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

GELSIO PEREIRA QUIROGA

**USO DE GÁS NATURAL PARA PRODUÇÃO DE ÓLEO DIESEL NO
BRASIL PELA ROTA GAS-TO-LIQUIDS: ESTUDO DE VIABILIDADE
TÉCNICO-ECONÔMICA USANDO AS RESERVAS DO PRÉ-SAL.**

**SÃO PAULO
2016**

GELSIO PEREIRA QUIROGA

**USO DE GÁS NATURAL PARA PRODUÇÃO DE ÓLEO DIESEL NO BRASIL PELA
ROTA GAS-TO-LIQUIDS: ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA
USANDO AS RESERVAS DO PRÉ-SAL.**

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

**Orientador: Prof^a. Dr^a. Patricia Helena Lara dos
Santos Matai**

**Versão Corrigida
(versão original disponível na Biblioteca do Instituto de Energia e Ambiente e na
Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)**

**SÃO PAULO
2016**

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

Quiroga, Gelsio Pereira.

Uso de Gás Natural para produção de óleo diesel no Brasil a partir da rota gás-to-liquids: Estudo de viabilidade técnico-econômica usando reservas do Pré-sal. / Gelsio Pereira Quiroga; orientadora : Patricia Lara dos Santos Matai – São Paulo, 2016.

113f.: 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. Óleo diesel 3. Pré-sal I. Título.

Nome: QUIROGA, Gelsio Pereira.

Título: Uso de Gás Natural para produção de óleo diesel no Brasil pela rota gas-to-liquids: estudo de viabilidade Técnico-Econômica usando reservas do Pré-Sal.

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

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Agradecimentos:

Ao contribuinte do Estado de São Paulo que com o pagamento de seus impostos me permitiu estudar em uma instituição de excelência como a Universidade de São Paulo, espero ter correspondido a altura.

Sou especialmente grato a professora Patrícia Lara dos Santos Matai que mesmo tendo responsabilidades que a deixam no limite da utilização de seu tempo, sempre me acolheu mesmo nos finais de semana para pacientemente me orientar, sem seu apoio não seria possível a realização desta dissertação.

A minha esposa Heloísa pela paciência de limitar nossa convivência pelas circunstâncias da adição da vida acadêmica a uma vida intensa de trabalho em momento tão delicado no mercado de Oil & Gas.

A meu filho Gabriel pelo apoio durante o período que tive a felicidade de poder compartilhar de sua companhia dentro da USP, eu como aluno de mestrado e ele graduando em Engenharia Elétrica pela Poli.

Aos colegas do IEE Vitor Emanuel, Pedro Mantovani e Marcello Galvão, pelas conversas proveitosas, apoio acadêmico e suporte durante a duração do mestrado.

Aos funcionários do IEE pela ajuda e paciência em todos os momentos.

Aos amigos e colegas de turma e pelas conversas proveitosas que tivemos sobre os mais diferentes temas e por proporcionarem um ambiente favorável à produção acadêmica e ao desenvolvimento dos projetos.

Agradeço aos meus pais pelo amor, apoio e estímulo ao estudo.

RESUMO

QUIROGA, Gelsio Pereira. **Uso de Gás Natural para produção de óleo diesel no Brasil a partir da rota gás-to-liquids: Estudo de viabilidade técnico-econômica usando reservas do Pré-sal**. 2016. 113 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

Devido à sua natureza, o gás natural (GN) tem na distância aos pontos de consumo um obstáculo para sua utilização, a qual vai além simples queima para geração de energia ou obtenção de calor. Portanto, é importante que sejam discutidos novos métodos para distribuí-lo e transformá-lo em fontes de energia de maior valor agregado ou em matéria-prima para fabricação de produtos a serem utilizados na indústria química. Uma opção é a conversão do GN em combustíveis líquidos de pronto uso como óleo diesel, gasolina e querosene de aviação através da rota Gas-To-Liquids (GTL). O presente trabalho avalia o potencial da tecnologia GTL no contexto do crescimento da oferta de gás natural no Brasil pelos gasodutos Rota 2 e Rota 3, contextualizando o cenário brasileiro desse energético, as perspectivas futuras e o estado da tecnologia GTL com o processo Fisher-Tropsch. Para tanto, é simulado e analisado o desempenho econômico de uma planta de diesel GTL operante por 30 anos em cenários de preços de insumo e produto obtidos por projeções de reconhecimento internacional.

Palavras chave: gás natural, gas-to-liquids, gtl, avaliação técnico-econômica, diesel, Fischer-Tropsch, Pré-Sal

ABSTRACT

QUIROGA, Gelsio Pereira. **Natural gas usage for diesel fuel production in Brazil through the gas-to-liquids route: Technical and economical feasibility analysis using natural gas reserves from the pre salt.** 2016. 113 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

The usage of natural gas (NG) is related to the distance to the final customers, that is a real obstacle to its full utilization which is beyond the usage as fuel for electricity or heat generation. It is important to prospect, analyze and propose new methods for distribution and transformation of this important energy supply to more value added products or special raw material for the chemical industry. The transformation in ready for use liquid fuels like diesel, gasoline and kerosene through the gas-to-liquid route (GTL) is one of the options. This dissertation evaluates the GTL technology in a context of the NG additional volume available through 2 new pipelines coming from offshore, Rota 2 and Rota 3 in the Brazilian context of NG current usage and its future perspectives taking advantage of this additional availability via the traditional and long term tested GTL Fischer-Tropsch (FT) technology. A GTL FT Diesel plant operating for 30 years was taken as an example considering different scenarios for NG and Oil prices retrieved from the IEA data base that is internationally considered as a consistent source of information.

Keywords: natural gas, gas-to-liquids, gtl, economical assessment, diesel, Fischer-Tropsch

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Formação de hidrocarbonetos, janela de petróleo, janela de gás.....	22
Figura 2 - Trapas Estruturais (A, B) e estratigráficas (C, D). (A) Trapa Anticlinal. (B) Trapa de Falha. (C) Camada de areia e cunha sob discordância. (D) Recife	23
Figura 3 - Desenho esquemático de reservatórios convencionais e não-convencionais de gás natural.	25
Figura 4 - Desenho esquemático da exploração de gás natural convencional e não-convencional.....	26
Figura 5 - Fatores econômicos do transporte de gás natural	29
Figura 6 - Demanda global primária de energia e relação com a emissão de CO ₂ por cenário	31
Figura 7 - Cadeia de Valores do GN	34
Figura 8 - Evolução Histórica da Tecnologia FT	45
Figura 9 - Produtos GTL	47
Figura 10 - Conversão de Gás Natural em produtos	48
Figura 11 - Fluxograma simplificado do processo FT	49
Figura 12 - Consumo Mundial de GN em Toneladas de Óleo Equivalente (TOE), 2013 .	61
Figura 13 - Projeção de preços do petróleo WTI.....	65
Figura 14 - Projeção de preços do GN Henry Hub	64
Figura 15 - Relação de preços entre petróleo WTI para o GN Henry Hub	67
Figura 16 – Mapa dos gasodutos Rota 2 e Rota 3 (Pré-Sal).....	69
Figura 17 - Série histórica preços do diesel em relação ao preço do WTI (<i>NY Harbor-Ultra-Low-Sulfur No 2 Diesel Spot Price</i>)	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Componentes típicos dos gases provenientes do petróleo.....	19
Tabela 2 - Escala Estratigráfica Internacional	20
Tabela 3 - Produtos provenientes do processo Fischer Tropsch	47
Tabela 4 - Plantas industriais de GTL no mundo que usam GN como insumo	55
Tabela 5 – Impostos, taxas e contribuições aplicados no Brasil	74
Tabela 6 - Receitas e despesas de planta GTL ao longo de 30 anos	77
Tabela 7 - Fluxo de caixa de planta GTL ao longo de 30 anos	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
atm	Atmosfera
Bbl	Barril de petróleo
B	Bilhão
Bm ³	Bilhões de metros cúbicos
Boe	Barris de óleo equivalente
CO	Monóxido de Carbono
CAPEX	Custo de investimento de capital
DME	Dimetil Éter
FT	Fischer-Tropsch
GHG	Greenhouse gases
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GN	Gás natural
GNC	Gás natural comprimido
GNL	Gás natural liquefeito
GTL	Gas-to-liquids
HC	Hidrocarboneto
MM	Milhão
MPa	Mega pascal
MTBE	Éter metil-terc-butílico
MTO	Methanol-To-Olefins
RGO	Relação gás-óleo
RME	Rapeseed oil methyl ester
SCF	Standard cubic foot
STB	Standard barrel (barril padrão)
TJLP	Taxa de juros de longo prazo (BNDES)
Tm ³	Trilhões de metros cúbicos
WGS	Water gas shift

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Fontes de energia divididas por região do mundo	27
Gráfico 2 - Consumo mundial de energia dividido por tipo de fonte, do ano de 2000 a 2050	28
Gráfico 3 - Comparação de emissão de gases Diesel GTL x Diesel Refinaria	36
Gráfico 4 - Comparação Barril Típico de Refinaria x Barril Típico GTL	49
Gráfico 5 - Proporção entre Reservas & Produção.....	58
Gráfico 6 - Reservas de GN em 2013 em trilhões de metros cúbicos	59
Gráfico 7 - Distribuição das Reservas Provadas nos últimos 30 anos no ano de 1992	60
Gráfico 8- Distribuição das Reservas Provadas nos últimos 30 anos no ano de 2002	60
Gráfico 9 - Distribuição das Reservas Provadas nos últimos 30 anos no ano de 2012	61
Gráfico 10 - Divisão dos custos de uma planta GTL	70
Gráfico 11 - Fluxo de Caixa do Cenário Inicial	81
Gráfico 12 - Variação do VPL alterando-se a relação preço do petróleo e do GN para diversas capacidades de planta quando se altera o preço do petróleo.	83
Gráfico 13 - Variação do VPL alterando-se a relação preço do petróleo e do GN para diversas capacidades de planta quando se altera o preço do GN.....	84
Gráfico 14 - Variação do VPL ao se alterar o preço do petróleo e do GN para se chegar as relações de 14 e 20, para diversas capacidades de planta.....	85
Gráfico 15 - Comparação do Capex com o VPL ao se alterar a relação do preço do petróleo com o do GN para 14 e 20.....	86
Gráfico 16 - Comparação do VPL para as relações entre preço do petróleo e GN de 14 e 20 ao se reduzir a taxa de juros anuais de 10% a 5%.	88

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Introdução ao tema da pesquisa.....	14
1.2 Pergunta da Pesquisa	15
1.3 Hipótese	16
1.4 Objetivos.....	16
1.4.1 Objetivo Geral	16
1.4.2 Objetivos específicos	16
1.5 Relevância	17
1.6 Metodologia.....	17
2. REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1 Caracterização e Composição do Gás Natural	19
2.2 Origem do Gás Natural.....	21
2.3 Classificação dos Tipos de Poços produtores de Petróleo e de Gás Natural	23
2.4 Comparação entre Gás Convencional e Não Convencional.....	24
2.5 Fontes de Energia e sua Distribuição Global.....	26
3. FORMAS PARA MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL.....	29
3.1 Queima / Gas Flaring.....	30
3.2 Reinjeção	31
3.3 Transporte por Gasoduto	32
3.4 Liquefação do Gás Natural	33
3.5 Compressão do Gás Natural	35
3.6 <i>Gas To Liquids</i> – GTL.....	35
3.6.1 Dimetil Éter – DME	36
3.7 <i>Gas To Chemicals</i>	37
3.8 <i>Gas To Solids</i>	38
3.9 <i>Gas to Electricity</i> – <i>Gas to Wire</i> (GTW).....	38
3.10 Estocagem de Gás no Subsolo	39
4. A ROTA GTL.....	41
4.1 Breve Histórico da Tecnologia GTL	43
4.2 Gás de Síntese	45

4.3 O processo <i>Fischer-Tropsch</i>	49
4.4 Reforma a Vapor do Metano (<i>Steam Methane Reforming- SMR</i>)	50
4.5 Oxidação Parcial (<i>Partial Oxidation - POX</i>)	51
4.6 Reforma Autotérmica (<i>Autothermal Reforming- ATR</i>)	52
4.7 Processo <i>Gas-to-Liquids</i>	52
4.8 Plantas de GTL no Mundo	55
5. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS GTL.....	57
5.1 Reservas.....	58
5.1.1 Reservas Mundiais.....	58
5.1.2 Mercado de Gás Natural no Brasil	62
5.2 Suprimento	63
5.3 Preços do Gás Natural e do Petróleo	64
5.4 Custo e Localização da Planta.....	67
5.5 Eficiência da Planta	71
5.6 Tempo de Operação e Vida Útil da Planta	72
5.7 Resultado Obtidos na Análise Técnico-Econômica e Discussão	73
5.7.1 Premissas	73
5.7.2 Resultados.....	76
5.8 Análise da Sensibilidade.....	82
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	89
REFERÊNCIAS	91
ANEXO A - Entrevista com o Sr Stefan Unnasch, sócio da empresa Life Cycle Associates - Examining Fuels of the Future	100
ANEXO B - Reportagens do Jornal Mail & Guardian – África do Sul.....	102
ANEXO C - Reportagens do Jornal Mail & Guardian – África do Sul.....	107

1. INTRODUÇÃO

1.1 Introdução ao tema da pesquisa

Especialistas em energia afirmam acreditar que a produção mundial de petróleo atinja seu pico até o ano de 2020. Essa afirmativa, correta ou não faz com que se busque diminuir a atual dependência pelo petróleo e a diversificação por combustíveis. Dessa forma, o gás natural (GN) surge como uma alternativa energética. (RAMOS, 2011).

Como consequência, ocorre a busca pela conciliação do avanço tecnológico com o uso de energias limpas e renováveis. Nessa busca por fontes de energia mais amigáveis ao meio ambiente, a rota *gas-to-liquids* (GTL) é uma alternativa, pois através dela é possível obter combustíveis de alta qualidade, bases de lubrificantes e nafta petroquímica. (RAMOS, 2011).

Recentemente, o GN associado tem sido considerado de forma expressiva como uma fonte de energia abundante e que vem modificando as possibilidades energéticas de utilização que anteriormente eram associadas ao petróleo.

Apesar de ser uma fonte energética de origem fóssil, o GN é considerado um combustível limpo devido à sua eficiência de queima, mesmo tendo em alguns casos, a sua obtenção associada à extração de petróleo primordialmente.

Um dos obstáculos à sua utilização é o fato de que o GN é geralmente encontrado em regiões sem a infraestrutura adequada para seu transporte até os pontos de consumo, o que acaba inviabilizando economicamente sua utilização, que pode ser a queima para geração de energia ou obtenção de calor. Por isso, é importante que sejam discutidas formas e novos métodos para distribuí-lo e transformá-lo em fontes de energia de maior valor agregado ou em matéria-prima para a indústria química.

Um exemplo desta transformação é a conversão usando a rota GTL, que transforma o gás natural em combustíveis líquidos de pronto uso como diesel, gasolina e querosene de aviação ou em produtos químicos utilizáveis na indústria de tratamento de água industrial, tratamento do petróleo para retirada de água ou, por exemplo, na mobilização de petróleo pesado visando sua extração. (RAMOS, 2011)

Uma nova variável integrou essa questão: o súbito declínio do preço do petróleo, passando de 100 para 50 dólares o barril, fazendo com que alguns dos projetos de

transformação de gás em outras formas venham a ser reavaliados.

Mesmo com esta queda de preço abrupta, o petróleo, continua sendo a principal fonte energética do mundo desde o final de Segunda Guerra Mundial e é o responsável por mover as economias desenvolvidas e em desenvolvimento do planeta. No caso do Brasil, este tema já se encontra sob a influência da descoberta de reservas de petróleo *offshore* em formação geológica abaixo da camada de sal, conhecido como Pré-Sal, compreendendo campos que terão além do volume expressivo de petróleo, reservas de semelhante magnitude de GN.

Com a entrada sequencial em operação de novas plataformas de produção de petróleo do Pré-Sal, adicionais volumes de gás natural serão gerados, e para que a produção de petróleo possa seguir seu curso será necessária a queima deste gás nas plataformas (*flare*); consequentemente, uma quantidade considerável de poluentes será lançada na atmosfera. Esta técnica apresenta uma série de restrições de uso (TONKOVICH et al., 2011). Sendo assim, para que esta atividade seja adequada aos padrões ambientais, um custo adicional será incluído aos custos de produção de petróleo, pois equipamentos e energia serão necessários para que o gás possa ser reinjetado no reservatório. A instalação de equipamentos para reinjeção tornará ainda mais cara a produção de petróleo *offshore*, que já tem custo mais elevado do que em terra, somado-se ao fato de que a área disponível a ser adaptada para instalação ser também reduzida.

No caso do Pré-Sal uma alternativa à reinjeção é o transporte deste GN para o continente. Para tanto, duas novas linhas de transporte (*gasodutos*) estão sendo construídas no sentido de escoar o GN a ser produzido nesta região (Protocolo SIC Petrobras Nº 01699, 2015)

1.2 Pergunta da Pesquisa

Considerando o insumo básico de uma planta GTL como sendo o gás natural e os possíveis produtos concorrentes diretos de derivados de petróleo obtidos em refinarias, a relação do preço do petróleo e do GN é o fator determinante da viabilidade das plantas GTL?

1.3 Hipótese

Considerando o fato de o volume de reservas de GN do Pré-Sal seja suficiente para justificar investimentos em infraestrutura de transporte, distribuição e tratamento, e dessa maneira, tendo-se acesso a elas no continente, e sendo a tecnologia GTL consolidada, isso por si só tornaria viável uma planta GTL no Brasil em um contexto de equilíbrio ou defasagem relativa da relação entre os preços internacionais do petróleo e do gás natural.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho foi a realização de um estudo de viabilidade técnico-econômica para a produção de óleo diesel sintético no Brasil através da rota GTL utilizando-se as reservas de GN do Pré-Sal.

1.4.2 Objetivos Específicos

Em termos de objetivos específicos:

- Caracterizar o volume das reservas de GN no mundo e no caso específico do Pré-Sal;
- Entender os aspectos técnicos da rota GTL que envolve o uso de GN que é transformado em gás de síntese e que posteriormente, através da síntese de Fischer-Tropsch, são obtidos os combustíveis sintéticos (no caso deste trabalho, o diesel FT);
- Realizar a análise técnico-econômica considerando o preço do petróleo e do GN, sua eficiência, tempo de operação e vida útil de uma planta GTL.

1.5 Relevância

Com a oferta adicional de GN proveniente do Pré-Sal e a conseqüente entrada em operação de dois novos gasodutos que disponibilizarão este recurso, uma das formas de utilizá-lo é a sua transformação em combustíveis líquidos que podem se utilizar da infraestrutura já existente para o transporte destes produtos para o mercado consumidor sem que seja necessária a criação de infraestrutura adicional ou adaptar os equipamentos que os utilizam.

Assim, a relevância deste trabalho consiste em investigar à luz das condições atuais de abundância de reservas de GN do Pré-Sal, do preço do barril de petróleo e do preço do GN, a factibilidade de se investir em uma planta GTL.

1.6 Metodologia

Esta é uma pesquisa exploratória, que busca o levantamento de dados e informações sobre o tema (uso das reservas de GN do Pré-Sal para fabricação de combustíveis sintéticos via rota GTL), estabelecendo limites para o campo de trabalho com a finalidade de prospectar as condições de consecução da pesquisa.

O trabalho foi realizado através de pesquisa documental de fontes da literatura e realização de entrevista. Toda informação obtida foi organizada no sentido de atender aos objetivos propostos na presente dissertação.

Compõem este trabalho as seguintes etapas de execução:

- Revisão da Literatura
- Coleta de Dados
- Entrevista
- Organização das Informações

Realizou-se uma revisão de literatura a respeito da rota GTL, buscando se conhecer o contexto energético mundial e brasileiro para verificar de que a rota GTL pode ser adequada ao Brasil, identificando as tecnologias e processos empregados em sua produção, as matérias-primas e a situação de mercado e os produtos que podem ser comercializados.

A busca foi efetuada dentro da base de dados *SciVerseScienceDirect*, no endereço eletrônico <http://www.sciencedirect.com> pertencente à editora *Elsevier*, assim como as bases de dados das empresas detentoras da tecnologia GTL, como Shell e Sasol, anais de congressos destinados a apresentar tecnologias de produção de combustíveis sintéticos como é o caso do *World Petroleum Congress*, o Serviço de Informação ao Consumidor Petrobras, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, imprensa especializada e consultas a projetos de transporte de GN e dados de produção deste insumo.

Após a organização das informações, utilizou-se planilhas excel para a realização da avaliação técnico-econômica e análise de seus resultados.

Uma etapa auxiliar foi através da realização de uma entrevista semi-estruturada, com perguntas referentes ao tema com o especialista no setor, Sr. Stefan Unnasch, sócio da empresa Life Cycle Associates – Examining Fuels of the Future. Além da entrevista são encontradas nos anexos X e XX reportagens com declarações e diretores de empresas como Shell e Sasol que embasam as conclusões feitas a partir dos cenários econômicos gerados e estudados nesta dissertação.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Caracterização e Composição do GN

O GN é uma mistura de hidrocarbonetos de baixo peso molecular que tem como componente de maior participação o metano (CH_4), e da mesma forma que o petróleo, também é formado a partir da decomposição da matéria orgânica tendo normalmente em sua composição, algumas impurezas sendo as mais comuns o nitrogênio, dióxido de carbono, vapor de água e compostos à base de enxofre (KUMAR, 1987).

A Tabela 1 apresenta a composição típica do GN e seus componentes em % sobre o volume.

Tabela 1 - Componentes típicos dos gases provenientes do petróleo

Hidrocarbonetos	Compostos Presentes %volume
Metano	70 - 90
Etano	0 - 5
Propano	0 - 5
Butano	0 - 5
Pentano	0 - 5
Hexano	traços - 5
Nitrogênio	0 - 5
Dióxido de Carbono*	0 - 8
Sulfeto de Hidrogênio*	0 - 5
Hélio	até 5%, usualmente traços ou nenhum

* Usualmente os compostos mais comuns encontrados são o Dioxido de Carbono ou Sulfeto de Hidrogênio

Fonte: (FARAMAWY, S.; ZAKI, T.; SAKR, A, 2016)

Os depósitos de hidrocarbonetos geralmente estão acumulados em poros de rocha sedimentar formando então um reservatório na região em que esta rocha forma uma depressão, conhecida como bacia sedimentar. Estes sedimentos foram acumulados há milhões de anos conforme demonstrados na Tabela 2, e em seu processo de acumulação foram sendo comprimidos, a água de sua composição foi sendo expulsa e sua densidade aumentada, enquanto variações de pressão, temperatura e equilíbrio iônico fez com que seus sais minerais

2.2 Origem do Gás Natural

Existem duas teorias que tentam explicar a origem da formação de combustíveis fósseis: a teoria orgânica e inorgânica. A primeira parte da idéia que o carbono e o hidrogênio reagiram a partir da alta temperatura e pressão do subsolo, formando compostos de hidrocarbonetos, que migraram pelos poros das rochas até que chegaram em um ponto de onde não puderam mais se movimentar acabando por se acumular nesta área. A segunda teoria parte da idéia de que a acumulação de sucessivas camadas de matéria orgânica e rochas sedimentares geram as condições de temperatura e pressão necessárias para sua transformação em hidrocarbonetos. (KUMAR, 1987).

Pela segunda teoria, esta transformação se deu em um primeiro momento pela ação nesta matéria orgânica de micro-organismos anaeróbicos. Nesta primeira etapa a matéria é transformada em querogênio, moléculas de alto peso molecular que são capturadas em rocha argilosa também conhecida como rocha matriz (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC, 2011).

Em um segundo momento, pela ação da pressão e temperatura, este querogênio sofreu um processo semelhante à destilação térmica fracionada, onde estas moléculas de alto peso molecular foram quebradas e separadas de suas moléculas de oxigênio e nitrogênio, restando no final somente moléculas de carbono e hidrogênio.

Segundo esta teoria, ao ultrapassar temperaturas entre 50 a 70°C este querogênio foi transformado em petróleo, entre 120 a 150°C, o petróleo foi transformado em gás úmido, sendo que quanto maior o tempo de exposição destas moléculas e quanto maiores forem as temperaturas, menores serão as moléculas destes hidrocarbonetos resultantes. Em alguns casos, esta decomposição se deu até a menor estrutura molecular que é o metano. (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC, 2011).

A Figura 1 apresenta a formação de hidrocarbonetos com relação à profundidade de formação versus hidrocarbonetos formados. A chamada janela de petróleo significa a profundidade onde se forma o petróleo; o mesmo raciocínio se aplica à profundidade onde ocorre a formação de gás.

Figura 1: Formação de hidrocarbonetos. Janela de petróleo, janela de gás
 Fonte: (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC, 2011)

Existem muitas estruturas geológicas que são adequadas ao papel de reservatórios para acumulação de óleo e gás, por exemplo: dobras geológicas anticlinais, trapas, entre outros. O GN é encontrado entre camadas de arenito, carbonatos ou dolomitas conforme a Figura 2. Quando o limite de uma trapa se dá em um ponto onde existe uma mudança de porosidade e ou permeabilidade ela é conhecida como trapa estratigráfica. O GN pode ser associado ao óleo do reservatório ou pode ser dominante em uma determinada formação, sendo que sua composição irá diferir de acordo com o tempo e também de reservatório para reservatório (KUMAR, 1987).

Figura 2: Trapas Estruturais (A, B) e estratigráficas (C, D). (A) Trapa Anticlinal. (B) Trapa de Falha. (C) Camada de areia e cunha sob discordância. (D) Recife
 Fonte: (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC, 2011)

2.3 Classificação dos Tipos de Poços Produtores de Petróleo e de Gás Natural

Os poços podem ser classificados em poços de gás, poços de condensados e poços de petróleo, assim: (GUO; GHALAMBOR, 2005),

- Poços de Gás são aqueles que possuem uma relação gás-óleo (RGO) superior a 100.000 scf/stb¹ (equivalente a 17.811 m³/m³ no SI);
- Poços de Condensado possuem uma relação gás-óleo inferior a 100.000scf/stb (17.811 m³/m³) e superior a 5.000 scf/stb (equivalente a 890 m³/m³ no SI);
- Poços de Petróleo possuem uma relação gás-óleo inferior a 5.000 scf/stb (equivalente a 890 m³/m³ no SI).

O GN normalmente é acompanhado de petróleo, e pode ser definido em três formas:

¹ Standard cubic feet per standard barrel

- Gás não associado: é o gás de reservatórios com um teor mínimo de petróleo.
- Gás associado: é o gás dissolvido em condições naturais no reservatório de petróleo.
- Gás condensado: é o gás com alto teor de hidrocarbonetos na forma líquida em condições de baixa temperatura e pressão.

2.4 Comparação entre Gás Convencional e Não Convencional

Outra forma de classificação também utilizada é definir o GN como convencional ou não convencional. O gás natural convencional é encontrado no subsolo, em depósitos ou reservatórios isolados por rochas impermeáveis, e pode ou não ser associado ao petróleo. Já o gás não convencional pode ser considerado todo o gás natural cuja extração é mais complexa e menos atrativa economicamente, conceito que varia no tempo e de reservatório para reservatório. Atualmente, o termo se refere, principalmente ao gás de folhelho (*gas-containing-shales* ou *shale gas*). Existem porém diversas categorias de gás não convencional: alocado em reservatórios a grande profundidade (*deep gas*) ou em águas profundas (*deepwater gas*); em formações pouco permeáveis (*tight gas*); gás de carvão (*coal bed methane*); gás de zonas geo-pressurizadas (*geopressurized zones*) e hidratos submarinos e árticos (ABRACE, 2015).

Apesar de se acreditar e ter-se referências de que as reservas de GN são consideráveis, elas ainda não estão bem demarcadas. As reservas com dificuldades de exploração são em torno de 10 a 20%, contra 80% que estão em campos convencionais.(BRET; ROUZAUT; FAVENNEC, 2011)

As reservas de gás não convencional mais conhecidas são as provenientes dos depósitos de carvão mineral dos Estados Unidos da América (EUA), tendo suas estimativas em torno de 2,8 a 9,8 Tm³ (Trilhões de metros cúbicos), China e a Rússia também têm reservas consideráveis: 30 a 35 Tm³ e 20 a 100 Tm³ respectivamente além do Canadá com 5 a 75 Tm³o que chama a atenção é a grande distância entre o limite mínimo e máximo de reservas o que pode ser explicado pela incerteza das estimativas.

A produção do GN não convencional vem aumentando significativamente, principalmente nos EUA onde 45 Bm³ (Bilhões de metros cúbicos) foram extraídos em 2004 e na China onde 10 Bm³ foram produzidos em 2010 (BRET-ROUZAUT; FAVENNEC, 2011).

O gás de folhelho (*shale gas*) tem reservas estimadas de 100 Tm³, porém o valor de 40 Tm³ parece ser mais apropriado, a produção deste tipo de GN é feita em grande escala nos EUA. (17 Bm³ por ano, em 2005). (BRET; ROUZAUT; FAVENNEC, 2011)

Outras formas de gás não convencional são o *tight gas sand* e o gás de hidratos.

A dificuldade em se estabelecer os volumes das reservas em parte pode ser explicada pela dificuldade de se estabelecer a pressão e temperatura de onde estas reservas se encontram em cada trapo, o que ao final fornecem valores especulativos.

A figura 3 apresenta um desenho esquemático mostrando onde geologicamente as reservas de GN convencional e não convencional são formadas.

Figura 3: Desenho esquemático de reservatórios convencionais e não-convencionais de gás natural

Fonte: (ANP Nota Técnica nº 09/2010-SCM, 2010)

A figura 4 demonstra como as reservas de GN convencional e não convencional são exploradas. Na primeira, um poço vertical consegue extrair o gás de seu reservatório; já o gás não convencional necessita que seja perfurado um poço horizontal, que usualmente apresenta maior complexidade em sua execução.

Figura 4: Desenho esquemático da exploração de gás natural convencional e não-convencional
 Fonte: (ANP Nota Técnica nº 09/2010-SCM, 2010)

2.5 Fontes de Energia e sua Distribuição Global

O GN está inserido na matriz energética mundial com participação significativa tanto geograficamente quanto em volume relativo a outras fontes de energia. No gráfico 1 é apresentada sua distribuição em 6 regiões do mundo, onde se pode verificar a sua inserção na matriz energética e que existe volume disponível em todas elas, isto é, suficiente para suprir aproximadamente 30% de matrizes intensivas como a América do Norte e Europa..

As regiões onde estão situados países grandes produtores de GN como Estados Unidos, Rússia, e países do Oriente Médio são as regiões onde o consumo deste insumo é mais acentuado, enquanto regiões onde o insumo tem baixa produção seu consumo é menor, como Ásia e Pacífico.

Gráfico 1: Fontes de energia divididas por região do mundo

Fonte: (SHELL, 2009).

Ao analisar a influência de diferentes fontes de energia no mundo, percebe-se que o petróleo é dominante nas Américas e na África e o gás natural é o energético mais consumido no Oriente Médio. Movida principalmente pelo crescimento econômico da China, a região Ásia-Pacífico apresenta o maior aumento de consumo de energia primária e atualmente responde por 40,5% da energia consumida mundialmente. O carvão é a principal fonte de energia nessa região, a qual consumiu 70% do carvão utilizado em 2013.

O gráfico 2 apresenta o consumo mundial de energia no período de 2000 a 2050 por fonte de energia primária. O montante referente ao GN, representado na cor vermelha, e indica que seu consumo irá aumentar nas próximas décadas em termos absolutos e ficará estável, mesmo com a entrada em cena de fontes renováveis nas décadas seguintes, coincidindo com a redução relativa da importância do Petróleo.

Gráfico 2: Consumo mundial de energia dividido por tipo de fonte em exo-joules, do ano de 2000 a 2050
 Fonte: (Shell, 2009)

A partir de 1997, com a assinatura do protocolo de Quioto (MMA, 2016), foram estabelecidas metas de redução de emissões de gases agravantes do efeito estufa para as economias capitalistas, afetando diretamente as opções desses países no que tange ao planejamento da expansão de oferta de energia elétrica e desenvolvimento e adoção de tecnologias mais eficientes em termos de emissões. O Brasil ratificou o documento em agosto de 2002 e este fato irá afetar as opções de distribuição de fontes da matriz energética do país.

Quando comparado com o diesel padrão obtido em refinaria, o baixo teor de enxofre do diesel GTL é tido como ambientalmente mais vantajoso. Dessa maneira, o diesel GTL vai ao encontro de políticas ambientalmente mais rigorosas derivadas de preocupações ambientais e discutidas em painéis e eventos acadêmicos. Projetos de plantas de produtos menos agressivos ao ambiente, como o diesel GTL, são tem a oportunidade de pleitear a mitigação de barreiras, como impostos e taxas, como forma de compensação por um risco e/ou custo inicial superior a plantas normais.

3. FORMAS DE MONETIZAÇÃO DO GN

Parte das reservas de GN está localizada em áreas remotas (*stranded gas*). Uma reserva é considerada remota quando: o custo de transporte do local onde se encontra até as regiões consumidoras é de tal monta que o custo final deste GN não é competitivo; se encontra distante do mercado potencial e este mercado potencial já é atendido por um excesso de oferta; o custo da infraestrutura a ser implementada para retirar o GN de um campo com reservas com baixos volumes armazenados torna o investimento inviável; o campo de GN está em um país no interior de um continente com um mercado de GN que não absorve seu montante e este país está distante do litoral, tornando inviável sua transformação em Gás Natural Liquefeito (GNL) para exportação. (RAMOS, 2011) conforme demonstrado na Figura 5 onde encontra-se os principais modais de transporte de GN de acordo com o volume de GN produzido em relação a distância do ponto de consumo..

Um terço das reservas de GN globais não tem um plano imediato de exploração para sua disponibilização ao mercado, levando-se em consideração o consumo anual em torno de 187 trilhões de pés cúbicos por ano, levar-se-á aproximadamente 54 anos para consumi-la. (BP Statistical Review of World Energy, 2015)

Figura 5: Fatores econômicos do transporte de gás natural
Fonte: (SHAKERI, 2009)

3.1 Queima / *Gas Flaring*

Na produção de petróleo é necessária a prática de descarte do GN na atmosfera realizando sua queima (*Flaring*) ou seu descarte sem sua queima (*Venting*), sendo o *Flaring* a queima controlada de GN durante este processo., Essas duas operações são feitas majoritariamente por questões de segurança.

O principal motivo da prática da queima de GN é a ausência de infraestrutura adequada para o transporte do gás, e por ser a forma mais rápida de se separar o gás do óleo bruto. Devido a esses motivos essa prática será reduzida somente quando se tiver uma rede de gasodutos que facilitem o transporte do gás desde a planta de extração até os distribuidores e consumidores (OTIOTIO, 2013).

A queima de GN é realmente necessária quando:

- Após a conclusão da perfuração do poço, para testar a produção e para liberar níveis de pressão inadequados do poço.
- Ou ainda quando estando em uma nova área de exploração aguarda-se a construção de gasodutos que possam transportar o gás para um gasoduto principal ou aos consumidores (OTIOTIO, 2013).

Esta técnica é mais utilizada nos países do oriente médio, na África e na Rússia, como forma de separar o gás do óleo bruto (OTIOTIO, 2013).

É de interesse das companhias de petróleo a retirada do maior valor possível dos hidrocarbonetos que produzem, e ao mesmo tempo ir de encontro a boas práticas de conservação do meio ambiente e redução da emissão de gases que contribuem para o aquecimento global (KEARNS, 2000). Porém quando falamos sobre queima do GN via *flare* assim como de outros combustíveis, não se pode deixar de falar sobre seus efeitos sobre o efeito estufa antropogênico.

O aquecimento global entre outros motivos, ocorre a partir da emissão de gases provenientes de motores a combustão, como o CO₂, NO_x, Enxofre entre outros, esses gases além de provocar aumento do efeito estufa também podem causar doenças respiratórias. Quando o combustível utilizado é o GN a emissão destes compostos é menor comparativamente ao diesel ou gasolina. (OTIOTIO, 2013).

Dados disponíveis indicam que gases queimados em operações de *flaring* contribuem em 1% nas emissões de CO₂ antropogênico e a combinação das operações de *flaring* e *venting* contribuem em conjunto para 4% das emissões de Metano antropogênico.

(KEARNS, 2000)

O potencial de aquecimento global de 1 kg de Metano é 20 vezes superior ao potencial de 1 kg de CO₂, por este aspecto seria menos danoso se optar pela queima do GN do que sua liberação na atmosfera pela operação de *venting*.

A figura 6 retirada do relatório da agência internacional de energia de 2015 demonstra o incremento da emissão de CO₂ por queima de hidrocarbonetos em dois cenários distintos até o ano de 2030. O primeiro cenário é referente as contribuições que cada país fará futuramente e voluntariamente para diminuir a emissão de CO₂ na atmosfera, conhecida pelo acrônimo CND (Contribuições Nacionais Determinadas). O outro cenário é conhecido como 450, no qual os países são divididos por níveis de desenvolvimento econômico e para cada grupo, níveis de redução de emissões de carbono são acordadas. Observando a figura 6 percebemos que em ambos os cenários o crescimento da emissão de CO₂ tende a ser inferior a demanda de energia.

Figura 6: Demanda Mundial de Energia e Emissão Correspondente de CO₂ por Cenário
Fonte: (IEA, 2015)

3.2 Reinjeção

A reinjeção de GN é necessária em alguns casos onde se precisa aumentar a pressão do reservatório para estimular a retirada de óleo adicional, sendo considerada uma técnica de recuperação secundária, geralmente sendo utilizada em campos que apresentam

declínio em sua produção. Essa operação é efetuada com o uso de compressores devido a necessidade de se gerar altas pressões de injeção.

Em um reservatório de GN, quando ocorre o declínio de sua pressão, existe uma tendência de que os condensados se separem do gás seco dentro do reservatório, isto fará com que os poros por onde o óleo escoaria fiquem bloqueados. Para prevenir este problema o GN é separado de seus condensados na superfície e reinjetados com o uso de compressores através de poços construídos para este fim específico. Desta forma ao se manter o reservatório pressurizado se estará evitando a formação destes condensados (GUO; GHALAMBOR, 2005).

Existem situações onde a reinjeção não é aplicável. Uma delas é quando a formação geológica é de tal natureza que o gás reinjetado retorna ao óleo que sairá pelos poços de produção gerando ineficiências e gastos para que seja novamente separado.

Uma situação semelhante é quando mesmo sendo a reinjeção geologicamente aplicável, pela razão do reservatório ser de pequeno volume, esta atividade se torna economicamente inviável devido aos gastos em equipamentos, energia e em infra-estrutura (KEARNS, J.; et al., 2000).

3.3 Transporte por Gasoduto

Uma das formas de se monetizar o GN é disponibilizá-lo em centros de consumo. Isto pode ser feito através de transporte por gasoduto ou por liquefação, o que dependerá do volume disponibilizado e da distância até o local da entrega.

Globalmente a maior parte do transporte de GN se faz por gasodutos, sendo que no Brasil, mais da metade do volume é transportado via gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL). Em geral eles são considerados uma das formas mais econômicas para movimentar este insumo por distâncias até 2500 km, para casos de menores volumes produzidos seu uso em geração e transmissão de energia podem ser viáveis (SHAKERI, 2009).

Basicamente existem três tipos de gasodutos para transporte de GN, o primeiro é o que transporta o gás do ponto de extração até as unidades de separação e tratamento, neste caso geralmente estes possuem diâmetro e pressões menores se comparado aos demais tipos. O segundo tipo, são os utilizados para transporte do GN em longas distâncias, conhecidos como gasodutos interestaduais, estes podem distribuir o GN em vários pontos de seu trajeto

por intermédio de estações de distribuição conhecidas como *city-gates*. O terceiro tipo corresponde aos gasodutos do sistema de distribuição em centros de consumo, que atuam com pressão mais baixa que os interestaduais (RIGOLIN, 2007).

Mesmo em casos de distâncias acima de 2.500 km, os gasodutos ainda podem ser uma opção viável, porém, deve-se levar em conta o tamanho das reservas do campo de GN. As opções mais comuns para distâncias superiores a 2.500 km podem ser a liquefação do GN, processo que o transforma em gás natural liquefeito (GNL) ou a sua utilização para a produção de hidrocarbonetos líquidos conhecida por *gas to liquid* (GTL). Para distâncias maiores que 4.000 km, esta solução já não se torna tão atraente e a transformação em GNL, GTL e produtos químicos são mais indicadas. (MESSNER, 2012).

Além dos fatores discutidos anteriormente o projeto e a construção de gasodutos devem levar em consideração outros fatores além da distância a ser percorrida, como por exemplo, a natureza e o volume do gás a ser transportado, o tipo de terreno a ser cruzado e sua máxima elevação, o dimensionamento da quantidade de estações de compressão de gás e um sistema de interconexão dos vários poços de gás. Em uma nova área de exploração, o sistema de interconexão deve ser dimensionado para atender possíveis expansões (GUO; GHALAMBOR, 2005).

Estes sistemas levarão o GN até os pontos de consumo já utilizando tubulações de menor diâmetro para interconectar a fábricas, comércios e residências.

3.4 Liquefação do Gás Natural

O processo de liquefação consiste na aplicação de diversos procedimentos que convertem o GN do estado gasoso para o líquido. Esta tecnologia é composta por uma ou mais unidades de processamento construídas em módulos de compressão, que serão limitados pelas capacidades dos compressores instalados, que são conhecidas como Trains (ANP, 2010). A liquefação do gás por processo de resfriamento a aproximadamente 162⁰C negativa, temperatura na qual o GN se liquefaz a pressão atmosférica.

Diversos fatores influenciam o projeto das plantas de liquefação, e a predominância de cada um depende da situação, embora haja características principais comuns à maioria dos projetos desta natureza. Em primeiro lugar busca-se conhecer a composição do gás, o volume de gás a ser produzido e liquefeito, sua localização, a filtragem

do gás para remoção de impurezas.

A figura 7 mostra em um desenho esquemático o caminho do GN até o mercado consumidor, passando pelas etapas de extração, processamento para retirada de impurezas, liquefação, transporte por navios metaneiros que são utilizados para o transporte internacional em longas distâncias de maneira mais econômica possibilitando economias de escala, sua passagem por unidades de regaseificação, envio a unidades de distribuição via gasodutos. O caminhões considerados gasodutos virtuais, para o caso de localidades não atendidas pela malha de gasodutos. Tanto os navios metaneiros quanto os caminhões de transporte recebem isolamento térmico de forma a manter o GN no estado líquido. No ponto de descarga este gás sofre um processo de regaseificação para que possa ser utilizado.

Figura 7: Cadeia de Valores do GN

Fonte: (OATLEY, 2008)²

² OATLEY, J. LNG: A long-term growth opportunity. In: HAMWORTHY. Numis Conference. 2008.

3.5 Compressão do Gás Natural

A tecnologia utilizada no GNC consiste em comprimir o gás natural a pressões da ordem de 220 atmosferas e armazená-lo em cilindros para transporte ou consumo final. Ao ser submetido a esta pressão e a temperatura de 20°C, o gás natural ocupa um volume 268 vezes menor que o volume padrão (1 atmosfera e 20° C). A redução de volume, obtida com a compressão do gás, possibilita o transporte de volumes consideráveis do GN. (MELO, 2007).

O GNC é considerado uma opção de transporte para distâncias inferiores ou iguais a 2500 km a partir da fonte do gás. A partir do ponto que a distância do mercado consumidor aumenta, as opções GNL ou GTL passam a ser mais favoráveis porém levando-se também em consideração a disponibilidade de reservas em volume suficiente para este abastecimento, em termos relativos os volumes limite para uso do GNC são inferiores aos considerados para a opção GNL ou GTL. Esta solução pode ser adequada para vazões menores do que 100 MMscf/dia até volumes acima de 1 Bscf/dia (SHAKERI, 2009).

3.6 *Gas-To-Liquids* – GTL

Os produtos manufaturados em plantas GTL têm vantagens competitivas no que concerne ao impacto ao meio ambiente, já que derivam de um combustível mais limpo que é o GN. No caso estudado, o diesel GTL está preparado para atender as crescentes restrições de emissão de gases provenientes da queima de combustível, podendo também ser misturado com o diesel oriundo de refinarias fazendo com que este também possa se adequar a estas restrições ambientais, os poluentes mais visados incluem o Óxido de Nitrogênio (NOx), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO₂), Dióxido de Enxofre (SO₂), Compostos Orgânicos Voláteis (COV), Matéria Particulada (MP) e também poluentes formados na atmosfera devido as reações fotoquímicas que levam a criação de ozônio nas camadas inferiores da atmosfera.

O gráfico 3 mostra comparativamente a emissão de alguns poluentes quando se é utilizado o Diesel proveniente de refinaria e o mesmo produto oriundo de planta GTL.

Gráfico 3 – Comparação de emissão de gases Diesel GTL x Diesel Refinaria

Fonte: (GENOVESE; GORLANI; ARROIO, 2005)

3.6.1 Dimetil Éter – DME

Tem sido discutido e pesquisado em todo o mundo maneiras de se encontrar combustíveis mais eficientes, com a intenção de se diminuir a quantidade de poluentes emitidos, principalmente para veículos pesados. Os estudos a este respeito apontam principalmente alternativas como: o Gás Natural Comprimido (GNC), o *Gas to Liquid* (GTL), o *Rapessed Oil Methyl Ester* (RME) e o *Dimethyl Ether* (DME) (XINLING; ZHEN, 2009).

O DME tem se mostrado uma opção atrativa, pois possui propriedades semelhantes ao gás de petróleo liquefeito, e com menor emissão de poluentes comparativamente. A China tem substituído o diesel pelo DME, e grande marca de veículos pesados tem investido nessa opção (ACOCCELLA, 2014).

O DME é obtido em duas etapas, primeiro o GN é convertido em metanol, então este metanol é convertido em DME. O DME possui significativas vantagens sobre o GNL, ele é estável, fluido, não precisa ser resfriado a -162°C , pode ser transportado em volumes menores, a infra-estrutura adequada para seu transporte, manuseio e armazenamento é menos especializada, os custos para a implantação de uma planta são menores, é um combustível menos poluente e que tanto pode ser usado como combustível para transportes ou então para

geração de energia, não contém enxofre então sua combustão em um motor reduz consideravelmente a emissão de poluentes, dessa forma ele representa uma alternativa mais econômica, versátil e limpa (RENÓ, M. L. G.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O.J, 2013).

Com estas características então por que o DME ainda não está entre as técnicas mais utilizadas para fabricação de combustíveis? Esta técnica apresenta duas desvantagens significativas, a primeira é o alto custo de implantação de uma planta DME, que pode chegar a 350 milhões de dólares para uma planta de 20 a 30 mil barris por dia. Outra característica a ser considerada é o gasto energético nas duas etapas do processo, o qual pode chegar a 20% da energia total, consequentemente o método GNL continua sendo o mais utilizado atualmente (GENOVESE; GORLANI; ARROIO, 2005).

3.7 Gas-To-Chemicals

Uma outra forma de se monetizar o GN é sua transformação em produtos químicos a partir do Metanol, que consiste na transformação do Gás de Síntese em Metanol que poderá ser condensado e transformado via catálise em Etano. O Metanol é produzido com o uso de vapor a 400 °C e 35 MPa. Outros produtos que podem ser fabricados são o ácido acético, MTBE, formaldeídos e também combustíveis. No processo MTO (Metanol to Olefins), o metanol é convertido ao ter contato com catalisador poroso composto de sílica, alumínio e óxido de fósforo. As olefinas leves são produzidas por meio do uso de catalisadores que trabalham para esta seleção, sua eficiência global está em volta de 80%. (UDAETA et al., 2010)

Como o consumo de combustível é muito superior do que o de produtos químicos, a construção de uma planta industrial de químicos de escala global irá influenciar os preços dos produtos finais tanto para cima ou para baixo, por outro lado a demanda de químicos cresce de forma gradual e constante ao longo do tempo, já no caso dos combustíveis o crescimento de seu consumo se encontra com leve crescimento ou estático. (PARKINS; WARBURTON; WILSON, 1993).

Outro desafio da conversão do GN em Metanol é a sua obtenção sem que seja necessário que ocorra através da produção do gás de síntese. No entanto, já se tem conseguido converter o GN em metanol utilizando uma única etapa. Este processo utiliza um reator com sistema de oxidação parcial, que tem se mostrado eficaz utilizando GN em alta e baixa

pressão (GASTECHNO, 2014).

3.8 *Gas-To-Solids* – GTS

É possível aperfeiçoar o transporte do GN sob a forma sólida, utilizando para isso hidratos gasosos. Através da mistura de GN com água, obtém-se o hidrato de gás natural (HGN), que nas condições adequadas apresenta-se de forma sólida, estável e semelhante ao gelo. A tecnologia GTS utiliza hidratos semelhantes ao gelo. Estes hidratos pertencem a classe dos cloratos, um clorato consiste em uma gaiola formada por uma molécula que leva em seu interior outro tipo de molécula. Os hidratos de GN existem graças a capacidade das moléculas de H₂O ligarem-se as de hidrogênio, formando cavidades poliédricas. As moléculas de H₂O ligadas ao hidrogênio formam a gaiola mencionada acima, no interior desta gaiola estão outras moléculas como de metano e dióxido de carbono. Esta tecnologia GTS envolve três etapas: a produção, o transporte e a re-gaseificação. (MARTINEZ, 2009).

O GTS também pode monetizar o GN na obtenção de polímeros como os termoplásticos, entre esses os principais são o PVC, o PET, os polietilenos, os polipropilenos, e ainda o poliestireno. O PET e o PVC são amplamente utilizados no Brasil, o PET é o material utilizado para a fabricação entre outras coisas nas garrafas de refrigerante, já o PVC é muito utilizado na indústria de materiais hidráulicos, para a fabricação de tubos. (CORDEBELLO, 2012).

3.9 *Gas-To-Electricity* ou *Gas-to-Wire* - GTW

O GN pode ser aproveitado como uma fonte de obtenção de energia elétrica, através de métodos GTW. Este processo se caracteriza pela co-geração da energia do GN em energia elétrica através de turbinas a gás. O processo ocorre com a implementação de uma planta de geração de energia elétrica que é transmitida para centros consumidores via rede de transmissão ou distribuição. (ROSA, 2010).

No entanto se comparamos o GTW com outras alternativas de monetização, ela acaba não se mostrando tão atraente. (KNUTSEN, 2013).

3.10 Armazenagem de Gás no Subsolo

O armazenamento de gás subterrâneo é realizado em regiões de rochas porosas cobertas por rochas impermeáveis. A escolha de um local para a armazenagem subterrânea deve ter como critérios a capacidade de armazenagem e a sua localização, pois a capacidade de armazenamento de gás deve compensar os custos, e o local viável deve ser preferencialmente próximo do mercado consumidor. (BANKES; GAUNCE, 2009).

O GN também pode ser armazenado em aquíferos e cavidades salinas. Em 1946 foi realizado no estado de Kentucky nos Estados Unidos o primeiro armazenamento em um aquífero. Após isso este procedimento foi adotado por outros países como França, Alemanha e Rússia. Já em 1961, no estado de Michigan, também nos Estados Unidos teve início o armazenamento do gás em cavidades salinas. (CONFORT, 2006).

Este método de armazenagem que reutiliza antigas formações ou áreas de reservas de gás ou óleo se mostra como um dos mais difundidos no mundo e geralmente de custo comparativamente mais barato. Cada vez mais os campos inativos de reservas de petróleo e óleo são encomendados e destinados a estocagem de GN, em consequência destes campos inativos possuem as propriedades necessárias como impermeabilidade em sua superfície de forma a conter o GN a ser armazenado no subsolo como também evitar a infiltração de água da superfície, portanto sua utilização como estocagem de GN passa a ser adequada e vantajosa. (EVANS et al., 2006).

A produção destes poços subterrâneos de armazenamento varia muito, pois depende de diversos fatores como a tecnologia e os equipamentos utilizados nas instalações de extração de GN instalados na superfície, variando de poço a poço. (ÖZTÜRK, 2004).

A principal importância do armazenamento subterrâneo está na capacidade de se poder manter o equilíbrio entre a procura e a oferta de GN, suprimindo os picos de procura sazonais, amenizando assim as flutuações dos volumes consumidos, esta capacidade regulatória é importante em países que tenham um inverno rigoroso como os países do leste europeu, que nesta estação do ano apresentam um aumento significativo do consumo do GN. (NUNES, 2010).

Outra vantagem dessa técnica é a diminuição de riscos referentes a desastres e catástrofes naturais. Geralmente os lugares escolhidos para este armazenamento são campos de petróleo fora de operação, ou seja, antigas reservas que estão inativas, consequentemente a estrutura geológica do local é adequada para a estocagem do GN. (LIMA, 2014).

Os principais custos referentes a esse tipo de armazenamento dizem respeito a construção das instalações civis e equipamentos de compressão, injeção e retirada do gás. Os equipamentos de injeção necessitam ser mantido permanente ativo no reservatório, representando cerca da metade dos custos necessários a operação das instalações. (DUANN et al., 1990).

4 A ROTA GTL

A tecnologia GTL pode ser vista como uma alternativa adequada para o GN localizado distante dos mercados onde é produzido ou transportado. Este processo trata da conversão do GN em hidrocarbonetos na forma líquida (gasolina, óleo diesel, querosene) através da síntese de Fischer Tropsch.

Esta reação química começa com a reforma e conversão do GN em gás de síntese (mistura de H_2 , hidrogênio e CO, monóxido de carbono). Esse passo representa 50% dos custos do processo da rota GTL. O H_2 e o CO são produzidos conforme as reações descritas abaixo: (SONG; GUO, 2007)

- Processo de Reforma a Vapor

- Oxidação Parcial

Na seqüência, o gás de síntese é introduzido em um reator com leito catalítico (ferro, cobalto ou níquel) a temperaturas entre $180^0 C$ a $250^0 C$ e pressões entre 1 a 150 bar. Nesta etapa a reação FT é realizada. (IEA-CO2 ABATEMENT IN GTL PLANTS, 2000)

O princípio da reação é:

- Síntese de parafinas, olefinas e álcool:

- Reação *Water Gas Shift*

Há catalisadores mais ou menos efetivos na reação FT. Entretanto, por razões econômicas, principalmente o ferro e o cobalto são utilizados na indústria.

- Ferro: é o catalisador mais econômico, sua atividade é baixa (necessita de alta temperatura para reagir), tem maior seletividade por olefinas e alcoóis, e favorece a reação *Water Gas Shift* (WGS), o que a faz ser mais efetiva quando utilizado carvão ou biomassa, desde que haja uma relação baixa entre hidrogênio e monóxido de carbono.
- Cobalto: é o catalisador mais caro, seu grau de atividade é alto (necessita de baixa temperatura para reagir), tem maior seletividade por parafinas e água e não favorece a reação WGS, o que a faz ser mais efetiva quando utilizado GN ou gás de síntese, já que ambos têm uma relação entre hidrogênio e monóxido de carbono alta (FONSECA, 2009).

Reatores que operam a baixas temperaturas ($< 250^{\circ}\text{C}$) propiciam a formação de hidrocarbonetos pesados (por exemplo, o diesel obtido em refinaria após o craqueamento). Reatores operando a altas temperaturas ($< 350^{\circ}\text{C}$) geram hidrocarbonetos mais leves (por exemplo, gasolina) ou gás liquefeito de petróleo (GLP), em ambos os casos o resultado será um sistema trifásico. (STEYNBERG, 2014).

O preço do combustível líquido nestes casos será competitivo se o GN tiver baixo custo em relação o preço do barril de petróleo. Em geral, quando o preço do petróleo está em valores de pico (por exemplo, 130 USD/bbl), este tipo de combustível se torna mais atrativo. E em algumas situações tornam os combustíveis da rota GTL mais atrativos (KHALILPOUR, 2012):

- A alta densidade energética (energia por volume) contida em um combustível líquido o torna comparável aos combustíveis convencionais;
- Eles são livres de aromáticos e enxofre, portanto mais adequados ao meio ambiente;
- O diesel proveniente da rota GTL tem um número de cetano maior, ou seja, tem melhor desempenho quando comparado ao diesel de refinaria;

- Podem utilizar os mesmos meios de transporte utilizados pelos combustíveis líquidos convencionais;
- Os combustíveis GTL podem ser misturados com petróleo e ou outros derivados de forma a melhorar aspectos ambientais como diminuir a concentração percentual de enxofre no diesel.
- Oferecem a possibilidade de diversificar o portfólio de produtos derivados do GN.

Recentes pesquisas vêm sendo desenvolvidas tentando encontrar formas mais eficientes de se produzir gás de síntese a partir do GN. Este produto poderá utilizar os gasodutos existentes os tornando ainda mais viáveis por utilizarem a mesma rede de distribuição do gás natural liquefeito (GNL) (HÖÖK, 2013).

4.1 Breve Histórico da Tecnologia GTL

A catálise para a síntese FT foi desenvolvida no início dos anos 1900, logo após a descoberta do gás de síntese realizada por Sebatier e Senderens em 1902. O CO era hidrogenado e transformado em metano quando reagia na presença de cobalto, ferro e níquel. Em 1923, Fisher e Tropsch conseguiram produzir hidrocarbonetos através de catalisadores de ferro. Eles descobriram que usando um catalisador sob certas condições de temperatura e pressão, uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, conhecido como gás de síntese poderia ser transformada em parafinas.

O processo para converter o GN em combustíveis sintéticos e produtos químicos continuou a ser desenvolvido nos próximos 70 anos, inicialmente devido a situações de embargo econômico ou guerras, sendo os exemplos da Alemanha onde este método foi desenvolvido nos anos 20, e da África do Sul de 1950 em diante.

Durante a II Guerra Mundial os combustíveis FT derivados do carvão foram responsáveis por manter a máquina de guerra alemã em andamento, devido às dificuldades deste país em ter acesso a reservas de petróleo. Este suprimento foi desativado após o final da

guerra por razões de segurança pelo Exército Russo até 1989.

Não existem muitas plantas GTL de operação comercial em operação no mundo, as que existem tiveram seu início nos anos 90. Uma relação entre estas plantas é que elas foram construídas tendo como elemento de promoção subsídios dos governos, restrições políticas ou outras influências. Entretanto nos dias de hoje a tecnologia FT pode ser considerada já estabelecida com duas empresas liderando este processo, a Shell e a Sasol, que utilizam GN ou Carvão Mineral como matéria-prima para produção do Gás de Síntese.

A figura 8 apresenta uma linha do tempo da evolução da tecnologia FT desde sua descoberta até os dias de hoje. Observa-se que ao longo do tempo a instalação de plantas GTL está relacionada com situações políticas como é o caso da Sasol em 1950 que devido ao embargo econômico, consequência da política de *apartheid*, buscou a auto-suficiência em energia com a transformação de suas reservas de carvão mineral em gás de síntese e finalmente por intermédio da síntese FT a fabricação de combustíveis líquidos. Crises de abastecimento de petróleo também foram eventos que estimularam a implantação de novas plantas GTL no mundo, sendo que a partir da década de 1990, pelo menos 7 novas plantas de GTL de alta capacidade entraram em operação no mundo.

Figura 8 - Evolução Histórica da Tecnologia FT
 Fonte: (GENOVESE; GORLANI; ARROIO, 2005)

4.2 Gás de Síntese

Para efetuar o processo FT é necessário que ele seja alimentado pelo gás de síntese ou *syngas*, sem esta matéria-prima o processo FT simplesmente não terá início, a etapa da síntese FT representa aproximadamente 24% do investimento de capital em uma planta de GTL (RAMOS, 2011).

O *syngas* é uma mistura de monóxido de carbono (CO) e hidrogênio produzido por uma reação catalítica de um hidrocarboneto HC e água, sendo que este HC pode ter origem no petróleo, GN, carvão ou qualquer outro composto orgânico, inclusive biomassa. O *syngas* também pode ser utilizado em outros processos além do GTL como na produção de amônia, metanol, óxidos, processos siderúrgicos entre outros. (GEROSA, 2007)

Para o caso da produção de hidrocarbonetos via FT a razão molar do monóxido de carbono e do hidrogênio é de 2: esta proporção pode ser atingida por intermédio de distintos processos em paralelo ou em combinação entre si, como também pela adição ou remoção de hidrogênio (VAZ; MAIA; SANTOS, 2008).

O Gás de Síntese pode ser obtido através de 3 reações: Reforma a Vapor, Oxidação Parcial e Reforma Auto-térmica.

Fonte: (FIUZA et al., 2012)

O *syngas* tem seu uso histórico associado a indústria química, para que sejam produzidos metanol, amônia, hidrogênio, oxo-alcool, anidrido acético, fosgênio e acrilatos, em alguns casos é utilizado como fonte de hidrogênio utilizado no refino de petróleo como o hidrotratamento (remoção de aromáticos), hidrocrackeamento e hidrodessulfurização. (BRANCO, 2008).

O *syngas* também pode ser usado para a fabricação de olefinas e uma gama grande de hidrocarbonetos saturados desde o metano e etano até parafinas lineares, quando a unidade de produção está configurada para maximizar a produção de hidrocarbonetos parafínicos, o produto final é denominado combustível sintético, que pode ser utilizado diretamente ou associado a produtos provenientes do refino como nafta, querosene e também como óleo utilizado para aquecimento, sendo que o querosene pode ser novamente refinado gerando diesel de melhor qualidade ou então combustível de aviação enquanto que a nafta pode ser transformada em gasolina ou usada como matéria-prima para craqueamento na produção de olefinas.

A tabela 3 apresenta produtos provenientes do processo FT e sua aplicação como

combustível e matéria-prima para indústria petroquímica.

Tabela 3 – Produtos provenientes do processo Fischer Tropsch

Fração	%/wt	Produto Final
C ₁ – C ₄	5 – 10	Combustíveis e insumos para Ind. Petroquímica
C ₅ – C ₉ (Nafta)	15 – 20	Insumos para Planta de Olefinas ou Reforma Catalítica para produção de Gasolina e ou Insumos para fabricação de solventes aromáticos
C ₁₀ – C ₁₆ (Querosene)	20 – 30	Combustível de Aeronaves e Parafinas
C ₁₇ – C ₂₂ (Diesel)	10 – 15	Diesel
C ₂₂₊ (Ceras)	30 – 45	Ceras e Lubrificantes Sintéticos

Fonte: (GENOVESE et al., 2005)

A figura 9 mostra o aspecto físico de produtos provenientes do processo FT, observa-se que são semelhantes aos produzidos em processos de refino.

Figura 9: Produtos GTL

Fonte: (GENOVESE et al., 2005)

A figura 10 apresenta exemplos da diversidade de produtos que podem ser obtidos a partir do GN.

Figura 10 – Conversão de Gás Natural em produtos

Fonte: Adaptação própria

O gráfico 4 apresenta de forma simplificada uma comparação entre os produtos normalmente obtidos a partir de um processo de refino de petróleo e de um processo de conversão FT do GN, observa-se que na planta GTL tem-se uma predominância de frações intermediárias da faixa espectral possível para o óleo. Esses produtos, com pontos de ebulição concentrados entre os limites da destilação fracionada, são chamados destilados médios.

Gráfico 4 – Comparação Barril Típico de Refinaria x Barril Típico GTL

Fonte: (GENOVESE et al., 2005)

4.3 O Processo *Fischer-Tropsch* (FT)

O processo FT é o mais comumente usado para a transformação de gás natural em líquidos (*Gas to Liquids*: GTL), este processo possui três etapas: e é iniciado quando uma fonte de carbono é transformada em um gás de síntese ($\text{CO} + \text{H}_2$) que passará por um novo processo de reforma catalítica, onde junto a uma fonte de vapor passarão juntos por um leito catalítico montado em um reator tubular, onde ferro, níquel ou cobalto podem ser usados. A partir deste ponto o excesso de hidrogênio é retirado do *syngas* reformado que então passará pelo reator FT onde moléculas de hidrocarbonetos de maior massa molar serão formados a partir de reações exotérmicas. Deste ponto em diante estas moléculas poderão passar por etapas comuns ao processo de refino e serão hidrotratadas, isomerizadas, e assim formarão moléculas menores como nafta, óleo diesel, parafinas entre outras conforme demonstrado na figura 11.

Figura 11–Fluxograma simplificado do processo FT

Fonte: (RAMOS, 2011)

4.4 Reforma a Vapor do Metano (*Steam Methane Reforming- SMR*)

No processo SMR, o GN e o vapor passam sobre catalisadores normalmente de Níquel, que estão contidos em tubos em uma área aquecida do reator. O calor da reação é fornecido por queimadores que utilizam o próprio GN de alimentação. Este processo é o mais comum na produção do gás de síntese, usado largamente na indústria química para produção de metanol e outros produtos. Quando utilizado em combinação com uma segunda etapa, pode-se produzir amônia, sem a necessidade de instalação de uma unidade extra para alimentação de oxigênio ou ar, entretanto a alimentação por vapor segue sendo necessária. Neste caso específico o gás de síntese produzido não é o ideal para a produção de combustíveis líquidos. (GENOVESE; GORLANI; ARROIO, 2005)

O processo SMR ocorre através de reações endotérmicas, conforme abaixo:

A presença do CO_2 produzido na segunda etapa da reforma a vapor irá causar a reação de reforma na segunda etapa.

Para que o processo SMR tenha efeito de maneira satisfatória, será necessário realizar o pré tratamento do hidrocarboneto para a remoção de enxofre antes de alimentar o sistema. O enxofre causa danos ao níquel utilizado nos catalisadores. A reforma do GN ocorre através de adsorção em leitos de óxido de zinco ou em presença de carvão ativado, os hidrocarbonetos líquidos, ao contrário passam através de um processo de hidro sulfuração. Durante a etapa de formação do gás de síntese, uma razão molar vapor/hidrocarboneto baixa reduz a corrente mássica que passa através da planta e diminui o tamanho dos equipamentos, privilegiando a eficiência energética da planta e reduzindo custos operacionais (VASCONCELOS, 2006). Sendo assim para aplicações comerciais a razão entre vapor e carbono deve ser entre 2 e 3. Maiores volumes estequiométricos de vapor levarão a maiores taxas de conversão, minimizando os riscos do craqueamento térmico do combustível e a conseqüente formação de coque.

As altas temperaturas do processo permitem que os gases que saem do Reformador possam ser utilizados para pré-aquecer matérias-primas inerentes ao processo GTL e também gerar o vapor necessário para o próprio processo de reforma como também ser utilizados em outros processos da planta.

O *syngas* gerado na saída do Reformador tem uma relação hidrogênio/monóxido de carbono em torno de 3:1 esta relação será de 2:1 para produtos que tem menor quantidade de átomos de hidrogênio como é o caso das naftas leves.

4.5 Oxidação Parcial (*Partial Oxidation* - POX)

O processo de oxidação parcial se dá pela reação direta entre o oxigênio e o gás utilizado para alimentar o reator, este processo utiliza vapor e também necessita de reação catalítica. Este processo é mais eficiente por operar em altas temperaturas.

A reação de oxidação parcial é exotérmica:

Uma reação de combustão ocorre com parte do monóxido de carbono e hidrogênio produzido.

O anidrido carbônico causa a reação de reforma com o metano.

Os reatores de oxidação parcial são mais compactos quando comparados aos de reforma de vapor, por não necessitar de uma unidade de troca de calor. Sua eficiência é relativamente alta (70-80%), porém a eficiência de todo o sistema é menor devido a utilização de temperaturas mais altas no processo e uma menor recuperação de calor.

4.6 Reforma Autotérmica (*Auto Thermal Reforming* - ATR)

Em um reator autotérmico o gás é queimado com oxigênio e vapor. Esta mistura atravessa um leito de níquel dentro do próprio reator. A reação de combustão é muito rápida e alcança altas temperaturas, produzindo *syngas* que poderá ser usados na maior parte dos processos de conversão. Entretanto, a necessidade de se usar oxigênio no processo faz com que uma unidade de separação de ar seja necessária.

A construção de reatores alimentados a ar injetado em substituição ao oxigênio evitam a instalação de uma unidade de separação de ar, porém necessitam ser de maior porte. Por outro lado produzem um *syngas* que tem em sua composição nitrogênio diluído, o qual irá requerer um processamento especial de conversão.

4.7 Processo *Gas-To-Liquids* (GTL)

A escala de produção de uma planta GTL é uma dos fatores a serem considerados para um posicionamento estratégico de uma empresa dentro do mercado de GN, para a produção de químicos. Isto reduzirá os custos de produção e aumento da lucratividade sobre a quantidade de capital necessária para a construção destes projetos, como ocorre com grandes

empresas globais de energia que possuem grandes reserva de GN, que é o caso da Shell e da Exxon. Algumas outras empresas de menor porte, como a *Compact GTL* seguem buscando maior eficiência no processo de conversão do GN investindo em projetos de menor escala (menor que 10.000 barris por dia), que desta forma podem fazer uso de um número maior de campos de GN não convencional, porém com reservas de menor volume, que é o caso da empresa Syntroleum, a qual propõe plantas montadas em balsas com capacidade de produção de 2.000 a 10.000 barris por dia se contrapondo aos projetos das grandes empresas de energia que visam produção em torno de 80.000 barris por dia ou acima deste valor.

As empresas que melhor sintetizam a diversidade de estratégias para se posicionarem tecnologicamente em relação ao GTL são a Shell, Exxon, Syntroleum e Sasol.

Shell: trabalha em pesquisa e desenvolvimento da tecnologia GTL desde 1940, o que gerou o processo *Shell Middle Distillate Synthesis* (SMDS), que prioriza a produção de destilados médios como gasolina, querosene e gásóleo. A Shell segue como pioneira desta indústria desde seu início mantendo em operação a planta de Bintulu na Malásia desde 1993 (12.000 barris por dia). Esta planta tem como característica uma grande flexibilidade de produção que pode variar entre os seguintes produtos: nafta, diesel, querosene, solventes, graxas refinadas e insumos para fabricação de detergentes (RACHELE et al., 2010).

Exxon: utiliza a tecnologia *Advanced Gas Conversion* (AGC), que foi recentemente aprimorada e é conhecida como AGC-21. Esta tecnologia de conversão utiliza um reator de leito de lama constituído de catalisadores de cobalto. A companhia segue focando em melhorias incrementais sobre esta tecnologia para a geração de *syngas* (FIATO; IGLESIA; SOLED, 2002).

Syntroleum: Fundada em 1984 como empresas de tecnologia, tem ações negociadas em bolsa desde 1998 e atua na área de energia. Seu processo de conversão utiliza ar no lugar de oxigênio para a produção do *syngas*, o que elimina uma parte considerável dos custos de construção, pois não será necessário instalar uma unidade de separação de ar. O foco da empresa além de desenvolver melhorias neste processo também é a comercialização de licenças de utilização de sua tecnologia, propondo *joint ventures* para construir e operar suas próprias plantas que produzirão especialidades ou diesel. A companhia busca sua transformação de uma empresa licenciadora de tecnologia em uma empresa produtora de hidrocarbonetos e atualmente trabalha em conjunto com empresas na América do Sul que possuem reservas de GN não convencional como, por exemplo, Petrobrás no Brasil, PDVSA na Venezuela e ENAP no Chile. (STINEBAUGH, 2005)

Sasol: é a empresa com a maior experiência operacional com plantas FT, tendo plantas que utilizam carvão mineral que operam desde 1950. A empresa considera o domínio da tecnologia de conversão FT como um dos pilares fundamentais de seu crescimento. A Sasol segue também fazendo associações com outras companhias, como é o caso de projeto recente em conjunto com as empresas Chevron e Haldor Tpsoe que possui tecnologia especializada na produção de *syngas*. (RACHELE et al., 2010)

Uma outra forma de aplicação da tecnologia GTL pautada no custo-benefício é o *Compact GTL* (GTL Compacto). O *Compact GTL* consiste em uma planta GTL de tamanho reduzido, com cerca de um quarto de uma planta GTL convencional. Diversos países já investem nesta forma de aplicação da técnica GTL. (ALAWODE; OMISAKIN, 2011).

O *Compact GTL* consiste principalmente na utilização de reatores de tamanho reduzido, porém com alta eficiência. Esta técnica representa um avanço na utilização da tecnologia GTL convencional por ter tamanho compacto, peso reduzido, design modular e a alta eficiência. A alta eficiência dos reatores compactos está em sua alta capacidade de conversão e seletividade, que aumentam a transferência de calor e massa. (FONSECA et al., 2012).

No Brasil, a empresa britânica Compact GTL junto a Petrobrás realizou acordo em 2008, criando um fundo de 45 milhões de dólares para a construção de uma planta piloto para operar *offshore*. Esta planta foi instalada em Aracajú para comissionamento e testes, suas principais características são a utilização de um reformador de metano via mini canais (tubos de diâmetro entre 3 a 10 mm que tem em sua superfície interna o catalisador) (COMPACT GTL, 2016), esta tecnologia foi originalmente desenvolvida pela Agência Atômica do Reino Unido de onde surgiu a empresa Accentus que por sua vez foi adquirida por um fundo de investimentos passando a ter seu nome atual. Durante o teste piloto a planta foi capaz de produzir 20 barris por dia de GTL *syncrude*. Espera-se que quando passe a operar em uma Unidade Produtora Estacionária (ou *Floating Production, Storage and Offloading* – FPSO) com posicionamento dinâmico, poderá ter sua produção aumentada a 1.000 bpd. Este projeto recebeu o nome Guanambi 1 e neste momento se encontra-se suspenso. O *syncrude* (chamado também de óleo cru sintético) é um líquido intermediário similar a óleo extra pesado. Esse óleo obtido pode ser então refinado em frações comumente utilizadas, porém com menos impurezas, para fins de transporte do hidrocarbono.

A tecnologia de GTL em módulos compactos da empresa Velocys também está em testes pela Petrobrás. Esta empresa surgiu em 2001 na Universidade de Batelle, sua tecnologia é semelhante a da empresa Compact GTL utilizando também a reforma de metano via mini

canais. Em 2013, associou-se a empresa Tecnoil que trabalha com projetos e suporte para operação de Exploração e Produção *Offshore*. (VELOCYS, 2013)

Outras empresas também anunciaram projetos GTL, como as operadoras de petróleo BP e Statoil. Outras se associaram em consórcios junto a operadoras de petróleo, como é o caso da Praxair e Air Products, onde esperam contribuir com suas tecnologias para aperfeiçoar de maneira expressiva a produção de *syngas* ao utilizar membranas catalíticas.

4.8 Plantas de GTL no Mundo

O primeiro complexo industrial de fabricação de combustíveis sintéticos foi inaugurado pela empresa Sasol na cidade de Sasolburg na África do Sul em 1950, sendo seguidas pelas empresas PetroSA e Shell, que juntas à primeira são as líderes no desenvolvimento da rota GTL com utilização de GN. Algumas outras empresas como Exxon Mobil, BP e Conoco Phillips possuem unidades experimentais para produção de GTL em escala de testes.

A maioria destas plantas utiliza o processo FT para a produção de diesel GTL. Cada empresa desenvolveu inovações para atender as próprias necessidades de insumos e produtos finais. (ALMEIDA, 2003)

A tabela 4 apresenta as plantas industriais de GTL no mundo que utilizam GN como matéria-prima.

Tabela 4 - Plantas industriais de GTL no mundo que usam GN como matéria-prima

Planta	Capacidade (bbl/dia)	Tipo de Input	Localização	Início Operação
Sasol Chevron				
PetroSA	36.000	Gás Natural	MosselBay, Africa do Sul	1991
Oryx GTL	34.000	Gás Natural	RasLaffan, Catar	2006
EGTL	34.000	Gás Natural	Escravos, Nigéria	2009
Sasol Synfuel	100.000	Gás Natural	Bandar Assaluyeh, Irã	em estudo
Continua...				

Continuando

Planta	Capacidade (bbl/dia)	Tipo de Input	Localização	Início Operação
Shell				
Planta GTL	14.700	Gás Natural	Bintulu, Malásia	1993
Pearl GTL	70.000	Gás Natural	RasLaffan, Catar Fase 1:	2009
Pearl GTL	70.000	Gás Natural	RasLaffan, Catar Fase 2:	2011
Shell, NPC	75.000	Gás Natural	Bandar Assaluyeh, Irã	em estudo
Exxon Mobil				
Planta GTL	154.000	Gás Natural	RasLaffan, Catar	2011

Fonte: PUC Rio Certificado Digital 0511105/CA, 2011.

A partir de agosto de 2014 o preço do barril de petróleo Brent custava 103,19 dólares e começou a declinar chegando no mês de janeiro de 2016 a 34,74 dólares, o que fez com que alguns novos projetos de GTL fossem suspensos, como é o caso do projeto da empresa Sasol em Lake Charles no estado de Louisiana. O mesmo ocorreu com projeto similar da Shell na mesma região; isto indica que mesmo existindo um suprimento de GN abundante, a implantação de projetos desta natureza tem relação intrínseca com os preços do petróleo, do GN e da relação entre estes.

5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS GTL

Antes de se realizar um estudo de viabilidade econômica de um projeto de GTL, devem-se analisar todos os fatores que podem influenciar o resultado final do projeto, como por exemplo, qual será a tecnologia a ser utilizada, quais serão os parâmetros financeiros, qual será a gama de produtos e sua aceitação no mercado, quais são as condições do mercado, legislação vigente na área da implantação, restrições ambientais à produção e refino de petróleo e condições fiscais e tributárias aplicadas a este projeto. Desta forma, um projeto GTL pode ser aceito ou rejeitado ainda estando em sua fase preliminar (SALELHI; NEL, 2013).

Considerando os fatores mencionados anteriormente, a viabilidade de um projeto de tecnologia GTL no Brasil segue muito remota, pois apesar de reunir vantagens ambientais por ser uma tecnologia menos poluente, sua implantação apresenta, conforme mencionado no parágrafo anterior que a tecnologia GTL traz algumas vantagens, mas enfrenta obstáculos para a sua implementação, como por exemplo: o alto valor de capital a ser investido, as oscilações de preço do GN e do petróleo, a distância entre os locais onde o GN é produzido em relação ao local onde será mais demandado, a especialização técnica da indústria petroquímica que irá produzir insumos a partir da tecnologia GTL, a legislação ambiental vigente que pode beneficiar ou dificultar sua implantação, a falta de tecnologia nacional referente à indústria petroquímica e ao GTL per si e o tempo decorrido entre o início do projeto e sua partida que pode chegar a 4 anos. (RAMOS, 2011).

A indústria do petróleo referente à produção e refino e principalmente referente a tecnologias como a GTL necessita de mão de obra altamente capacitada e especializada, o que pode levar em alguns casos a contratação de funcionários com 3º grau incompleto para todos os níveis, como foi o caso da indústria petroquímica do estado da Bahia quando de seu estabelecimento. (GUIMARÃES, 1988).

A implantação da tecnologia GTL depende do suprimento de GN a preços baixos assim como da arbitragem de seu valor e o valor do barril de petróleo, pois este será concorrente de tecnologias e produtos tradicionais que já têm seu mercado formado. Assim, sua implantação em um país como o Brasil depende de medidas políticas e econômicas, e ainda de um contexto propício por parte do mercado, pois como a tecnologia tradicional já possui seu mercado fiel, a GTL teria que ser implementada visando à conquista de novos mercados consumidores (TAVARES, 2005).

5.1 Reservas

5.1.1 Reservas Mundiais

O petróleo e o gás ainda terão disponibilidade de volumes para serem as principais fontes de energia mundial por várias décadas a frente, porém o GN por sua característica de abundância em hidrogênio quando comparado as outras fontes de energia e sua eficiência em conversão energética para geração de eletricidade, somado ao fato de suas enormes reservas já descobertas porém não exploradas, fará com que este insumo tenha utilização crescente nas próximas duas décadas com possibilidades reais de superar o consumo de petróleo entre as décadas de 2020 e 2030. (ECONOMIDES, 2009)

Uma taxa consistente de 5% de crescimento tem sido observada no crescimento das reservas mundiais de GN, influenciando neste crescimento também o aumento do número de países com reservas conhecidas de 40 para 85 de 1960 para 2005. (ECONOMIDES, 2009)

No gráfico 5, é demonstrado que as regiões com menores reservas têm um volume de aproximadamente 4.1 trilhões de metros cúbicos de GN, enquanto a região com maior volume de reservas tem 10 vezes mais este valor.

Gráfico 5: Proporção entre Reservas & Produção.

Fonte: (BP Statistical Review of World Energy, 2013)

No gráfico 6 é demonstrado que as reservas provadas de GN ao final de 2012 chegaram a 185,7 trilhões de metros cúbicos, o suficiente para prover 55,1 anos da produção global. A produção cresceu 1,1% desde o final de 2012. Um aumento de reservas nos Estados Unidos devido à produção de GN de folhelho foi responsável pelo aumento das reservas em 2013. O Irã e a Rússia seguem possuindo as maiores reservas mundiais.

Gráfico 6: Reservas de GN em 2013 em trilhões de metros cúbicos

Fonte: (BP Statistical Review of World Energy, 2013)

Os gráficos 7, 8 e 9 apresentam a distribuição de reservas provadas³ nos últimos 30 anos.

³ Reservas provadas são aquelas que as empresas comprovam que possuem em seu portfólio de campos de produção e que são certificadas por empresas como USGS, ANP e outras.

Gráfico 7: Distribuição das Reservas Provadas nos últimos 30 anos no ano de 1992

Fonte: (BP, 2013)

Gráfico 8: Distribuição das Reservas Provadas nos últimos 30 anos no ano de 2002

Fonte: (BP, 2013)

Gráfico 9: Distribuição das Reservas Provasdas nos últimos 30 anos no ano de 2012

Fonte: (BP, 2013)

A figura 12 mostra o consumo per capita de GN por países no ano base 2013. Nesta figura verifica-se que as regiões de maior consumo são aquelas onde se tem maior disponibilidade deste recurso energético; nas regiões de menor consumo este insumo necessariamente tem que ser importado para suprir necessidades.

Figura 12: Consumo Mundial de GN em Toneladas de Óleo Equivalente (TOE), 2013

Fonte: (BP Statistical Review of World Energy, 2013)

5.1.2 O Mercado de Gás Natural no Brasil

A história do GN no Brasil remete à década de 50, no entanto como será visto a seguir somente em décadas posteriores essa fonte de energia teve seu uso incrementado. Fatores históricos como as crises mundiais do petróleo durante as décadas de 70 e 80 não podem ser ignorados, assim como outros fatores sócio-políticos como as opções dos governos em manter a priorização das fontes tradicionais e ainda a alta regulação desse mercado como opção política influenciaram neste incremento de utilização. (ERNST & YOUNG, 2014).

Durante a história, o governo brasileiro sempre priorizou fontes de energia tradicionais como a elétrica, obtida através de hidrelétricas, para atender o setor industrial ou ainda energias de derivados do petróleo para setores residenciais, como o gás de cozinha. Neste contexto, a gasolina e o diesel se consolidaram nos setores automotivos e de transportes, sendo que o querosene muitas vezes substituiu a energia elétrica em regiões do interior do país. O GN só veio efetivamente ser uma fonte significativa no cenário nacional no final de década de 1990. (NEGREIROS, 2013).

No final da década de 1990 o Gasoduto Bolívia-Brasil, conhecido como Gasbol entrou em operação. Com ele houve uma grande expansão nas possibilidades de mercado do GN no país dando-se o mesmo com países vizinhos como é o caso da Argentina, Peru e a própria Bolívia. O governo brasileiro, com a finalidade de expandir e diversificar o mercado, tem incentivado desde o início da década de 2000, o uso do GN como combustível, no entanto apesar de significativa a escolha por essa opção ainda é pequena se comparada aos combustíveis tradicionais. (SOARES, 2004).

O mercado de GN no Brasil é pautado principalmente pela indústria, sendo que o setor industrial foi um dos principais responsáveis pela criação desse mercado no país. No entanto, este setor vem passando por incertezas nos últimos anos. Incertezas essas a respeito da disponibilidade, preços e acesso a este insumo para que seja usado como matéria-prima tanto como para a geração de energia. (GOMES, 2011).

Um desenvolvimento mais eficiente desse mercado será essencial para que as empresas brasileiras possam competir em igualdade com suas equivalentes internacionais, tendo em vista que as últimas já estão inseridas em um mercado tradicional e consolidado tanto na Europa como na América do Norte. Para que este desenvolvimento ocorra, será necessário avançar com parcerias mais eficientes entre setor público e privado. Essas parcerias muitas vezes encontram burocracias sistêmicas, e por essa razão acabam não

conseguindo os resultados esperados e conseqüentemente não se fazem atrativas aos investidores nacionais e estrangeiros. (BRITTO, 2002).

Nas últimas duas décadas o mundo tem de maneira consistente buscado fontes alternativas de energia. Essa necessidade surge principalmente de problemas ambientais e da tardia consciência de que o petróleo não é uma fonte renovável de energia. Diante desse cenário, a indústria do GN vem conquistando cada vez mais espaço no contexto geopolítico internacional, inclusive no Brasil, onde essa indústria segue se desenvolvendo. O GN vem se mostrando um elemento de transição entre uso das fontes tradicionais como o petróleo e o carvão, para o uso de fontes renováveis. (PINTO, 2014).

A descoberta do Pré-Sal está entre as maiores e mais importantes descobertas de campos de petróleo realizadas desde o início do século XXI (PETROBRAS, 2016a). A província que se estende pelos estados brasileiros da região Sudeste e parte do Sul possui quantidades da ordem de bilhões de barris recuperáveis de óleo leve de grande valor comercial. Os principais poços da Petrobras foram locados em regiões afastadas da costa brasileira, em águas ultra profundas, e o escoamento da produção de petróleo é feito por navios petroleiros até os portos da região adaptados Sudeste.

A expansão do fornecimento de gás natural no território nacional tem como destaque os gasodutos responsáveis pelo escoamento do GN proveniente do pré-sal. Em 2016 a Petrobras iniciou a operação da segunda rota de escoamento de gás natural produzido no pré-sal através do gasoduto denominado Rota 2. Esse gasoduto possui 401 quilômetros de extensão e capacidade de 13 milhões de metros cúbicos de GN por dia. A entrada no continente se dá no Terminal Cabiúnas, em Macaé, Rio de Janeiro (PETROBRAS, 2016b). Complementando esse volume de gás natural no sudeste brasileiro, o gasoduto Rota 3 adicionará uma capacidade de 18 milhões de m³ de GN por dia e entrará no continente por São Sebastião, no litoral de São Paulo (PETROBRAS, 2014).

5.2 Suprimento

As análises de viabilidade que têm o GN como o único insumo nos processos de produção de GTL, precisam levar em conta fatores muito importantes para a análise do suprimento, como o custo do insumo e volume a ser consumido, para que assim o

abastecimento seja garantido ao menos por um período de 30 anos, que é o período de vida útil padrão dos projetos das plantas GTL.

Para a realização do processo GTL é essencial que seja realizado o cálculo de volume GTL que será produzido pela planta projetada. Normalmente para a produção de um barril de GTL são necessários cerca de 260 m³ de GN pobre e seco (gás natural com pequena presença de hidrocarbonetos mais densos que o metano e sem presença de umidade). (GLEBOVA, 2013). No entanto, considerando que o produto final da planta será óleo diesel, será adotado um valor de consumo de insumo mais conservador (275 m³). Resultando em uma conversão energética de 57,5% ao se comprar a energia contida em um barril de diesel e em 275 m³ de gás natural. A discussão sobre o mesmo será realizada no item 5.5

A estimativa do volume de insumo necessário para o funcionamento da planta deve levar em conta os volumes que serão consumidos pelos processos de geração de energia que serão utilizados na produção de vapor que na sequência será utilizado para a geração do *syngas*, assim como também na alimentação dos queimadores dos reatores autotérmicos.

5.3 Preços do Gás Natural e Petróleo

No início do século XXI, o GN vem ganhando cada vez mais espaço no mercado mundial. A matriz energética mundial, devido a fatores já discutidos anteriormente como os ambientais, tem se tornado mais diversificada e isso tem levado a grandes aumentos na produção, como é o caso, por exemplo, dos Estados Unidos. (ERNST & YOUNG, 2014).

Os produtos obtidos a partir da tecnologia GTL como é o caso do óleo diesel, têm aceitação garantida nos mercados europeus e asiáticos, principalmente devido às restrições ambientais impingidas pelos recentes acordos e os protocolos ambientais internacionais, que visam diminuir a emissão de poluentes lançados principalmente pela indústria e agravam fenômenos como o efeito estufa e aquecimento global. Pelo fato do GTL produzir um diesel limpo, que entra em combustão completa sem deixar resíduos, utilizando apenas CO₂ e H₂O, esta tecnologia se mostra muito atrativa ao mercado. (SALELHI; NEL, 2013).

Devido aos fatores supracitados e também da crise financeira mundial de 2008, houve um excedente de oferta do GN no mundo, o que resultou uma queda de preços. Associado a estas condições existe também a expectativa de novos campos não convencionais que estão ou irão entrar em atividade, muitos deles nos Estados Unidos. Isso

também aumenta a oferta e pode levar à redução de preços no mercado internacional. (PERLOTTI, 2013).

Apesar de o GN ser o insumo principal de uma planta GTL, a relação existente entre o preço do petróleo e o preço do GN segue sendo o principal fator que irá afetar um projeto desta natureza, além disso os preços dos produtos sintéticos deverão guardar relação com os produtos de uma refinaria tradicional, mesmo sendo os primeiros ambientalmente melhores como é o caso do Diesel FT. (SALELHI; NEL, 2013).

Os preços do GN assim como o do petróleo considerados por este estudo serão o *Henry Hub*⁴ e *West Texas Intermediate*⁵ (WTI) por serem os mais comuns utilizados em estudos de mercado. Na figura 13 é demonstrada a evolução de preços do WTI a partir do ano de 2012 e sua evolução estimada até o ano de 2040. Na figura 14 é efetuado o mesmo registro em período semelhante, conforme relatório EIA 2015 – 2045.

Dentro do mercado de energia as projeções do preço do petróleo normalmente consideradas são as divulgadas pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. Mesmo assim essas previsões possuem uma volatilidade grande quando considerados longos períodos de tempo.

Figura 13 – Projeção do preço do petróleo WTI (USD/bbl)

Fonte: (EIA, AEO 2015)

⁴ Henry Hub é um centro de distribuição de gás natural conectando 9 gasodutos interestaduais e 4 internos ao estado de Louisiana, na cidade de Erath, EUA, sua capacidade é de 50,9 milhões de m³/d. (SABINE PIPELINE), 2016)

⁵ West Texas Intermediate (ou WTI) é a classificação para o barril de petróleo com grau API entre 38° e 40°, negociado em Nova York e que é a referência do mercado de derivados nos EUA. (FERNÁNDEZ et al., 2009)

Figura 14 – Projeção do preço do GN Henry Hub (US\$/MBTU)

Fonte: (EIA, AEO 2015)

Os preços médios do petróleo WTI e do GN provenientes do Henry Hub seguindo as projeções para o futuro próximo são USD 110,00 por barril e USD 5,60 por Milhão de BTU respectivamente o que dá uma relação de preços entre ambos de 20 vezes, muito superior do que a mesma relação verificada nos últimos 21 anos conforme demonstrado na figura 15. As relações para os anos de 2012 e 2013 foram obtidas a partir do histórico dos preços praticados, enquanto que as relações para 2020 em diante são projeções. A queda acentuada observada na relação entre 2012 e 2020 reflete a redução no preço do barril de petróleo no mercado internacional observada na primeira metade da década de 2010 causada especialmente pela competição entre o petróleo produzido em campos de *shale* nos EUA e o petróleo do Oriente Médio.

Figura 15 – Relação de preços entre petróleo WTI para o GN Henry Hub

Fonte: (EIA, AEO 2015)

Esta relação de preços verificada no ano de 2012 apresentou aumento devido ao fato de que o preço médio do petróleo WTI ter subido 20 USD por barril e o GN ter seu valor reduzido em 0,30 USD por Milhão de BTU, o que torna mais lucrativa a operação de uma planta GTL. (SALELHI; NEL, 2013). Saindo de um período no qual o GN no Henry HUB se desvalorizou sensivelmente, a tendência para as próximas duas décadas é uma relação estável em torno de 17, com recuperação paralela dos preços de ambas as commodities.

A tendência de manutenção da relação entre os preços do petróleo WTI e do GN no Henry Hub em 17 para as próximas décadas é um sinal que será levado em consideração pelas empresas interessadas em programar investimentos em plantas de tecnologia GTL.

5.4 Custo e Localização da Planta

Uma planta GTL é composta por diversas unidades de processo, cada uma responsável por um tipo de operação. Basicamente gás e energia entram no processo como insumos para a transformação do GN em diesel GTL. Uma das fases mais críticas é a síntese Fischer-Tropsch, realizada na Unidade de Síntese FT. Além desta unidade, são separadas para análise de custo as unidades de Hidrogênio, Unidade de Gás de Síntese, Unidade de Separação de Ar, Unidade de Tratamento de Água e Unidades de Transformação. Além destas, há instalações

necessárias ao funcionamento da planta de processo, chamadas de Utilidades, e Instalações de Montagem Fora do Local da Planta.

Foi considerada uma localização conveniente para a planta em termos de aproveitamento de novas fontes de gás natural. Por isso, neste estudo foi considerado um local no continente, na área de entrada da Rota 2 ou Rota 3 de gasodutos provenientes da bacia de Santos, no litoral da Região Sudeste do Brasil. Essa região terá fornecimento garantido de dezenas de milhões de metros cúbicos de gás natural por dia advindos do Pré-Sal via as duas novas rotas de gasodutos mencionadas. (Protocolo SIC Petrobras Nº 01699, 2015)

A economicidade de uma planta GTL é influenciada pelos custos de investimento da planta, seus custos operacionais, pelo regime de impostos e taxas da localidade onde a mesma é instalada, pelo custo do insumo (HOLMES, 2006), e principalmente pela relação entre o preço do petróleo e o preço do GN.

A planta em questão produzirá diesel e será localizada nas regiões de São Sebastião, no litoral do Estado de São Paulo, ou Macaé, no Rio de Janeiro, devido à proximidade do terminal de chegada do gás natural proveniente dos campos do Pré-Sal (gasoduto Rota 2 e Rota 3). A figura 16 apresenta de forma simplificada o mapa com o percurso dos gasodutos do pré-sal. A entrada de 31 milhões de m³ (1.094.300 MMBTU) de gás natural por dia através destas duas rotas justifica a instalação de uma grande consumidor, nesse caso uma planta GTL na entrada do gasoduto no continente, para processamento e utilização desse insumo para a produção do combustível (diesel) e sua subsequente distribuição pelos Estados do país.

Figura 16 – Mapa dos gasodutos Rota 2 e Rota 3 (Pré-Sal)

Fonte: (PETROBRAS, 2014)

Este volume de 31 milhões de m^3 por dia de GN disponíveis, e considerando a eficiência da planta GTL, assumindo que cada 275 m^3 geram um barril de diesel, equivaleriam a uma produção possível de 112.727 bpd.

Com 340 dias de operação por ano e uma capacidade de 50.000 bpd no caso padrão (serão analisados fluxos de caixa para outras capacidades), a planta será capaz de produzir 17 milhões de barris de diesel GTL por ano. De acordo com Callari (2007), a qualidade do diesel GTL é diferenciada em relação ao diesel de refinaria devido a condições de processo e insumo utilizado na síntese e no processo FT, podendo atingir níveis muito satisfatórios de desempenho energético e ambiental. Algumas características desse diesel são:

- Índice de Cetano elevado (maior que 70, contra o diesel convencional sempre abaixo de 50);

- Baixíssima emissão de enxofre (menor que 1ppm);
- Baixíssima emissão de aromáticos (menor que 1% em volume);
- Baixo ponto de névoa (-10°C);
- Em comparação com o diesel médio americano:
- 8% menos óxido de nitrogênio (NOx) emitidos;
- 30% menos particulados;
- 38% menos Hidrocarbonetos (HC);
- 46% menos monóxido de carbono (CO).

Nesta análise do custo de uma planta GTL foram considerados os custos relativos separadamente de cada uma de suas unidades de processamento. De acordo com as referências pesquisadas, uma planta comum com capacidade de 50.000 bpd tem uma divisão de custos de investimentos conforme o gráfico 10. Essa separação de custos pelas unidades de processamento é estratégica, uma vez que ao se aperfeiçoar o processo ou instalação de uma determinada unidade, é possível estimar com segurança a economia geral no custo da planta.

Gráfico 10: Divisão dos custos de uma planta GTL.
Fonte: (DE KLERK; MAITILIS, 2013)

Em termos relativos, a unidade FT é a que mais concentra investimento, com 24%, seguida pelas áreas auxiliares utilizadas para montagem e pré-montagem de equipamentos utilizados na construção da planta, conhecido como *offsites* com 20% e pela unidade de gás de síntese, com 18%.. Unidades como tratamento de água, processamento de hidrogênio e separação de ar compõem o restante do investimento necessário.

Alterações nos custos das unidades de tratamento de água, hidrogênio e as unidades de transformação secundária na qual serão produzidos, por exemplo, nafta, diesel, gasolina, etc. tem impacto moderado no custo geral, pois nenhuma supera 6% da composição do investimento.

O custo de investimento de capital envolve todos os equipamentos pertencentes às unidades de processamento do gás na planta. Os principais componentes da planta responsáveis pelos custos de investimento são reatores, colunas, tanques, trocadores de calor, fornalhas, compressores, bombas (diversas) e instalações de serviços gerais e tratamento de resíduos. Devem-se, ainda, ser consideradas as unidades de produção de hidrogênio, de separação de ar, a unidade de espessamento de lodo, filtros de finos e o sistema de controle computadorizado da planta.

As instalações *offsite* também compõem parte importante do custo de investimento. Dentre suas unidades estão as instalações que tratam a água industrial, como a de clarificação de água, resfriamento de água, água de processo, alimentação do aquecedor de água (*Boiler*), água de alimentação da caldeira para geração de vapor, água de refrigeração e estocagem, Além destes custos citados há também custos de contingência que são considerados custos indiretos.

Os custos operacionais variam de acordo com a capacidade e o nível de operação da planta, além dos custos dos insumos, como gás natural e compostos químicos, como catalisadores. Nas instalações, os custos operacionais são compostos pelos custos do sistema de resfriamento, vapor, gás natural e mão-de-obra.

5.5 Eficiência da Planta

A eficiência de uma planta GTL é definida pela parcela do gás transformado em *syncrude* e em produtos de consumo final como o diesel ou gasolina. Esse valor de conversão de energia pode variar de acordo com o mix de produtos finais da planta e de sua capacidade.

A decisão de escolha da matéria-prima para a planta GTL irá influenciar a característica do produto resultante na saída da planta. Sendo assim, sua eficiência pode ser expressa em diferentes relações e considerando-se que a planta deste estudo produzirá apenas óleo diesel.

De acordo com dados retirados de NATGAS (2016) e FLEISCH (2001) estima-se uma eficiência de 58% para uma planta GTL de pequeno porte produtora de diesel, assumindo que serão consumidos 101.000 MMBTU para a produção de 58.250 MMBTU de produto.

Para plantas GTL produtoras de *syncrude*, a eficiência apontada na literatura foi de aproximadamente 283 m³ de GN (10 MMBTU) por barril produzido (RICHERS, 2007). Há também registros de eficiências maiores, como na planta Bintulu da empresa Shell, a qual é registra uma produção de 12.500 barris por dia de combustíveis líquidos para cada 100 milhões de pés cúbicos de gás (equivalente a 2.831.685 m³) inseridos no processo, registrando uma eficiência de 63% apresentando eficiência térmica próxima a 60%. (FLEISCH, 2001)

De acordo com Callari (2007), há diversos valores possíveis para a eficiência energética da planta, a qual pode variar de acordo com a capacidade, produto final e outros fatores, variando entre 240 e 350 m³ de gás natural por barril de produto GTL produzido. Será adotado aqui um valor intermediário, de 275 m³ de GN por barril de diesel GTL. Para tanto, foi aplicado o fator de conversão de 9,7075 MMBTU de GN por barril.

5.6 Tempo de Operação e Vida Útil da Planta

O tempo de operação anual de uma planta GTL depende principalmente da segurança do fornecimento dos insumos. Considerando um fluxo constante de GN e paradas para manutenções essenciais, será assumido um total de 25 dias parados por ano, resultando em um tempo operacional de 340 dias/ano, similar ao encontrado na literatura (HOLMES, 2006, 2006; ALMEIDA et al., 2004).

Diversos autores analisam a economicidade projetos de plantas GTL com vida útil entre 20 e 30 anos (BRANCO, 2008). Sendo assim, com o intuito de manter o presente trabalho fiel ao padrão de trabalhos científicos anteriores, o tempo projetado para essa análise será de 30 anos corridos. Dessa forma será possível apreciar os resultados projetados para preços de petróleo e gás natural em um horizonte até o final da década de 2030, os quais foram mostrados no item 5.3.

5.7 Resultados Obtidos na Análise Técnico-Econômica e Discussão

O modelo de investimento desenvolvido nesta dissertação tem como principal escopo expor e analisar a sensibilidade da viabilidade de projetos de plantas GTL com diversas capacidades de produção à variação dos preços do petróleo e do gás natural. Para tanto, foi simulado o investimento através do programa EXCEL da empresa MICROSOFT.

A decisão sobre o investimento parte de condições de curto e longo prazo e das premissas adotadas. Os fatores julgados mais relevantes para essa análise foram alterados em diversas planilhas, gerando uma quantidade de resultados considerável, permitindo assim uma análise mais arrojada.

O método de cálculo da viabilidade e retorno do investimento utilizado foi o fluxo de caixa descontado. Tal método permite, através de indicadores como valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR), estudar o comportamento do fluxo de caixa e analisar a viabilidade do projeto.

No VPL utiliza-se uma taxa de desconto (i) que, aplicada a um montante inicial no presente, resulta em um valor futuro superior, cujo incremento depende do número de períodos. (EHRlich; MORAES, 2005)

$$Vf = Vp \cdot (1 + i)^n \quad (5.7.1)$$

Onde:

Vf = Valor Futuro

Vp = Valor Presente

i = Taxa de Desconto

n = número de períodos (nesse caso, anos)

5.7.1 Premissas

Foram utilizados dados convencionais para os cálculos os preços do petróleo WTI e do GN no Henry-Hub, dada a alta disponibilidade de dados e correlação com o mercado brasileiro, sendo considerado o dólar americano (US\$) para orçar os investimentos necessários. Dessa maneira pode-se melhor comparar com outros trabalhos na literatura e ajustar para a cotação da moeda local quando desejável.

As premissas adotadas para a carga tributária, impostos e taxas estão listadas na tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – Impostos, taxas e contribuições aplicados no Brasil

SIGLA	TRIBUTO	ALÍQUOTA	APLICAÇÃO
II	Imposto de importação	14,00%	Tributo Indireto (compras)
IPI	Imposto sobre produtos industrializados	0,00%	Tributo Indireto (compras)
ICMS	Imposto sobre operações relativas a circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação	16,00%	Tributo Indireto (compras)
IRPJ	Impostos sobre renda e proventos de qualquer natureza/pessoa jurídica	25,00%	Tributo Direto (vendas, etc)
ARFMM	Adicional de renovação da frota da marinha mercante	25,00%	-
PIS	Programa de integração social	2,10%	Tributo Indireto (compras)
COFINS	Contribuição para o financiamento da seguridade social	10,65%	Tributo Indireto (compras)
CIDE	Contribuição sobre intervenção no domínio econômico	10,00%	Tributo Indireto (compras)
IRRF	Imposto de renda retido na fonte	15,00%	Tributo Indireto (compras)
	Taxas Aduaneiras	1,00%	Tributo Indireto (compras)
	IOF	0,00%	Tributo Indireto (compras)
	Inflação Brasileira	4,50%	Ao ano

Fonte: Código Tributário Brasileiro, 2016.

Considerando que a planta GTL em questão produz apenas diesel, sua capacidade é de 50.000 barris/dia (bpd) e opera 340 dias por ano, ambos os valores de capacidade e dias de

operação, foram escolhidos com base nas referências discutidas neste capítulo. O tempo de projeto é de 30 anos corridos, no período entre 2017 e 2046.

De acordo com o que foi discutido no capítulo 5.5, há diversos valores possíveis para a eficiência energética da planta, porém, considerando que a mesma produzirá diesel GTL será utilizado um valor conservador de 275 m³ de GN consumido por barril de diesel GTL produzido. Dessa maneira, considerando o fator de conversão de 9,7075 MMBTU de GN por barril, obtem-se o volume e respectivo custo de insumo diretamente proporcional à capacidade da planta.

O preço final do diesel vendido tem influência direta no fluxo de caixa. Por isso foram utilizadas duas fontes diferentes para o mesmo. No primeiro estudo foi utilizado o valor médio cobrado nos EUA em junho de 2016, de US\$99,54/bbl (EIA Gasoline and Diesel Fuel Update, 2016). Entre 2000 e 2015, o preço médio do diesel nos EUA subiu de US\$63/bbl para US\$147/bbl (EIA, 2016). Mesmo considerando a inflação brasileira que em 2016 superou 4,5%, optou-se por um valor conservador de reajuste anual em 3,5% para o preço do diesel GTL.

No segundo estudo foi feita uma relação direta com o preço do petróleo (WTI). A figura 16 apresenta a série histórica entre os preços do diesel (*New York Harbor-Ultra-Low-Sulfur No 2 Diesel Spot Price*, 2015), em dólares por galão, e os preços do petróleo.

Figura 17: Série histórica preços do diesel em relação ao preço do WTI
 Fonte: (INDEX MUNDI COMMODITY PRICES, 2015)

A relação entre os preços do diesel e do barril de petróleo (WTI) nos últimos 15 anos não apresentou correlação direta entre os dois produtos. Observa-se, no entanto, que os valores desta correlação tendem a ficar entre 0,028 e 0,033. Dessa maneira, utilizou-se uma correlação no valor de 0,030 entre os preços para a estimativa de evolução do o preço futuro do diesel GTL. Tal fator permitiu a análise de um cenário adicional, o qual produziu um fluxo de caixa diferente para a planta.

Os preços do GN e do petróleo utilizados foram os mesmos apresentados no item 5.3, os quais estão espaçados a cada 5 anos. Para os anos intermediários, foi atribuído um ganho de 20% a cada intervalo. Para anos além de 2040, foi utilizado o aumento percentual do ano anterior como base para o seguinte.

Foi admitido que metade do investimento de capital inicial foi obtido de recursos próprios e a outra parte através de empréstimo com pagamento ao longo dos 10 anos subsequentes ao início das operações da planta. Os juros referentes a esse pagamento são de 9,5%, valor ligeiramente superior a 7,5% que é a TJLP oferecida pelo BNDES em 2016 (BNDES, 2016).

O custo de investimento de capital (CAPEX) sugerido varia de acordo com a capacidade da planta (SAADOON, 2005). Um dos valores de referência é o da planta Oryx, a qual custou US\$44.000/bbl. Este valor está dentro da faixa sugerida, entre US\$35.000 e US\$44.000 por barril de capacidade. O CAPEX de valor US\$44.000 por barril resulta em um investimento de US\$1.5 bilhão para uma planta com capacidade de 34.000 bpd (SALELHI; NEL, 2013). No entanto, CALLARI (2007) sugere que um aumento de capacidade de produção além de 34.000 bpd acarretará em um aumento do CAPEX, porém com um ganho de fator de escala ao qual define como sendo de 0,95. Dessa forma, para uma planta com capacidade de 50.000 bpd aplicando-se este fator resulta em um CAPEX de US\$ 2.095.588.235.

Os custos operacionais anuais foram estimados em 6% do CAPEX (SAADOON, 2005), com crescimento de 1% ao ano.

5.7.2 Resultados

Os números obtidos pelo primeiro caso do estudo em relação as receitas e despesas ao longo de 30 anos de uma planta GTL estão representados na tabela 6.

Tabela 6 – Receitas e despesas de planta GTL ao longo de 30 anos

Ano	Preço Diesel/bbl (USD/bbl)	Preço WTI (USD/bbl)	Preço GN USD/MMBTU	Relação WTI/GN	Receita Diesel GTL (USD)	Capex s/ imp (USD)	Capex c/imp (USD)	Opex s/imp (USD)	Custo Gás / bbl (USD/MMBTU)	Custo Gás Anual (USD)
2017						698.529.412	908.088.235			
2018						698.529.412	908.088.235			
2019						698.529.412	908.088.235			
2020	104,58	83,00	5,54	15	1.777.860.000			125.735.294	53,78	914.252.734
2021	110,12	87,40	5,78	15	1.872.108.000			126.992.647	56,07	953.199.240
2022	115,67	91,80	6,01	15	1.966.356.000			128.262.574	58,36	992.145.747
2023	121,21	96,20	6,25	15	2.060.604.000			129.545.199	60,65	1.031.092.253
2024	126,76	100,60	6,48	16	2.154.852.000			130.840.651	62,94	1.070.038.759
2025	132,30	105,00	6,72	16	2.249.100.000			132.149.058	65,23	1.108.985.266
2026	139,36	110,60	6,90	16	2.369.052.000			133.470.548	67,00	1.139.020.283
2027	146,41	116,20	7,08	16	2.489.004.000			134.805.254	68,77	1.169.055.301
2028	153,47	121,80	7,27	17	2.608.956.000			136.153.306	70,53	1.199.090.319
2029	160,52	127,40	7,45	17	2.728.908.000			137.514.839	72,30	1.229.125.336
2030	167,58	133,00	7,63	17	2.848.860.000			138.889.988	74,07	1.259.160.354
2031	177,16	140,60	8,04	17	3.011.652.000			140.278.888	78,09	1.327.481.768
2032	186,73	148,20	8,46	18	3.174.444.000			141.681.677	82,11	1.395.803.181
2033	196,31	155,80	8,87	18	3.337.236.000			143.098.493	86,12	1.464.124.595
2034	205,88	163,40	9,29	18	3.500.028.000			144.529.478	90,14	1.532.446.009
2035	215,46	171,00	9,70	18	3.662.820.000			145.974.773	94,16	1.600.767.422
2036	227,81	180,80	10,31	18	3.872.736.000			147.434.521	100,05	1.700.774.129
2037	240,16	190,60	10,91	17	4.082.652.000			148.908.866	105,93	1.800.780.836
2038	252,50	200,40	11,52	17	4.292.568.000			150.397.955	111,81	1.900.787.543

continua...

continuação

Tabela 6 – Receitas e despesas de planta GTL ao longo de 30 anos

Ano	Preço Diesel/bbl (USD/bbl)	Preço WTI (USD/bbl)	Preço GN USD/MMBTU	Relação WTI/GN	Receita Diesel GTL (USD)	Capex s/ imp (USD)	Capex c/imp (USD)	Opex s/imp (USD)	Custo Gás / bbl (USD/MMBTU)	Custo Gás Anual (USD)
2039	264,85	210,20	12,12	17	4.502.484.000			151.901.934	117,69	2.000.794.250
2040	277,20	220,00	12,73	17	4.712.400.000			153.420.954	123,58	2.100.800.957
2041	290,12	230,26	13,37	17	4.932.102.759			154.955.163	129,75	2.205.806.350
2042	303,65	240,99	14,03	17	5.162.048.559			156.504.715	136,24	2.316.060.280
2043	317,81	252,23	14,74	17	5.402.714.952			158.069.762	143,05	2.431.825.088
2044	332,62	263,99	15,47	17	5.654.601.758			159.650.459	150,20	2.553.376.226
2045	348,13	276,29	16,25	17	5.918.232.096			161.246.964	157,71	2.681.002.917
2046	364,36	289,18	17,06	17	6.194.153.479			162.859.434	165,59	2.815.008.836

Fonte: Elaboração própria

Os números obtidos pelo primeiro caso do estudo em relação ao fluxo de caixa ao longo de 30 anos de uma planta GTL estão representados na tabela 7.

Tabela 7– Fluxo de caixa de planta GTL ao longo de 30 anos

Ano	Opex c/ imp	Lucro Operacional	Aplicação de alíquotas sobre Lucro Operacional (Imposto GTL)	Preço GTL final com Impostos (USD/bbl)	Pagamento Financ	LAIR	IR	Fluxo de Caixa
2017								-454.044.118
2018								-454.044.118
2019								-454.044.118
2020	1.048.915.234	728.944.766	267.887.202	120,34	256.063.145	184.494.978	62.728.292	121.766.685
2021	1.089.208.365	782.899.635	287.715.616	127,05	256.063.145	215.208.787	73.170.988	142.037.799
2022	1.129.514.963	836.841.037	307.539.081	133,76	256.063.145	245.914.930	83.611.076	162.303.854
2023	1.169.835.161	890.768.839	327.357.548	140,47	256.063.145	276.613.331	94.048.533	182.564.799
2024	1.210.169.097	944.682.903	347.170.967	147,18	256.063.145	307.303.912	104.483.330	202.820.582
2025	1.250.516.907	998.583.093	366.979.287	153,89	256.063.145	337.986.596	114.915.443	223.071.153
2026	1.281.967.241	1.087.084.759	399.503.649	162,86	256.063.145	388.366.169	132.044.497	256.321.672
2027	1.313.431.728	1.175.572.272	432.022.810	171,83	256.063.145	438.737.686	149.170.813	289.566.873
2028	1.344.910.510	1.264.045.490	464.536.718	180,79	256.063.145	489.101.065	166.294.362	322.806.703
2029	1.376.403.729	1.352.504.271	497.045.319	189,76	256.063.145	539.456.226	183.415.117	356.041.109
2030	1.407.911.531	1.440.948.469	529.548.562	198,73		820.259.916	278.888.371	541.371.545
								continua...

continuação

Tabela 7– Fluxo de caixa de planta GTL ao longo de 30 anos

Ano	Opex c/ imp	Lucro Operacional	Aplicação de alíquotas sobre Lucro Operacional (Imposto GTL)	Preço GTL final com Impostos (USD/bbl)	Pagamento Financ	LAIR	IR	Fluxo de Caixa
2031	1.477.720.456	1.533.931.544	563.719.842	210,32		873.190.531	296.884.781	576.305.751
2032	1.547.544.257	1.626.899.743	597.885.656	221,90		926.112.679	314.878.311	611.234.368
2033	1.617.383.081	1.719.852.919	632.045.948	233,49		979.026.274	332.868.933	646.157.341
2034	1.687.237.080	1.812.790.920	666.200.663	245,07		1.031.931.231	350.856.619	681.074.613
2035	1.757.106.404	1.905.713.596	700.349.746	256,66		1.084.827.464	368.841.338	715.986.126
2036	1.858.676.501	2.014.059.499	740.166.866	271,35		1.146.503.370	389.811.146	756.692.224
2037	1.960.262.232	2.122.389.768	779.978.240	286,04		1.208.170.376	410.777.928	797.392.448
2038	2.061.863.753	2.230.704.247	819.783.811	300,73		1.269.828.393	431.741.654	838.086.739
2039	2.163.481.222	2.339.002.778	859.583.521	315,42		1.331.477.331	452.702.293	878.775.039
2040	2.265.114.799	2.447.285.201	899.377.312	330,10		1.393.117.101	473.659.814	919.457.287
2041	2.371.763.330	2.560.339.430	940.924.740	345,47		1.457.473.220	495.540.895	961.932.325
2042	2.483.676.829	2.678.371.729	984.301.610	361,55		1.524.663.107	518.385.456	1.006.277.651
2043	2.601.117.803	2.801.597.149	1.029.586.952	378,37		1.594.809.177	542.235.120	1.052.574.057
2044	2.724.361.868	2.930.239.889	1.076.863.159	395,97		1.668.039.057	567.133.279	1.100.905.778
2045	2.853.698.415	3.064.533.681	1.126.216.128	414,38		1.744.485.798	593.125.171	1.151.360.627
2046	2.989.431.290	3.204.722.189	1.177.735.404	433,64		1.824.288.106	620.257.956	1.204.030.150

Fonte: Elaboração própria

A representação gráfica do fluxo de caixa de uma planta GTL ao longo de 30 anos está no gráfico 11.

Gráfico 11 – Fluxo de Caixa do Cenário Inicial MMUSD

Fonte: Elaboração própria

O eixo vertical do gráfico 11 representa (em milhões de dólares) o fluxo de caixa da planta GTL. O eixo horizontal representa cada ano de operação da mesma. Observa-se um crescimento moderado a partir do primeiro ano de operação (2020) e um crescimento acentuado a partir de 2030. O VPL desse cenário foi de USD 2.257.173.160 e a taxa interna de retorno foi de 18%. Esses valores para o cenário 1 mostram-se favoráveis à atratividade do projeto. O fluxo de caixa tem um ligeiro salto após 2029 (devido ao fim do pagamento do financiamento do Capex) e um aumento gradual anual. Dado o montante de recursos envolvidos no retorno anual da planta e consideradas as premissas otimistas do cenário (manutenção da relação WTI/GN estável e demanda para toda a capacidade de produção de

diesel da planta), esse retorno é resiliente a alterações nas condições de projeto, mudanças inesperadas e flutuações em preços de venda ao longo dos 30 anos de operação.

5.8 Análise da Sensibilidade

A análise de sensibilidade busca verificar o grau de variação nos resultados da planta, resultante de variações impostas a algumas variáveis da análise econômica. É uma ferramenta muito conveniente, especialmente neste caso, onde a maioria das variáveis são suposições e estão sujeitas a grande incerteza. Assim, o conhecimento das variações causadas pelas variáveis consideradas no projeto permite que medidas sejam tomadas para que custos críticos sejam reduzidos (THOMAS *et al.*, 1996).

A hipótese de se modificar a relação entre os preços do petróleo WTI e o preço do GN no Henry Hub foi escolhida para a análise de sensibilidade porque é a análise que representa a visão da indústria associada a esta tecnologia (SALELHI; NEL, 2013), a taxa de juros anuais foi considerada em 10% por reproduzir as taxas cobradas pelo BNDES para projetos desta natureza. (BNDES, 2016).

A primeira análise verificou como seria afetado o VPL do projeto de duas formas, uma considerando que a variação do preço do petróleo em relação ao do GN fosse de: 14,15,16, 17, 18, 19 e 20 vezes, alterando-se o preço do petróleo enquanto o do GN seguisse as previsões da EIA conforme demonstrado no Gráfico 12 e a outra considerando as mesmas relações porém alterando-se o preço do GN enquanto o preço do petróleo seguisse as previsões da EIA conforme o Gráfico 13. Todas estas variações consideraram plantas de GTL com produção diária de: 20.000 bpd, 30.000 bpd, 40.000 bpd, 50.000 bpd, 60.000 bpd e 80.000 bpd. A faixa de variação escolhida para a relação entre os preços do petróleo e do GN garante aderência à projeção desses preços para as próximas décadas, além de permitir comparações diante da comparação dos resultados com as perspectivas sobre viabilidades de projetos dessa natureza comentadas no Anexo B.

A terceira análise foi feita comparando-se o VPL para diversas capacidades de planta considerando as relações entre o preço do petróleo e o GN de 14 e 20 vezes ao se chegar neste fator variando-se o preço do petróleo e também ao se variar o preço do GN conforme o Gráfico 14.

A quarta análise foi feita comparando-se o Capex versus o VPL para diferentes capacidades de planta para relações entre o preço do petróleo e do GN de 14 e 20 conforme demonstrado no Gráfico 15.

A quinta análise como seria afetado o VPL ao ser reduzir a taxa de juros anuais de 10% para 5% ao ano para diferentes capacidades de planta e relações entre o preço do petróleo e o do GN de 14 e 20 vezes conforme demonstrado no Gráfico 16.

Gráfico 12: Variação do VPL alterando-se a relação preço do petróleo e do GN para diversas capacidades de planta quando se altera o preço do petróleo.

Fonte: Elaboração própria

A alteração dos preços do petróleo WTI com a manutenção dos preços do GN de acordo com a projeção da EIA gera grandes alterações no VPL. As disparidades aumentam com a capacidade da planta, sendo que para uma planta com capacidade de 80.000 bpd de diesel, uma diferença de ordem 6 na relação WTI/GN produz uma lacuna superior a 5 bilhões de dólares entre os resultados mais e menos favoráveis.

A diferença produzida pela mudança de uma unidade na relação WTI/GN também é sensível em todas as outras capacidades de planta simuladas, mostrando a influência do preço do barril de petróleo na viabilidade desses projetos. Como o diesel GTL compete diretamente com o diesel derivado do petróleo, o preço do barril altera significativamente a receita da

produção da planta, a qual por sua vez é diretamente dependente da capacidade diária de produção.

Para as razões WTI/GN superiores a 17, os cenários apresentados simulam de forma relativamente simples uma situação na qual a alta produção de gás natural (possivelmente causada pela atividade em campos não convencionais como os de gás de folhelho) mantém os preços estáveis e, em contrapartida, a taxa de descoberta e viabilização de novos campos de petróleo cai com o tempo, o que, aliado à demanda gerada por países em desenvolvimento, causa um aumento no preço do barril de petróleo no mercado spot.

Ao congelar o preço do GN e produzir razões WTI/GN menores que 17 (cenário padrão), tem-se a situação de redução da demanda e/ou aumento da oferta de petróleo a partir da década de 2020. Apesar de prejudicial ao fluxo de caixa do projeto, essas razões ainda produzem rendimentos positivos para plantas de qualquer capacidade, mostrando-se menos arriscadas para capacidades acima de 60.000 bpd..

Gráfico 13: Variação do VPL alterando-se a relação preço do petróleo e do GN para diversas capacidades de planta quando se altera o preço do GN.

Fonte: Elaboração própria

A simulação do gráfico 13 acima retornou valores menos díspares entre os cenários considerados. Em valores superiores aos do cenário padrão o preço do gás natural altera o

custo operacional da planta, afetando negativamente o fluxo de caixa. As diferenças entre os resultados para uma mesma capacidade acontecem devido à fuga do valor padrão da relação WTI/GN de 17. Percebe-se que, para relações inferiores a 17, ou seja, com o preço do barril aderente à projeção da EIA e o do gás natural superior à mesma projeção, o VPL diminui de forma mais sensível que no caso do aumento da relação WTI/GN.

Conclui-se portanto que a redução no preço do insumo contribui relativamente pouco para alteração positiva no fluxo de caixa quando comparada ao aumento do preço do mesmo insumo e seu impacto negativo com referência no cenário padrão.

O cenário acima manteve os preços do barril estáveis, resultando em uma previsão de receita da planta mais dependente do preço do gás natural. Tal simulação é representativa da realidade na qual o preço do GN tem um aumento acima do cenário da EIA devido à alta demanda (por exemplo) para razões WTI/GN abaixo de 17. Para razões acima desse valor, o cenário contempla a possibilidade de um aumento de oferta, viabilizado por reservas não convencionais (por exemplo, gás de folhelho).

Embora apresente dados já analisados separadamente neste capítulo, o Gráfico 14 inclui duas análises e permite comparar o efeito causado pela variação dos preços dos dois hidrocarbonetos (petróleo WTI e gás natural) no valor presente líquido para plantas GTL a diesel de diferentes capacidades. A atratividade do projeto em cenários de grande defasagem entre os dois preços, representada aqui pelo VPL, o qual é referente à altura das barras verde e violeta, é consideravelmente superior em comparação com o mesmo valor para cenários de proximidade entre os dois preços, no qual a razão WTI/GN é 14.

Gráfico 14: Variação do VPL ao se alterar o preço do petróleo e do GN para se chegar as relações de 14 e 20, para diversas capacidades de planta.

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se que o efeito da alteração do preço do petróleo para a obtenção de uma nova relação entre preços gera grandes diferenças entre os VPLs para os dois cenários da relação de preços. A diferença bruta dos VPLs aumenta com o tamanho da planta. No entanto, essa diferença é proporcionalmente maior quanto menor é a planta. Este fato é evidenciado pelo mínimo valor observado na barra equivalente WTI/GN P 14 para plantas de 20.000 bpd e a comparação com a barra equivalente a WTI/GN P 20 no mesmo conjunto. Nesse caso, a diferença bruta entre os VPLs supera 1 bilhão de dólares enquanto a diferença proporcional supera 150%. Para a mesma comparação realizada no estudo de plantas com capacidade de 80.000 bpd a mesma comparação resulta em uma diferença bruta pouco superior a 5 bilhões de dólares e a proporcional de aproximadamente 260%.

Destaca-se também a tendência de proximidade de resultados para os resultados dos cenários de alteração do preço do GN. A rigidez desses valores é representativa da realidade, uma vez que o modelo utilizou os principais fatores formadores de preços, custos operacionais e de investimento. Dessa maneira, tem-se uma comprovação do maior impacto relativo causado pela alteração do preço do petróleo em comparação ao preço do GN.

O gráfico 15 apresenta o Capex e os resultados econômicos (VPL) para o cenário mais pessimista (relação WTI/GN 14) e para o mais otimista (relação WTI/GN 20) em todas as capacidades de planta consideradas anteriormente. É importante destacar que o valor do VPL

apresentado já tem a dedução dos pagamentos referentes ao investimento inicial, sendo, portanto o provento advindo da atividade ao longo dos 30 anos.

Gráfico 15: Comparação do Capex com o VPL ao se alterar a relação do preço do petróleo com o do GN para 14 e 20.

Fonte: Elaboração própria

A metodologia utilizada para estimativa do custo de investimento da planta (Capex) se baseia em custos de plantas reais e estudos anteriores já discutidos no capítulo 5.4. Dessa forma, a razão WTI/GN não altera o Capex. A representação visual auxilia na compreensão dos fatores de escala utilizados para cálculo do Capex. Observa-se uma relação direta entre a capacidade da planta e o Capex da mesma. Porém, o custo total por barril de capacidade é diferente. Esse fato evidencia o impacto do fator de escala adotado. Vê-se, por exemplo, que a planta de 20.000 bpd custa aproximadamente 50% a mais por barril de capacidade que a planta de 80.000 bpd.

Observa-se através do VPL que, apesar de retornar grandes somas, o cenário pessimista de WTI/GN 14 não chega a dobrar o investimento ao longo dos 30 anos de operação para nenhuma das capacidades consideradas. No entanto, a grande diferença no fluxo de caixa do cenário otimista permite concluir que o projeto se torna rapidamente favorável para valores intermediários da relação WTI/GN. Além disso, o crescimento do VPL em comparação com o Capex é desproporcional para plantas de capacidade crescente, sendo considerável o impacto de plantas de grande capacidade na atratividade do projeto, especialmente em cenários com relações WTI/GN superiores a 17.

A análise do gráfico 16 permite concluir que a taxa de juros adotada para o período influencia significativamente o retorno do investimento. A redução da taxa pela metade (de

10% para 5%) gera um VPL com valor igual ao dobro do original para o mesmo caso de capacidade e relação WTI/GN. Essa diferença é proporcionalmente superior para o cenário de relação WTI/GN igual a 14, porém a diferença em valor bruto é maior para o cenário otimista, com relação WTI/GN de 20. Novamente percebe-se o impacto positivo causado na atratividade do projeto por uma grande defasagem entre os preços do petróleo e do GN.

Gráfico 16: Comparação do VPL para as relações entre preço do petróleo e GN de 14 e 20 ao se reduzir a taxa de juros anuais de 10% a 5%.
Fonte: Elaboração própria

Obviamente, o retorno econômico do projeto é favorecido por taxas de juros menores, e ainda mais por cenários de relação entre preços de barril de petróleo e GN favoráveis (superiores ao caso padrão de 17). Destaca-se aqui, no entanto, a alta sensibilidade desse retorno para plantas de grande capacidade (superiores a 40.000 bpd), nas quais o valor bruto do VPL tem grandes alterações com a taxa de juros, respondendo de forma positiva a pequenas reduções em comparação com o cenário padrão de 10%.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve como objetivo analisar a possibilidade de utilização da tecnologia GTL para o aproveitamento da disponibilidade de GN proveniente do Pré-Sal levando em consideração que a oferta de GN será incrementada em até 31 milhões de m³/dia com a implantação dos gasodutos Rota 2 e 3.

Ao longo da dissertação foram apresentadas diversas formas de monetização do GN, porém com enfoque sobre a tecnologia GTL comercialmente em operação para a produção de Diesel, para tanto foram usadas premissas retiradas da literatura com viés conservador e objetivando a visão privada. Ressalto que mesmo projetos privados podem fazer uso de benefícios tributários, ter a matéria-prima com valor subsidiado, receber royalties ou até se utilizar do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) criado pelo protocolo de Quioto para redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) ou de captura de carbono por países do Anexo I do qual o Brasil faz parte.

O estudo confrontou variações da proporção entre os preços do petróleo e GN para diversas capacidades de planta e conclui que relações acima de 17 vezes tornam mais interessantes projetos de plantas GTL, porém levando em conta que a taxa de juros corrente no país se apresenta em valor maior do que as encontradas nas economias mais desenvolvidas, a equalização entre estas taxas pode também ter efeito sinérgico na validação de um projeto desta natureza. Como observado no texto do anexo X (2015 01 08), deve-se atentar para essa relação entre os preços do petróleo e do GN durante a análise da viabilidade, visto que mudanças de cenário já causaram cancelamento de grandes projetos de plantas GTL.

Considerando o volume de reservas de GN provenientes do Pré-Sal, o acesso as mesmas no continente, e sendo a tecnologia GTL consolidada, isso por si só não garante a viabilidade de uma planta GTL no Brasil, pois mesmo com este volume de matéria-prima, uma planta de 55.000 bpd consumiria metade deste valor e uma de 80.000 bpd consumiria 71% de todo o GN disponível pelas duas rotas, mesmo sendo o aproveitamento do GN numa planta GTL como a considerada produtora de diesel, ambientalmente e energeticamente superior a sua queima em uma termelétrica. Somente para termos comparativos, embora o volume transportado pelas duas rotas combinadas seja similar a do GASBOL, mesmo assim são equivalentes a 61% da capacidade do Henry Hub. Como apontado na entrevista do anexo A, o GTL pode ser considerado uma solução de nicho para situações nas quais há distorção

mercadológica devido a restrições geográficas com grandes ofertas de GN ou restrições regulatórias para escoamento deste energético.

A implantação de um projeto GTL pode também ser beneficiário das crescentes descobertas de GN associado e da iminente entrega a iniciativa privada de áreas *onshore* pela Petrobrás (Projeto Topázio) as quais terão a possibilidade de serem desenvolvidas dinamicamente.

É importante observar que projetos GTL por serem de capital intensivo e de relativa dificuldade de se concretizar, ao receberem isenções tributárias municipais, estaduais e federais podem se viabilizar, para o caso em pauta para uma planta com capacidade de 80000 bpd considerando a relação preço de petróleo e GN de 20 vezes, caso o ICMS fosse reduzido a metade o VPL saltaria de USD 15.322.193.757 para USD 18.104.806.868.

De forma concreta e também corroborado pelos resultados expostos na dissertação, uma variação da relação de preços entre o petróleo e o GN para os valores atuais ocasionou nos últimos dois anos no cancelamento do projeto GTL da empresa Shell em 2013 e em 2015 a suspensão de projeto de mesma natureza pela empresa Sasol, ambas com capacidade de produção em torno de 100.000 bpd.

REFERÊNCIAS

ABRACE, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. Conceitos e Definições do setor de Gás Natural. p. 1-10, 2015.

ACOCELLA, A.; et al, System and Market analysis of methanol production using compact engine reformers. ASME 2014 8th International Conference on Energy Sustainability. p. 1-10, 2014.

ALAWODE, A. J.; OMISAKIN, O. A.; Monetizing Natural Gas Reserves: global trend, Nigeria's achievements and future possibilities. The Pacific Journal of Science and Technology, v. 12, n. 1, p. 138-151, 2011.

ALMEIDA, E. L. F.; et al, The Renewal of the Gas-to-Liquids Technology: perspectives and impacts. 2001.

ALMEIDA, E. L. F.; Creating Opportunities for Gas-to-Liquids Projects through Market Organization. 2º Congresso brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, p. 1-6, 2003.

ALMEIDA, E. L. F.; et al, Viabilidade das Plantas GTL: Uma Análise de Sensibilidade das Variáveis Determinantes. 2004.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, O Gas Natural Liquefeito no Brasil, Série Temática ANP n° 4, 2010.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Gás Natural Não-Convencional. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus derivados e Gás Natural. Nota Técnica n° 09/2010-SCM, Rio de Janeiro, 2010.

BANKES, N.; GAUNCE, J., Natural Gas Storage Regimes in Canada: a survey. University of Calgary, ISEEE Research Paper, 2009.

BNDES, disponível em:
<www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP>, acessado em 02/06/2016.

BP Statistical Review of World Energy 2013. 62th, p. 1-48, 2013.

BP Statistical Review of World Energy 2014. Bob Dudley, World Petroleum Congress, Moscow, 63th, p. 1-5, 2014.

BP Statistical Review of World Energy June 2015. 64th ed. 48 f. London, 2015.

BRANCO, D. A. C.; Análise Técnica e Econômica da Aplicação da Tecnologia GTL de Pequena Escala para a Monetização do Gás Natural Associado Remoto Offshore no Brasil, p. 13-16, 2008.

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.; Petróleo & Gás Natural, como produzir e a que custo, p. 82-85, 2011.

BRITTO, M. P. T.; Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil: estratégia empresarial e seus desafios. 2002. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

BROWN, C.; Gas-to-Liquid: A Viable Alternative to Oil-Derived Transport Fuels, Oxford Institute for Energy Studies, p. 1-34, 2013.

CALLARI, R.; Produção de Óleo Diesel Limpo a partir do Gás Natural: estudo de viabilidade técnico-econômica para a instalação de uma planta GTL (Gás-to-Liquids) no Brasil. 2007, 84 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

CÓDIGO TRIBUTÁRIO NACIONAL E LEGISLAÇÃO CORRELATA, 2ª Edição, 2012.

COMPATC GTL, disponível em: <<http://www.compactgtl.com/technology/overview/>>; acessado em 22/06/2016.

CONFORT, M. J. F.; Estocagem ecológica de Gás Natural e seus Aspectos Técnicos e Regulatórios Internacionais. 2006. 155 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

CORDEBELLO, F. S.; Polímeros do Futuro – Tendências e Oportunidades: palestras técnicas (II). Polímeros: Ciência e Tecnologia, v. 12, n. 4, p. 4-43, 2003.

DE KLERK, A.; MAITILIS, P. M.; Greener Fischer-Tropsch Processes for Fuels and Feedstocks, v. 12, n. 4, p. 4-43, 2013.

DUANN, D. J.; et al. Gas Storage: Strategy, regulation, and some competitive implications. NRRI, Ohio, 1990.

ECONOMIDES, M. J.; WOOD, D.; The State of Natural Gas. Science Direct, v. 1, n. 1, p. 1-13, 2009.

EHRlich, P. J.; MORAES, E. A.. Engenharia Econômica: Avaliação e Seleção de Projetos de Investimento. 6.ed. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2005.

EIA Annual Energy Outlook 2015, p.51, 2015.

EIA Gasoline and Diesel Fuel Update, June, 2016.

ERNST & YOUNG, Desenvolvimento do Gás Natural no Brasil, 2014.

EVANS, D. J.; et al. Appraisal of underground energy storage potential in Northern Ireland. British Geological Survey Internal Report, p. 171, 2006.

FARAMAWY, S.; ZAKI, T.; SAKR, A. A.-E.; Natural Gas Origin, Composition, and Processing: a Review. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 34, p. 34-54, 2016.

FERNÁNDEZ, E.; JUNIOR, O.; PINHO, A.; Dicionário do petróleo em língua portuguesa. Exploração e produção de petróleo e gás; Lexikon; Rio de Janeiro; 2009.

FIATO, R.; IGLESIA, E.; SOLED, S.; Gas to Liquids Technology FT Catalysis in Exxon Mobil's AGC 21 Process, 2002.

FIUZA, R. P.; et al. A utilização de etanol em célula a combustível de óxido sólido. Química Nova. v. 35, n. 8, p. 1635-1643, 2012.

FLEISH, T.H., Syngas Chemistry Key Technology for the 21st Century, Syngas Chemistry Symposium, Dresden, Germany, 2006.

FONSECA, A. D.; Biomass-to-Liquids: uma contribuição ao estudo da obtenção de biocombustíveis sintéticos através da síntese Fischer-Tropsch. 2009. 143 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

FONSECA, A.; et al. Offshore Gas-to-Liquids: modular solution for associated gas with variable CO₂ content. Kuala Lumpur World Gas Conference, p. 1-15, 2012.

GASTECHNO, 2014; Disponível em: <<http://www.gastechno.com/gastechno-process-technology.html>>; acessado em 22/05/2016.

GENOVESE, N. A.; GORLANI, A.; ARROYO, A. H. P.; GTL Technology and it's Role in the World Energy Markets. Scuola Mattei Master Medea, 2005.

GEROSA, T. M.; O estudo da utilização do gás natural como insumo para a indústria química e petroquímica: modelagem de uma planta gás-química. 2007. 155 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

GLEBOVA, Olga; Gas to Liquids: Historical Development and Future Prospects; The Oxford Institute for Energy Studies; 2013.

GODORR, S., GTL Technology Advancements, World Petroleum Conference, December 2011.

GOMES, M. J.; Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizando ao Shale Gas. 2011. 32 f. Monografia (Graduação em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

GUIMARÃES, A. S. A.; A gestão do trabalho na indústria petroquímica (a forma geral e a variante paternalista), 2007.

GUO, B.; GHALAMBOR, A.; Natural Gas Engineering Handbook. ed. Houston: Gulf Publishing Company, 2005.

HOLMES, J.; Syntroleum Analyst Day, 2006.

HÖÖK, M.; et al. Hydrocarbon liquefaction: viability as a peak oil mitigation strategy. MPRA, v. 49657, n. 13, p. 1-34, 2013.

IEA – GHG, CO₂ abatement in gas-to-liquids plant: Fischer-Tropsch Synthesis, report Ph 3/15, 2000.

IEA – International Energy Agency. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report, Paris, 2015.

INDEX MUNDI COMMODITY PRICES, Disponível em: <
http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=diesel&months=180&commodity=crude-oil-west-texas-intermediate&indicator=price-ratio>, acessado em 22/05/2016.

KHALILPOUR, R.; KARIMI, I. A., Evaluation of utilization alternatives for stranded natural gas, p. 1-2, 2012.

KEARNS, J.; et al. Flaring & Venting in the oil & gas exploration & production industry. International Association of Oil & Gas Producers, p. 1-18, 2000.

KNUTSEN, K. T.; Modelling and optimization of a Gas-to-Liquids plant. 2013. 219 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Norwegian University of Science and Technology, 2013.

KUMAR, S.; Gas Production Engineering, Gulf Professional Publishing, 1987.

LIMA, C. G.; Estocagem Subterrânea de Gás Natural: um estudo do potencial dos campos depletados da Bacia do Recôncavo. 2014. 100 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleos). Instituto Técnico, Lisboa, 2014.

MACIEL, L. J. L.; Produção de Gás de Síntese por tri-reforma do metano em reator de leito fixo. 2007. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

MAIL & GUARDIAN JOURNAL ZA; “Sasol takes stock of oil price crash”, Disponível em: <<http://mg.co.za/article/2015-01-08-sasol-takes-stock-of-oil-price-crash>>, acessado em: 09/01/2015.

MARTINEZ, D. B.; Transporte de Gás Natural sob a forma de hidratos gasosos. 2009. 107 f. Monografia (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

MELO, R. B. A. V. S.; Avaliação Mercadológica do Gás Natural Comprimido. 2007. 99 f. Monografia (Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

MESSNER, J.; BABIES, G.; Transport of Natural Gas, POLINARES working paper n. 24, March 2012.

MMA, Ministério do Meio Ambiente 2016, Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto>>; acessado em 08/07/2016.

NATGAS, The Independent Natural Gas Information, Disponível em: <<http://natgas.info/gas-information/what-is-natural-gas/gtl>>, acessado em 29/05/2016.

NEGREIROS, A. R.; Considerações sobre a indústria do Gás Natural no Brasil. 2013. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Estadual do Norte Fluminense, Campos dos Goytacazes, 2013.

NUNES, P. D. V. C.; Potencial de Armazenamento subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal. 2010. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas) – Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2010.

OATLEY, J. LNG: A long-term growth opportunity. In: HAMWORTHY. Numis Conference. 2008.

OTIOTIO, D.; Gas Flaring Regulation in the Oil and Gas Industry: A comparative analysis of Nigeria and Texas regulation. ed. Tulsa: University of Tulsa College of Law, 2013.

ÖZTÜRK, B.; Simulation of depleted gas reservoir for underground gas storage. 2004. 205 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Middle East Technical University, Sayfa, Turquia, 2004.

PARKINS, N. D.; WARBURTON, C. I.; WILSON, J. D., Natural gas conversion to liquid fuels and chemicals: Where does it stand?, 1993.

PERLOTTI, E. A.; Concentração espacial da indústria: evidencias sobre o papel da disponibilidade do Gás Natural. 2013. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, 2013.

PETROBRAS, 2014, Rima Ilhabela Rota 3, Relatório de Impacto Ambiental, janeiro de 2014.

PETROBRAS, 2016a, Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>; acessado em 22/03/2016.

PETROBRAS, 2016b; FPSO Cidade de Maricá Entra em Operação no Pré-Sal da Bacia de Santos; Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/instalamos-o-setimo-sistema-de-producao-do-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>>; acessado em 17/06/2016.

PINTO, R. P.; Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil: evolução e perspectivas. 2014. 170 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

RACHELE, A. et al, Natural Gas as Transportation Fuel Conversion to Liquid fuel and direct utilization, Norwegian University of Science and Technology, 2010.

RAMOS, A. L. D.; et al. Atual estágio de desenvolvimento da tecnologia GTL e perspectivas para o Brasil. Química Nova, v. 34, n. 10, p. 1704-1716, 2011.

RENÓ, M. L. G.; LORA, E. E. S.; VENTURINI, O.J., Biocombustíveis de Segunda Geração - Combustíveis Líquidos pela Rota BTL, cap 7, p. 509, 2013

REVISTA LUBES EM FOCO; Shell desiste de planta bilionária de GTL nos EUA. 15/12/2013.

RICHES P., “Compact GTL: A tailored and revolutionary solution to associated gas problems in oilfield development”, GTL Tech Conference – Qatar, 22/01/2007.

RIGOLIN, P. H. C.; Avaliação Global dos modos energéticos de transporte do Gás Natural inclusive como energia secundária. 101 f. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

ROSA, L. C.; Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do Gás Natural. 2010. 155 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SAADOON, F.T. , Economics of GTL Plants, SPE 94380, SPE, A&M U, 2005.

SABINE PIPELINE, Henry Hub, Disponível em: <<http://www.gasnom.com/ip/sabine/ipindex.cfm>>, acessado em 20/06/2016.

SALELHI, E.; NEL, W.; Viability of GTL for the North American gas market, Hydrocarbon Processing, p 41-47, 2013.

SANTOS, E. M.; BRET-ROUZAUD, N.; FAVENNEC, J. P.; Petróleo e gás natural – como produzir e a que custo. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2011.

SHAKERI, O.; BARATI, A.; Marine Transportation of Compressed Natural Gas; Iranian Fuel Conservation Organization; 3rd Iran Gas Forum; Setembro 2009.

SHELL Energy Scenarios to 2050, pag 17, 2009.

SIC PETROBRAS, Sistema de Informação ao Consumidor, consulta feita em 22/04/2015, Protocolo SIC Petrobras Nº 01699/2015.

SOARES, J. B.; Formação do Mercado de Gás Natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime “topping”. 2004. 397 f. Tese (Doutorado em Ciências). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SONG, X.; GUO; Z., Technologies for direct production of flexible H₂ CO synthesis gas; Energy Conversion management; Ed. 47 – 2007.

SPEIGHT, J. G.; Liquid Fuels from Natural Gas. Handbook of Alternative Fuel Technologies, p. 156-170, 2007.

STEYNBERG, A.P.; DRY, M.E. Fischer-Tropsch Technology, Elsevier, 2014.

STINEBAUGH, R.; GTL Exploiting Remote Gas Discoveries, IPAA London Oil & Gas Investment Symposium, 2005.

TAVARES, M. E. E. T.; Análise do refino no Brasil: estado e perspectivas – uma análise “cross-section”. 2005. 384 f. Tese (Doutorado Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

THOMAS C.P., DOUGHTY T.C., HACKWORTH J.H., NORTH W.B., ROBERTSON E.C., “Economics of Alaska North Slope Gas Utilization Options”, Idaho National Engineering Laboratory, p. 160. 1996

TONKOVICH, A. L; et al. Microchannel Gas-to-Liquids for Monetizing Associated and Stranded Gas Reserves. Oxford Catalyst Group, p. 1-7, 2011.

UBANI, E. C.; ONYEJEWKE, I. M. Environmental impact analyses of gas flaring in the Niger delta region of Nigeria. American Journal of Scientific and Industrial Research, v. 4, n. 2, p. 246-252, 2013.

UKERC. Annex 1: Models of Global oil supply for the period 2008-2030. p. 1-106, 2009.
UPSTREAM JOURNAL, Petrobras puts gas flares out of fashion with GTL. p. 17. 20/01/2012.

VASCONCELOS, N.; Reforma a vapor do metano em catalisadores à base de níquel promovidos com nióbia. 2006. 94 f. Dissertação (Mestrado em Físico-química). Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2006.

VAZ, C.E.M.; MAIA, J.L.P.; SANTOS, W.G. Tecnologia da Industria do Gas Natural, p. 407, 2008

VELOCYS, Disponível em: <http://www.velocys.com/arev/financeiro/fa/ocgfa20130903.php>. Acessado em: 20/03/2016

VIEIRA, E. F. L.; Avaliação de Projetos de Investimentos em Plantas XTL utilizando a Teoria de Opções Reais. 2007. 78 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

WOOD, D. A.; MOKHATAB, S.; ECONOMIDES, M. J.; Diverse LNG Pricing Arrangements in Major Gas Consuming Markets. Proceedings of 87th Annual Convention of the Gas Processors Association (GPA) 2008, p. 1-11, 2008.

XINLING, L.; ZHEN, H.; Emission reduction potential of using gas-to-liquid and dimethyl ether fuels on a turbocharged diesel engine. Science of the Total Environment, v. 407, p. 2234-2244, 2009.

ANEXO A

Foi realizada entrevista com pessoa que vivenciou de perto a dinâmica do setor de energia com ênfase em GTL, para o entrevistado foram colocados os seguintes questionamentos:

O entrevistado foi o Sr. Stefan Unnasch, sócio da empresa Life Cycle Associates - Examining Fuels of the Future. Trabalhou com combustíveis sintéticos por mais de 25 anos, iniciando sua vida profissional estudando a influência da produção de metanol na geração de gases de efeito estufa. Participou em projeto de criação de planta piloto de produção de Metanol a partir de Biomassa (BTL), em estratégias de marketing para planta de GTL de empresa global de Petróleo, assim como desenvolveu estudo de ciclo de vida de gases de efeito estufa para empresa de energia que tem sua produção baseada em combustíveis GTL.

1) How do you see the trend of the GTL technology currently, if companies will keep moving approving new GTL projects or not, considering crude price USD 50,00 per barrel and or Natural Gas prices?

In general, the economics of GTL are governed by the spread between gas and oil prices – or the gas/oil spread and to a lesser extent, capital. GTL is suited to situations where there is a market distortion due to geographic restrictions, and oversupply of gas feedstock or regulation restricting the consumption of the feedstock. In this regard, GTL can be considered a niche solution to the gas-to-oil arbitrage. The view regarding this value addition maybe different between the resource holder and technology provider. The resource holder may consider different options for gas monetization, with GTL competing with other options, such as LNG. Thus, the decision to pursue a GTL project is complex and best suited to situations of stranded/economically advantaged gas.

2) How important production capacity is, or what is the cutting line today for a GTL project to start, how many barrels of GTL final products are necessary to make viable such kind of project?

Economies of scale are important in realizing better project economics. All things being equal, a 50,000 bpd plant will have a better IRR than a 25,000 plant. However, this changes if the gas price is unusually low for the reasons described above. For example, if oil

production is inhibited by flared gas, then the real value of gas is very low, because one must also consider the value of incremental oil production. Again, CAPEX is secondary to the gas/oil ratio, so a low or zero gas price could, in theory, make small scale GTL (1,000 bpd or so) possible.

3) Do you think that Compact GTL still a promising technology or it is already an established technology with a promising future, and what are in your vision the pros and cons of this technology?

Compact GTL technology if fundamentally sound will succeed. Units could be small enough to fit on offshore platforms or tankers. FT wax could be combined with condensate from oil production.

4) What are in your vision, the decision factors to choose what is the best usage of Natural Gas, how to decide for LNG or for GTL, (Natural Gas reserves, Distance to the market, etc...) is there any decision matrix in place?

There is little to distinguish between LNG and GTL from the viewpoint of construction strategy. Both technologies are suitable for modular production. The higher equipment count and larger equipment items in a GTL plant will lead to more site construction man-hours than LNG, even with modularization. There will also be a greater need for heavy lifts with GTL than with LNG. LNG projects are characterized by big, upfront payments and long-term revenue (for up to 40 years) with low maintenance/upkeep costs. Subpar rate of return tends to be bigger risk than outright "losing money". Margins are relatively low, but risk is low, due to long-term offtake contracts. For GTL, once capital is paid, margins can be high, so long as the oil to gas price ratio is favorable (above)

5) How do you understand the trend of the GTL technology currently, if companies will keep moving approving new GTL projects or not, considering crude price USD 50, 00 per barrel and or Natural Gas prices?

At prevailing oil prices, new world scale GTL facilities will be difficult to finance. The expectations for returns are high.

ANEXO B

A reportagem a seguir está copiada em sua total integridade a partir do endereço eletrônico do jornal sul-africano Mail&Guardian, disponível em <<http://mg.co.za/article/2015-01-08-sasol-takes-stock-of-oil-price-crash>>e publicada em 8 de janeiro de 2015.

Business

Sasol takes stock of oil price crash

09 JAN 2015 00:00 LISA STEYN

The energy firm's largest investment in the United States is likely to be in jeopardy if the current conditions prevail.

Many oil producers started feeling the pinch when oil dropped below the \$80 mark in November. But, after oil hit a five-year low of \$50 a barrel this week, it is the producers of natural gas in the United States that are reaching their break-even price. If the price goes any lower, they will be driven out of the market.

The oil price has been tumbling as supply exceeds demand, largely driven by new energy produced by the hydraulic fracturing (or fracking) industry in the US. This has led to the Organisation of Oil Exporting Countries (Opec) no longer being able to manage supplies.

With Opec in disarray, analysts say that low-cost producer Saudi Arabia is happy to see the oil price fall on the basis that relatively high-cost producers, including frackers, are likely to leave the market, allowing low-cost producers to re-establish their hegemony. For Sasol, whose earnings are significantly affected by the rand/oil price, the lower oil price means its share price has followed suit, dropping 36% in value in the past three months. The lower oil price, if sustained, could also mean Sasol will have to hold off on investments, such as the \$14-billion gas-to-liquids plant in Louisiana.

Sasol produces synthetic fuel from coal and its earnings, largely domestic, are materially affected by the rand/oil price, which has dropped 50% since June last year. Its share price is known to follow this closely and has dropped from nearly R650 a share in mid-2014 to R400 this week.

“The Sasol share price is linked to what the spot rand/oil price is doing. And the spot rand/oil has crashed, fallen off a cliff, over the last six months,” an oil and gas analyst at Nedbank Capital, Mohamed Kharva, said.

Analysts say that, at these prices, at least one of Sasol’s two mega-projects in the US will be affected.

Independent projects

Sasol has two independent projects, an ethane cracker and the gas-to-liquids plant, at its site in Lake Charles in Louisiana. In October last year, Sasol made the final investment decision (FID) on the world-scale ethane cracker and secured a \$4-billion credit facility in December. The cracker will convert ethane, a constituent of natural gas, into ethylene, which can be used to produce a wide range of chemical feedstocks for products such as cooldrink cans and detergents.

But the riskier of the two investments, the gas-to-liquids plant, is unlikely to go ahead under current conditions, analysts say – despite a special incentive offered by the state of Louisiana, which includes \$257-million in grants, a \$20-million worker training facility and a \$115-million payment to the company for land and infrastructure.

The gas-to-liquids plant would create fuel from natural gas, taking advantage of the shale gas boom in the US, and will be the energy giant's largest investment to date.

"The gas-to-liquids plant is not going to happen, not at these prices," said an analyst who asked not to be named. "You need about \$100 per barrel for it to work. Sasol will say they need \$80, but at \$50 it doesn't make any sense at all. It's not necessarily a bad thing", the analyst said. "Shareholders were worried about it going ahead anyway ... even with the subsidies."

Terence Craig, the chief investment officer of Element Investment Managers, agreed. "What is likely is that future plans for gas-to-liquid plants will be put on the back burner in the current low oil price environment."

Price differential

Speaking to the Mail & Guardian in 2013, Sasol chief executive David Constable said the price differential between the oil and gas price could go as low as 1:16. With oil dropping below \$50, that ratio was hit this week.

Responding to questions, Sasol said the gas-to-liquids project was still in the front-end engineering and design phase, and a final investment decision on it would be made 24 months after that about the ethane cracker.

"In order to take an FID, the project must also meet our hurdle rate, which requires that a range of factors, including the macroeconomic climate, must be within limits to achieve that hurdle rate," said Sasol's spokesperson, Elton Fortuin. "Short-term forecasts are not a determining factor in the development of our project assumptions, as our project life cycles are in excess of 20 years."

Sasol said lower gas prices improved the economics of the ethane cracker project, as feedstock costs would be reduced.

"Ethane is a by-product from natural gas production, and it is the increased natural gas being produced in North America that has driven the price of ethane lower, resulting in investment in new petrochemical projects, such as our project," Fortuin said.

"The pricing of ethane in North America is driven by the dynamics of the natural gas market there, not the oil price ... The market prices of the chemicals we produce are not directly correlated to oil and hence the current lower oil price impact on these chemical prices is negligible."

US megaprojects

Kharvasaid: “When Sasol embarked on these megaprojects in the US, the assumptions it used to proceed with them may be out of kilter with what is happening at present in the oil market.”

According to his calculations, when the oil price is below \$55 a barrel, Sasol is just breaking even at its synthetic fuels division at Secunda.

Craig said: “We expect material downgrades to Sasol future earnings forecasts over the next few weeks as analysts return to work.”

Sasol said the rand/dollar exchange rate also had a significant effect on Sasol’s earnings and the weakening of the rand against the US dollar was a factor that mitigated against lower oil prices.

“As reported in our 2014 annual financial statements, it is estimated that a 10c change in the annual average rand/US dollar exchange rate will impact our operating profit by approximately R857-million in 2015, depending on various economic factors.”

But the market isn’t buying into that as yet and, although consumers might delight in the lower oil price, investors are running scared. Fears that Greece might leave the eurozone have weighed on markets this week, but oil remains the biggest factor, and Sasol, usually the eighth-largest listing by market capitalisation, and the likes of BHP Billiton, have helped the JSE to dip to 47 000 points compared with an all-time high of more than 52 000 in 2014.

Economic realities

David Shapiro of Sasfin said the Sasol share price reflected economic realities. “The market is trying to build in what this [the oil price] could do to future profits,” he said. “I think it might have been overdone, but one is not quite sure how long it’s going to be at these levels. Markets tend to overshoot and people invested in this kind of industry tend to build in the worst-case scenario.”

Shapiro said it was hard to say what could happen as there has been no indication that demand for oil was picking up.

“Until we get signs of that, we can’t call the bottom.”

Nerves fray in the global battle for market share

Sasol is caught up in a much bigger game initiated by oil-rich Saudi Arabia, which has taken a decision not to cut oil production despite the oversupply.

“What Opec [Organisation of Oil Exporting Countries] have always done, they have cut production, bringing back the supply-and-demand balance, which pulls the oil price back up,” said Chris Bredenhann, PwC Africa’s oil and gas advisory leader. “But the reality has changed and, if they do that, they do it at their own cost of market share.”

With the boom in natural gas from shale oil, or tight oil, Americans could largely supply their own energy needs, he said, and, if the Saudis did cut production then Americans would take market share. “The reality is, marginal producers in the US need around \$50 a barrel to break even. If the oil price goes below that, they will be pushed out. That will have a knock-on effect.”

It was a game of chicken, Bredenhann said.

The plan, if it is a plan, appears to be working. According to a December post on Oil-price.net, “applications for new US well permits dropped by nearly half last month”. But some industry watchers aren’t buying it. “I can’t see how Opec can push out American oil producers. Some of them produce at \$50 per barrel,” said an analyst who did not want to be named. “Even if it goes to \$40, as soon as it goes up again, they will just switch it [operations] back on. I think it could partly be a political agenda to put pressure on the Russian economy, although there is no proof of that.”

Economists.co.za director Mike Schüssler said it would not make much sense for the Saudis simply to target US energy producers when Opec members such as Venezuela had higher break-even points of \$100 a barrel.

The end of the oversupply is not in sight as panic sets in and oil production soars.

Robert Besseling, the Africa analyst at IHS, said: “It will have an impact on the US, but not as much as most people are saying at the moment. Price around \$50 per barrel will constrain US oil production. Most of the tight oil investment will dry up in the first quarter of the year.” This could mean “potentially a slight slowdown in the current pace of recovery, but it would not stymie recovery”.

Besseling said some oil experts expected the lack of investment in the first quarter to cause a correction in the second quarter and stabilise oil prices.

“In the longer run, there could be an opportunity for companies like Sasol, especially where they have access to expertise and technical know-how.”

Lisa Steyn is a business reporter for the Mail & Guardian.

ANEXO C

A reportagem a seguir está copiada em sua total integridade a partir do endereço eletrônico do jornal sul-africano Mail&Guardian, disponível em <<http://mg.co.za/article/2013-09-20-00-sasol-cracks-major-us-fracking-deal>>e publicada em 20 de setembro de 2015.

Business

Sasol cracks major US fracking deal

20 SEP 2013 00:00 LISA STEYN

A record-breaking multibillion-dollar investment will see the company cash in on the gas boom.

A \$20-billion investment in a facility in Louisiana, prompted by the North American shale boom, will be a world first in some respects.

It will be Sasol's largest investment yet; the biggest single investment in Louisiana's history; and the largest foreign direct investor manufacturing project in the history of the United States.

Sasol's move to join the boom in hydraulic fracturing, or fracking, that is transforming the energy landscape in the US comes as the South African government prepares to grant the first prospecting licences here.

A Louisiana state official told the Mail & Guardian the project cannot start until all permits have been obtained from the department of environmental quality.

Part of the second-largest shale deposit in the US falls within the borders of the state. Louisiana is the second-largest natural gas-producing state after Texas.

Sasol's investment will be to expand its existing facility, a chemicals plant, in Lake Charles, an industrial hub in Louisiana, where it will develop an ethane cracker and derivatives units, followed by a gas-to-liquids (GTL) plant.

Cracker Project

The cracker project, with an estimated cost of between \$5-billion and \$7-billion, is expected to begin in 2017.

The cracker (a processing plant) will convert ethane, a constituent of natural gas, into ethylene (producing an estimated 1.5-million tonnes a year), which can be used to produce a wide range of chemical feedstock for products such as cool drink cans and detergents.

The gas-to-liquids plant, with an estimated cost of between \$11-billion and \$14-billion, will produce fuel from natural gas and other by-products.

Only Sasol and Shell have the proven technology to produce fuel from gas on such a large scale.

Sasol will not extract the gas itself but will buy it from suppliers in the area who use drilling and/or fracking.

Both projects are expected to have a significant economic spin-off for the state, worth an estimated \$42.6-billion over the next 20 years.

Jobcreation

In an interview with the M&G, Sasol's chief executive and executive director, David Constable, said that at the peak of the construction phase between 7 000 and 7 500 jobs will be created on site, after which between 12 000 and 15 000 permanent jobs, with an average annual salary of between \$80 000 to \$85 000, will be created.

The state of Louisiana will pay the company a special incentive of \$257-million in grants, including giving it millions of dollars in tax breaks, a \$20-million worker training facility and a \$115-million payment to the company for land and infrastructure.

But the funding is not without contention. According to an article in a New Orleans daily paper, the Times Picayune, when the land and infrastructure payment is made in 2018 and 2019, state tax revenues will be negative — which is according to the Louisiana Economic Development's own projections, and will throw a spanner into the budgeting plan for those outlying years.

However, officials say the cumulative tax revenues will be positive. The report said it is expected that incentives will not be handed over to Sasol until the project begins to yield positive tax revenues to the state.

The state is also offering other incentives that Sasol will take advantage of. All in all, they could be north of \$1-billion in total value over the life of the project, Sasol's head of global chemicals and North American operations, André de Ruyter, told the Engineering News.

Investment criteria

But it is the cheap gas, not the grants, that have convinced Sasol of the soundness of the investment.

"It is very nice, obviously," Constable said. "We have had great support from the state."

However, he said, the project meets and exceeds Sasol's investment criteria given a wide range of economic scenarios.

"We don't need the incentive but [it] is appreciated and makes things much smoother."

Most crackers run off other, more costly fossil fuels, so developing a gas-run cracker, at least at current low gas prices, would give any company the competitive edge.

“The cracker is a no-brainer,” said Guy Antoine, an investment analyst at Element Investment Managers, noting that the sell-side estimates of what this option is worth make it exceptionally worthwhile.

“The cracker can take that gas, turn it into chemicals and ultimately plastics — the technology is so attractive because the capital outlay is less.

Energy landscape turned upsidedown

“The energy landscape in the US has been turned upside down,” Constable said. “[The US] is in a very strong position right now and the manufacturing industry is coming back with a vengeance.”

Antoine said the only concern is that, because of the rush for petrochemical companies to build these plants, in future, there may be too much capacity.

Owen Ncomo, an executive partner at Inkunzi investments, said there is always a risk of capital costs rising.

“If the US dollar weakens and they have to import equipment, they risk the cost of the project rising.”

The gas-to-liquids plant is a riskier project should the gas price rise and the oil price drop, and analysts are divided over whether Sasol will recover the cost of building the plant.

The price differential between the oil and gas price is key for the project to succeed, Antoine said.

Oilprices

The difference spiked in early 2012 when oil prices shot up and natural gas prices fell to around \$2 ammbtu (million British thermal units) and the ratio was 1:30.

Currently, Brent crudeoil is at \$108 a barrel and natural gas is at 3.74 per mmBtu, a ratio of 1:28.8.

Sasol, Constable said, can afford for the ratio to go as low as 1:16.

Constable said the company expected ethane feedstock pricing to stay low over the next few decades and was also “very comfortable with economics on the GTL plant”, although it requires a relatively low natural gas price and a relatively high oil diesel price.

“We also have value-add products off GTL which enhance the economics nicely ... analysts often miss that.”

The possibility of the oil price sinking and the natural gas price rising can never be ruled out as some believe the shale boom will be short-lived and, according to Antoine, the market expects oil to decline to \$88 dollars a barrel.

Risky

“It is risky. You have to take a market view on what gas prices and oil [will be]. Gas prices have a higher historic volatility than oil prices do,” Antoine said.

Although Constable said the company sees the gas and oil prices staying above the 1:16 ratio in the long term, they have sought to de-risk the project further.

Shale assets in Canada owned by Sasol through a joint venture with Talisman acts as a “natural hedge”, Constable said.

A high gas price could mean losses in the Louisiana facility but will be offset by profits made by fracking and selling gas in the north.

“If all goes well, which we expect ... it [the cracker] will be starting up in 2017,” Constable said. “There is a very high probability of proceeding.”

Sasol has begun ordering equipment for the cracker and applications for an air permit and wetlands permit have been submitted.

Confidence

“We are confident we will receive the permits in January and April respectively. It’s going very well on that front. We have got a lot of support from the state and Washington ... it looks very good right now.”

The final investment decision on the gas-to-liquids plant will be taken 18 to 24 months after the cracker.

Constable said Sasol chose to phase in the projects to take care of the balance sheet and to make sure it had the right financial and human resources.

Sasol, with the use of its exclusive technology, is investing in a number of other gas-to-liquids offshore projects and, by the end of the decade, Constable said, it will be a much larger company, adding 70% to 75% more volumes for the group overall.

Sasol's Oryx gas-to-liquids plant in Qatar is said to be performing exceptionally well and ran at 108% capacity in July.

This, Constable said, was proof that Sasol's gas-to-liquids technology is fully commercialised and ready to be rolled out elsewhere in the world.

Not gaining traction

In Escravos, Nigeria, Sasol's third gas-to-liquids plant is close to being commissioned and, in Uzbekistan, Sasol, as part of a joint venture, is in the final stages of planning a facility that will convert gas reserves into transport fuel.

But a coal-to-liquids plant in the Waterberg does not seem to be gaining much traction — it is simply not as economically viable as the gas-to-liquids projects.

"The capital costs are much more, therefore the economics are much more challenging," Constable said.

Coal-to-liquids plants need to be near a coal mine, and adequate water and infrastructure need to be in place.

Diversified

risk

Coal to liquids requires a gasification process but using natural gas from the start removes that step and the costs associated with it.

Sasol's investments offshore, and particularly the Lake Charles expansion, is "absolutely positive," Ncomo said. "In my view they have diversified their risk."

Antoine agreed: "Sasol, since being privatised, have taken their proprietary technology and tried to monetise that."

Constable said Sasol's focus is in Southern Africa until 2050. "We have a firm rooted in South Africa; we are not going anywhere."

He said Sasol was keeping a close eye on the Karoo and the government's interministerial committee on fracking.

The production of shale gas in South Africa "would change the energy landscape in the region", he said.

"That would drive more feedstock for our Sasolburg and Secunda plants, and we would look at gas to power plants too."

He said Sasol would also be keen to get involved with the extraction if the water and other environmental challenges can be overcome.

Lisa Steyn is a business reporter for the Mail & Guardian.