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

ROBERTO IGNACIO DA SILVA

**A LIQUEFAÇÃO COMO ALTERNATIVA PARA MONETIZAÇÃO DO
GÁS NATURAL PRODUZIDO EM PEQUENA E MÉDIA ESCALA NA
ÁREA DO PRÉ-SAL DA REGIÃO SUDESTE DO BRASIL**

**SÃO PAULO
2018**

ROBERTO IGNACIO DA SILVA

A LIQUEFAÇÃO COMO ALTERNATIVA PARA MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL
PRODUZIDO EM PEQUENA E MÉDIA ESCALA NA ÁREA DO PRÉ-SAL DA REGIÃO
SUDESTE DO BRASIL

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

Da Silva, Roberto Ignacio.

A Liquefação Como Alternativa Para Monetização do Gás Natural Produzido em Pequena e Média Escala na Área do Pré-Sal da Região Sudeste do Brasil. / Roberto Ignacio da Silva; orientador: Edmilson Moutinho dos Santos. – São Paulo, 2018.

101f.: 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. 2. Pré-Sal. 3. GNL. 4. GNL em pequena escala. 5. Análise Econômica. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: DA SILVA, Roberto Ignacio

Título: A Liquefação Como Alternativa Para Monetização do Gás Natural Produzido em Pequena e Média Escala na Área do Pré-Sal da Região Sudeste do Brasil.

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

Sou especialmente grato ao professor Edmilson Moutinho dos Santos pela orientação na realização desta dissertação, por todo o conhecimento em gás natural transmitido e pela confiança depositada em mim, desde meu início como aluno especial.

À professora Hirdan Katarina de Medeiros Costa que, desde 2015, indentificou em mim capacidade para realização do mestrado e sempre me incentivou a escrever e publicar os trabalhos prévios que conduziram a esta dissertação.

Ao professor Célio Bermann, pelos conhecimentos transmitidos e pelo apoio em um momento difícil em minha carreira profissional.

À Juliana Oliveira da Silva da secretaria de Pós-Graduação, pela simpatia e paciência em prestar esclarecimentos e ajuda durante todo o período como aluno do mestrado.

Ao Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, que me permitiu estudar em uma instituição pública com excelência de ensino e pesquisa. Espero retribuir com esta dissertação para expandir e difundir o conhecimento para a sociedade.

Aos colegas de estudo Cylon Liaw, Denis Fraga, Cristiano Borges e Alexandre Gallo pela amizade e pela parceria nos projetos e artigos.

Ao suporte do RCGI Research Centre for Gas Innovation, patrocinado pela FAPESP (2014/50279-4) e pela Shell.

À minha filha Letícia a qual eu espero ser sempre um exemplo.

À minha esposa Caroline pela paciência, pelo apoio durante os estudos do mestrado e pelo enorme apoio durante os momentos difíceis para conciliar nossa vida social com minha vida acadêmica e minha vida profissional.

À meu pai Renato pelo exemplo de ser humano e referência que é para a família.

Finalmente, agradeço à memória de minha mãe Júlia que sempre me incentivou à estudar pois reconhecia a evolução acadêmica como forma de vencer na vida.

RESUMO

DA SILVA, Roberto Ignacio. **A Liquefação Como Alternativa Para Monetização do Gás Natural Produzido em Pequena e Média Escala na Área do Pré-Sal da Região Sudeste do Brasil**. 2018. 101 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2018.

O desejo por energia aumenta à medida que o número de pessoas cresce e o aumento de seu padrão de vida conduz a maiores demandas para conforto. Para atender a este desafio, torna-se fundamental trazer novas fontes de suprimento de energia para o mercado. Estas precisam atender a critérios cada vez mais restritos de sustentabilidade. Abundantes recursos de gás natural estão geograficamente distribuídos ao longo da costa do Sudeste do Brasil, na região conhecida como polígono do Pré-Sal. No entanto, avanços crescentes em tecnologia são requeridas para trazer esse gás natural com eficiência às pessoas que precisam dele. A liquefação e transporte em pequena e média escala surge como opção estudada neste trabalho. A partir do ano 2000, o mundo testemunhou um aumento no interesse pela entrega do Gás Natural Liquefeito (GNL) diretamente ao consumidor. O gás natural representa cerca de 1/4 da demanda global de energia, 10% do qual é fornecido na forma de GNL. O GNL assume rapidamente um papel importante nas perspectivas energéticas mundiais uma vez que cresceu mais rápido do que qualquer outra fonte de gás - a uma média de 7% ao ano entre 2000 e 2015. A dissertação apresenta uma visão geral dos números do gás natural no Brasil, e no mundo, assim como uma revisão do mercado mundial de GNL identificando o crescente interesse por soluções de pequena e média escala (*Small and Medium Scale Liquefied Natural Gas*, SMSLNG). São examinados os detalhes da produção brasileira de GNL, decorrente da implantação, em 2006, do Projeto Gemini, uma planta de liquefação de pequena escala localizada na cidade de Paulínia – SP. Em seguida, discute-se sobre a implementação de projetos de importação de GNL no Brasil. A partir dessas experiências passadas analisa-se os fatores facilitadores e as eventuais barreiras para o desenvolvimento do conceito de SMSLNG como solução tecnológica para liquefação de produções de gás natural de pequena e média escala na área do Pré-Sal da região Sudeste do Brasil. O trabalho conclui demonstrando que tecnologias para produção e manuseio do GNL em menores escalas encontram-se disponíveis no plano internacional e podem, efetivamente, colaborar para a monetização de fontes de suprimento de gás natural da área do Pré-Sal, tendo os mercados domésticos como destino. Porém, estratégias propostas para o desenvolvimento do SMSLNG aqui no Brasil dependem da melhoria da infraestrutura de distribuição do gás natural em todo o país e de avanços no quadro normativo e regulatório. Apresenta-se como estudo de caso, uma análise econômica da monetização do gás natural associado de um campo produtor do Pré-Sal. Os resultados comprovam que a solução SMSLNG representa uma oportunidade realista, e que merece pesquisas mais refinadas no futuro, para monetizar o gás natural associado em projetos *offshore* de pequena e média escala. Conclui-se com propostas de desenvolvimento de soluções de SMSLNG como alternativa de curto prazo para que o país possa superar dilemas impostos pela ausência de robusta infraestrutura dutoviária para escoar o gás natural tanto nas regiões produtivas do Pré-Sal como nos mercados domésticos de destino final do gás.

Palavras-chave: Gás Natural, Gás Natural Liquefeito, GNL em Pequena Escala, Pré-Sal, Análise Econômica

ABSTRACT

DA SILVA, Roberto Ignacio. **Liquefaction as an Alternative for Monetization of Natural Gas Produced in Small and Medium Scale in the Pre-Salt Area of the Southeast Region of Brazil**. 2018. 101 f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, University of São Paulo. São Paulo. 2018.

The desire for energy increases as the number of people grows and the increase in their standard of living leads to greater demands for comfort. To meet this challenge, it is fundamental to bring new sources of energy supply to the market. These need to meet ever more stringent sustainability criteria. Abundant natural gas resources are geographically distributed along the southeastern coast of Brazil, in the region known as the Pre-Salt polygon. However, growing advances in technology are required to bring this natural gas efficiently to the people who need it. The liquefaction and transport in small and medium scale appears as an option studied in this work. Since the year 2000, the world has witnessed an increase in interest in delivering Liquefied Natural Gas (LNG) directly to the consumer. Natural gas accounts for about 1/4 of global energy demand, 10% of which is supplied in the form of LNG. LNG quickly assumes an important role in the world's energy prospects as it has grown faster than any other source of gas - at an average of 7% a year between 2000 and 2015. The dissertation gives an overview of the numbers of natural gas in the Brazil, and the world, as well as a review of the global LNG market, identifying the growing interest in Small and Medium Scale Liquefied Natural Gas (SMSLNG). The details of the Brazilian LNG production are examined, due to the implementation in 2006 of the Gemini Project, a small scale liquefaction plant located in the city of Paulínia (SP). Next, we discuss the implementation of LNG import projects in Brazil. From these past experiences we analyze the facilitating factors and possible barriers for the development of the SMSLNG concept as a technological solution for the liquefaction of small and medium-scale natural gas productions in the Pre-Salt area of the Southeast region of Brazil. The dissertation concludes by demonstrating that technologies for LNG production and handling at smaller scales are available internationally and can effectively collaborate for the monetization of natural gas supply sources in the Pre-Salt area, with domestic markets as destiny. However, strategies proposed for the development of the SMSLNG here in Brazil depend on the improvement of the natural gas distribution infrastructure throughout the country and on advances in the regulatory framework. An economic analysis of the monetization of the associated natural gas of a field producing the Pre-Salt is presented as case study. The results prove that the SMSLNG solution represents a realistic opportunity, and deserves more refined research in the future, to monetize associated natural gas in small and medium scale offshore projects. It concludes with proposals for the development of SMSLNG solutions as a short-term alternative so that the country can overcome dilemmas imposed by the absence of a robust pipeline infrastructure to leach natural gas both in the productive regions of the Pre-Salt and in the final destination domestic markets of gas.

Keywords: Natural gas, Liquefied natural gas, Small-scale LNG, Pre-salt, Economic analysis

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Polígono do Pré-Sal	21
Figura 1.2 – Mapa das rotas dutoviárias <i>offshore</i>	23
Figura 2.1 - As 10 maiores reservas provadas de gás natural por país e total por região, em 2014.	31
Figura 2.2 - Evolução das reservas provadas de gás natural.	32
Figura 2.3 - Os 5 maiores produtores de gás natural por país e total por região, em 2014.	33
Figura 2.4 - Evolução da produção de gás natural.	34
Figura 2.5 - Os 10 maiores consumidores de gás natural por país e total por região, em 2014.	35
Figura 2.6 - Evolução do consumo de gás natural.....	35
Figura 2.7 - Matriz energética brasileira em 2014.....	36
Figura 2.8 - Fornecimento de eletricidade no Brasil por fonte.....	36
Figura 2.9 - Fornecimento termoeletrico por fonte.	37
Figura 2.10 - Previsão da produção de gás natural.....	38
Figura 2.11 - Previsão da demanda de gás natural.	39
Figura 2.12 - Cinco maiores países produtores de GNL e variação de produção de GNL no mundo e na América Latina.....	41
Figura 2.13 - Cinco maiores países consumidores de GNL e variação de demanda de GNL no mundo e na América Latina.....	42
Figura 2.14 - Capacidade de liquefação por país, em 2016.....	43
Figura 2.15 - Capacidade de regasificação por país, em 2016.	44

Figura 2.16 - Planta de GNL em pequena escala da GasLocal em Paulínia (SP).	47
Figura 2.17 - Variação nos valores de gás natural regasificado de GNL importado.....	48
Figura 2.18 - Variação nos valores de gás natural regasificados.....	50
Figura 3.1 - Demanda brasileira de gás natural por concessionária.	55
Figura 3.2 - Exemplo de planta de liquefação em pequena escala.	56
Figura 3.3 – Terminal de carregamento de GNL em caminhões.....	58
Figura 3.4 - Terminal de abastecimento de caminhões movidos à GNL.	58
Figura 3.5 - Distribuição do GNL na costa da Noruega.....	60
Figura 3.6 - Terminais de regasificação de GNL no Japão.	62
Figura 3.7 - Contêiner tipo ISO para transporte multimodal de SSLNG.	62
Figura 3.8 - Sobreposição do mapa das rotas dutoviárias com o mapa dos campos do Pré-Sal.	69
Figura 3.9 – Navio transportador de GNL em pequena escala Coral Methane.....	70
Figura 3.10 - Proposta de distribuição do GNL através de terminais abastecidos por cabotagem e posterior interiorização.	70
Figura 3.11 - Terminal satélite de GNL em pequena escala.	71
Figura 3.12 - FNLG Caribbean, planta de liquefação em pequena escala <i>offshore</i>	72
Figura 3.13 - Valores de custos adicionais na cadeia logística de GNL em pequena escala ...	73
Figura 3.14 - Composição de custos na cadeia logística de GNL em pequena escala	74
Figura 4.1 - Localização do campo de Sépia.....	77
Figura 4.2 - Curvas de produção de petróleo e gás natural do campo de Sépia.....	78
Figura 4.3 - Curvas de produção acumulada de petróleo e gás natural do campo de Sépia.....	78

Figura 4.4 - Curva de previsão do preço do petróleo para o CBO	80
Figura 4.5 - Curva de previsão dos preços do petróleo para CBR.	83
Figura 4.6 - Curva de previsão dos preços do GNL para CBRMG.....	85
Figura 4.7 – Produção anual de GNL	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Principais características das plantas de liquefação da América Latina e da planta brasileira.	47
Tabela 2.2 - Principais características dos terminais FSRU de importação de GNL no Brasil.	49
Tabela 4.1 - Premissas definidas pela ANP e utilizadas na análise econômica do CBO	79
Tabela 4.2 - Principais resultados econômicos e financeiros do CBO.....	81
Tabela 4.3 - Resumo dos indicadores econômicos para o CBO.....	81
Tabela 4.4 - Previsão de preços de <i>commodities</i> até 2030	83
Tabela 4.5 - Principais resultados econômicos e financeiros do CBR.....	84
Tabela 4.6 - Resumo dos indicadores econômicos para o CBR.....	84
Tabela 4.7 - Principais resultados econômicos e financeiros do CBRMG.....	88
Tabela 4.8 - Resumo dos indicadores econômicos para o CBO.....	88
Tabela 4.9 - Receitas para CBO e CBRMG	89
Tabela 4.10 – Valores relativos na comparação de cenários	89
Tabela 4.11 - <i>Payback</i> descontado para CBO e CBRMG.....	90
Tabela 4.12 - <i>Payback</i> descontado para CBO e CBRMG.....	90
Tabela 4.13 - VPLs para as diferentes taxas de desconto para os três casos analisados	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABS	<i>American Bureau of Shipping</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN	Balanco Energético Nacional
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CBO	Caso Base Original
CBR	Caso Base Recalculado
CBRMG	Caso Base Recalculado com Monetização do Gás
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (Administração da Informação de Energia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FLNG	<i>Floating Liquefied Natural Gas</i> (Unidade flutuante de liquefação de gás natural)
FOB	<i>Free On Board</i>
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i> (Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência)
FSRU	<i>Floating Storage and Regasification Unit</i> (Unidade flutuante de armazenamento e regasificação)
GASCAC	Gasoduto Cacimbas-Catu

GASBOL	Gasoduto Brasil-Bolívia
GASENE	Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste
GEE	Gases de efeito estufa
GIE	<i>Gas Infrastructure Europe</i>
GLE	<i>Gas LNG Europe</i>
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNC	Gás Natural Comprimido
GNV	Gás Natural Veicular
IGRC	<i>International Gas Union and Conference</i>
IGU	<i>International Gas Union</i> (União Internacional do Gás)
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> (Organização Internacional para Padronização)
JOT	<i>Japan Oil Transportation</i>
METI	<i>Ministry of Economy, Trade and Industry</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NBS	<i>National Bureau of Standards</i>
NFPA	<i>National Fire Protection Association</i> (Associação Nacional de Proteção contra Incêndios)
NTS	Nova Transportadora do Sudeste
NYMEX	<i>New York Mercantile Exchange</i>
OIML	Organização Internacional de Metrologia Legal
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMAT	Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
PIS	Programa de Integração Social

PNG	Plano de Negócios e Gestão (principalmente referido à Petrobras)
RCGI	<i>Research Centre for Gas Innovation</i>
SMSLNG	<i>Small and Medium Scale Liquefied Natural Gas</i> (Liquefação de Gás Natural em Pequena e Média Escala)
SSLNG	<i>Small Scale Liquefied Natural Gas</i> (Liquefação de Gás Natural em Pequena Escala)
STJ	Superior Tribunal de Justiça
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
USP	Universidade de São Paulo
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

%	porcentagem
BCM	bilhão de metros cúbicos
BCF	<i>billion of cubic feet</i> (bilhão de ft ³)
CO ₂	dióxido de carbono
ft ³	<i>cubic foot</i> (pé cúbico)
km	quilometro
m ²	metro quadrado
m ³	metro cúbico
mmbtu	<i>million of British Thermal Unit</i> (milhões de unidade térmica britânica)
MTPA	milhão de tonelada por ano
MMCM	milhão de metros cúbicos
NO _x	óxido de nitrogênio
R\$	reais
US\$	dólares norte-americanos
TCM	trilhão de metros cúbicos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1.	Motivação e Justificativa	20
1.2.	Objetivos.....	27
1.2.1.	<i>Objetivo Geral</i>	<i>27</i>
1.2.2.	<i>Objetivos Específicos</i>	<i>27</i>
1.3.	Estrutura do Trabalho	28
2	PANORAMAS DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E DO GNL.....	30
2.1.	Panoramas do Gás Natural	30
2.1.1.	<i>Reservas de Gás Natural</i>	<i>31</i>
2.1.2.	<i>Produção de Gás Natural</i>	<i>33</i>
2.1.3.	<i>Demanda de Gás Natural</i>	<i>34</i>
2.1.4.	<i>Perspectivas Futuras</i>	<i>37</i>
2.2.	Panoramas do GNL	39
2.2.1.	<i>Fundamentos do GNL.....</i>	<i>39</i>
2.2.2.	<i>GNL no Mundo – Produção, Demanda, Liquefação, Regas e Perspectivas</i>	<i>41</i>
2.2.3.	<i>GNL no Brasil – Produção, Demanda, Regas e Projetos</i>	<i>45</i>
2.3.	Conclusões do Capítulo 2	51
3	BARREIRAS NO DESENVOLVIMENTO DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL	53
3.1.	GNL Enquanto Opção de Monetização de Reservas de Gás Natural.....	53
3.2.	Gas Natural Liquefeito em Pequena e Média Escala	55
3.3.	Exemplos de Sucesso no Desenvolvimento do SSLNG.....	59
3.3.1.	<i>Noruega</i>	<i>59</i>
3.3.2.	<i>Japão.....</i>	<i>61</i>
3.4.	O Desenvolvimento do SSLNG no Brasil: Barreiras à Superar	63
3.4.1.	<i>Infraestrutura Aquaviária e a Cabotagem.....</i>	<i>64</i>
3.4.2.	<i>Enquadramento Normativo e Legislativo</i>	<i>65</i>
3.4.3.	<i>Modelo Proposto.....</i>	<i>68</i>
3.5.	Conclusões do Capítulo 3	74
4	ESTUDO DE CASO DE VIABILIDADE ECONÔMICA - MONETIZANDO GÁS NATURAL ASSOCIADO ATRAVÉS DE GNL EM PEQUENA ESCALA	76

4.1.	O Campo de Sépia	76
4.2.	Análise Econômica do Desenvolvimento do Campo de Sépia	79
4.3.	Análises Econômicas Alternativas ao Caso Base Original do <i>Business Case</i>	82
4.3.1.	<i>Cenário de Preços do Petróleo Menos Favoráveis</i>	82
4.3.2.	<i>Cenário de Preços do Petróleo Menos Favoráveis e com Monetização do Gás Natural via SMSLNG</i>	85
4.4.	Comparação Entre os Indicadores Econômicos	88
4.5.	Conclusões do Estudo de Caso	91
5	CONCLUSÕES	92
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
	APÊNDICE	101

1 INTRODUÇÃO

É apresentado neste capítulo de introdução, a importância do assunto abordado por esta dissertação e seu contexto no setor de gás natural mundial e brasileiro.

Na primeira seção, são mostradas e embasadas em literatura, as motivações para o estudo do tema do gás natural liquefeito em pequena e média escala. Ao longo desta dissertação utiliza-se o acrônimo em inglês, SMSLNG (*Small and Medium Scale Liquefied Natural Gas*) para se referir ao “gás natural liquefeito em pequena e média escala”. Trata-se de terminologia empregada internacionalmente e consolidada pelos especialistas no Brasil. No Capítulo 2, discute-se sobre as definições de pequena e média escala em projetos de GNL.

Na segunda seção, apresenta-se o objetivo desta dissertação em identificar o GNL em pequena e média escala como alternativa viável para ampliar a infraestrutura de gás natural além das redes de gasodutos, sugerindo a importância do conceito na estratégia de monetização do gás natural em pequenos e médios campos produtores do Pré-Sal, tendo os mercados domésticos como destino final do gás.

Na última seção é apresentada a estrutura capitular para cobrir todos os pontos que foram introduzidos neste capítulo e que constam na dissertação.

1.1. Motivação e Justificativa

A motivação principal para o desenvolvimento desta dissertação é que o aumento do consumo de gás natural no Brasil enfrenta alguns desafios devido a uma combinação de incerteza na oferta e falta de infraestrutura para fornecer a potenciais consumidores fora do alcance da malha dutoviária de gás natural. Importante motivação considerada ainda, é a descoberta do Pré-Sal com seus elevados conteúdos de gás natural associado, mas que também carece de infraestrutura dutoviária para escoar o gás até a costa e depois para os mercados consumidores. Isso é particularmente crítico para campos de pequena e média escala. Nota-se

também o avanço significativo na literatura internacional sobre os conceitos de SMSLNG e o desejo de explorar se tais conceitos são pertinentes para nossa problemática.

De acordo com o MME (2007), o Pré-Sal é um polígono de aproximadamente 800 km de extensão por 200 km de largura, no litoral entre os estados de Espírito Santo e Santa Catarina. Como pode ser visto na Figura 1.1, o Pré-Sal está inserido nas Bacias de Santos e de Campos. Já em Brasil (2010), define-se o Pré-Sal como uma região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no anexo da Lei 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Figura 1.1 - Polígono do Pré-Sal

Fonte: Petrobras (2014b).

A produção brasileira de gás natural cresceu a uma taxa anual de 7,2%, entre os anos 2000 a 2015. As reservas brasileiras cresceram 4,2% ao ano no mesmo período, segundo a BP (2016). Do total de gás natural produzido em 2015, 72,9% estava associado à exploração de petróleo e 76,1% em campos *offshore*. Além disso, em 2015, 54% da produção total foi entregue a usuários finais; 25,2% da produção total foi reinjetado nos poços; 4% foi queimado ou

perdido; e 17% foi consumido nas instalações de exploração e produção, e nas plantas de processamento de gás natural, de acordo com ANP (2016).

Em outras palavras, é possível afirmar que a produção nacional está crescendo com robustez, acompanhada por crescimento das reservas, porém, quase metade dessa produção não atinge os usuários finais. Aqui, propõe-se explorar o conceito de que o fornecimento de gás natural na forma de SMSLNG, pode ser uma alternativa atraente para expansão dos mercados e sua maior acessibilidade às fontes domésticas de gás natural, localizadas principalmente na região do Pré-Sal do Sudeste brasileiro.

De acordo com MME (2016a), em respeito à oferta de gás natural importado, em 2015, observa-se que do total importado de 50,43 milhões de m³/dia (ou seja, 51% do consumo total registrado no mesmo ano), cerca de 32 milhões de m³/dia foram importados da Bolívia via Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol); 0,46 milhões de m³/dia foram importações argentinas também via gasodutos através de Uruguiana; e 17,94 milhões de m³/dia foram realizados através de 3 terminais flutuantes de GNL (FSRU¹), que juntos, tem capacidade nominal de regasificar 41 milhões de m³/dia.

As histórias que conduziram à construção da infraestrutura importadora de gás natural no Brasil são encontradas, por exemplo, em Mountinho dos Santos et al (2007), para os gasodutos que conectam mercados brasileiros a reservas de gás na Argentina e Bolívia; e Penha (2014), que descreve os processos de concepção e construção de três terminais flutuantes de regasificação de GNL em Fortaleza (CE), Salvador (BA) e Baía de Guanabara (RJ). São histórias complexas e específicas, frutos de momentos diversos da política energética nacional.

Para as reflexões que se pretende desenvolver neste trabalho, há de se notar que, dos volumes acima apresentados, o conjunto de terminais de GNL no Brasil operou, em 2016, somente com cerca de 9% de sua capacidade nominal total. Além disso, como será mostrado ao longo do texto, propõe-se, no país, a construção de outros terminais similares.

¹ Sigla em inglês para *Floating Storage Regasification Unit*.

Assim, a proposta de escoar gás natural doméstico, produzido na região do Pré-Sal, em sistemas de SMSLNG, através desta capacidade ociosa de Regas², surge, naturalmente como motivação adicional para esta pesquisa.

As rotas dutoviárias para escoar a produção crescente de gás natural associado do Pré-Sal têm sido explorados, além das chamadas Rota 1 e 2, que já fornecem gás produzido *offshore* para a região Sudeste do Brasil, há também uma Rota 3, em construção, que servirá especificamente o Pré-Sal. Por outro lado, o setor privado tem flertado e estudado a possibilidade de construção de Rota 4 (ESTADÃO, 2016). Essas vias são ilustradas na Figura 1.2.

Figura 1.2 – Mapa das rotas dutoviárias *offshore*.

Fonte: Petrobras (2014c).

Neste trabalho não há como explorar com mais detalhes as eventuais dificuldades de se construir malhas dutoviárias de gás natural, em ambientes *offshore* complexos, que permitam adequada monetização do gás natural do Pré-Sal nos mercados brasileiros.

² “Regas” é o termo consolidado na indústria para o processo de regasificação do GNL. Quando o processo ocorre no próprio terminal de recepção do GNL (flutuante ou em terra), diz-se ter um terminal de Regas.

Do lado da oferta, as dificuldades são imensas. As áreas da produção apresentam grandes potenciais, porém se trata de província produtiva emergente, com históricos de produção ainda não completamente testados e conhecidos. Os campos de produção ainda estão desconexos e, portanto, soluções integradas e compartilhadas não prevalecem. Operadores tendem a encarar seus projetos de forma isolada (*stand alone*). Com isso, o desenvolvimento da infraestrutura de escoamento de gás natural tende a ser percebido como de muito maior risco (técnico e econômico). Serão necessários muitos anos até que o Pré-Sal possa ser considerado como uma província gasífera com ampla infraestrutura dutoviária em conexão com o continente. Mesmo assim, há de se prever dificuldades ainda maiores para campos de produção de pequena e média escala, para os quais a malha dutoviária terá maiores dificuldades de acesso.

Na perspectiva da demanda, há de se enfatizar que densidades de demanda firme são necessárias para uma expansão economicamente viável de redes de gasodutos de pontos de recepção na costa, chegando-se a tantos potenciais novos consumidores país adentro. No estágio atual dos mercados gasíferos e da própria economia nacional, os desafios que se colocam são igualmente enormes.

Um importante ator no mercado de gás natural no Brasil, a Petrobras, indica em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2017-2021 (PETROBRAS, 2016), investimentos da ordem de US\$ 75 bilhões no período, sendo que 82% deste valor será para atividades de exploração e produção. Este PNG considera o gás natural com tendo importante papel a desempenhar no mix energético brasileiro. Contudo, o mesmo documento lista apenas dois projetos para expansão da capacidade de oferta do gás natural do Pré-Sal aos mercados domésticos. Trata-se da ampliação da unidade de tratamento de gás da Rota 1, e a implantação do gasoduto e da unidade de tratamento de gás da Rota 3. Ainda que importantes, esses investimentos revelam-se insuficientes para um escoamento abrangente da produção de gás natural do Pré-Sal.

Por exemplo, admitindo-se a consolidação desses investimentos e sua operação em plena carga, a expansão prevista para a capacidade de oferta de gás natural revela-se aquém daquela necessária para atender a demanda máxima total em 2024 feita pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal de Expansão de Energia - PDEE 2024 (MME, 2014a). Isso implica em maior dependência de investimentos de outros agentes, que permitam aumentar o escoamento de gás natural do Pré-Sal para os mercados domésticos. Esses

investimentos precisam tomar a forma da eventual Rota 4 de gasodutos, mas também de outros modais como o GNL, que é o foco desta dissertação.

Pelo lado de alcançar novos consumidores, são ainda os mesmos esforços e investimentos previstos no PNG 2017-2021 da Petrobras. Aliás, a empresa sinaliza desejos de desinvestimentos em ativos *downstream* do gás natural. Inclusive ativos de transporte e distribuição dutoviários tem sido transferidos para a iniciativa privada ³. Mesmo pequenas expansões da malha dutoviária precisarão ser realizadas por outros agentes econômicos, mormente da iniciativa privada.

As dificuldades para materialização desses investimentos já foi discutida por CROSO (2015), que analisou o então recém publicado Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT (MME, 2014b). Na época, estudos realizados pela EPE, mesmo adotando premissas relativamente otimistas, indicaram que apenas 11 km de expansão dutoviárias mostravam-se viáveis técnica e economicamente ⁴. De lá para cá, a situação econômica e política do país deterioraram-se em sentidos ainda mais desfavoráveis, tornando investimentos em gasodutos com capital privado uma opção de longo prazo para o país.

Contudo, permanece a vontade da Petrobras e do setor privado em monetizar o gás natural produzido na área do Pré-Sal. Esses são elementos motivadores para o desenvolvimento desta dissertação e estudar opções de fornecimento de gás natural via modal marítimo para a costa brasileira à luz do aumento de produção nos campos do Pré-Sal. O foco dedicado a projetos de pequena e média escala conduz as avaliações para estudos de caso que parecem ser mais críticos e que requerem olhares inovadores.

Exemplos internacionais de sucesso no desenvolvimento de opções de fornecimento com GNL, como na Noruega e no Japão, serão investigados nesta dissertação. São experiências

³ Como a conclusão da venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste S/A - NTS para a Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações por US\$ 4,23 bilhões em Abril de 2017 (PETROBRAS, 2017).

⁴ Gasoduto de transporte denominado pela Petrobras como Guapimirim-COMPERJ II, que interliga as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) do COMPERJ em Itaboraí-RJ e a estação de entrega de Guapimirim-RJ (MME, 2014b).

que servem de inspiração e que permitem validar alguns dos pressupostos assumidos neste trabalho. No entanto, a realidade brasileira revela-se ainda mais complexa e desafiadora.

Em resumo, como justificativa para esta dissertação, enfatiza-se o papel do Pré-Sal que abriga algumas das maiores descobertas de petróleo e gás do mundo, modificando a atratividade pelas bacias marítimas do Brasil. Juntamente com o significativo potencial já comprovado de aumento da produção de petróleo do país, estima-se que as áreas do Pré-Sal contenham consideráveis reservas de gás natural. Desde a descoberta dos campos do Pré-Sal, em 2007, as reservas provadas brasileiras de gás natural têm aumentado ano após ano (EIA, 2015).

Por outro lado, também se identifica a necessidade de implementação de rotas alternativas e não excludentes para escoamento do gás natural dos campos do Pré-Sal, em função dos grandes volumes de produção previstos. Essas alternativas, permitirão que uma adequada malha logística seja capaz de fazer frente à previsão futura de produção. Além disso há de se pensar em um portfólio de soluções logísticas, incluindo alternativas que possam ser mais adequadas a projetos de produção de menor escala. A definição de grande, média e pequena escala na produção de petróleo e gás é sempre um exercício delicado e sujeito a revisões. Neste trabalho adota-se a definição de IGU (2015a) que define instalações de pequena escala de liquefação, regaseificação e terminais de importação, como plantas com capacidade menor que 1 MTPA⁵. Para definição de média escala de LNG, adota-se a definição de CUERVA e SOBRINO (2009) com capacidades que vão de 1 MTPA até 2 MTPA.

Será estabelecido assim, uma base de reflexão inicial sobre alternativas logísticas para o gás natural do Pré-Sal e que convergem com a necessidade de se estabelecer um papel ampliado do gás natural na matriz energética brasileira. O próprio PDEE 2024 (MME, 2014a) expressa que o GNL, uma vez entregue em um terminal de regaseificação, pode ser então, distribuído pelos diversos modais disponíveis, incluindo carretas criogênicas, permitindo aumentar sua utilização, inclusive em locais ainda não atendidos pela malha já construída de gasodutos.

Esta perspectiva encontra-se em sintonia com a crescente literatura internacional que procura compreender o *grandissante* interesse da indústria do gás natural pelo GNL em escala

⁵ Sigla em inglês para *Million of Tons per Annum*.

global. De fato, o consumo global de GNL expande-se com taxas anuais de crescimento quase duas vezes maiores do que o consumo agregado de gás. Em particular, IGU (2015a) descreve o renovado interesse da comunidade internacional por sistemas SMSLNG.

A terceira motivação desta dissertação consiste em analisar e emprestar conceitos e ideias fortes desta literatura, procurando validar sua importância para se pensar a complexa realidade gasífera nacional. Longe de qualquer exercício exaustivo, esta pesquisa representa uma contribuição inicial, tendo como objetivo criar uma linha de pesquisa nova e pouco explorada, tanto na academia como nos planos governamentais brasileiros.

1.2. Objetivos

O objetivo geral e os objetivos específicos desta dissertação são apresentados nesta seção.

1.2.1. Objetivo Geral

Como objetivo geral, esta dissertação busca a identificação de alternativas viáveis para ampliar ou expandir a infraestrutura de gás natural além da rede de gasodutos *offshore*, com foco em identificar o GNL em pequena e média escala como alternativa na estratégia de monetização do gás natural em campos produtores do Pré-Sal, tendo os mercados domésticos como destino final do gás. A dissertação analisará a experiência de países que obtiveram avanço significativo na utilização do GNL e a literatura internacional sobre os conceitos de SMSLNG.

1.2.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos da dissertação são:

- Avaliar a viabilidade econômica da expansão da oferta de gás natural oriundo dos campos do Pré-Sal da região Sudeste do Brasil através do transporte marítimo deste gás natural na forma de GNL em pequena e média escala para o terminal de Regas da Baía de Guanabara (RJ).
- Aplicar em estudo de caso com dados reais de mercado, a parte “marítima” do desenvolvimento de ferramenta de modelagem ⁶ para análise econômica de comparação de várias alternativas de transporte e distribuição de gás natural, através de um conceito de logística de gás natural integradas multimodal (marítimo, rodoviário e ferroviário).

1.3. Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está organizada em 5 capítulos. No Capítulo 1, apresenta-se o escopo do tema abordado, as motivações e as justificativas, assim como o objetivo geral, os objetivos específicos e o sistema de estruturação desta dissertação.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão das características da indústria do gás natural brasileiro incluindo uma análise das reservas, da produção e do consumo de gás natural, bem como das capacidades de importação de GNL, através de terminais de Regas existentes ou planejados. A realidade brasileira é comparada com números mundiais de produção, liquefação e regaseificação de GNL.

Discute-se tanto sobre a implementação de projetos de importação de GNL no Brasil, como sobre as perspectivas de utilização da infraestrutura do GNL para expandir o escoamento do gás do Pré-Sal para os mercados domésticos.

O Capítulo 3 analisa os fatores facilitadores e as barreiras para o desenvolvimento do SMSLNG no Brasil, através de uma revisão de literatura, principalmente daquela com foco nas indústrias de SMSLNG na Noruega e no Japão. Neste capítulo define-se o conceito de

⁶ Esta ferramenta de modelagem é parte do Projeto 26 do Research Centre for Gas Innovation (RCGI), um centro de pesquisa para inovação de gás, patrocinado pela FAPESP (2014 / 50279-4) e Shell. O Projeto 26 tem como objetivo desenvolver o conhecimento sobre monetização de gás natural associado para utilização de GNC e GNL em pequena escala e transportá-los via caminhões, trens ou cabotagem para mercados fora da rede de gasodutos.

SMSLNG e se adapta a terminologia para contemplar a realidade nacional. Este capítulo busca também o aumento da conscientização e maior compreensão na área do SMSLNG como base para uma discussão sobre como desenvolver esta indústria no Brasil.

Já o Capítulo 4 apresenta um estudo de caso com análise econômica comparativa entre um caso base, “*business case*”, de viabilidade do desenvolvimento do campo de petróleo e gás natural de Sépia, no Pré-Sal, e um cenário alternativo contemplando um preço menor do barril de petróleo. Demonstra-se o quanto é importante, do ponto de vista de recuperação de receitas, realizar a monetização do gás natural associado deste campo através da liquefação. Trata-se de um campo produtor que pode ser classificado como média escala dentro da realidade do Pré-Sal.

O Capítulo 5 traz as conclusões sobre o trabalho desenvolvido nesta dissertação, enfatizando a importância do desenvolvimento de infraestrutura mais econômica, através de GNL de pequena e média escala, como forma de incrementar a oferta de gás natural para os mercados domésticos, principalmente na região Sudeste, e desbloquear a demanda potencial por gás natural no Brasil. Por fim, apresenta-se as principais sugestões de avanço desta linha de pesquisa, reforçando que esta dissertação propõe-se a introduzir novas opções tecnológicas e formas alternativas de pensar sobre a monetização do gás natural do Pré-Sal.

Por fim, o Apêndice que está incluído no final desta dissertação, apresenta a tabela original com resumo econômico do *business case* do campo de Sépia.

2 PANORAMAS DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E DO GNL

Neste capítulo é apresentada uma visão geral da indústria do gás natural e do GNL através de uma análise do crescimento das reservas, da produção e do consumo de gás natural, global e brasileiro. É apresentada também uma comparação dos números mundiais e nacionais focados na liquefação e regaseificação do GNL, e uma revisão do mercado mundial de GNL. Em seguida, discute-se a implementação de projetos de importação de GNL no Brasil, pois o GNL tornou-se uma opção importante para assegurar um fornecimento confiável, seguro e diversificado de gás natural. Descreve-se a concepção inicial dos terminais de Regas dedicados exclusivamente ao suprimento de gás natural para termelétricas, reforçando a geração de energia elétrica nos longos períodos de estiagem. Por fim, discute-se sobre a pertinência e possibilidade de se adaptar estes terminais ociosos à outras finalidades.

Este panorama da indústria do gás natural e do GNL foi apresentado no artigo “*Overview of Brazil Liquefied Natural Gas Industry*”, publicado na revista *International Gas Magazine*, páginas 56 – 65, em Outubro de 2017, (DA SILVA, 2017a). Esse mesmo artigo foi apresentado em auditório no *International Gas Union Research Conference* (IGRC), realizado em Maio de 2017 no Rio de Janeiro, organizado pelo *International Gas Union* (IGU).

2.1. Panoramas do Gás Natural

O gás natural cresce fortemente, apoiado por uma demanda de base ampla, fortes aumentos nos suprimentos de baixo custo e contínua expansão dos suprimentos de GNL, aumentando assim a disponibilidade de gás natural globalmente.

Nas seções a seguir, será apresentado um panorama da indústria do gás natural através de uma análise das reservas, da produção, da demanda e de perspectivas. É apresentado também uma comparação dos números mundiais e nacionais.

2.1.1. Reservas de Gás Natural

Uma revisão das capacidades atuais e futuras de GNL deve, primeiro, começar com uma análise da magnitude e localização das reservas mundiais de gás natural. As reservas provadas globais de gás natural, em 2014, registraram 197 trilhões de m³ (ou TCM⁷). A Eurásia e o Oriente Médio mantêm o domínio com reservas combinadas que detêm mais de 71% do total. Na Eurásia, a Rússia detém cerca de um quarto das reservas provadas de gás natural do mundo. O Brasil ocupa o 33º lugar no mundo com reservas provadas de gás natural de 0,46 TCM (0,23% do global). Na América Latina, as reservas brasileiras estão em segundo lugar, longe da Venezuela, que apresenta 5,6 TCM, mas superando o Peru com 0,44 TCM e a Argentina com 0,38 TCM (EIA, 2016). A Figura 2.1 mostra as 10 maiores reservas provadas, por país, e as reservas totais, por região, em 2014.

Figura 2.1 - As 10 maiores reservas provadas de gás natural por país e total por região, em 2014.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de EIA (2016).

⁷ Sigla em inglês para *Trillion of Cubical Meters*.

De 2005 a 2014, o total de reservas de gás natural do mundo avançou de 171 TCM para 197 TCM, um crescimento de 15%. No mesmo período, na América Latina, as reservas cresceram 11%, de 7,1 TCM para 7,98 TCM. No Brasil o salto foi de 0,25 TCM para 0,46 TCM, com expressivo crescimento de 84% (EIA, 2016). A Figura 2.2 apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural nessas três dimensões territoriais. Ainda que o Brasil permaneça pouco relevante no total das reservas mundias de gás natural, o país tem ganho participação tanto no plano regional como no global. Ainda é difícil estimar com precisão a importância do Pré-Sal nessa evolução e até onde se pode estimar o impacto dessa fronteira produtora no contexto nacional.

Além disso, segundo Schenck (2012), recursos significativos de gás natural permanecem por ser encontrados em todo o mundo. Recursos ainda não descobertos, mas tecnicamente recuperáveis de gás natural (não associado e associado), são estimados em cerca de 159 TCM.

Figura 2.2 - Evolução das reservas provadas de gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de EIA (2016).

2.1.2. Produção de Gás Natural

A produção global de gás natural, em 2014, foi de 3463 bilhões de m³ (ou BCM⁸). A Europa & Eurasia (29%) e a América do Norte (27%) juntos mantêm 56% da produção. Os Estados Unidos (728 BCM) sozinho tem 29% da produção, enquanto que a Rússia (573 BCM) sozinha tem 27% da produção mundial. Na América Latina, a produção de gás natural representou 5% da produção global com 177 BCM. O Brasil produziu 22,6 BCM de gás natural e representou apenas 0,6% da produção global (BP, 2015).

Figura 2.3 - Os 5 maiores produtores de gás natural por país e total por região, em 2014.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de BP (2015).

No período de 2005 a 2014, o total de produção de gás natural do mundo avançou de 2791 BCM para 3463 BCM, um crescimento de 24%. No mesmo período, na América Latina, a produção cresceu 26%, de 141 BCM para 177 BCM. No Brasil, o salto foi de 11 BCM para

⁸ Sigla em inglês para *Billion of Cubical Meters*.

23 BCM, com expressivo crescimento de 107% (BP, 2016). A Figura 2.4 apresenta a evolução das reservas provadas de gás natural nessas três dimensões territoriais.

Figura 2.4 - Evolução da produção de gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de BP (2015).

2.1.3. Demanda de Gás Natural

O consumo global de gás natural, em dezembro de 2014, foi de 3.393 BCM. A Europa/Eurásia e a América do Norte mantêm o domínio, com um consumo combinado que chega a 58% do total. Na América do Norte, os Estados Unidos detêm 22,4% do consumo mundial de gás natural. O Brasil ocupa o 24º lugar no mundo, com consumo de gás natural de 39,6 BCM (1,2% do global). Na América Latina, o consumo do Brasil perde apenas para o da Argentina, com 47,2 BCM; mas supera a Venezuela, com 29,8 BCM, e Trinidad & Tobago, com 22 BCM (BP, 2015).

Nota-se que Trinidad & Tobago apresenta um grande consumo doméstico, mas praticamente todo concentrado na planta de liquefação, Atlantic LNG, que torna o país um importante exportador de GNL. A Figura 2.5 apresenta os 10 maiores consumos, por país, e o consumo total, por região, em 2014.

Assim como ocorre com as reservas provadas, o consumo global de gás natural tem aumentado constantemente. De 2005 a 2014, o consumo total de gás natural no mundo aumentou de 2.775 BCM para 3.393 BCM, um crescimento de 22%. No mesmo período, na

América Latina, o consumo cresceu 37%, passando de 124 BCM para 170 BCM. No Brasil, o avanço foi de 20 BCM para 40 BCM (1,2% do global), com expressivos 102% de crescimento (BP, 2015).

Novamente, destaca-se que o Brasil tem ocupado espaço crescente no consumo global de gás natural, com difícil caracterização do efeito do Pré-Sal nessa evolução. A Figura 2.6 apresenta a evolução do consumo de gás natural em três dimensões territoriais.

Figura 2.5 - Os 10 maiores consumidores de gás natural por país e total por região, em 2014.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de BP (2015).

Figura 2.6 - Evolução do consumo de gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de BP (2015).

O consumo brasileiro de gás natural, em 2014, de acordo com o Balanço Energético Nacional de 2015 (BEN) (MME, 2015a), foi de 39,6 BCM, representando apenas 1,17% do consumo global. Desse consumo total, 43% (16,9 BCM) foram utilizados para geração de energia elétrica, e 25% (9,85 BCM) foram utilizados pelo setor industrial.

A matriz energética brasileira, em 2014, apresentou uma participação de fontes renováveis de 39,4% e de 60,6% por não renováveis. O gás natural representou apenas 13,5% da oferta interna de energia, como pode ser verificado na Figura 2.7.

Figura 2.7 - Matriz energética brasileira em 2014.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME (2015a).

Com relação à matriz de geração elétrica brasileira, a oferta renovável foi responsável por 74,6% da produção total, e as não renováveis por 25,4%. O gás natural representou 13% da oferta total de eletricidade, conforme Figura 2.8.

Figura 2.8 - Fornecimento de eletricidade no Brasil por fonte.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME (2015a).

Há de se considerar que a inserção da termoeletricidade na matriz elétrica brasileira é bastante volátil, podendo variar substancialmente ano a ano, e em função da intermitência e disponibilidade das fontes renováveis. Assim, como ilustração, as usinas termelétricas foram despachadas em massa, em 2014, como resultado da baixa sazonalidade e a reduzida disponibilidade de geração elétrica no parque hidroelétrico. Do total gerado por usinas termelétricas, 39,6% da geração de eletricidade foi alimentada a gás natural, conforme a Figura 2.9.

Figura 2.9 - Fornecimento termoeletrico por fonte.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME (2015a).

2.1.4. Perspectivas Futuras

Produção

Estima-se que a produção global por gás natural deverá crescer 1,6% ao ano entre 2016 e 2040, atingindo cerca de 14 BCM/dia até 2040. Esse crescimento da produção deverá ser impulsionado pelos Estados Unidos e o Oriente Médio que contribuirão com metade do crescimento. Em 2040 os Estados Unidos responderão por quase 1/4 da produção global de gás natural. Na América Latina, a produção de gás natural deverá crescer 4,3% ao ano até 2040,

atingindo cerca de 0,7 BCM/dia. A produção brasileira deverá crescer expressivos 8,1% ao ano até 2040, atingindo 0,17 BCM/dia (BP, 2018). A Figura 2.10 apresenta a perspectiva futura de evolução da produção de gás natural nessas três dimensões territoriais.

Figura 2.10 - Previsão da produção de gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de BP (2018).

Demanda

De acordo com o BP (2015), a demanda global por gás natural deverá crescer 1,6% ao ano entre 2016 e 2040, atingindo cerca de 14 BCM/dia até 2040. O crescimento é liderado pelo aumento da atividade industrial e pelo setor de energia. Ásia demandará mais energia para industrialização e a China continuará com a troca do carvão pelo gás natural na geração de eletricidade. Na América Latina, a demanda de gás natural deverá crescer 4,3% ao ano até 2040 atingindo cerca de 0,8 BCM/dia. A demanda brasileira deverá crescer expressivos 10% ao ano até 2040 atingindo 0,23 BCM/dia. A Figura 2.11 apresenta a perspectiva futura de evolução da demanda de gás natural nessas três dimensões territoriais.

Figura 2.11 - Previsão da demanda de gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de BP (2018).

2.2. Panoramas do GNL

De acordo com o IGU (2017), o gás natural foi responsável, em 2015, por cerca de um quarto da demanda global de energia, 10% do qual foi fornecido na forma de GNL. Esse número era de apenas 4% em 1990. A oferta de GNL cresceu mais rápido do que qualquer outra fonte de gás em média 7% ao ano entre os anos 2000 e 2015.

Nas seções a seguir, será apresentado um panorama da indústria do GNL através de uma análise da produção, da demanda, do regas e de novos projetos de GNL. É apresentado também uma comparação dos números mundiais e nacionais.

2.2.1. Fundamentos do GNL

O gás natural é transformado em GNL após processos que envolvem limpeza e resfriamento a (-162 °C), reduzindo o volume do gás em cerca de 600 vezes. Possui um ponto de ignição mais alto (540°C) do que Diesel, Gasolina e GLP, reduzindo o risco de combustão acidental e ainda não apresenta riscos tóxicos, carcinogênicos ou de saúde (KUMAR et al., 2011). Esse mesmo autor, aponta que a combustão de GNL, quando comparada ao petróleo e

carvão, produz respectivamente 29% e 44% menos CO₂ e também produz cerca de 80% menos de NO_x. Em termos de particulados, produz menos 92% do que o petróleo e quase 100% menos do que o carvão. Em relação ao mercúrio, a emissão do GNL é zero. É possível confirmar que o GNL é um combustível mais limpo que o petróleo e o carvão em qualquer processo de combustão.

As plantas de liquefação são unidades específicas de processamento destinadas à conversão do gás natural do estado gasoso para o líquido, produzindo o GNL. A produção do GNL pelo processo de liquefação é realizada por um conjunto de equipamentos chamado de trem de liquefação (DEMORI, 2008).

Proposto pela empresa Black & Veatch Company na década de 1950, o PRICO é um dos processos de refrigerantes mistos amplamente utilizados em plantas de GNL pequenas e médias, e plantas de *peak shaving*⁹ devido à sua simplicidade, compactidade e baixo investimento (XU et al, 2013).

A capacidade das plantas de liquefação do gás natural é normalmente referida à capacidade nominal e é internacionalmente indicada em MTPA. O processo de liquefação representa apenas cerca de 30% dos custos totais de uma planta de GNL. A planta também requer armazenamento, capacidade de carregamento, refrigeração, geração de energia, tratamento de gás natural (remoção de ácido, desidratação, etc.), oleodutos, etc. (MAUGERI, 2014).

Uma vez liquefeito, o metano é enviado para os mercados finais em navios refrigerados, que mantêm o gás em estado líquido até a descarga final. O GNL é transformado novamente em estado gasoso nos terminais de regasificação, que são unidades específicas destinadas à conversão do GNL novamente em gás natural, ou seja, do estado líquido para o gasoso. O GNL é aquecido (através de trocadores de calor) até o estado gasoso em um processo chamado de regasificação. Finalmente, ele é enviado para gasodutos, que o transportam para os consumidores finais (DEMORI, 2008).

⁹ Plantas de *peak shaving* são normalmente usadas para balancear flutuações no fornecimento de gás natural para as flutuações na demanda durante os meses de verão e de inverno. São tipicamente de pequena escala (até 1 MTPA) e são usadas para liquefazer e armazenar o excedente de produção e para prover capacidade extra durante os picos de demanda (MOKHATAB, 2014).

2.2.2. GNL no Mundo – Produção, Demanda, Liquefação, Regas e Perspectivas

Produção

A produção global de GNL, em 2016, foi de 346 BCM. Somente dezoito países detinham capacidade ativa de exportação de GNL em dezembro de 2016. Os países da Ásia-Pacífico representaram 38,6% do total de produção, em 2016, enquanto que o Oriente Médio representou 35,5%. O Catar continua a ser o maior produtor de GNL do mundo, representando sozinho cerca de 30% da produção global com 104 BCM. Na América Latina, a produção de GNL representou 8% da produção global com cerca de 28 BCM, em 2016, sendo que 70% deste volume vem somente de Trinidad e Tobago (IGU, 2017).

Segundo a BP (2018), entre 2015 e 2016, houve um aumento de 6% na produção de GNL no mundo, enquanto que na América Latina houve uma queda de 7% na produção. A Figura 2.12 apresenta os cinco maiores países produtores de GNL, em 2016, e a variação de produção no mundo e na América Latina.

Figura 2.12 - Cinco maiores países produtores de GNL e variação de produção de GNL no mundo e na América Latina.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de IGU (2017) e BP (2018).

Demanda

O consumo global de GNL, em 2016, analogamente, foi o mesmo valor de produção, ou seja, 346 BCM. A região da Ásia-Pacífico foi o maior mercado consumidor de GNL, em 2016, recebendo 53,6% da oferta global. O Japão foi o maior consumidor de GNL do mundo, em 2016, representando sozinho cerca de 32% da demanda global com 111 BCM, seguido de longe pela Coreia do Sul com 45 BCM. Na América Latina, a demanda por GNL caiu, em 2016, quando comparado com 2015, puxada pelo Brasil e pela Argentina (detalhes sobre o panorama do Brasil serão abordadas em seção 2.2.3), (IGU, 2017).

Entre 2015 e 2016, assim como na produção, analogamente, houve um aumento de 6% na demanda de GNL no mundo, enquanto que na América Latina houve uma queda de 21% na demanda (BP, 2018). A Figura 2.13 apresenta os cinco maiores países consumidores de GNL, em 2016, e a variação de demanda no mundo e na América Latina.

Figura 2.13 - Cinco maiores países consumidores de GNL e variação de demanda de GNL no mundo e na América Latina.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de IGU (2017) e BP (2018).

Liquefação

A capacidade de liquefação nominal global foi de 340 MTPA, em 2016. Mais de 60% da capacidade mundial de liquefação é mantida por apenas cinco países: Catar, Austrália, Malásia, Indonésia e Argélia. Só o Catar detém quase um quarto do total mundial de liquefação. Em 2016, quatro novos projetos, três na Austrália e um nos Estados Unidos, adicionaram 32 MTPA à capacidade global (IGU, 2017). A Figura 2.14 apresenta a capacidade de liquefação por país.

A produção da América Latina deriva inteiramente de Trinidad e Tobago, e do Peru. Combinados, a capacidade desses dois países, em 2016, era cerca de 20 MTPA. Esta capacidade produtiva na América Latina mantém-se inalterada desde o ano de 2010. (IGU, 2017).

Figura 2.14 - Capacidade de liquefação por país, em 2016.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da IGU (2017).

Regas

A capacidade global de regasificação de GNL atingiu 777 MTPA, em 2016. O Japão continua a ser o maior mercado mundial de importação de GNL. Mais da metade da capacidade de regasificação do mundo é mantida por apenas três países: Japão, Estados Unidos e Coreia do Sul. Somente o Japão detém 25% do total com 197 MTPA. Em 2016, sete novos terminais de regasificação adicionaram 22 MTPA à capacidade global (IGU, 2017). A Figura 2.15 apresenta a capacidade de regasificação por país.

Figura 2.15 - Capacidade de regasificação por país, em 2016.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da IGU (2017).

Perspectivas

Estima-se que a produção de GNL tenderá a crescer 1,34 BCM/dia até 2035, principalmente com as adições de capacidade de liquefação na Austrália (0,45 BCM/dia) e nos Estados Unidos (0,39 BCM/dia), cada um contribuindo com cerca de um terço do aumento previsto. A oferta de GNL africana, liderada pela África Oriental (em países como Tanzânia e Moçambique), deverá aumentar em 0,34 BCM/dia. Como resultado, o Catar, que, em 2018, ainda detinha a maior participação de mercado, deverá ser ultrapassado pela Austrália (que deterá 24% do mercado em 2035), África (21%) e Estados Unidos (18%), (BP, 2015).

Ainda segundo BP (2015), a Ásia é o maior destino do GNL, com sua participação na demanda global de GNL permanecendo acima de 70%, em 2018. Até 2035, a China deve tornar-se o segundo maior importador de GNL (0,34 BCM/dia), logo atrás do Japão (0,36 BCM/dia). A participação da Europa nas importações globais de GNL tende a aumentar de 16% para 19%, entre 2013 e 2035, com uma demanda adicional de 0,28 BCM/dia.

Na América Latina, IGU (2017), não prevê nenhuma capacidade adicional de produção de GNL para os próximos anos. Com relação à demanda de GNL, em 2016, houve a entrada de dois novos importadores, a Colômbia e a Jamaica, que devem proporcionar um pequeno crescimento no consumo da região para os próximos anos.

2.2.3. GNL no Brasil – Produção, Demanda, Regas e Projetos

Produção

A única produção brasileira de GNL vem da implementação, em 2005, do Projeto Gemini. Essa unidade foi desenvolvida pelas empresas White Martins (Praxair) e Petrobras. A empresa líder do consórcio formado é a GasLocal e as principais responsabilidades das partes

são: a Petrobras fornece o gás natural, a White Martins opera a unidade de liquefação e a GasLocal distribui e vende o GNL (GASLOCAL, 2016).

A planta de liquefação encontra-se localizada na cidade de Paulínia (SP), conforme mostrado na Figura 2.15, e tem capacidade para produzir 0,11 MTPA. A distribuição e comercialização são feitas através de caminhões em regiões onde as redes de distribuição de gás são pouco desenvolvidas ou mesmo inexistentes.

O projeto Gemini teve CAPEX estimado em R\$ 50 milhões (valores de 2006) e 42% deste valor foi aplicado em equipamentos e tecnologias envolvidas no processo de liquefação PRICO (SIMÕES, 2008). O processo de liquefação PRICO é um dos processos de refrigerantes mistos amplamente utilizados em plantas de GNL de pequenas e médias escalas, e plantas de *peak shaving* devido à sua simplicidade, compacidade e baixo investimento (XU et al, 2013). Este assunto será melhor detalhado no Capítulo 3.

A produção anual de GNL da planta do projeto Gemini, com 0,11 MTPA, definitivamente confirma a classificação de planta de pequena escala de acordo com os critérios da IGU, que define capacidade limite de planta de pequena escala de GNL como 1 MTPA (GASLOCAL, 2016; IGU, 2015a).

Em uma comparação com os volumes de gás natural comercializados pelas concessionárias do Brasil, em 2014, a capacidade de produção de GNL do projeto Gemini, com 0,11 MTPA, somente é maior do que três concessionárias: PBGás (PB) que comercializou gás natural equivalente à 0,09 MTPA de GNL, Potigás (RN) com 0,09 MTPA e Sergás (SE) com 0,08 MTPA. Outra comparação com intuito de entender o volume de produção de GNL e mostrar o tamanho da planta de Paulínia (SP), a Tabela 2.1 apresenta as características das plantas de liquefação existentes na América Latina.

Tabela 2.1 - Principais características das plantas de liquefação da América Latina e da planta brasileira.

Fontes: Elaboração própria com base em dados de GasLocal (2016) e de IGU (2015a).

País	Nome do Projeto	Ano de Início	Capacidade (MTPA)	Proprietário
Brasil	Gemini	2006	0,1	Petrobras, White Martins (Praxair)
Trinidad e Tobago	ALNG T1	1999	3,3	NNPC, Shell, TOTAL, Eni
Trinidad e Tobago	ALNG T3	2003	3,5	BP, Shell
Trinidad e Tobago	ALNG T4	2006	5,2	BP, Shell, NGC Trinidad
Peru	Peru LNG	2010	4,4	Hunt Oil, Shell, SK Corp, Marubeni

Apesar de ser uma planta de GNL em pequena escala e de ser importante registrar sua existência nesta seção da dissertação sobre a capacidade de produção brasileira de GNL, analisar os detalhes desta planta de liquefação *onshore* e sua logística de atuação, não são o foco desta dissertação. A experiência do projeto Gemini é relevante, pois apresenta a mesma tecnologia que pode ser embarcada, *offshore*, e ser aplicada para liquefazer o gás natural associado de campos do Pré-Sal. Importante ainda registrar que a experiência do projeto Gemini é pouco explorada e analisada na literatura especializada brasileira, e que os registros aqui foram baseados em informações públicas.

Figura 2.16 - Planta de GNL em pequena escala da GasLocal em Paulínia (SP).

Fonte: GasLocal (2016).

Demanda

Segundo MME (2017), o Brasil regasificou, em 2016, 3,81 milhões de m³/dia (ou MMCM/dia¹⁰) de GNL que foram importados de oito países diferentes. Entre 2015 e 2016, observa-se uma forte contração da demanda de GNL ocorrida no Brasil, que tem como fatores, a contração econômica durante o ano de 2016 e o fato de que o país conseguiu atender às suas necessidades de energia via energia hidrelétrica (de menor custo), graças ao retorno dos níveis normais de chuvas IGU (2017).

A Figura 2.16 apresenta a variação nos valores de gás natural regasificado de GNL importado no período de 2012 a 2016, assim como, os volumes de regasificação realizada em cada terminal brasileiro.

Figura 2.17 - Variação nos valores de gás natural regasificado de GNL importado.

Fonte: Elaboração própria com base em dados de MME (2017).

¹⁰ Sigla em inglês para *Million of Cubical Meters*.

Regas

A implementação de projetos de importação de GNL no Brasil tornou-se uma opção importante para assegurar o fornecimento confiável, seguro e diversificado de gás natural a um parque termelétrico que fora construído no país, principalmente à partir do final dos anos 1990 e início dos anos 2000.

Após resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 2006, e posteriormente incluído no PNG da Petrobras de 2007-2011, foram apresentados os dois primeiros projetos de importação de GNL no Brasil: Pecém (CE) e Baía de Guanabara (RJ). (ANP, 2010).

O Brasil começou a importar GNL em 2009, quando duas unidades de armazenamento e regasificação flutuante (ou FSRU) entraram em produção, ambas convertidas de transportadores de GNL fornecidos pela empresa Golar LNG. Em 2011, a Petrobras assinou um contrato para recebimento de uma nova FSRU, que iniciou sua operação comercial definitivamente, em 2014, na época considerada a maior embarcação de regaseificação de GNL do mundo, no terminal da Baía de Guanabara (PETROBRAS, 2014a). A Tabela 2.3 apresenta as principais características das unidades da FSRU no Brasil.

Tabela 2.2 - Principais características dos terminais FSRU de importação de GNL no Brasil.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de Petrobras (2014a) e ANP (2010).

Terminal	Conceito	Capacidade (m³)	Regasificação (MMCM/dia)	Início de Operação
Guanabara	<i>Floating</i>	171000	20	2009
Pecém	<i>Floating</i>	127000	7	2009
Bahia	<i>Floating</i>	136000	14	2014

O Brasil e seus três terminais de regasificação, que juntos possuem capacidade 41 MMCM/dia (ou o equivalente ao processamento de cerca de 12 MTPA de GNL), possuem uma importante posição de destaque na capacidade de regasificação da América Latina. O Brasil superou, com folga, em 2016, a Argentina, com 3,8 MTPA, e o Chile, com 4,2 MTPA. Globalmente, o Brasil ocupa o 12º lugar no mundo, com 3,2% da capacidade de regasificação de GNL mundial (IGU, 2017).

Em 2016, de acordo com MME (2017), os três terminais de regasificação brasileiros operaram muito abaixo de suas capacidades nominais, e a taxa de ociosidade brasileira chegou a cerca de 91%. O terminal de Guanabara, que atende principalmente usinas termelétricas à gás na região Sudeste, operou com ociosidade média de 97%. Já o terminal de Pecém, que atende principalmente usinas termelétricas a gás do Ceará, operou com ociosidade média de 75%. E por fim, o terminal da Bahia, que atende o gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC) e o gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE), operou com ociosidade de 90%. A Figura 2.17 mostra a variação nos valores de gás natural regasificados entre 2012 e 2016, que já foi apresentada na seção anterior, em comparação com a capacidade nominal de cada terminal e sua capacidade ociosa.

Figura 2.18 - Variação nos valores de gás natural regasificados.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME (2017).

Projetos

Nenhum plano para aumentar a atual pequena capacidade de produção de GNL brasileira ou plano de novas plantas de liquefação foi proposto para os próximos anos, mesmo pelo PDEE (MME, 2014a), que considera apenas os três terminais existentes, sem acréscimo de capacidade, ou pela Petrobras em seu PNG.

Exceções no Brasil são contratos de compra de energia elétrica em relação a usinas termelétricas movidas a gás natural alimentadas por GNL fornecidas através de terminais de importação FSRU criados para o propósito específico. Estes acordos incluem a construção de terminal de regaseificação para GNL importado, com foco no fornecimento de gás natural para usinas termelétricas, mas, que também possam buscar novos mercados.

O PDEE (MME, 2014a), prevê oficialmente apenas um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 14 MMCM/dia em Barra dos Coqueiros (SE), conectado à UTE Porto Sergipe I (1516 MW, com consumo previsto de 6 MMCM/dia). O PDEE, porém, não considera em suas análises, os terminais de regaseificação de GNL previstos em Rio Grande (RS) e em Suape (PE), nem suas respectivas termelétricas, devido à um alto grau de incerteza quanto à entrada efetiva destes projetos em funcionamento.

Um dos cenários considerados pelo PDEE (MME, 2014a) para o atendimento à expansão da demanda do sistema elétrico brasileiro, poderá ser atendido por termelétricas a gás natural que demandariam acréscimo de 84 MMCM/dia de gás natural entre os anos de 2020 e 2026. Para suprir essa demanda, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o 2026, cada um com capacidade de regasificação de 14 MMCM/dia.

2.3. Conclusões do Capítulo 2

O panorama apresentado nesse capítulo mostra que a indústria de GNL está se desenvolvendo rapidamente no cenário energético mundial. O uso deste modal evoluiu com grande rapidez, dada a necessidade dos países em diversificar as fontes de suprimento de gás e garantir seu abastecimento interno.

Especificamente no caso do Brasil, um país continental, e assim como no caso da maioria dos mercados emergentes de gás natural, a falta de infraestrutura de transporte e a limitada capacidade de entrega dos dutos tem limitado o escoamento da produção de gás natural aos mercados domésticos de gás. Essa limitação, como já foi sugerida no Capítulo 1 apresenta-

se particularmente severa em respeito à capacidade do país escoar a produção e monetizar as reservas de gás de sua nova fronteira de produção *offshore*, o Pré-Sal.

Foi apresentada uma visão geral da indústria do gás natural com números e comparações que permitem entender melhor quais perspectivas são economicamente viáveis para maximizar a utilização do GNL. Com relação à infraestrutura de terminais de regasificação de GNL, foi possível identificar a grande ociosidade no atendimento exclusivo de gás natural para termelétricas, tendo em vista que o Brasil saiu de uma estiagem crítica com o equilíbrio do regime de chuvas, e pode voltar a suprir a demanda por energia elétrica através das usinas hidroelétricas.

Identifica-se ainda, que, existe a real possibilidade de se adaptar esses terminais ociosos para o recebimento de GNL oriundo de liquefação *offshore* no campos do Pré-Sal. Esta alternativa será alvo de discussão promovida por esta dissertação nos próximos capítulos.

3 BARREIRAS NO DESENVOLVIMENTO DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO EM PEQUENA ESCALA NO BRASIL

O objetivo deste capítulo é definir os conceitos e analisar os fatores facilitadores e as barreiras para o desenvolvimento de sistemas de GNL em pequena e média escalas (SMSLNG) no Brasil. Realiza-se uma revisão de literatura baseada em experiências em unidades de SMSLNG na Noruega e no Japão, e na comparação de cenários, projetando as condições para o seu processo de desenvolvimento no Brasil. Este capítulo busca também aumentar a conscientização e compreensão de como o SMSLNG pode ter papel efetivo na discussão sobre o desenvolvimento da indústria de GNL no Brasil e sobre as possibilidades de monetização das reservas de gás do Pré-Sal.

As barreiras ao desenvolvimento do SMSLNG no Brasil foi apresentado no artigo “*Barriers in the Small-Scale Liquefied Natural Gas (SSLNG) Development in Brazil*”, (DA SILVA, 2017b). Esse artigo foi apresentado em auditório no *International Gas Union Research Conference* (IGRC), realizado em Maio de 2017 no Rio de Janeiro, organizado pelo *International Gas Union* (IGU).

Este capítulo está organizado com a primeira seção fornecendo uma visão geral dos fundamentos de GNL, seguida um exame do que é considerado GNL em pequena e média escala. Na sequência são apresentados exemplos globais de sucesso do SMSLNG e nas últimas seções são discutidas as barreiras a serem superadas e o que tem sido feito no Brasil até o momento.

3.1. GNL Enquanto Opção de Monetização de Reservas de Gás Natural

Desde a expedição da primeira carga comercial de GNL em 1964 na Argélia, o GNL tornou-se uma *commodity* global, com crescimento impulsionado por economias de escala na concepção e na construção de instalações. Com o surgimento de instalações de GNL em pequena e média escalas, o mercado tem se desenvolvido rapidamente com novas aplicações e

mercados para o GNL, principalmente para atendimento de usuários finais em áreas remotas ou não conectadas à infraestrutura de gasodutos.

Os principais impulsionadores do SMSLNG são ambientais e econômicos. Os benefícios ambientais do GNL quando comparados com os combustíveis fósseis alternativos são indiscutíveis, mas também precisam de um modelo de negócio rentável para ser viável. Os custos de toda cadeia de suprimentos podem ser bastante caros devido à deseconomia da pequena escala, mas à medida que novas soluções tecnológicas forem desenvolvidas e novos avanços ocorrerem na padronização e na modularização, espera-se que a competitividade aumente.

Especificamente no Brasil, os principais impulsionadores à massificação do uso do SMSLNG são a monetização do gás associado em campos de petróleo, principalmente aqueles na área do Pré-Sal do Sudeste do Brasil e a necessidade de se atingir o mercado doméstico e seus consumidores finais que estão localizados remotamente e fora da infraestrutura de gasodutos.

No entanto, ainda há muitos desafios. Um dos desafios da SMSLNG é atender a segurança da oferta e da demanda, por exemplo, para superar a preocupação dos clientes de entrar no mercado SSLNG com apenas alternativas de fornecimento limitadas disponíveis. No caso do Brasil, as evoluções históricas e os cenários apresentados no Capítulo 2, principalmente no que tange o potencial das reservas de gás natural do Pré-Sal, podem dar a segurança necessária e mitigar os riscos associados ao suprimentos de matéria prima.

Uma possível barreira é o próprio tamanho da demanda do mercado brasileiro quando se compara a classificação de SMSLNG (1 MTPA para pequena escala e 2 MTPA para média escala) com o consumo de cada distribuidora estadual, em 2014. Conforme apresentado na Figura 3.1, 80% das 24 concessionárias brasileiras têm consumo de gás natural anual abaixo do equivalente a 1 MTPA de GNL. Somente as 5 maiores concessionárias brasileiras têm volume anual acima do limite máximo da classificação de GNL em pequena escala.

Concessionária de Gás Natural	Consumo médio de Gás Natural (MMCM/dia)	Equivalência em GNL (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	
Sergás (SE)	0,29	0,08	< 0,05 MTPA
Cebgás (DF)	0,01	0,00	
Mtgás (MT)	0,01	0,00	
Gasmar (MA)	0,01	0,00	
Gaspisa (PI)	0	0,00	
Goiasgás (GO)	0	0,00	
TOTAL	73,4	19,83	

Figura 3.1 - Demanda brasileira de gás natural por concessionária.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME (2015b)

Outro desafio é a implementação de um regime fiscal, a implementação de um quadro regulamentar e do estabelecimento de padrões de segurança nacionais e internacionais, todos conducentes às decisões de investimento para as oportunidades dos sistemas SMSLNG.

3.2. Gas Natural Liquefeito em Pequena e Média Escala

O IGU (2015a) define instalações de pequena escala de liquefação como as plantas com capacidade menor que 1 MTPA. Para definição de média escala de LNG, adota-se a definição de Cuerva e Sobrino (2009) com capacidades que vão de 1 MTPA até 2 MTPA. Para o transporte de GNL em pequena escala são definidas embarcações com capacidade de

armazenamento de GNL inferior a 30.000 m³. A faixa típica de capacidade de armazenamento de unidades de regasificação em pequena escala é de 500 m³ e 5.000 m³ de GNL.

Para ilustrar o que estes números de pequena e média escala significam, descreve-se a seguir, alguns exemplos de instalações de GNL em grande escala. A planta de liquefação de Gorgon da Austrália, que iniciou operação em 2016, tem capacidade nominal de liquefação de 5,2 MTPA. O navio Asia Endeavour da empresa Chevron, que iniciou operação em 2015, tem capacidade para transportar 155.000 m³ de GNL (IGU, 2017).

Os tipos dominantes de infraestrutura SMSLNG são as seguintes instalações:

a) Planta de liquefação

O GNL é produzido em plantas de liquefação de pequena e média escala, geralmente para suprir as exigências de *peak shaving*, bem como para disponibilizar gás natural para regiões em que não é economicamente ou tecnicamente viável construir novos gasodutos. Normalmente estas plantas são construídas com base em modularização, padronização, simplicidade, flexibilidade e estratégias operacionais e de manutenção enxutas, permitindo baixo custo operacional (OPEX) e de capital (CAPEX). (WARTSILA, 2016; GLE, 2011).

A Figura 3.2 apresenta a foto da planta de liquefação em pequena escala com capacidade nominal de 0,8 MTPA de Kollness II da empresa Gasnor, situada na cidade de Bergen na Noruega.

Figura 3.2 - Exemplo de planta de liquefação em pequena escala.

Fonte: Wartsila (2016).

As plantas de liquefação em pequena e média escala surgem como alternativa para monetizar pequenas e médias reservas de gás, que sempre tiveram o objetivo principal de extrair os condensados leves. O gás sempre foi reinjetado tornando-o *stranded gas* – “gás encalhado”. Estas plantas também apresentam-se como alternativa para demandas que buscam a monetização deste *stranded gas* e também, inclusive, para poder aumentar a atratividade de projetos de exploração e produção em ambiente de preços menores e busca de produção agregada mais sustentável.

b) Terminais de recebimento de GNL

Os terminais receptores de GNL, também chamados de plantas de regaseificação, recebem o GNL de navios, processam o GNL para estado gasoso e enviam o gás natural para a rede de gasodutos. Historicamente, os terminais de GNL *onshore* estão próximos a áreas densamente povoadas e áreas industriais, onde uma gama diversificada de clientes está localizada. No entanto, os terminais *offshore* de GNL podem oferecer muitas vantagens sobre os terminais terrestres em relação às preocupações ambientais e de segurança das comunidades locais. Além disso, os terminais receptores podem oferecer serviços de pequena escala, como carga de navios de abastecimento, carga de caminhões, cargas de trens e carga de barcas (GLE, 2011; MOKHATAB, S. et al., 2014).

Os terminais brasileiros são do tipo *offshore* ou flutuante, como apresentado na seção 2.2.3 desta dissertação, e não são classificados como pequena ou média escala de acordo com sua capacidade de regaseificação.

Há um tipo de terminal de GNL que não faz a regaseificação e promove o abastecimento de GNL para embarcações menores. Este tipo de instalação permite que navios que utilizem o GNL como combustível possam ser abastecidos diretamente no terminal (ABS, 2015; GLE, 2011).

Os terminais de armazenamento de GNL por satélite permitem armazenar GNL em pequenas quantidades e usar gás natural em locais fora da rede ou em áreas sem gasoduto, promovendo a distribuição para novas comunidades e usuários finais. O GNL proveniente de instalações de liquefação ou terminais de importação é entregue por caminhões ou por pequenos navios de transporte de GNL para estações satélites. Desta maneira, o GNL pode ser distribuído por caminhões para os usuários finais ou ser regaseificado e injetado nas redes de distribuição

de gás natural (GLE, 2011; EVANS e FARINA, 2013). A Figura 3.3 mostra um exemplo de terminal de carregamento de GNL em caminhões.

Figura 3.3 – Terminal de carregamento de GNL em caminhões.

Fonte: LNG World Shipping (2015).

Outro tipo de terminais, são os do tipo de estações de GNL, ou posto de combustível do tipo GNL, para reabastecimento de caminhões. Este terminal permite que os caminhões encham o tanque com GNL para ser usado como combustível, como mostrado na Figura 3.4, dando aos frotistas de caminhões pesados um combustível mais competitivo e com menor custo para percorrer longas distâncias. Além disso, pode ajudar a reduzir as emissões de GEE (SHELL, 2015; GLE, 2011).

Figura 3.4 - Terminal de abastecimento de caminhões movidos à GNL.

Fonte: Petrol World (2017).

A versatilidade das opções de terminais de regasificação de GNL em pequena e média escala, permite mostrar que o GNL pode chegar bem próximo dos consumidores finais uma vez que a regasificação pode ocorrer muito próximo do local de consumo.

3.3. Exemplos de Sucesso no Desenvolvimento do SSLNG

Como parte do aprendizado, é importante analisar os casos de sucesso das indústrias de SMSLNG globalmente e fornecer uma comparação de cenários projetando as condições para o processo de desenvolvimento no Brasil. Na sequência, é apresentada uma visão geral da infraestrutura, dos padrões e dos regulamentos em dois países, Noruega e Japão, que apresentam modelos exemplares de desenvolvimento de sistemas SMSLNG.

3.3.1. Noruega

A Noruega permite identificar lições que podem ser aprendidas com sua experiência no Mar do Norte. Um estudo da empresa Ernst & Young (2014) mostra que a política da Noruega para o desenvolvimento do setor de petróleo e gás no país foi estruturada em três pilares fundamentais:

- i. Desenvolvimento da indústria nacional: com políticas governamentais para a indústria local.
- ii. Pesquisa e desenvolvimento: estratégias de inovação e tecnologia adotadas para apoiar o desenvolvimento da indústria local.
- iii. Tributação: adotada política tributária para o fortalecimento da indústria.

Além disso, a Noruega desenvolveu esses sistemas de SSLNG como forma de suprir o mercado doméstico e seus mercados particulares com o gás natural produzido em seus campos no Mar do Norte.

A Noruega possui o maior negócio de SSLNG na Europa. Embora a Noruega seja o maior produtor (com 116 BCM) e exportador (com 109 BCM), em 2016, de gás natural da Europa, muitas localidades na própria Noruega, não estão conectadas à rede de gasodutos principal. Para suprir estas localidades com gás natural, muitos terminais satélites de recebimento e regaseificação de GNL estão disponíveis para abastecer indústrias e redes de distribuição locais.

Uma grande planta de GNL que está localizada no norte do país (Snøhvit - Melkøya - Hammerfest) e com capacidade de liquefazer 4,2 MTPA, faz a distribuição de parte deste GNL para cinco mini e pequenas instalações de GNL que estão ao longo da costa oeste (IGU, 2015a). A Figura 3.5 exemplifica a distribuição integrada do LNG na costa da Noruega.

O foco desta dissertação é tratar da liquefação em pequena e média escala *offshore* e como trazer o GNL para a costa de forma viável técnica e economicamente. Esta não é a principal forma de atividade com GNL da Noruega, mas, sua experiência em promover o abastecimento dos terminais ao longo de seu litoral com GNL via cabotagem, é de grande interesse de desenvolvimento para o Brasil. A experiência em construir e utilizar todas as infraestruturas de pequenos navios transportadores de GNL, os pequenos terminais satélites, os terminais de regasificação interligados à outros sistemas de transporte como rodovias e ferrovias, é o exemplo de que se pretende desenvolver no Brasil.

Figura 3.5 - Distribuição do GNL na costa da Noruega.

Fonte: MARINTEK (2011).

Especificamente no setor SSLNG, em maio de 2015, a Noruega tinha, de acordo com a GIE (2015), a seguinte infraestrutura:

- 29 satélites de armazenamento e distribuição;
- 7 plantas de liquefação de pequena escala *onshore*;
- 4 terminais de distribuição de GNL em caminhões;
- 2 terminais marítimos de recebimento de GNL em pequena escala;

Em geral, a Noruega está usando as normas e regulamentos europeus, e o uso de GNL é fortemente estimulado pelo acordo ambiental de NO_x.

3.3.2. Japão

O Japão tem sido o maior importador de GNL do mundo praticamente desde o início da construção dessa indústria na Ásia, como visto no Capítulo 2. O gás natural tem sido usado para promover a economia de energia e redução de emissões de CO₂, por conversão de outros combustíveis fósseis.

A IGU (2015b) descreve que os altos custos de construção de dutos e o sistema de rodovias já desenvolvido, ajudaram, historicamente, o desenvolvimento do negócio de SSLNG no Japão. Um grande número de terminais de recebimento de GNL (aproximadamente 30 instalações de variados tamanhos, em 2015) permite a operação de rotas de distribuição de GNL eficazes através de pequenos navios, caminhões e ferrovias. A Figura 3.6 apresenta os terminais de regasificação de GNL de variados tamanhos, no Japão.

Figura 3.6 - Terminais de regasificação de GNL no Japão.

Fonte: GIE (2018).

A maior parte dos terminais de importação e tanques de GNL, está localizada na área do cinturão do Pacífico, que é a área mais industrializada do Japão. Uma rede de transporte satélite de SSLNG, com tanques de recebimento para usuários finais, foi desenvolvida pelo Japão usando tanques de GNL tipo contêiner ISO. Estes contêineres modulares podem ser transferidos entre caminhões e trens para os serviços de transporte terrestre, assim como para pequenas embarcações de GNL para transporte marítimo / fluvial.

A Figura 3.7 mostra um contêiner de GNL do tipo ISO comumente usado no Japão para transporte multimodal de SSLNG, principalmente entre transporte marítimo e transporte terrestre (METI, 2015).

Figura 3.7 - Contêiner tipo ISO para transporte multimodal de SSLNG.

Fonte: JOT (2018).

Os terminais japoneses de importação de GNL são regulados pela “Lei de Negócios do Gás”, “Lei de Negócios de Eletricidade” e “Lei de Segurança de Gás de Alta Pressão”¹¹. Este último, regulamenta a produção, armazenamento, venda, importação, consumo e descarte de gás, a fim de evitar incidentes. Para distribuição de GNL via navio, também são aplicáveis a “Lei de Segurança de Navios”.

Como interesse desta dissertação, a experiência japonesa em realizar o abastecimento dos terminais ao longo de seu território com GNL via cabotagem, pode ser adaptada para desenvolvimento para o Brasil. A experiência em utilização do contêiner ISO, e sua flexibilidade nos modais de transporte, pode ter utilização na distribuição do GNL via pequenos navios transportadores e pequenos terminais satélites.

3.4. O Desenvolvimento do SSLNG no Brasil: Barreiras à Superar

Diante das experiências internacionais descritas na seção anterior desta dissertação, a análise das principais barreiras para o desenvolvimento do SSSLNG no Brasil, passa por uma rede de infraestrutura bem desenvolvida e com cadeia de fornecimento completa, de modo que permita a operação desde a liquefação do gás natural em pequena e média escala *offshore* até a chegada na costa. A distribuição ao longo da costa e a infraestrutura de terminais satélites também são pontos cruciais para a eficiência do sistema proposto de SSSLNG. Um marco regulatório robusto e que atenda a especificidades do setor de LNG, também precisa ser construído para segurança dos atores no mercado.

O tema desta dissertação trata da liquefação em pequena e média escala *offshore* e como trazer o GNL para a costa de forma viável técnica e economicamente. O transporte do GNL em pequena e média escala em pequenos navios das plataformas até a costa, e a possibilidade de realização da distribuição ao longo da costa, fazem com que a cabotagem seja alvo de uma análise, com será apresentado a seguir.

¹¹ Nome das leis em inglês: “*Gas Business Act*”, “*Electricity Business Act*”, “*High Pressure Gas Safety Act*” e “*Ship Safety Act*”.

3.4.1. Infraestrutura Aquaviária e a Cabotagem

Em seu estudo intitulado “Gás natural: a construção de uma nova civilização”, Moutinho dos Santos et al (2007), estabelece que é necessário um sólido compromisso para superar importantes desvantagens estruturais do gás natural na realidade brasileira. Particularmente, a falta de infraestrutura fundamental para o seu transporte e distribuição, das áreas de produção para os consumidores finais, envolverá grandes investimentos. A infraestrutura brasileira de gás natural não é desenvolvida o suficiente para fornecer aos usuários finais seja por navios, caminhões ou trens a quantidade que necessitam e, nas localidades geográficas fora da rede, que eles precisam para ter um suprimento seguro e eficiente.

Especificamente com relação a infraestrutura aquaviária e uma de suas modalidades, a cabotagem¹², ela promove, sob a perspectiva econômica, um transporte de baixo custo relativo e com uma grande capacidade de carga. O Brasil é um país favorecido para a navegação de cabotagem por sua distribuição demográfica e condições naturais, ao longo de sua costa navegável de 7.500 km de extensão.

Segundo Fonseca (2015), o sistema portuário brasileiro é composto por 34 portos públicos, marítimos ou fluviais, e a movimentação de contêineres nesses portos, é de apenas 6,1% do total de movimentação por tipo de carga. As causas dessa baixa expressividade de contêineres, possui relação com deficiências estruturais na possibilidade da intermodalidade, assim como também em aspectos culturais em privilegiar essencialmente o transporte rodoviário. Este tipo de transporte de carga é de interesse desta dissertação, pois uma das possibilidades de transporte do GNL em pequena escala é através de contêineres.

As vantagens que a cabotagem leva na comparação com outros tipos de modal são: a mínima possibilidade de acidentes, a possibilidade reduzida de roubo, o baixo custo com segurança e menores custos de frete quando comparado com o modo de transporte rodoviário (CRUZ, 2007). Porém, o mesmo autor ainda identifica os principais entraves que afetam o

¹² Navegação realizada entre portos brasileiros, utilizando exclusivamente a via marítima ou a via marítima e as interiores (BRASIL, 2004).

desenvolvimento da cabotagem brasileira e que levam este modal a um baixo desempenho: falta de navios e burocracia.

Outro obstáculo a ser superado, é o emaranhado de instituições e suas atribuições. Pompermayer (2014), destaca os problemas relacionados às frequentes mudanças institucionais e regulatórias que estão ocorrendo no setor de infraestrutura de transporte marítimo no Brasil, onde a confusão institucional e a sobreposição de esforços, levam à má alocação de recursos financeiros, materiais e humanos, pelo Governo Federal.

3.4.2. Enquadramento Normativo e Legislativo

O setor brasileiro de gás natural é regulado pela Lei Federal 11.909, sancionada em 4 de março de 2009 (comumente conhecida como “Lei do Gás”)¹³ onde a ANP é responsável por regulamentar, contratar e supervisionar as atividades de produção, regaseificação e distribuição de GNL. Muitas temáticas não tratadas pela “Lei do Gás” ainda são regidas por lei anterior, conhecida como “Lei do Petróleo”, Lei Federal 9.478 sancionada em 6 de agosto de 1997¹⁴.

As atividades de GNL seguem as disposições de diversas portarias emitidas pela ANP, as quais estabelecem que tais atividades, além de estarem em conformidade com a Lei Federal 11.909/2009, devem cumprir com as normas técnicas emitidas pela Associação Brasileira de Normas (ABNT), o Instituto Nacional de Metrologia (INMETRO) e as recomendações da OIML (Organização Internacional de Metrologia Legal), ISO (*International Organization of Standardization* - Organização Internacional de Padronização) e NFPA dos Estados Unidos (*National Fire Protection Association* - Associação Nacional de Proteção contra Incêndios) (IGU, 2015a).

¹³ A Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e sua regulamentação através do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, dispõem sobre as atividades relativas ao transporte dutoviário de gás natural, as atividades de tratamento, de processamento, de estocagem, de liquefação, de regaseificação e de comercialização de gás natural.

¹⁴ A Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.

Em resumo, a estrutura normativa e legislativa do GNL no Brasil além da Lei Federal 11.909/2009, é definida pelos seguintes principais documentos:

- Decreto Federal 7382/2010: estabelece que qualquer instalação destinada a liquefazer gás natural ou regaseificar o GNL requer a autorização da ANP;
- Portaria 118/2000 da ANP: regulamenta as atividades de construção, operação e distribuição de GNL, que devem seguir as normas da ABNT e INMETRO para o transporte e manuseio de materiais, o transporte rodoviário de materiais perigosos, a construção, instalação e inspeção de caminhões;
- Norma ABNT NBR 15244/2005: estabelece critérios de projeto, montagem e operação de sistema de suprimento de gás natural veicular (GNV) a partir de GNL.

Esse pequeno quadro regulatório brasileiro do GNL, inserido como parte do quadro regulatório mais amplo que rege as atividades de gás natural, teve a função de sinalizar certos pontos bem específicos sobre o GNL. No entanto, as normas sobre esses temas ainda não estão totalmente detalhadas e sistematizadas. Além disso, tantas discussões regulatórias que afligem a indústria do gás como um todo, inclusive nos diferentes regimes de competência entre as atividades de transporte e distribuição dutoviárias, tendem a contaminar e dificultar a estruturação de um modelo específico para o GNL, adequado às características da indústria e de seu estado ainda emergente no país.

De acordo com o arcabouço legal acima mencionado, é possível inferir, por exemplo, que a distribuição de GNL está sob um quadro regulatório federal. Portanto, as operações em sistemas de SMSLNG não estariam sujeitas à regulamentação aplicada às distribuidoras de gás natural canalizados locais (MANOEL, 2006). Essa situação, por questões exploradas pelo mesmo autor, criou um vácuo regulatório e desencadeou um grande conflito legal e administrativo envolvendo todos os agentes, cujas discussões já foram levadas para o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), e mesmo para o Superior Tribunal de Justiça (STJ).

O exemplo citado é o caso judicial da planta de liquefação de pequena escala no Brasil, o projeto Gemini, já citado no Capítulo 2. As partes envolvidas são a Petrobras (fornecedora do gás natural), a White Martins (responsável pela liquefação do gás natural), a Gemini (operadora da usina SSLNG e distribuidora do GNL) e a Comgás (a distribuidora de gás natural local),

além dos órgãos reguladores Federal e Estadual, ANP, ARSESP. Não cabe a esta dissertação explorar essas questões em detalhe.

Contudo, há de se reconhecer que o lançamento e desenvolvimento de uma indústria nova, que tende a envolver uma miríade de pequenos e médio agentes, distribuídos ao longo das cadeias de suprimentos, com interesses distintos e nem sempre convergentes, exige profundas evoluções e rápida consolidação de um novo quadro regulatório no Brasil, inclusive esclarecendo definitivamente conflitos históricos.

O vácuo regulatório em relação à distribuição de GNL é uma importante barreira a ser superada para criar um ambiente mais seguro para o desenvolvimento de novos negócios. Além do cenário normativo e legislativo brasileiro, e diante de vários exemplos observados globalmente, é sensato buscar uma maior consistência e harmonização para tornar mais fácil a realização de projetos SMSLNG no Brasil.

Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia (MME) propôs adotar medidas destinadas a melhorar as estruturas regulatórias e o marco regulatório nos estados brasileiros por meio da adoção de melhores práticas regulatórias que promovam legitimidade, participação, transparência, prestação de contas, autonomia e previsibilidade. Um dos objetivos é adequar as atividades do setor de gás natural brasileiro ao novo momento do mercado mundial e reduzir a participação da Petrobras em diversos segmentos da cadeia.

O programa denominado “Gás para Crescer”, é uma iniciativa que visa propor medidas concretas para melhorar o marco regulatório do setor de gás natural, com vistas a reduzir a participação da Petrobras nesse setor, lançando as bases para um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação, promoção de boas práticas e que contribua para o crescimento do país (MME, 2016b).

Resende (2016), ainda enfatiza que o “Gás para Crescer” tem, em suas frentes de trabalho, o desenvolvimento da demanda por gás natural, que propõe estimular a competitividade do gás natural contra outras fontes de energia por meio de mecanismos efetivos que promovam a oferta de gás natural por novos fornecedores.

Especificamente para o GNL, o “Gás para Crescer”, permitirá o compartilhamento dos terminais de GNL e das infraestruturas essenciais (principalmente regasificação e armazenamento) com a iniciativa privada. Também irá conceder a segurança jurídica, esperada

pelo mercado, para evitar riscos aos investidores, e ainda proporcionará a uniformização das regras tributárias na comercialização do GNL em todo o país.

Paralelamente, surge um movimento de revisão regulatória para adequar essas transformações nos negócios e nas estratégias da Petrobras. Este assunto já foi abordado no Capítulos 1 e 2, mas o impacto destas mudanças afetam diretamente a proposta de implementação de SMSLNG, pois a Petrobras, em seu plano de desinvestimento para vender ativos de logística, incluiu os três terminais de importação de GNL. Como descrito no Capítulo 2, estes terminais trabalharam, até 2016, com elevados índices de ociosidade, e espera-se que, com a entrada da iniciativa privada na administração destes terminais, estes possam começar promover uma expansão da infraestrutura de GNL no Brasil.

3.4.3. Modelo Proposto

O aumento da produção de petróleo no Pré-Sal é acompanhado por um aumento na reinjeção de gás natural associado, principalmente devido à falta de infraestrutura de transporte para o litoral, o que representa um desperdício de gás natural que poderia ser consumido no mercado doméstico. (RESENDE, 2016).

Este desperdício de gás natural já foi pontuado no Capítulo 2, quando, em 2015, da produção total de gás natural no Brasil, 25,2% foi reinjetado nos poços e 4% foi queimado ou perdido, ou seja, quase 30% da produção total foi desperdiçada do ponto de vista econômico, pois deixaram de ser monetizadas. Além do desperdício, o aumento de produção de gás natural no Pré-Sal poderá promover o SMSLNG como alternativa atraente para a expansão dos mercados domésticos com maior acesso às reservas de gás natural associado localizadas na região do Pré-Sal do Sudeste brasileiro.

Quando se observa, na Figura 1.1, e nota-se o quão vasto estão distribuídos os campos do Pré-Sal, e quando sobrepõem-se à estes campos, as quatro rotas dutoviárias da Figura 1.2, fica claramente exposto como os campos ficarão disservidos de sistemas de escoamento para a produção de gás natural. A Figura 3.8 apresenta a sobreposição do mapa das rotas dutoviárias com o mapa dos campos do Pré-Sal.

Figura 3.8 - Sobreposição do mapa das rotas dutoviárias com o mapa dos campos do Pré-Sal.

Fonte: Elaboração própria com base em Petrobras (2014b) e Petrobras (2014c).

O modelo proposto por esta dissertação, trata da liquefação em pequena e média escala *offshore* e como trazer o GNL para a costa de forma viável técnica e economicamente. Mas, analogamente ao que ocorre na Noruega, uma alternativa proposta por esta dissertação é que à partir de um terminal de GNL (de armazenamento ou de transferência) localizado na costa da região Sudeste brasileira, é possível, através da navegação de cabotagem, realizar a distribuição de pequenas cargas de GNL para as grandes cidades litorâneas.

A distribuição ao longo da costa brasileira pode ser realizada por pequenos navios transportadores de GNL, como por exemplo, o navio Coral Methane, com capacidade de 7.500 m³ de GNL e mostrado na Figura 3.9, diretamente para uma cidade específica, ou através do descarregamento parcial e em série ao longo de várias cidades, como o esquema mostrado na Figura 3.10.

Figura 3.9 – Navio transportador de GNL em pequena escala Coral Methane.

Fonte: Anthony Veder (2018).

Figura 3.10 - Proposta de distribuição do GNL através de terminais abastecidos por cabotagem e posterior interiorização.

Fonte: Elaboração própria.

Essas cidades litorâneas recebem o GNL em pequena escala, podem possuir pequenos terminais, que realizam a regasificação, e abastecem indústrias e redes de distribuição locais

com o gás natural, ou, terminais que armazenam e transferem o GNL a outros sistemas de transporte como trens ou caminhões. Na ponta final, ficam pequenos terminais satélites, como o mostrado na Figura 3.11, que promovem a regasificação próximo do usuário. São esses modais e esses terminais satélites, que serão os agentes promotores da interiorização do GNL alcançando consumidores em áreas remotas e fora da rede de gasodutos.

Figura 3.11 - Terminal satélite de GNL em pequena escala.

Fonte: Cryolor (2018)

Nas seções a seguir, será realizada uma análise financeira da cadeia de suprimento do GNL, desde a liquefação no campo de Sépia (Pré-Sal) até a chegada no terminal de regasificação da Guanabara, no Rio de Janeiro.

Custos da Cadeia Logística do GNL

Para a etapa de liquefação do gás natural, a premissa adotada foi a consideração da planta de liquefação do gás natural do tipo FLNG, com capacidade de liquefação de 0,45 MTPA (referência do FLNG Caribbean, conforme Figura 3.12). A estimativa do mercado é que este FLNG tenha custo médio de produção de US\$ 600/tonelada, que na conversão para a análise desta dissertação, apresenta um custo de liquefação US\$ 2,10/mmmbtu. (SONGHURST, 2016).

A premissa adotada para o custo do OPEX anual da planta de liquefação, foi utilizar como referência um FLNG de 2,5 MTPA que possui um OPEX anual de US\$ 1,30/mmbtu. Ainda, foi adotada a premissa conservadora de uma razão de um quarto deste valor (e não um quinto, pois: $2,5/0,45 \approx 5$), sendo assim, o custo operacional anual é de US\$ 0,32/mmbtu (SONGHURST, 2016).

Figura 3.12 - FNLG Caribbean, planta de liquefação em pequena escala *offshore*.

Fonte: Exmar (2018)

No custo de transporte do GNL até o continente, os principais componentes são o combustível usado durante a viagem e a taxa diária de frete do navio transportador de GNL. A premissa utilizada nesta dissertação tem como referência o custo de transporte do GNL importado da Nigéria. A viagem, que tem duração de 9 dias até o Brasil, tem custo de US\$ 0,37/mmbtu (ou US\$ 0,04 por dia). O campo de Sépia está a 280 km do Rio de Janeiro, e outra premissa adotada nesta dissertação, é a utilização um navio transportador de 7.500 m³ de GNL, exatamente o mesmo apresentado na Figura 3.9, viajando a 10 nós (dois terços da velocidade máxima do navio, que é de 15 nós). Cálculo do tempo de viagem entre o campo de Sépia e o terminal de regasificação da Guanabara, apresenta duração aproximada de meio-dia, e proporcionalmente, apresenta custo aproximado de transporte US\$ 0,02/mmbtu (metade do valor da diária da Nigéria) (PLATTS, 2016).

Com a soma do custo de liquefação de US\$ 2,10/mmbtu, mais o custo operacional de US\$ 0,32/mmbtu, o “custo adicional” combinado para a etapa de liquefação é de US\$ 2,43/mmbtu. Para a etapa de transporte, o custo adicional de US\$ 0,02/mmbtu cobre todos os

fatores relacionados ao frete. A Figura 3.13 apresenta as principais etapas da cadeia logística do GNL proposta e seus custos adicionais.

Figura 3.13 - Valores de custos adicionais na cadeia logística de GNL em pequena escala

Fonte: Elaboração própria.

Análise dos Custos

Para que o modelo proposto de trazer o GNL em pequena escala para o terminal de Guanabara seja viável economicamente, é necessário que o custo final de chegada na regasificação seja menor que o preço FOB médio do GNL pago pelo Brasil em suas importações, em 2016, que foi de US\$ 6,45/mmbtu (MME, 2017).

Na composição de custos da cadeia proposta na seção anterior e apresentada na Figura 3.14, nota-se que um dos principais parâmetros que influenciam no custo final do GNL no terminal de Guanabara é o custo de origem do gás natural (*feed gas*), associado no campo de Sépia, que alimentará a unidade de liquefação, no caso proposto, um FLNG.

Como referência de mercado para análise de viabilidade econômica de projetos de GNL, encontra-se diferentes alternativas para estimativa do *feed gas*. Comumente, se encontra valores como 2% da cotação do barril do petróleo do tipo Brent, em dólares, ou, valor de *feed gas* como cotação direta do gás natural em dólares/mmbtu no mercado Henry Hub. (CUERVA e SOBRINO, 2009; LEUNG e JENKINS, 2014).

Como a análise desta dissertação tem como base valores de 2016, encontrou-se cotação do barril do petróleo do tipo Brent de US\$ 43,64/barril. O cálculo de 2% desta cotação resulta em US\$ 0,87/mmbtu, para um dos preços do *feed gas* em análise. Encontrou-se também cotação

do preço do gás natural, de acordo com o Henry Hub, com média de US\$ 2,52/mmbtu em 2016 (EIA, 2018a; EIA, 2018b).

Figura 3.14 - Composição de custos na cadeia logística de GNL em pequena escala

Fonte: Elaboração própria.

O *feed gas* considerado no *business case* do campo de Sépia, é de US\$ 4,00/mmbtu (GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010), e com a consideração deste valor nos custos da cadeia do GNL, o custo final de chegada na regasificação fica em US\$ 6,45/mmbtu, igualando o preço FOB médio do GNL pago pelo Brasil em suas importações, em 2016. Com considerações de *feed gas* mais realistas (2% da cotação do barril do petróleo do tipo Brent, em dólares, ou, valor de *feed gas* como cotação direta do gás natural em dólares/mmbtu no mercado Henry Hub), entre US\$ 0,87/mmbtu e US\$ 2,52/mmbtu, o custo final do GNL seria, entre US\$ 3,32/mmbtu e US\$ 4,97/mmbtu. Estes valores realistas de preço do *feed gas* proporcionam economia na faixa entre 23% e 49%.

3.5. Conclusões do Capítulo 3

Neste capítulo foi possível notar que incrementar o transporte aquaviário é uma estratégia de negócios que busca uma alternativa viável ao modal predominante no Brasil: o rodoviário. Além disso, é estratégico também ampliar na cultura logística do conceito da intermodalidade, mesmo considerando as deficiências de infraestrutura para realização das

operações intermodais. O transporte do SMSLNG envolve flexibilidade na intermobilidade para logística dos contêires (ou pequenos tanques) entre os diferentes ativos logísticos propostos na cadeia de difusão e interiorização do SMSLNG.

A falta de uma estrutura normativa e legislativa consolidada especificamente para o setor de GNL gera incertezas para os agentes que operam ou para aqueles que desejam operar nesse setor. Além disso, contribui, de alguma forma, para a ausência de investimento no setor, pois os agentes têm dúvidas sobre o retorno de seus investimentos e seus direitos de propriedade.

Foi apresentada proposta para liquefação *offshore* de GNL em pequena escala e disponibiliza-lo na costa, alinhada aos números vistos no Capítulo 2, e em sintonia com a experiência observada em outros países, como Noruega e Japão. Estas propostas respondem às motivações do Capítulo 1, ao propor uma nova alternativa de logística e de infraestrutura do GNL, que permita a interiorização para levar o gás natural a potenciais consumidores fora do alcance da malha dutoviária.

A proposta tem limitações das reflexões, principalmente por falta de dados, mas permitirá o avanço nas pesquisas ao propor novas sugestões, inclusive, como o estudo de caso apresentado no Capítulo 4, que mostrará a importância econômica da monetização do gás natural associado em campo de petróleo.

4 ESTUDO DE CASO DE VIABILIDADE ECONÔMICA - MONETIZANDO GÁS NATURAL ASSOCIADO ATRAVÉS DE GNL EM PEQUENA ESCALA

Este capítulo apresenta um estudo de caso com uma análise econômica que compara três diferentes cenários de viabilidade do desenvolvimento do campo de petróleo e gás natural de Sépia, no Pré-Sal, considerando um cenário recente de queda do preço do barril de petróleo. Ainda, é demonstrado o quanto é importante, do ponto de vista de recuperação de receitas, realizar a monetização do gás natural associado deste campo através da liquefação. Para este estudo de caso tiveram que ser calculados os Descontos Individuais, os Fluxos de Caixa Ajustados, os *Paybacks* Descontados, para todas as taxas de desconto pré-determinadas.

Este estudo de caso será apresentado em auditório e publicado nos anais do Rio Oil&Gas 2018, em Setembro de 2018, com o artigo “Monetizando Gás Natural Associado Através de GNL em Pequena Escala: Um Estudo de Caso para Aumento de Receita de um Campo Petrolífero Brasileiro”, (DA SILVA e MOUTINHO DO SANTOS, 2018).

Na primeira seção deste capítulo é apresentado um panorama do campo de Sépia no Pré-Sal. Em seguida, na segunda seção, é realizada a análise econômica do desenvolvimento do campo de Sépia. Na terceira seção são apresentados duas novas análises econômicas com atualização do preço do barril de petróleo e com a monetização do gás natural associado, e em seguida, na quarta seção, são apresentados os resultados consolidados. Por fim, são apresentadas as considerações finais sobre os resultados obtidos no estudo de caso.

4.1. O Campo de Sépia

O campo de Sépia está localizado na Bacia de Santos, a cerca de 280 km da costa, conforme Figura 4.1, em frente aos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Encontra-se em lâmina d'água de cerca de 2.150 m. O reservatório possui área de aproximadamente 157 km² (Bacia de Santos possui área total de aproximadamente 15.000 km²) e o óleo a ser produzido é

leve, de boa qualidade, com 26° API¹⁵. O campo de Sépia foi descoberto em Março de 2012 (inicialmente era conhecido como Nordeste de Tupi). O óleo original *in situ*¹⁶ totaliza 1,47 bilhões de barris de petróleo, sendo esperado um fator de recuperação de 18%. (GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010; ANP, 2017).

Figura 4.1 - Localização do campo de Sépia

Fonte: Gaffney, Cline & Associates (2010).

Sépia faz parte do contrato de cessão onerosa assinado entre a União e a Petrobras, a qual detém 100% da participação deste campo. De acordo com a Lei nº 12.276 de 30 de junho de 2010, o sistema de contrato de cessão onerosa é o negócio jurídico por meio do qual a cedente

¹⁵ Escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute (API), juntamente com a National Bureau of Standards (NBS) e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. (ANP, 2018)

¹⁶ Estimativa, na data de referência do BAR, da quantidade original de petróleo ou gás natural contida no reservatório, antes de qualquer produção e/ou injeção de petróleo ou gás natural. (ANP, 2018)

transmite, de modo oneroso, à cessionária, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (ANP, 2017; MME, 2010).

Como base para a análise econômica do *business case* de desenvolvimento do campo, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (2010), a produção anual acumulada de petróleo e gás natural é de 311 milhões de barris de petróleo e 362 trilhões de m³ de gás natural, ilustradas conforme os gráficos da Figura 4.2 e Figura 4.3. Apesar de se estimar 40 anos de produção efetiva do campo, o *business case* demonstra platôs médios de extração, com duração de no máximo 6 anos. Posteriormente à este platô, é observada uma elevada taxa de declínio na produção.

Figura 4.2 - Curvas de produção de petróleo e gás natural do campo de Sépia.

Fonte: Elaboração própria com dados de Gaffney, Cline & Associates (2010).

Figura 4.3 - Curvas de produção acumulada de petróleo e gás natural do campo de Sépia.

Fonte: Elaboração própria com dados de Gaffney, Cline & Associates (2010).

4.2. Análise Econômica do Desenvolvimento do Campo de Sépia

A análise econômica do desenvolvimento do campo de Sépia teve início com a adoção das premissas detalhadas na Tabela 4.1. O *business case* de Gaffney, Cline & Associates (2010), possui análise econômica para 5 casos, com diferentes hipóteses, incluindo variação do preço do petróleo e gás natural, variação no perfil de produção/custos, atraso nas despesas e atrasos na produção. Este estudo de caso, analisa somente os resultados do chamado “Caso Base Original” do *business case*, que, a partir de agora, será designado como **CBO**.

Tabela 4.1 - Premissas definidas pela ANP e utilizadas na análise econômica do CBO

FPSO	1
Capex e Opex	Fornecidos pela ANP com ajustes realizados com experiência atual do setor
Venda do Gás Natural	Não, pois neste cenário, todo gás natural é reinjetado
Desconto Diferencial de Qualidade	7,9% ; aplicado na faixa de preço do óleo NYMEX em 17 de agosto de 2010 dependendo da qualidade do petróleo bruto
Inflação	Correção de 2% ao ano após o ano de 2011
<i>Royalties</i>	10% (neste cenário somente sobre a produção de petróleo)
Imposto de Renda + Contribuição Social	34%
PIS / COFINS	Não
Taxas de Desconto	5% ; 6,49% ; 10% e 15%
Atrasos	Não considerados
Riscos Geológico ou Comercial	Não considerados

Fonte: Elaboração própria com dados de Gaffney, Cline & Associates (2010).

O **CBO** possui ainda duas características importantes. A primeira é a adoção da premissa de que todo o gás produzido não será exportado e sim destinado à reinjeção, requerendo compressão, porém não requerendo separação do CO₂ associado. O segundo diferencial é que, para os preços do petróleo, foram utilizados os preços do Brent, conforme listado na NYMEX, com fechamento em 17 de agosto de 2010 (US\$ 77,5/barril) para o ano 1 de produção, preço médio de US\$ 81,04/barril para o ano 2 de produção, elevação gradual para US\$ 92,58/barril até o ano 9 de produção e correção de 2% ao ano após o ano 10 de produção, conforme demonstrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 - Curva de previsão do preço do petróleo para o CBO

Fonte: Elaboração própria com dados de Gaffney, Cline & Associates (2010).

Importante registrar que, apesar de admitir total reinjeção do gás, este não é previsto de ser produzido posteriormente, nem em fase de declínio acentuado da produção de petróleo. Além disso, como o óleo é leve, assume-se que a reinjeção do gás não tem efeitos significativos no ganho de produtividade dos poços produtores de petróleo, ou seja, a produção acumulada e o perfil de produção não se alteram com ou sem reinjeção.

Os principais resultados econômicos e financeiros, para o período de extração de 40 anos do campo de Sépia, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Principais resultados econômicos e financeiros do CBO

Produção de Petróleo	311	Milhões de barris de óleo
Produção de Gás Natural	362	Bilhões de pés cúbicos
Receita com Petróleo	29,3	Bilhões de US\$
Receita com Gás Natural	0	Bilhões de US\$
<i>Royalties</i>	2,9	Bilhões de US\$
OPEX	5,7	Bilhões de US\$
CAPEX	3,9	Bilhões de US\$
Custo de Abandono	0,8	Bilhões de US\$
Contribuição Social sobre Lucro Líquido	1,4	Bilhões de US\$
Imposto de Renda sobre Lucro Líquido	4,0	Bilhões de US\$
Fluxo de Caixa Líquido	10,3	Bilhões de US\$

Fonte: Elaboração própria.

A projeção econômica resumida existente no **CBO** apresenta os Valores Presentes Líquidos (VPL) do **CBO**, sob diferentes taxas de desconto, com base na modelagem de Fluxo de Caixa Descontado para os perfis de produção de 40 anos de extração. O impacto do VPL em dólar por barril, calculado pela divisão do VPL pelo volume total de petróleo produzido, considerando as diferentes taxas de descontos analisadas no *business case*, é apresentado na Tabela 4.3, junto com um resumo dos indicadores econômicos do **CBO**, inclusive com os *paybacks* descontados (que foram calculados).

Tabela 4.3 - Resumo dos indicadores econômicos para o CBO

Taxa de Desconto	VPL (US\$ Bilhões)	VPL (US\$/barril)	<i>Payback</i> descontado (anos)
5%	5,3	17,2	6,1
6,49%	4,4	14,4	6,1
10%	3,0	9,7	6,2
15%	1,8	5,8	6,3

Fonte: Elaboração própria.

Os cálculos demonstram que o VPL mantém-se positivo para qualquer taxa de desconto, e que os *paybacks* mantêm-se todos abaixo de 7 anos. Ou seja, com cenários favoráveis, um campo médio de produção de petróleo, não precisa da monetização do gás natural.

4.3. Análises Econômicas Alternativas ao Caso Base Original do *Business Case*

Em visão alternativa da análise econômica do **CBO**, passa-se a considerar um cenário de queda no preço do Petróleo, com novos valores assumidos para o preço do barril de petróleo tipo Brent. Há de se enfatizar que tal cenário alternativo, na verdade, tornou-se mais realista, tendo em vista a série de quedas nas cotações iniciada em julho de 2014. Chamaremos esta nova análise do Caso Base Original de Caso Base Recalculado ou **CBR**.

Na sequência é realizada uma nova análise econômica que considera preços realistas para o preço do petróleo (**CBR**) com a monetização do gás natural associado produzido em Sépia e sua venda através da liquefação SMSLNG. Chamaremos esta terceira análise de Caso Base Recalculado com Monetização do Gás ou **CBRMG**.

4.3.1. Cenário de Preços do Petróleo Menos Favoráveis

Para o **CBR**, este estudo de caso considerou os valores médios de preço do barril do petróleo dos tipos Brent e WTI, e o preço do mmbtu do GNL que o Banco Mundial publicou em outubro de 2017 em seu relatório trimestral (WORLD BANK, 2017), com previsão para o preço das principais *commodities* até 2030, conforme demonstrado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Previsão de preços de *commodities* até 2030

World Bank Commodities Price Forecast (nominal US dollars)											Released: October 26, 2017				
Commodity	Unit	2014	2015	2016	Forecasts										
					2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	
Energy															
Coal, Australia	\$/mt	70.1	57.5	65.9	85.0	70.0	60.0	55.0	55.5	56.0	56.5	56.9	57.4	60.0	
Crude oil, avg	\$/bbl	96.2	50.8	42.8	53.0	56.0	59.0	60.0	60.9	61.9	62.8	63.8	64.8	70.0	
Natural gas, Europe	\$/mmbtu	10.1	7.3	4.6	5.5	5.7	5.8	6.0	6.2	6.4	6.5	6.7	6.9	8.0	
Natural gas, US	\$/mmbtu	4.4	2.6	2.5	3.0	3.1	3.2	3.4	3.5	3.7	3.8	3.9	4.1	5.0	
Natural gas LNG, Japan	\$/mmbtu	16.0	10.2	6.9	8.2	8.3	8.5	8.6	8.7	8.9	9.0	9.1	9.3	10.0	

Fonte: WORLD BANK (2017).

Como o relatório do Banco Mundial realiza previsões entre o anos de 2017 e 2025, para os anos subsequentes na análise do período de 40 anos de extração do campo de Sépia, utilizou-se a mesma premissa utilizada originalmente no **CBO** ao assumir-se uma inflação de 2% no preço do barril do petróleo tipo Brent após o ano 13 de produção, resultando na curva de previsão dos preços do petróleo conforme mostra a Figura 4.5.

Figura 4.5 - Curva de previsão dos preços do petróleo para CBR.

Fonte: Elaboração própria.

Cálculos Econômicos

Após a definição dos novos valores do preço do barril de petróleo, as novas receitas mensais foram calculadas, considerando-se os valores de produção originais. Para cálculo dos novos fluxos de caixa líquidos mensais foram considerados: a mesma porcentagem de *royalties*, os mesmos valores de OPEX/CAPEX, o mesmo valor de desconto estipulado originalmente

pela ANP devido à qualidade do óleo bruto e as mesmas taxas de desconto para a contribuição social e para o imposto de renda. Os principais resultados econômicos e financeiros, calculados para período de extração de 40 anos do campo de Sépia dentro do cenário **CBR**, são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Principais resultados econômicos e financeiros do CBR

Produção de Petróleo	311	Milhões de barris de óleo
Produção de Gás Natural	362	Bilhões de pés cúbicos
Receita com Petróleo	18,9	Bilhões de US\$
Receita com Gás Natural	0	Bilhões de US\$
<i>Royalties</i>	1,8	Bilhões de US\$
OPEX	5,7	Bilhões de US\$
CAPEX	3,9	Bilhões de US\$
Custo de Abandono	0,8	Bilhões de US\$
Contribuição Social sobre Lucro Líquido	0,7	Bilhões de US\$
Imposto de Renda sobre Lucro Líquido	2,0	Bilhões de US\$
Fluxo de Caixa Líquido	3,7	Bilhões de US\$

Fonte: Elaboração própria.

A projeção econômica resumida calculada para o **CBR** apresenta os VPLs sob diferentes taxas de desconto, com base na modelagem de Fluxo de Caixa Descontado para os perfis de produção de 40 anos de extração. O impacto do VPL em dólar por barril, calculado pela divisão do VPL pelo volume total de petróleo produzido, considerando as diferentes taxas de descontos analisadas no *business case*, é apresentado na Tabela 4.6, junto com um resumo dos indicadores econômicos do **CBR**, inclusive com os *paybacks* descontados (que foram calculados).

Tabela 4.6 - Resumo dos indicadores econômicos para o CBR

Taxa de Desconto	VPL (US\$ Bilhões)	VPL (US\$/barril)	<i>Payback</i> descontado (anos)
5%	1,91	6,2	8,6
6,49%	1,56	5,0	8,8
10%	0,95	3,0	9,2
15%	0,44	1,4	10,3

Fonte: Elaboração própria.

Os cálculos demonstram que VPL ainda manteve-se positivo para todas as taxa de desconto, e que os *paybacks* aumentam, inclusive em uma das taxas, agora acima de 10 anos. Análises mais detalhadas serão apresentadas na seção 4.4.

4.3.2. Cenário de Preços do Petróleo Menos Favoráveis e com Monetização do Gás Natural via SMSLNG

Para o **CBRMG**, este estudo de caso considerou as mesmas premissas do **CBR** já descritas para o preço do petróleo, e, considera o preço do mmbtu do GNL, que o Banco Mundial publicou, em outubro de 2017, em seu relatório trimestral, já apresentado na Tabela 4.4.

Como o relatório do Banco Mundial realiza previsões de 2017 até o ano de 2025, para os anos subsequentes na análise do período de 40 anos de extração do campo de Sépia, utilizou-se a mesma premissa utilizada originalmente no CBO, ao assumir-se uma inflação de 2% no preço do mmbtu do GNL após o ano 13 de produção, resultando nas curvas de previsão dos preços conforme demonstra a Figura 4.6.

Figura 4.6 - Curva de previsão dos preços do GNL para CBRMG.

Fonte: Elaboração própria.

Aqui, este estudo de caso, considera a hipótese simplificada ao olhar o projeto de forma integrada e não se preocupando com os preços de transação internamente do projeto, como o preço do gás na cabeça do poço.

Cálculos Econômicos

Após a definição dos novos valores do preço do barril de petróleo e do mmbtu do GNL, foi considerado para a nova análise econômica do **CBRMG**, a venda da produção de gás natural associado na forma de GNL. A premissa adotada neste estudo de caso, é de que a produção de gás será limitada pela capacidade de liquefação anual do FLNG de referência, que é de 0,45 MTPA, e de que após o ano 25 de produção do GNL, como mostrado na Figura 4.7, a taxa de utilização da planta estará abaixo de 14% e não mais estará viável do ponto de vista econômico, pois o valor de despesas operacionais (OPEX), estará acima do valor de receita com a venda do GNL. A premissa também adotada, é que a produção do gás natural, e consequentemente sua não reinjeção, não alterará a capacidade de recuperação do petróleo leve.

Desta forma, esta dissertação admite que a planta de liquefação flutuante, depois de passar por uma revitalização após os 25 anos de operação em alto mar, poderá ser transferida para outro campo e continuar a aplicar o conceito de SMSLNG.

Figura 4.7 – Produção anual de GNL

Fonte: Elaboração própria.

As novas receitas mensais foram calculadas considerando-se os valores de produção originais do gás natural associado. Para cálculo dos novos fluxos de caixa líquidos mensais foram considerados em respeito ao petróleo produzido: a mesma porcentagem de *royalties*, os mesmos valores de OPEX/CAPEX, o mesmo valor de desconto em relação ao preço do Brent estipulado originalmente pela ANP devido à qualidade do óleo bruto, e as mesmas taxas para a contribuição social e o imposto de renda.

Como premissa, foi adotado que os custos dos sistemas de reinjeção são os mesmos, mas que não mais injetando gás, e sim qualquer outra combinação de CO₂ + água.

Para os valores de CAPEX da planta de liquefação do gás natural, foi considerado como modelo de análise o FLNG de SMSLNG, já descrito no Capítulo 3, com capacidade de liquefação de 0,453 MTPA e que, por analogia de seus custos de capital médio de produção de US\$ 600/tonelada estimados pelo mercado, leva à um CAPEX de aproximadamente US\$ 272 milhões. Este valor foi diluído em 4 anos do desenvolvimento do campo.

Adotou-se como premissa desta análise econômica, que o FLNG possui uma vida útil de 25 anos de operação em campo, alinhada com a taxa de utilização, explicada anteriormente. Como custo de abandono, adotou-se como premissa o valor de US\$ 60 milhões, descontado no ano seguinte da retirada de serviço do FLNG.

Como já descrito no Capítulo 3, uma referência de mercado de um FLNG de 2,5 MTPA, possui um OPEX anual de US\$ 159 milhões (SONGHURST, 2016). Adota-se como premissa uma razão de um quinto deste valor, para o FLNG de 0,453 MTPA para este estudo de caso, considera-se US\$ 32 milhões anuais de OPEX. Este valor de OPEX anual é descontado (junto com o OPEX do FPSO) durante os 25 anos planejados de operação deste FLNG.

Os principais resultados econômicos e financeiros, calculados para período de extração de 40 anos do campo de Sépia dentro do cenário **CBRMG** são apresentados na Tabela 4.5. Em função dos resultados expressos nesta tabela para os novos resultados de fluxo de caixa líquido mensal, novos cálculos de desconto individual, fluxo de caixa acumulado ajustado e VPLs foram realizados nas mesmas taxas de desconto do **CBO** (5%, 6,49%, 10% e 15%) conforme apresentado nas Tabelas 4.7 e 4.8.

Tabela 4.7 - Principais resultados econômicos e financeiros do CBRMG

Produção de Petróleo	311	Milhões de barris de óleo
Produção de Gás Natural	362	Bilhões de pés cúbicos
Receita com Petróleo	18,9	Bilhões de US\$
Receita com Gás Natural	3,2	Bilhões de US\$
<i>Royalties</i>	2,2	Bilhões de US\$
OPEX	6,5	Bilhões de US\$
CAPEX	4,1	Bilhões de US\$
Custo de Abandono	0,9	Bilhões de US\$
Contribuição Social sobre Lucro Líquido	0,9	Bilhões de US\$
Imposto de Renda sobre Lucro Líquido	2,5	Bilhões de US\$
Fluxo de Caixa Líquido	4,9	Bilhões de US\$

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.8 - Resumo dos indicadores econômicos para o CBO

Taxa de Desconto	VPL (US\$ Bilhões)	VPL (US\$/barril)	Payback descontado (anos)
5%	2,5	6,8	8,1
6,49%	2,1	5,6	8,2
10%	1,3	3,6	8,5
15%	0,6	1,8	9,0

Fonte: Elaboração própria.

Análises mais detalhadas sobre estes cálculos de VPL e *paybacks* serão apresentadas na seção 4.4.

4.4. Comparação Entre os Indicadores Econômicos

Apresentam-se, então, as análises comparativas com a utilização dos indicadores econômicos obtidos nas seções 4.3.1 e 4.3.2 como instrumentos de avaliação entre diferentes

cenários, permitindo assim, identificar a viabilidade e a atratividade de cada alternativa estudadas nesta dissertação (**CBO**, **CBR** e **CBRMG**).

Seguindo a metodologia proposta por Parente (2015), foram realizados todos os cálculos econômicos e financeiros dos três cenários, para determinação das variáveis à serem comparadas.

Na primeira análise da comparação entre os três casos analisados, notamos redução na receita da venda do petróleo. A queda do preço do barril considerado no **CBR** impõe perdas financeiras na comparação com o **CBO** de US\$ 10,4 bilhões na receita (-46%), mas é parcialmente recuperada com a venda do GNL, no **CBRMG**, que recupera uma receita de US\$ 3,2 bilhões, conforme apresentam as Tabelas 4.9 e 4.10.

Tabela 4.9 - Receitas para CBO e CBRMG

Receita em Bilhões de US\$	Petróleo	GNL
CBO	29,3	0
CBR	18,9	0
CBRMG	18,9	3,2

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.10 – Valores relativos na comparação de cenários

Comparação de Cenários	Receita
CBR sobre CBO	Perda de 46%
CBRMG sobre CBR	Ganho de 17%

Fonte: Elaboração própria.

Utilizando-se o *payback* descontado como segunda comparação entre os três casos analisados, nota-se que houve aumento no tempo necessário para recuperar o investimento dos fluxos líquidos de caixa descontados entre **CBR** e **CBO**, mas que pode ser reduzido com a implementação do cenário **CBRMG**, conforme mostram as Tabelas 4.11 e 4.12.

Tabela 4.11 - *Payback* descontado para CBO e CBRMG.

<i>Payback</i> descontado em anos, por taxa de desconto	5%	6,49%	10%	15%
CBO	6,1	6,1	6,2	6,3
CBR	8,6	8,8	9,2	10,3
CBRMG	8,1	8,2	8,5	9,0

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.12 - *Payback* descontado para CBO e CBRMG.

Comparação de Cenários - <i>Payback</i> descontado, por taxa de desconto	5%	6,49%	10%	15%
CBR sobre CBO	+41%	+43%	+49%	+64%
CBRMG sobre CBR	-6%	-6%	-8%	-13%

Fonte: Elaboração própria.

Na terceira comparação, na utilização do VPL, nota-se que para a taxa de desconto 5%, a perda no cenário **CBR** é de US\$ 2,8 bilhões (redução de 53%) em relação ao **CBO**. Respectivamente, para as taxas de 6.49%, 10% e 15% as perdas são de US\$ 2,3 bilhões, US\$ 1,7 bilhões e US\$1,1 bilhões. Já o cenário **CBRMG**, promove uma recuperação de VPL quando comparado com **CBR**, conforme mostrado na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 - VPLs para as diferentes taxas de desconto para os três casos analisados

Taxa de desconto	VPL (US\$ Bilhões)			Perdas de VPL (US\$ Bilhões)	Recuperação de VPL (US\$ Bilhões)
	CBO	CBR	CBRMG	CBR sobre CBO	CBRMG sobre CBR
5%	5,3	1,9	2,5	3,4	0,6
6,49%	4,4	1,5	2,1	2,9	0,6
10%	3,0	0,9	1,3	2,1	0,4
15%	1,7	0,4	0,6	1,3	0,2

Fonte: Elaboração própria.

4.5. Conclusões do Estudo de Caso

Este Capítulo 4, apresentou um estudo de caso que estabeleceu um comparativo entre o caso base do *business case* de viabilidade econômica do desenvolvimento do campo de Sépia e dois cenários, um refletindo a queda nos preços do petróleo, e outro com monetização do gás natural associado através do sistema SMSLNG. Apesar do cenário CBR apresentar perdas financeiras significativas para o projeto, essas perdas não inviabilizam o desenvolvimento do campo que, mesmo com a piora dos indicadores econômicos, permanece sendo promissor. Também notou-se, que o cenário CBRMG, propicia aumento das receitas e da rentabilidade do projeto, permitindo assim a recuperação de parte das perdas impostas pela queda do preço do petróleo.

5 CONCLUSÕES

Entender que o Brasil tem um aumento do consumo de gás natural, mas ao mesmo tempo, enfrenta desafios devido a incerteza na oferta por falta de infraestrutura, e acompanha o crescimento das reservas de gás de sua nova fronteira de produção *offshore* no Pré-Sal, foi a principal motivação para o desenvolvimento de pesquisa que tratasse do assunto com viés pouco abordado pela academia.

No cenário descrito acima, surge o desenvolvimento desta dissertação, que busca propor um modelo para explorar o conceito do fornecimento de gás natural na forma de SMSLNG, promovendo a expansão do mercado, e atingindo, como alternativa viável, consumidores fora do alcance da malha dutoviária, assim como, criando formas alternativas para escoar o incremento nas fontes domésticas de gás natural, principalmente àquelas oriundas da região do Pré-Sal do Sudeste brasileiro.

Ao analisar a indústria do Gás Natural e do GNL, e seus números, foi possível notar o rápido desenvolvimento no cenário energético mundial diante da necessidade dos países em diversificar as fontes de suprimento para garantir seu abastecimento interno. Entender os números e realizar comparações de reservas, produções e consumos, permitiram entender melhor quais perspectivas são economicamente viáveis para maximizar a utilização do GNL, principalmente em sistema de SMSLNG. No caso dos números do Brasil, foi possível fazer uma análise crítica da concepção dos terminais de Regas dedicados exclusivamente ao suprimento de gás natural para termelétricas, que durante os períodos em que não há estiagem, torna-se necessário buscar adaptação de usos, diante da ociosidade, à outras finalidades.

Como oportunidade imediata para os estudos propostos por esta dissertação, surgiu, de análise detalhada da situação do GNL no Brasil, que o conjunto de terminais de regasificação operou, em 2016, com 94% de ociosidade. Assim, nasceu a proposta de efetuar um estudo de caso que propõe escoar gás natural doméstico, produzido na região do Pré-Sal, via sistemas de SMSLNG e transportá-lo até o terminal da Guanabara no Rio de Janeiro.

O modelo apresentado com proposta para liquefação *offshore* de GNL em pequena escala e disponibilizá-lo na costa, foi criado baseado nas experiências observadas em países como Noruega e Japão. Este modelo conseguiu responder às motivações iniciais e objetivos específicos desta dissertação, ao propor uma nova alternativa de logística e de infraestrutura do GNL, que se mostrou viável técnica e economicamente, para trazer o GNL em pequena escala até o terminal da Guanabara a um preço competitivo com aqueles normalmente praticados nas grandes importações no mercado *spot*.

A análise das barreiras para implementação dos sistemas SMSLNG no Brasil, levou à identificação do potencial inexplorado da navegação de cabotagem e sua possível atuação na logística do SMSLNG, principalmente na possibilidade de ampliar o conceito da intermodalidade e permitir o transporte de pequenos contêineres de GNL que possuem flexibilidade de alternar entre diferentes modais de transporte (navios, trens e caminhões) e promover a tão discutida interiorização do gás natural no Brasil. Aliás, esta interiorização através de sistemas de SMSLNG, precisa da utilização do conceito de terminais satélites de GNL em pequena escala, pois realizam a regasificação muito próximo do usuário, trazendo flexibilidade ao sistema de distribuição.

Outra barreira identificada, foi a falta de um quadro regulatório robusto e específico para o GNL no Brasil. Além de gerar incertezas para os agentes desse mercado de gás natural no Brasil, causa ainda o pouco investimento no setor, diante das dúvidas sobre o retorno de seus investimentos e seus direitos de propriedade.

O estudo de caso estabeleceu um comparativo entre o caso base do *business case* de viabilidade econômica do desenvolvimento do campo de Sépia, com dois cenários novos criados: um refletindo a queda nos preços do petróleo, e outro considerando a monetização do gás natural associado através do sistema SMSLNG. O cenário com monetização do gás associado, demonstrou, através dos principais parâmetros financeiros, o quanto é importante, do ponto de vista de recuperação de receitas, realizar a monetização do gás natural associado através da liquefação em pequena escala.

A dissertação e as reflexões que foram propostas, tem suas limitações e muitas premissas tiveram que ser adotadas para que os estudos de caso ficassem o mais realistas possível. A falta de dados e de números relativos aos aspectos financeiros dos projetos de SMSLNG foram barreiras identificadas.

Dado o escopo dessa dissertação, uma das sugestões de trabalhos futuros é a consideração do fato de que não reinjeção do gás natural pode diminuir a produção de petróleo, e consequentemente reduzir as receitas com a venda do petróleo. Apesar desta dissertação utilizar-se da ociosidade de terminais existentes para viabilizar economicamente a alternativa proposta, análises futuras podem considerar também, que terminais de regasificação tem alto impacto na viabilidade da cadeia do GNL, pois sua construção tem elevado impacto financeiro. Outras recomendações de trabalhos futuros, baseiam-se na possibilidade da imposição de um imposto sobre a emissão de carbono afetar a análise econômica do desenvolvimento e implantação de um projeto de SMSLNG. Possibilidade de agendas futuras, também podem avaliar variação do valor do gás natural e possível descolamento (para mais ou para menos) em relação ao valor do petróleo.

Assunto muito interessante, mas não abordado por esta dissertação, é o potencial de aproveitamento das hidrovias interiores para o escoamento e interiorização do SMSLNG. Esta alternativa está condicionada às atividades econômicas de suas respectivas áreas de influência, não sendo a solução única para integração logística do gás natural no país, mas sim fazendo parte de uma solução ampla e multimodal.

Sendo assim, a conclusão final obtida por esta dissertação é que, há a possibilidade do uso de sistemas de SMSLNG para fornecimento de gás natural ao mercado doméstico fora da malha dutoviária, ao mesmo tempo que cria-se uma alternativa para escoar o aumento da produção de gás natural de campos da região do Pré-Sal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2016**. Rio de Janeiro, 2016.

_____. **Glossário**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/glossario>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2018.

_____. **Sumário Externo de Sépia – 2017**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/Sumario_Externo_Sepia_2017.pdf. Acesso em 03 de junho de 2018. 2017.

_____. **O gás natural liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL**. Rio de Janeiro, 2010.

AMERICAN BUREAU OF SHIPPING. **LNG Bunkering: Technical and Operational Advisory**. A report from American Bureau of Shipping. ABS, 2015.

ANTHONY VEDER. **Coral Methane**. 2018. Disponível em: <<https://www.anthonyveder.com/activities/innovations/coralmethane/>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2018.

BRASIL. **Lei 12.351/2010**. Brasília. Senado Federal 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2010.

_____. **Lei 10.893/2004**. Brasília. Senado Federal 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.893.htm>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2004.

BP. **BP Energy Outlook**. Londres, Reino Unido, 2018.

_____. **BP Energy Outlook 2035**. Londres, Reino Unido, 2015.

_____. **Statistical Review of World Energy June 2016**. Londres, Reino Unido, 2016.

CROSO, TALUIA. **Análise do planejamento setorial para o setor de gás natural o caso do PEMAT 2022**. São Paulo, 2015. 142 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

CRUZ, T.R.P.V. **Causas e Consequências da Limitação da Cabotagem no Transporte de Carga Pela Costa Brasileira: Uma Avaliação Hierárquica no Trecho Manaus – Santos**.

Brasília, 2007. 133 f. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília, Brasília, 2007.

CRYOLOR. **LNG Small Scale Satellite Stations**. 2018. Disponível em: <https://www.cryolor.com/lng-small-scale-satellite-stations>>. Acesso em 03 de junho de 2018.

CUERVA, E. e SOBRINO, F. **A new business approach to conventional small scale LNG**. 24th World Gas Conference, Buenos Aires, Argentina. Outubro de 2009.

DA SILVA, R. et al. **Overview of Brazil Liquefied Natural Gas Industry**. International Gas Magazine, Outubro, 56-65, Espanha, 2017a.

DA SILVA, R. et al. **Barriers in the Small-Scale Liquefied Natural Gas (SSLNG) Development in Brazil**. International Gas Union Research and Conference – IGRC, Rio de Janeiro, Maio 2017b.

DA SILVA, R. e SANTOS, E.M. **Monetizando Gás Natural Associado Através de GNL em Pequena Escala: Um Estudo de Caso para Aumento de Receita de um Campo Petrolífero Brasileiro**. Rio Oil&Gas Conference, Rio de Janeiro, 2018.

DEMORI, M.B. **GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil**. 2008. 165p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo; 2008.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Statistics - Natural Gas Reserves**. Washington: EIA, 2016.

_____. **International Energy Outlook 2014**. Washington: EIA, 2015.

_____. **International Energy Statistics – Henry Hub Natural Gas Spot Price**. Washington: EIA, 2018a.

_____. **International Energy Statistics – Spot Prices**. Washington: EIA, 2018b.

ESTADÃO. **Governo de SP anuncia construção de gasoduto no valor de R\$ 8 bi**. 2016. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-de-sp-anuncia-a-construcao-de-gasoduto-no-valor-de-r-8-bi,1720794>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2016.

EVANS, P. e FARINA, M. **The Age of Gas & The Power of Networks**. Relatório da General Electric Company, Nova Iorque, 2013.

ERNST e YOUNG. **Perspectivas para a indústria de petróleo e gás no Brasil: Uma análise das lições apreendidas no Mar do Norte e da retomada das rodadas de licitações em 2013**. 16p. Disponível em <http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Perspectivas_Oleo_Gas_Brasil

/FILE/LR%20Estudo%20Centro%20de%20energia%2010_02_2014.pdf> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2014.

EXMAR. **FLNG Caribbean.** 2018. Disponível em: <<http://www.exmar.be/en/activities/lng/floating-liquefaction-flng>> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2018.

FONSECA, R.O. **A navegação de cabotagem de carga no Brasil.** Mercator - Revista de Geografia da UFC, vol. 14, núm. 1, Abril, 2015, pp. 21-46 Universidade Federal do Ceará Fortaleza, Brasil. 2015.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. **Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-Sal em Águas Profundas na Bacia de Santos.** Brasil, 2010. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=33422>> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2010.

GAS INFRASTRUCTURE EUROPE. **LNG Map 2015.** Disponível em: <https://www.gie.eu/download/maps/2015/GIE_LNG_2015_A0_1189x841_FULL_wINFOGRAPHICS_FINAL.pdf> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2015.

GAS LNG EUROPE. **Position paper: GLE's views on Small Scale LNG.** Report 11GLE136, p.1-9; Dezembro, 2011.

GASLOCAL. **Histórico.** Disponível em: <http://www.gaslocal.com.br/empresa-historico.html>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2016.

INTERNATIONAL GAS UNION. **Small Scale LNG - 2012 – 2015 Triennium Work Report.** 2015a.

_____. **World LNG Report.** Edição de 2015. 2015b.

_____. **World LNG Report.** Edição de 2017. 2017.

JAPAN OIL TRANSPORTATION. **LNG ISO Container.** Disponível em: <http://www.jot.co.jp/en/service/lng.html> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2018.

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

LEUNG, L. e JENKINS, G. **An economic evaluation of Peru's liquefied natural gas export policy.** Energy Policy, 74, 643. 2014.

LNG World Shipping. **LNG terminal.** Disponível em: <http://www.lngworldshipping.com/news/view,grain-lng-terminal-opens-truckloading-station_40888.htm> . 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.

MARINTEK. **Gas fuelled ships.** GTS Technical Seminar Series. Disponível em: < <http://www.lngbunkering.org/sites/default/files/2011%20marintek%20LNG%20fuelled%20ships.pdf> > . Acesso em 03 de junho de 2018. 2011.

MAUGERI, L. **Falling Short: A Reality Check for Global LNG Exports.** Harvard Kennedy School, December 2014. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional 2015 – Ano base 2014.** Brasília: MME, 2015a.

_____. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural – Janeiro 2015.** Brasília: MME, 2015b.

_____. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural – Agosto 2016.** Brasília: MME, 2016a.

_____. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural – Janeiro 2017** . Brasília: MME, 2017.

_____. **Contrato de cessão onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.** Brasília: MME, 2010.

_____. **Diretrizes específicas para a realização da 9ª rodada de licitações de blocos exploratórios da ANP.** Resolução no. 6, de 8 de novembro de 2007. Brasília: MME, 2007.

_____. **Gás para Crescer.** Relatório Técnico. Brasília: MME, 2016b.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Brasília: MME, EPE, 2014a.

_____. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária 2022.** Brasília: MME, EPE, 2014b.

MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY. **Study on Opportunities and Issues in introducing mini LNG facilities and equipments in Indonesia.** Tokio, Japan: METI, 2015.

MOKHATAB, S. et al. **Handbook of Liquefied Natural Gas.** Gulf Professional Publishing, Burlington, Massachusetts, USA, 2014.

MOUTINHO DO SANTOS, E. et al. **Gas natural: a construção de uma nova civilização.** Estudos Avançados, vol.21, no.59, p.67-90, ISSN 0103-4014, Abril, 2007.

PARENTE, V. **Notas de aula da disciplina PEN5005 - Fundamentos de Finanças e Economia Aplicados à Energia.** Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da USP, 2015.

PENHA, HENRIQUE SONJA PEREIRA. **Reflexões críticas e contribuições para aprimoramento da complementariedade dos consumos termelétrico e industrial de gás natural**. São Paulo, 2014. 116 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

PETROBRAS. **Iniciamos a operação do terceiro Terminal de Regaseificação do GNL**. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspotrobras.com.br/2014/01/24/iniciamos-operacao-do-terceiro-terminal-de-regaseificacao-de-gnl/>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2014a.

_____. **Mapa. Marco Regulatório do Pré-Sal**. Julho de 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2014b.

_____. **Rima Ilhabela Rota 3**. Relatório de Impacto Ambiental. Janeiro de 2014. 2014c.

_____. **Plano de Negócios e Gestão 2017-2021**. Apresentação do Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao/>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2016.

_____. **Concluimos a venda de participação na Nova Transportadora do Sudeste**. Fatos e Dados. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-a-venda-de-participacao-na-nova-transportadora-do-sudeste.htm>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2017.

PETROL WORLD. **LNG Fueling Station**. Disponível em: <<https://www.petrolworld.com/europe/item/28570-czech-republic-chart-commissions-shell-lng-fueling-station>> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2017.

PLATTS. **LNG Daily**. Platts - S&P Global. Volume 13 - Issue 223 - November 11, 2016. Disponível em: < <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/Products/Lngdaily.pdf>>. Acesso em 03 de junho de 2018. 2016.

POMPERMAYER, F. et al. **Hidroviás No Brasil: Perspectiva Histórica, Custos e Institucionalidade**. Texto para discussão, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Rio de Janeiro, 2014.

RESENDE, L. **Dois Anos do Caderno de Gás Natural: Quais Reflexões Podem Ser Feitas?** Caderno Opinião, FGV Energia, Rio de Janeiro, Brazil, 2016.

SCHENK, C.J. **An estimate of undiscovered conventional oil and gas resources of the world**. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2012–3042, 6p. 2012.

SHELL. **Shell opens first European LNG truck refueling station in Rotterdam**. 2015. Disponível em: <http://cngeurope.com/shell-opens-first-european-lng-truck-refuelling-station-in-rotterdam/> . Acesso em 03 de junho de 2018. 2015.

SIMÕES, J.R. et al. **Expansão da Rede de Distribuição Via Gás Natural Liquefeito**. Relatório de P&D Comgas. São Paulo, Brasil. 2008.

SONGHURST, B. **Floating Liquefaction (FLNG): Potential for Wider Deployment**. Oxford Institute for Energy Studies. 2016.

WARTSILA. **LNG Plants – Mini and small scale liquefaction technology**. Guia de Produto. 2016.

WORLD BANK. **Commodities Price Forecast – October 2017**. Disponível em: <<http://pubdocs.worldbank.org/en/678421508960789762/CMO-October-2017-Forecasts.pdf>>. Acesso em 03 de junho de 2018.

XU, X. et al. **The correlation between mixed refrigerant composition and ambient conditions in the PRICO LNG process**. Applied Energy, 102, 1, 1127-1136. 2013.

APÊNDICE

Tabela com cálculo econômico original do campo de Sépia (inicialmente conhecido como NE Tupi)

Economic Summary Projection Total Field (Gross) - P50 Volumes NE Tupi

Year	Oil Production Mbopd	Gas Production MMscfd	Oil Price US\$/bbl	Gas Price US\$/MMBtu	Oil Revenues US\$ millions	Gas Revenues US\$ millions	Royalties US\$ millions	PIS/COFINS US\$ millions	OPEX US\$ millions	CAPEX US\$ millions	Abandonment Costs US\$ millions	Social Tax US\$ millions	Income Tax US\$ millions	Net Cashflow US\$ millions
1	0	0	77,5	0	0	0	0	0	0	143	0	0	0	-143
2	0	0	81,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	14	0	84,2	0	397	0	40	0	57	42	0	23	63	172
4	0	0	85,8	0	0	0	0	0	21	0	0	0	0	-21
5	56	73	86,9	0	1,636	0	164	0	100	1,852	0	106	295	-881
6	67	87	88,2	0	1,993	0	199	0	134	1,016	0	126	350	166
7	60	72	89,5	0	1,818	0	182	0	137	0	0	111	309	1,079
8	64	75	91,0	0	1,953	0	195	0	153	423	0	117	324	741
9	54	63	92,6	0	1,688	0	169	0	156	0	0	94	262	1,007
10	60	70	94,4	0	1,912	0	191	0	173	440	0	106	295	706
11	53	63	96,3	0	1,708	0	171	0	177	0	0	90	251	1,019
12	46	54	98,2	0	1,536	0	154	0	180	0	0	76	210	917
13	40	47	100,2	0	1,357	0	136	0	184	0	0	60	168	809
14	36	42	102,2	0	1,220	0	122	0	188	0	0	48	135	728
15	32	38	104,3	0	1,108	0	111	0	191	0	0	47	131	628
16	28	35	106,3	0	1,010	0	101	0	195	0	0	49	137	527
17	25	32	108,5	0	930	0	93	0	199	0	0	42	118	478
18	23	29	110,6	0	862	0	86	0	203	0	0	41	113	419
19	21	27	112,9	0	804	0	80	0	207	0	0	35	99	382
20	19	25	115,1	0	749	0	75	0	211	0	0	35	98	329
21	18	22	117,4	0	699	0	70	0	215	0	0	31	85	298
22	16	20	119,8	0	654	0	65	0	220	0	0	27	74	268
23	15	17	122,2	0	613	0	61	0	224	0	0	23	63	242
24	14	16	124,6	0	575	0	58	0	229	0	0	19	53	217
25	13	14	127,1	0	540	0	54	0	233	0	0	23	63	167
26	12	12	129,6	0	507	0	51	0	238	0	0	20	55	144
27	11	11	132,2	0	476	0	48	0	243	0	0	17	46	122
28	10	9	134,9	0	446	0	45	0	248	0	118	5	14	155
29	9	8	137,6	0	419	0	42	0	252	0	120	4	11	150
30	8	7	140,3	0	393	0	39	0	256	0	123	3	9	146
31	8	7	143,1	0	369	0	37	0	259	0	125	3	7	144
32	7	6	146,0	0	346	0	35	0	261	0	128	2	6	143
33	6	6	148,9	0	325	0	32	0	263	0	130	2	5	143
34	6	5	151,9	0	305	0	30	0	265	0	133	2	5	-732
35	0	0	154,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	158,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	161,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	164,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	167,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	171,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	311	363			29,347	0	2,935	0	5,710	3,916	877	1,387	3,853	10,669

Valores que representam o somatório das produções anuais

Net Present Value at 5%
\$5.412
\$4.480
\$2.931
\$1.666

6,49%
10%
15%