caso de acidentes. Também há que se analisar a obrigatoriedade de bases de segurança no trajeto, a depender do produto, o

que pode incorrer em custos que impediriam a viabilidade do negócio. Questões particulares sobre o produto (ex.: densidade e tempo de estocagem) são avaliados para mensurar a quantidade preenchida. A Brado atua somente com ISO tanques de 20 pés e que podem levar de 24.000 a 26.000 litros, porém tanques de 40 pés também são viáveis.

7. Como são resolvidas questões sobre tráfego mútuo e direito de passagem? Resolução ANTT 3694/2011?

A questão levantada é considerada bastante complicada e sem clareza, levando o cliente a optar por modais eventualmente mais caros, como priorizar o rodoviário, para suplantar este obstáculo.

8. Há estudos sobre a adoção de locomotivas movidas a GNL?

Existiu um projeto há 8 anos com a Rumo, responsável pela manutenção das locomotivas, porém não houve continuidade por conta da falta de oferta do GN. O maior custo da ferrovia é o diesel utilizado, entre 18.000 e 25.000 litros por locomotiva.

9. Há algum contato na área de inteligência da RUMO para fazer o mesmo exercício?

Talvez não seja interessante para a Rumo dado a diferença na operação e na sua dificuldade no transbordo do GNL do vagão criogênico para o caminhão, porém é um item a ser verificado.

10. Qual é o mínimo da operação?

Mínimo de 2 ISO tanques/mês. Hoje, há disponibilidade de 1 trem a cada 36 horas e com carga máxima de 400 ISO tanques de 20', sendo possível a modalidade de *double stack*, inclusive. O *double stack* irá operar somente na rota Rondonópolis x Sumaré x Rondonópolis e, devido à configuração do vagão, poderíamos levar somente 144 ISO tanques de 20 pés mais 72 ISO tanques de 40 pés.

11. Por que a ferrovia é subutilizada no Brasil?

Não há a subutilização, mas alguns obstáculos que impedem a massificação do seu uso, como, por exemplo, a falta da infraestrutura necessária para recebimento dos trens com contêineres no porto de Santos/Cubatão. As diferenças de bitola e o custo de transbordo são inviáveis para a saúde do modelo, além de haver dificuldades na questão do direito de passagem e tráfego mútuo entre as concessionárias.

4.3.4 Ambiente regulatório favorável

A exemplo dos casos japonês, estadunidense e sueco, a existência de um ambiente regulatório favorável ao desenvolvimento das atividades aqui sugeridas é determinante para o êxito do empreendimento. Nas três experiências descritas no Capítulo 3, as similaridades iniciam-se pela clareza das normas vigentes, abrangendo assuntos de tamanha especificidade, o que dá segurança às partes envolvidas: agentes privados, instituições públicas, comunidade e governo, entre outros.

Os ambientes regulatórios são complexos, pois envolvem temas normalmente desconexos e não necessariamente cobertos por um único código legal ou órgão regulatório. Nossas experiências identificaram, por exemplo, regulamentações típicas da indústria do GN, mas também temas de segurança específicos do GNL e restrições associadas às condições de trabalho dos motoristas ou profissionais da indústria ferroviária.

O histórico do desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural dá-se início com a promulgação da chamada Lei do Petróleo (nº 9.478/1997). Além da criação da ANP, como órgão regulador das atividades ligadas às indústrias do petróleo e do gás natural, e do CNPE, como assessoria do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia, esta lei previa a abertura do mercado e a chegada de novos investidores na cadeia produtiva com a quebra do monopólio da Petrobras.

Porém isso se restringiu à participação de estrangeiras na exploração e na produção de petróleo e gás natural, o dito segmento *upstream*; poucas mudanças se materializaram em respeito a atividades *downstream*, incluindo o refino e o transporte de petróleo, ainda concentrados nas mãos da estatal, bem como em relação a tudo que se refere à cadeia de suprimento do GN.

Mathias e Szklo (2007) apontam que a experiência e o processo brasileiro demonstraram que a privatização, por si só, não é garantia de indução de investimentos na infraestrutura e que a negociação do acesso de terceiros a ela também não é suficiente para o estímulo à competição e o uso propriamente dito das instalações.

Os autores destacam três características particulares à reforma da indústria brasileira de GN, porém similares à experiência internacional: o uso do combustível para geração de eletricidade (a reforma do setor elétrico ocorria paralelamente a do gás e apresentava as UTE como consumidores-âncora); o processo de integração regional do gás (tendo uma crescente

relevância na participação do Gasbol); e o uso do GN para substituição de outros combustíveis de maior dano ambiental (nos transportes, na indústria petroquímica e de cerâmica, por exemplo).

De acordo com o CERI (2017), considera-se que o devido enfoque não foi direcionado às demandas específicas do setor de GN, uma vez que o resultado perpetuou a falta de liquidez no curto prazo; tal fato está igualmente ligado à questão da dominância da Petrobras sobre o acesso aos mercados. Semelhante ao racional dos sistemas estadunidense e japonês de gás natural, em seus passados não tão distantes, produtores e companhias de distribuição local e grandes consumidores assinam contratos de longo prazo e há pouca margem de negociação para um acesso efetivo às redes de gasodutos de transporte. Porém, no Brasil, um detalhe prejudicou as intenções pretendidas com a regulamentação: a não-obrigatoriedade da separação total de concessionárias das atividades da cadeia de produção, ou seja, como a Petrobras detém participação acionária na maioria destas, resta pouco poder de negociação para os demais agentes.

Em 2009, uma nova tentativa de formação do mercado de gás natural foi formalizada com a promulgação da Lei do Gás (nº 11.909/2009), tratando especificamente dos interesses atrelados ao setor. Houve uma nova abordagem, abandonando o modelo estadunidense e inspirando-se na reforma aplicada na União Europeia. A garantia do acesso aos gasodutos de transporte pouco evoluiu, apenas com a introdução de ditas operações de *swap* (CERI, 2017).

Colomer (2014) sugere que a Lei do Gás tentou incentivar a expansão da malha de gasodutos, destacando a redução de parte dos riscos para novos investimentos em gasodutos; definição de novos recursos de financiamento; e o desejo de promover o aumento na competição; além da introdução do Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária (PEMAT) com base nos estudos de oferta e demanda produzidos pela EPE.

Em 2013, a resolução nº 51 da ANP descreveu a separação total do transporte da comercialização do gás para novos gasodutos, porém dificultou o acesso de novos investidores aos gasodutos existentes e, conseqüentemente, o acesso ao mercado consumidor. Colomer (2014) e Croso (2015) criticam as metodologias adotadas no PEMAT, pois impossibilita a antecipação de necessidades futuras de capacidade.

Porém, Croso (2015) foi ainda mais enfática em sua crítica, sugerindo que o PEMAT, concebido como um plano governamental com foco exclusivo nas malhas dutoviária, necessitava transformar-se em um verdadeiro plano logístico multimodal para o GN no Brasil.

A autora não pôde avançar na fundamentação do que deveria compor um tal plano. Contudo, com este trabalho seminal no IEE/USP, lançou-se a semente para que uma nova linha de pesquisa pudesse ser aprofundada.

Em 2016, ainda se debruçando sobre questões regulatórias aparentemente insolúveis, quase todas relacionadas aos ambientes dutoviários do GN, o governo federal introduziu a iniciativa “Gás para Crescer”, para estimular a entrada de entes privados em um ambiente mais competitivo. A partir da elaboração das “Diretrizes Estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil”²³ posta em consulta pública, Costa, Cupertino e Moutinho dos Santos (2018) e Colomer et al. (2017) resumem as principais discussões e deliberações da iniciativa “Gás para Crescer”. Reconhecem que o Brasil continua buscando uma maior transparência; redução nos custos de transação; maior estabilidade regulatória; o estímulo à concorrência; garantias de acesso de terceiros às infraestruturas de transportes e produção; mudanças na tributação e a integração entre os setores de gás e de energia elétrica. Enfim, em seus fundamentos, nada muito diferente de experiências que foram implantadas com sucesso em outros países, incluindo nossas referências, EUA, Japão e Suécia.

Dentre os temas a serem discutidos pelo recém-formado Comitê Técnico para o Desenvolvimento do Gás Natural, estão incluídos: a redução da dependência da Petrobras para a realização de investimentos; o acesso à infraestrutura de escoamento e tratamento existente, para novos investidores; as condições necessárias para o suprimento do gás às termelétricas; e, as condições de acesso ao mercado de gás (distribuidoras e mercado livre). A Tabela 17, elaborada pelo MME (2018), resume a comparação entre a situação atual e a almejada com o desenvolvimento do programa “Gás para Crescer”:

²³ O texto completo pode ser encontrado na Resolução CNPE nº 10/2016, disponível em http://www.mme.gov.br/documents/10584/3201726/Resolucao_CNPE_10_Diretrizes_Gas_Para_Crescer.pdf/0740d96d-f732-429d-8235-a683f701a23c.

Tabela 17 – Novo desenho do mercado de gás natural

Segmento	Hoje	Gás para Crescer
Transporte	Contratação de capacidade ponto a ponto em gasodutos de transporte	Formação de Sistemas de Transporte com contratação de capacidade na modalidade de entradas e saídas
	Desverticalização jurídica	Desverticalização com certificação de independência para os transportadores existentes e total para os novos
	Operação coordenada pela Petrobras	Operação coordenada por Gestor de Área de Mercado formado por transportadores independentes, sem a criação de novo ente
	Regime de concessão para gasodutos de transporte como regra geral	Regime de autorização, com possibilidade de contestação por outros transportadores interessados
	Planejamento pelo MME com base em estudos da EPE	1) Planejamento indicativo pela EPE 2) Plano de investimento dos transportadores aprovados pela ANP após consolidação e avaliação pela EPE
	Ausência de mecanismos para cessão compulsória de capacidade	Regulação de mecanismos de cessão compulsória de capacidade
Comercialização	Comercialização de gás em pontos físicos	Comercialização em Pontos Virtuais de Negociação (<i>virtual hubs</i>)
	Sem previsão para comercialização em mercados organizados	Criação das bases para comercialização de gás em mercados organizados
	Ausência de mecanismos para reduzir concentração de mercado	Possibilidade de restrição da fatia de mercado de um único agente (programa de liberação de gás natural ou <i>gas release</i> e/ou <i>capacity release</i>)
Distribuição	Regulação pelos Estados da figura do Consumidor Livre	Regulação Federal da figura do Consumidor Livre com liberalização gradual do mercado, respeitando a realidade de cada Estado
Escoamento, Processamento e Terminais de GNL	Acesso facultativo – sem regras definidas	Acesso negociado e não discriminatório, garantida a prioridade de acesso do proprietário
Estocagem	Concessão com base na Lei 8.666/93	Regime de autorização

Fonte: MME (2018).

Uma discussão e entendimento completos de todos os temas apresentados na Tabela 17 ultrapassam os limites de escopo desta dissertação. Em resumo, há de se reconhecer importantes avanços regulatórios, que serão essenciais às propostas aqui estudadas.

Em princípio, tendemos a afirmar que o ambiente regulatório se mostra favorável à implantação da alternativa de transporte de GNL, ainda que a iniciativa “Gás para Crescer” não apresente medidas com resultados imediatos para a desejada abertura do mercado. As decisões tomadas pelo governo Federal levam a crer que o caminho que se procura construir assemelha-

se às conduções ocorridas nos três exemplos internacionais apresentados no Capítulo 3, direcionadas à liberalização dos mercados e voltadas à consolidação de mercados mais competitivos. Resta saber se as diretrizes terão continuidade a cada transferência de mandato, com olhar no longo prazo.

No entanto, sem poder avançar muito mais, é necessário igualmente reconhecer que o ambiente regulatório no Brasil permanece atrasado e muitos obstáculos do passado permanecem sem soluções definitivas. Sugere-se, por exemplo, a leitura de Manoel (2006), dissertação igualmente seminal do IEE/USP.

Com relação às regulações do transporte de GNL nas ferrovias brasileiras, foram enviados questionamentos às respectivas agências nacionais responsáveis para detectar possíveis entraves. Nas Tabelas 18 e 19, são elencadas as devolutivas da ANP e ANTT, respectivamente, trazendo à luz elementos essenciais para a atividade ser realizada no Brasil e de acordo com as agências reguladoras nos seus respectivos campos de atuação.

Tabela 18 - Resposta da ANP para o questionamento sobre o transporte ferroviário de GNL

<p>Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – 16/12/2016</p>	<p>Prezado(a) Senhor (a) CYLON LIAW,</p> <p>Em atendimento a sua manifestação, informamos que a regulação dos modais de transporte rodoviário e ferroviário é atribuição da ANTT. Os agentes que realizam a atividade de transporte de combustíveis nesses modais devem atender regulamentação para o transporte de produtos perigosos da referida Agência. Sugerimos o contato direto com a ANTT para maiores esclarecimentos. A ANP autoriza as atividades de distribuição de gás natural comprimido (GNC) e de distribuição de gás natural liquefeito (GNL), a granel, regulamentadas, respectivamente, por meio da Resolução ANP 41/2007 e da Portaria ANP 118/2000. Os dois agentes citados na consulta são autorizados pela ANP a atuar como distribuidores de GNC e GNL, respectivamente.</p>
--	--

Fonte: elaborada pelo autor (2018).

Tabela 19 - Resposta da ANTT para o questionamento sobre o transporte ferroviário de GNL

<p>Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) – 27/12/2016</p>	<p>Prezado(a) Senhor(a) Cylon Liaw,</p> <p>Em atenção à mensagem de V. S^a., registrada sob o protocolo nº. 3624322, retransmitimos os esclarecimentos que esta Ouvidoria obteve da Gerência de Regulação e Outorgas Ferroviárias de Cargas – GEROF. Informamos que o Decreto nº 98973, de 21/02/1990, que aprova o Regulamento do Transporte Ferroviário de Produtos Perigosos e a Resolução nº 420 Consolidada e Anexo, de 12/02/2004, que aprova as instruções complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos, tratam especificamente da regulamentação do transporte terrestre de produtos perigosos. A Resolução nº 420 Consolidada (alterações) e Anexo encontram-se disponíveis para consulta no seguinte endereço eletrônico: http://www.antt.gov.br/index.php/content/view/1420/Resolucao_420.html. Informamos ainda que o assunto “transporte do gás natural liquefeito pela ferrovia” não se encontra previsto na Agenda Regulatória 2015/2016 em atividade nesta ANTT.</p>
--	---

Fonte: elaborada pelo autor (2018).

5. CONCLUSÕES

Ao observar o detalhamento das experiências internacionais, é possível indicar algumas similaridades que podem nortear a aplicação do transporte ferroviário de GNL em pequena escala no Brasil. Nos três casos, observou-se que a liberalização do mercado de GN tornou possível o acesso de terceiros à infraestrutura de transporte, trazendo novas empresas competidoras entre si e estimulando o desenvolvimento do setor do gás.

Importante ressaltar que, embora verificado em outras circunstâncias, o mercado liberalizado não garante, por si só, o sucesso do projeto, argumento reforçado nos Capítulos 3 e 4. Trata-se de uma conjunção de fatores, aqui tratados a partir da descrição das conjunturas energéticas, matrizes de transporte e condicionantes operacionais. O fato desta dissertação não tratar diretamente, por exemplo, do ordenamento de custos, limita a abrangência do estudo, porém considera-se que este tema seja analisado como sugestão de estudos futuros, assim como as questões ambientais.

Especificamente do caso japonês, podemos aprimorar a Lei do Gás do Brasil nos espelhando nas diretrizes do negócio organizadas na *Gas Business Act* e na *High Pressure Gas Safety*, esta última orientada para a garantia da segurança nas operações. Já a indústria, através de suas organizações, também pode se comprometer a contribuir com demais padrões condizentes com a sua atividade. Destaca-se, inclusive, a questão da legislação trabalhista japonesa para os motoristas de caminhão, os quais não são permitidos a trafegarem mais de 300 km/dia, o que torna o modal ferroviário mais atraente em relação aos custos, já que os caminhoneiros são obrigados a trabalhar com mais de um motorista caso o percurso supere os 300 km diários.

O caso do Alasca, descrito como exemplo no caso dos EUA, é considerado um modelo para o Brasil, visando atender regiões interioranas para dar vazão ao grande volume do gás a ser consumido pelo mercado doméstico, a partir da exploração das reservas do pré-sal ou ainda por suprimento boliviano. Embora vise o abastecimento da demanda restrita ao estado do Alasca e ainda que não esteja diretamente associado à expansão do *shale gas*, esta experiência pode servir, inclusive, para o escoamento do próprio *shale gas*, reforçando a capacidade dos EUA de distribuir seu gás domesticamente e, também, avançando no mercado internacional do GNL.

Já no caso sueco, observa-se uma infraestrutura dedicada à distribuição do biogás/biometano liquefeito por vias férreas, atendendo a um planejamento de longo prazo para

erradicação das emissões de CO₂ até 2050 e priorização do seu uso nos transportes. O Brasil, seguindo a tendência de crescimento dos biocombustíveis e, especificamente, do biogás, deve aproveitar-se da malha ferroviária já constituída para abastecer outros mercados não consolidados. A exemplo da agricultura, setor que produz boa parte do biogás brasileiro, pode-se colaborar com a popularização do combustível, inclusive para alimentar seus próprios maquinários e a infraestrutura produtiva.

Assim como a Suécia, o Brasil pode se aproveitar da capacidade instalada de biogás para suprir sua potencial demanda, por exemplo, de usinas termelétricas ou para injeção na rede de gasodutos ou utilizada em automóveis²⁴ leves e pesados, preferencialmente convertido em biometano por conta da maior presença de metano no volume total. Nesse sentido, os modais a granel podem ser essenciais para a monetização do biogás. Diferentemente do caso sueco, cujo gás natural é *backup* e o biogás é protagonista e visto como combustível catalisador para uma matriz menos poluente, o Brasil ainda o enxerga como coadjuvante em seu mix energético, situação que pode se alterar com os avanços do Renovabio.

Há proposições para desenvolver o mercado doméstico de biocombustíveis (dentre eles, o biogás) a partir das discussões do programa Renovabio recentemente anunciado, pautado na expansão destes na matriz energética e foco na segurança da previsibilidade e regularidade no abastecimento dos combustíveis. A criação do CBIO (Crédito de Descarbonização por Biocombustíveis) visa transformar este ativo financeiro em moeda de troca por certificação da produção dos combustíveis e, assim, contribuindo para o abatimento das emissões de GEE.

Os exemplos supracitados ilustram uma prática em países cuja matriz energética tem o gás natural com expressiva representatividade. Particularmente no Brasil, o gás natural detém apenas 12,9% de participação na oferta primária de energia da matriz brasileira (EPE, 2018), cujo transporte prioritário é via gasodutos e por meio do GNL importado em navios-tanque para consumo em indústrias e termelétricas. Com visão de longo prazo para o pré-sal, entende-se

²⁴ O documento “Biometano como combustível veicular”, elaborado pela Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental em apoio ao Probiogás, traz maiores informações sobre o contexto internacional, proteção do clima, tecnologias, aplicações e opções para seu transporte. Disponível em: <https://www.giz.de/en/downloads/giz_biogas_como_combustivel_digital_simples.pdf>.

que, superadas as barreiras técnicas e econômicas em vigência, o GN tenha uma maior participação no mix energético brasileiro e com a ajuda do multimodal na logística do gás.

Em sua análise pormenorizada, o Brasil, ainda que reúna as condições mínimas para justificar a implantação do modal ferroviário para GNL, precisa agilizar o desenvolvimento dos parâmetros considerados para firmar o gás natural como elemento de transição para as energias renováveis ou ainda para torná-lo protagonista junto a elas. Paralelamente, o fortalecimento de novas demandas também traz robustez ao mercado do gás natural, como os exemplos citados da substituição do diesel das locomotivas por GNL e da maior participação do GN no setor agropecuário.

Embora tardio, o desenrolar das discussões e da potencial sinergia com a Brado Logística geraram novos interesses, inclusive, a participação mais ativa da empresa no que diz respeito a testes práticos, tão logo comprovem-se as premissas para sua adoção, e maior colaboração com o projeto, fatos que apenas corroboram os bons frutos alcançados por esta pesquisa.

Como tema de pesquisas futuras, sugere-se a inclusão do modal hidroviário na análise do multimodal brasileiro, considerando as enormes potencialidades com as hidrovias navegáveis no país. A questão da substituição do diesel nas locomotivas demanda estudos mais aprofundados com relação aos custos de *retrofit* e outros elementos necessários para sua efetivação, o que tornaria a análise mais completa e justificável no ponto de vista do investidor. O entendimento da dinâmica operacional do modal ferroviário é necessária, inclusive, no que diz respeito à movimentação da ferrovia (trânsito e demanda) e a possibilidade de encaixe de ISO contêineres contendo GNL neste fluxo de mercadorias. Nesta mesma linha, o potencial de maior participação do GN na agropecuária está intimamente ligado aos custos associados da substituição das atuais fontes energéticas e, portanto, sugere-se estimar os custos do diesel, lenha e GLP utilizados na estrutura produtiva.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AAR. **U.S. Rail Crude Oil Traffic**. s.l: s.n, 2015.

ANDA. **Principais indicadores do setor de fertilizantes**. São Paulo: Associação Nacional para Difusão de Adubos, 2018. Disponível em: <http://www.anda.org.br/estatistica/Principais_Indicadores_2017.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2018.

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro: ANP, 2018a.

_____. **Relatório de Comércio Exterior – Superintendência de Distribuição e Logística – Nº 5**. Brasília: ANP, 2018b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Importacao_Exportacao/Relatorios/Comercio_Exterior/Relatorio_de_Comercio_Exterior_n05.pdf>. Acesso em: 16 jul. 2018.

_____. **Anuário Estatístico 2018**. Rio de Janeiro: ANP, 2018c. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2018#Se%C3%A7%C3%A3o%202>>. Acesso em: 18 jul. 2018.

ANTF. **Mapa ferroviário**. Brasília: Associação Nacional dos Transportes Ferroviários. Disponível em: <<http://www.antf.org.br/mapa-ferroviario/>>. Acesso em: 5 ago. 2018.

ANTT. **Anuário Estatístico**. Brasília: Agência Nacional de Transportes Terrestres, 2018. Disponível em: <http://www.antt.gov.br/ferrovias/arquivos/Anuario_Estatistico.html>. Acesso em: 24 jul. 2018.

ARRC. **Project Facts – LNG Transport Demonstration**. s.l: s.n, 2016.

ANDRUS, S. J.; YERGIN, D. **The Shale Gale turns 10: A powerful wind at America's back – What's ahead for the next decade**. s.l: IHS Markit, 2018. Disponível em: <<https://cdn.ihs.com/www/pdf/Shale-Gale-turns10-powerful-wind-Americas-back.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

BLOOMBERG. **Latin American Giant's Hunger for Foreign Gas Ebbs Amid Oil Boom**. s.l: s.n, 2018. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-03-27/latin-american-giant-s-hunger-for-foreign-gas-ebbs-amid-oil-boom>>. Acesso em: 20 jul. 2018.

BNDES. **A indústria química e o setor de fertilizantes**. s.l: BNDES, 2012. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

BOERSMA, T.; JORDAAN, S.M. Whatever happened to the Golden Age of natural gas?. **Energy Transitions**. v. 1, n. 5, p. 1-8, 2017.

BRASIL. **pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada / Ministério do Meio Ambiente**. Brasília: MMA, 2015.

BTS. **U.S. Ton-Miles of Freight**. Washington: Bureau of Transportation Statistics, 2018. Disponível em: <<https://www.bts.dot.gov/content/us-ton-miles-freight>>. Acesso em: 1 ago. 2018.

CARDNO ENTRIX. **IEP Natural Gas Conversion Analysis – Fairbanks LNG Distribution Demand Analysis**. Portland: Cardno Entrix, 2014.

CARLSON, J. **Understanding Government and Railroad Strategy for Crude Oil Transportation in North America**. 2014. 214f. Dissertação (Mestrado – Engineering Systems Division e Department of Civil and Environmental Engineering) – Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, 2014.

CERI. **Development of a competitive natural gas market**. s.l: s.n, 2017. Disponível em: <<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18344/development-of-a-competitive-natural-gas-market.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

CHASE, N. **Potential of liquefied natural gas use as railroad fuel**. Washington: Energy Information Administration, 2014. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo14/section_issues.php#liq_nat_gas>. Acesso em: 20 jul. 2018.

CIA. **The World Factbook**. Washington: Central Intelligence Agency, 2018. Disponível em: <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2117.html#ja>>. Acesso em: 3 jul. 2018.

CNA. **Com avanço de 13% nas exportações em 2017, superávit do campo vai a US\$ 82 bi**. Brasília, Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil, 2018a. Disponível em: <<http://www.cnabrazil.org.br/noticias/com-avanco-de-13-nas-exportacoes-em-2017-superavit-do-campo-vai-us-82-bi>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

_____. **Agropecuária registra saldo positivo na oferta de emprego em 2017**. Brasília, Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil, 2018b. Disponível em: <<http://www.cnabrazil.org.br/noticias/agropecuaria-registra-saldo-positivo-na-oferta-de-emprego-em-2017>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

CNT. **Boletim Estatístico - maio 2018**. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2018a. Disponível em: <<http://www.cnt.org.br/Boletim/boletim-estatistico-cnt>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

_____. **Pesquisa CNT de Rodovias 2017**. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2018b. Disponível em: <http://pesquisarodoviascms.cnt.org.br/PDFs/Resumo_Principais_Dados_Pesquisa_CNT_2017_FINAL.pdf>. Acesso em: 24 jul. 2018.

_____. **Anuário CNT do Transporte 2017**. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2017. Disponível em: <<http://anuariodotransporte.cnt.org.br/2017/Ferrovuario/2-1-/Inicial>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

_____. **O sistema ferroviário brasileiro**. Brasília: Confederação Nacional do Transporte, 2013.

COLOMER, M. **O setor elétrico e as indefinições da política de gás natural no Brasil**. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/06/16/o-setor-eletrico-e-as-indefinicoes-da-politica-de-gas-natural-no-brasil/>>. Acesso em: 18 jul. 2018.

_____. **Expansão da Malha de Transporte de Gás Natural no Brasil**. São Paulo: s.n, 2014. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/sites/default/files/Seminario%20Lei%20do%20Gas%20-%20ProfMarcelo.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

COLOMER, M. et al. **Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas**. Rio de Janeiro: IBP, 2017.

CORREIO BRAZILIENSE. **Alta do PIB: “Setor agropecuário carregou a economia”, avalia especialista**. Brasília: Correio Braziliense, 2018. Disponível em: https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2018/03/02/internas_economia_663301/pib-setor-agropecuário-carregou-a-economia-avalia-especialista.shtml>. Acesso em: 23 jul. 2018.

COSTA, H. K. M.; CUPERTINO, S. A.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Atualidade Regulatória do Mercado de Gás Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2018. v. 1, ed. 1.

CROSO, T. **Análise do planejamento setorial para o setor de gás natural: o caso do PEMAT 2022**. 2015.144p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, 2015.

EIA. **United States remains the world’s top producer of petroleum and natural gas hydrocarbons**. Washington: Energy Information Administration, 2018a. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36292>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

_____. **Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050**. Washington: Energy Information Administration, 2018b. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2018.pdf>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

_____. **Natural Gas Weekly Update**. Washington: Energy Information Administration, 2018c. Disponível em: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2018/06_07/>. Acesso em: 20 jun. 2018.

_____. **U.S. liquefied natural gas exports quadrupled in 2017**. Washington: Energy Information Administration, 2018d. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35512>>. Acesso em: 22 jun. 2018.

_____. **Alaska - State Profile and Energy Estimates**. Washington: Energy Information Administration, 2018e. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=AK>>. Acesso em: 30 jun. 2018.

_____. **Carbon Dioxide Emissions Coefficients**. Washington: Energy Information Administration, 2016. Disponível em: https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php>. Acesso em: 4 ago. 2018.

ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN. **The Swedish Electricity and Natural Gas Market 2016**. Eskilstuna: Swedish Energy Markets Inspectorate, 2017. Disponível em: https://www.ei.se/PageFiles/310277/Ei_R2017_06.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2018.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2007.

_____. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2014.

_____. **Nota técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2016.

_____. **Balanco Energético Nacional – Relatório Síntese/Ano base 2017**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2018.

_____. **Web Map EPE – Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro**. s.l: EPE, 2018. Disponível em: <<https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>>. Acesso em: 19 jul. 2018.

ERIA. **Formulating Policy Options for Promoting Natural Gas Utilization in the East Asia Summit Region - Volume II: Supply Side Analysis**. Jakarta: Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, 2018.

ESTADO DE S. PAULO. **Falta de refinarias pode ameaçar abastecimento**. São Paulo: O Estado de S. Paulo, 2017. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,falta-de-refinarias-pode-ameacar-abastecimento,70002122856>>. Acesso em: 20 jul. 2018.

_____. **“Trem verde” da Vale troca diesel por gás**. São Paulo: Estado de S. Paulo, 2009. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,trem-verde-da-vale-troca-diesel-por-gas,322424>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

EUROSTAT. **Modal split of inland freight transport, 2016**. s.l: Eurostat, 2016. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/1/1b/Modal_split_of_inland_freight_transport%2C_2016_%28%25_of_total_inland_tonne-kilometres%29.png>. Acesso em: 1 ago. 2018.

FERC. **Approved North American LNG Import/Export Terminals**. s.l: Department of Energy, 2018. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2018.

_____. **Existing North American LNG Import/Export Terminals**. s.l: Department of Energy, 2018. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-existing.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2018.

_____. **Proposed North American LNG Export Terminals**. s.l: Department of Energy, 2018. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-proposed-export.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2018.

FOLHA DE S. PAULO. **Produção nacional de diesel é a mais baixa em 15 anos**. São Paulo: Folha de S. Paulo, 2018. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/06/producao-nacional-de-diesel-e-a-mais-baixa-em-15-anos.shtml>>. Acesso em: 16 jul. 2018.

Fórum Econômico Mundial. **The Global Competitiveness Report 2014-2015**. sl: Fórum Econômico Mundial, 2014.

GALLO, A. B. **Avaliação da inserção do gás natural no setor industrial brasileiro: uma análise de indicadores de impactos energético, ambiental e econômico**. 2018. 148p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, 2018.

GIE. **Small Scale LNG Map 2018 – Existing & Planned Infrastructure for Sea-Road-Waterways Transport**. Brussels: Gas Infrastructure Europe, 2018. Disponível em: <https://www.gie.eu/maps_data/downloads/2018/GIE_SSLNG_Map_A0_1189x841_June2018.pdf>. Acesso em: 1 jul. 2018.

GLOBALFERT. **Importação de fertilizantes no Brasil**. s.l: s.n, 2018. Disponível em: <<https://globalfert.com.br/boletins-gf/13>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

GNA. **LNG Opportunities for Marine and Rail in the Great Lakes, Gulf of Mexico, and Inland Waterways**. s.l: Gladstein, Neandross & Associates, 2014.

GREEN GAS INITIATIVE. **Gas and Gas Infrastructure – The Green Commitment**. s.l: s.n, 2016. Disponível em: <http://www.greengasinitiative.eu/media/greengas_initiative_report_web_2016.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2018.

_____. **Biomethane Naturally Green Gas**. s.l: s.n, 2017. Disponível em: <http://www.greengas-initiative.eu/media/ggi-biomethane_report_06.2017.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2018.

_____. **Joint Declaration**. Dublin: Green Gas Initiative, 2015.

HAKATAUNYU. **Rail transport**. s.l: s.n, 2018. Disponível em: <<http://www.hakataunyu.com/english/railtransport.html>>. Acesso em: 4 ago. 2018.

ICF. **North America Midstream Infrastructure through 2035 – Significant Development Continues**. Fairfax: ICF, 2018.

IEA. **Brazil – Energy generation by fuel**. Paris: IEA, 2018a. Disponível em: <<http://www.iea.org/stats/WebGraphs/BRAZIL2.pdf>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **Japan: Balances for 2000**. Paris: IEA, 2018b. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=JAPAN&product=balances&year=2000>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **Japan – Energy generation by fuel**. Paris: IEA, 2018c. Disponível em: <<https://www.iea.org/stats/WebGraphs/JAPAN2.pdf>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **United States – Energy generation by fuel**. Paris: IEA, 2018d. Disponível em: <<https://www.iea.org/stats/WebGraphs/USA2.pdf>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **United States: Balances for 2015**. Paris: IEA, 2018e. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2015&country=USA&product=Balances>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **Sweden: Balances for 2014.** Paris: IEA, 2018f. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2015&country=SWEDEN&product=Balances>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **Sweden – Energy generation by fuel.** Paris: IEA, 2018g. Disponível em: <<https://www.iea.org/stats/WebGraphs/SWEDEN2.pdf>>. Acesso em: 23 maio 2018.

_____. **Gas Resiliency Assessment of Japan.** Paris: International Energy Agency, 2016.

IFAG. **Nota técnica – Análise do impacto da alta do óleo diesel nos custos de produção agrícola.** Goiás: Instituto para Fortalecimento da Agropecuária, 2018. Disponível em: <<http://sistemafaeg.com.br/faeg/noticias/noticias/ifag-divulga-nota-sobre-impacto-da-alta-do-oleo-diesel-nos-custos-de-producao-agricola>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

IGU. **Small Scale LNG.** s.l: International Gas Union, 2015a.

_____. **LNG as fuel.** s.l: International Gas Union, 2015b.

_____. **2017 World LNG Report.** s.l: International Gas Union, 2017.

ITF. **Capacity to grow – Transport Infrastructure Needs for Future Trade Growth.** Paris: International Transport Forum, 2016. Disponível em: <<https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/future-growth-transport-infrastructure.pdf>>. Acesso em: 1 ago. 2018.

IVANOV, V.I. Energy Security in Northeast Asia and Multilateral Cooperation in the Energy Sector. **Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology**, v. 65, n. 4, 2000.

LAM, P. The growth of Japan's LNG industry: lessons for China and Hong Kong. **Energy Policy**, v. 28, n. 5, p. 327-333, 2000.

LAMBERT, M. **Biogas: A significant contribution to decarbonizing gas markets?.** Londres: OIES. n. 15, 2017.

LIAW, C. O impulso à oferta de gás natural através da expansão da malha ferroviária em território brasileiro. In: **XVI Congresso Brasileiro de Energia.** Rio de Janeiro, 2015.

MANOEL, Cácio Oliveira. **Aspectos Regulatórios e Modelos Contratuais Aplicáveis ao Mercado de Distribuição de Gás Natural a Granel (Gás Natural Comprimido – GNC e Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil.** 2006. 188p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2006.

MAPA. **Agropecuária puxa o PIB de 2017.** Brasília: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2018. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/noticias/agropecuaria-puxa-o-pib-de-2017>>. Acesso em: 23 jul. 2018.

MATHIAS, M. C.; SZKLO, A. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. **Energy Policy**, v. 35, p. 6478-6490, 2007.

MCDOWELL GROUP. **Port Mackenzie Rail Freight Market Analysis.** Anchorage: McDowell Group Anchorage Office, 2017.

METI. **Japan's Gas Market Security**. Japan: Ministry of Economy, Trade and Industry, 2018. Disponível em: http://aperc.iecej.or.jp/file/2018/3/19/O-3_METI_Asuka_Nakamura_20180307_revised.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2018.

MME. **Novo desenho do mercado de gás natural**. Brasília: MME, 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/novo-desenho-do-mercado-de-gas-natural>>. Acesso em: 24 jul. 2018.

MOUTINHO DOS SANTOS, E. et al. A civilização do gás. **Estudos avançados**, v. 21, nº 59, 2007, p. 67-90.

MTPA. **Infraestrutura**. Brasília: Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil, 2018. Disponível em: <http://www.transportes.gov.br/component/content/article/63-bit/5110-bitpublic.html#infrarodo>>. Acesso em: 3 ago. 2018.

NOMURA RESEARCH INSTITUTE. **Study on Opportunities and Issues in introducing mini LNG facilities and equipments in Indonesia**. s.l: Nomura Research Institute, 2015. Disponível em: http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2015fy/000137.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2018.

ODA, H. **Structural Changes in City Gas Production in Japan: Diversification of Gas Production as a Result of Gas Family Integration by IGF21**. s.l: International Gas Union, 2000. Disponível em: <http://members.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00594.pdf>>. Acesso em: 29 maio 2018.

PETROV, K. et al. **Study on the future role of gas from a regulatory perspective**. Bonn: CEER, 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.

PLG Consulting. **The North American Energy Revolution: Implications for Rail**. In: **Proceedings of the Rail Summit – The Supply Chain**. Chicago, 2015.

RAGNAR, M. **Rail transportation of liquid methane in Sweden and Finland**. Malmö: Svenskt Gastekniskt Center, 2014.

ROGERS, H. V. **Asian LNG Demand: Key Drivers and Outlook**. Londres: OIES. n. 106, 2016.

SEA. **Energy in Sweden – Facts and Figures 2018**. Estocolmo: Swedish Energy Agency, 2018. Disponível em: <http://www.energimyndigheten.se/en/news/2018/energy-in-sweden---facts-and-figures-2018-available-now/>>. Acesso em: 02 jul. 2018.

SKENKVIST, M. et al. **Förutsättningar för utbyggnad av landbaserad infrastruktur för flytande gas (LNG/LBG)**. Estocolmo: ÅF-Industry, 2011.

SNOW, N. **INGAA Foundation study projects robust US need for gas pipelines**. Washington: Oil & Gas Journal, 2018. Disponível em:

<<https://www.ogj.com/articles/2018/06/ingaa-foundation-study-projects-robust-us-need-for-gas-pipelines.html>>. Acesso em: 28 jun. 2018.

STATISTICS BUREAU. **Statistical Handbook of Japan 2017**. Japão: Statistics Bureau - Ministry of Internal Affairs and Communications, 2017.

_____. **Chapter 12-2-b Domestic Freight Transportation by Mode of Transportation (F.Y. 1950-2004)**. s.l., 2018. Disponível em: <<http://www.stat.go.jp/english/data/chouki/12.html>>. Acesso em: 07 jun 2018.

STB. **Quarterly Report of Rail Fuel Surcharges**. s.l: Surface Transport Board, 2017. Disponível em: <<https://www.stb.gov/econdata.nsf/RailFuelSurcharges?OpenView&Start=1&Count=300&Expand=2.4#2.4>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

STEWART, R.D.; TADA, H. Japan Liquefied Natural Gas (LNG) Intermodal Container Operations: Applicability to U.S. Operations. In: **Proceedings of the Canadian Transportation Research Forum 51st Annual Conference**. Ontario, 2016.

SWEDEGAS. **Construction of LNG facility under way at the Port of Gothenburg**. Gotemburgo: Swedegas, 2018. Disponível em: <https://www.swedegas.com/Home/News/Construction_of_LNG_facility_under_way>. Acesso em: 9 jul. 2018.

_____. LNG small scale and bunkering – The Gothenburg Case. In: **Proceedings of the International LNG Congress**. Londres. 2016. Disponível em: <https://globalmaritimehub.com/wp-content/uploads/attach_694.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2018.

TAIOLI, F.; MOUTINHO DOS SANTOS, E.; COLIN, J. A comparative analysis between Brazil and the USA in ethanol logistics. **Revue de l'Énergie**, n. 586, p. 1-9, 2008.

THE JAPAN GAS ASSOCIATION. **Outline of Gas Industry in Japan**. In: 26th World Gas Conference. Japan: JGA, 2015.

THOMAS, M. **Research for Tran Committee – The Japanese Transport System**. EU: European Parliament, 2016.

TOYOSAKI, M. LNG satellite system – Land transportation and small scale natural gas liquefaction plant. **Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology**, v. 73, n. 2, p. 134-142, 2008.

TRAFIK ANALYS. **Railway in Sweden and Japan – a comparative study**. Estocolmo: Trafikverket, 2014. Disponível em: <https://www.trafa.se/globalassets/rapporter/2010-2015/2014/report_2014_12_railway_in_sweden_and_japan_-_a_comparative_study.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2018.

_____. **Vehicle 2017**. Estocolmo: Trafikverket, 2017. Disponível em: <https://www.trafa.se/globalassets/statistik/vagtrafik/fordon/2018/fordon_2017_blad.pdf?>. Acesso em: 3 jul. 2018.

_____. **Rail Traffic 2017**. Estocolmo: Trafikverket, 2018. Disponível em: <https://www.trafa.se/globalassets/statistik/bantrafik/bantrafik/2017/bantrafik-2017_juni.pdf?>. Acesso em: 3 jul. 2018.

TRAFIKVERKET. **Network Statement 2019, edition 23/03/2018**. s.l: s.n, 2018. Disponível em: <<http://jnbkarta.trafikverket.se/2019/en.html>>. Acesso em: 11 jul. 2018.

USDOT. **Freight, Facts and Figures 2017**. Washington: U.S Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics, 2017a.

_____. **Transportation Economic Trends 2017**. Washington: U.S Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics, 2017b.

_____. **Transportation Statistics Annual Report 2017**. Washington: U.S Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics, 2017c.

VALOR ECONÔMICO. **Faltam interessados em adquirir plantas de fertilizantes da Petrobras**. s.l: s.n, 2018. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/agro/5438173/faltam-interessados-em-adquirir-plantas-de-fertilizantes-da-petrobras>>. Acesso em: 23 jul. 2018.