15 anos

epe
Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA

MONETIZAÇÃO DE GÁS NATURAL OFFSHORE NO BRASIL

SETEMBRO DE 2020

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL
GOVERNO FEDERAL

Colaboradores

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/05/2020.REV1

Coordenação Geral
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva
Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica
Gabriel de Figueiredo da Costa

Equipe Técnica
Bianca Nunes de Oliveira
Claudia Maria Chagas Bonelli

Suporte Administrativo
Alize de Fátima Antunes Leal
Sergio Augusto Melo de Castro

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

Ministro de Estado
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

epe Empresa de Pesquisa Energética

Presidente
Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

http://www.epe.gov.br

Sumário

1. Introdução **4**
2. Recuperação avançada de óleo **6**
3. Tecnologias para Monetização **10**
3.1. Processamento em UPGN 10
3.2. Gás Natural Comprimido Embarcado (FCNG) 11
3.3. Gás Natural Liquefeito Embarcado (FLNG) 14
3.4. Gas-to-Liquids Embarcado (FGTL) 16
3.5. Outras tecnologias e alternativas 18
3.5.1. Gas-to-Wire (GTW) *offshore* 18
3.5.2. Compressed Gas Liquids (CGL) *offshore* 20
4. Metodologia **23**
4.1. Estimativas de Custo – Processamento em UPGN 23
4.2. Estimativas de Custo – FCNG 24
4.3. Estimativas de Custo – FLNG 25
4.4. Estimativas de Custo – FGTL 28
4.5. Metodologia para análise de Fluxos de Caixa 30
4.6. Metodologia utilizada para análise de Gasodutos Virtuais 31
5. Resultados e Discussão **32**
6. Considerações Finais **36**
7. Referências Bibliográficas **37**

Lista de Figuras

Figura 1. Métodos de EOR mais utilizados em campos *onshore* e *offshore* 7
Figura 2. Previsão aproximada de volumes de gás natural no pré-sal da Bacia de Santos 9
Figura 3. Diagrama esquemático da cadeia de gás natural considerando UPGNs 11
Figura 4. Diagrama esquemático de uma unidade de FCNG 14
Figura 5. Diagrama esquemático de uma unidade de FLNG 15
Figura 6. Diagrama esquemático de uma unidade de FGTL 17
Figura 7. Exemplo de altura e direção de ondas 18
Figura 8. Conceito gas-to-wire *offshore* 19
Figura 9. Conceito de um sistema híbrido GTW e geração eólica 20
Figura 10. Esquema da tecnologia CGL 21
Figura 11. Esquema de transporte e estocagem do produto CGL em navios (a) navio de 28,3 MMm³ (b) armazenamento do produto CGL 22
Figura 12. CAPEX de unidades de processamento de gás natural 23
Figura 13. CAPEX de FCNG 25
Figura 14. Custo unitário total de plantas de FLNG, em US$/tpa 27
Figura 15. CAPEX de FLNG 28
Figura 16. CAPEX de FGTL 30
Figura 17. Fluxos de Caixa das Alternativas 32
Figura 18. Resultados de *break-even* das Alternativas 32
Figura 19. Resultados de *break-even* das alternativas variando o preço de venda do GNL 33
Figura 20. Comparação entre GNC e GNL 34
Figura 21. Resultados da Análise para gasodutos virtuais 34
Figura 22. Resultados da Comparação de Custos de Modais 35

Lista de Tabelas

Tabela 1. Parâmetros e características preferenciais para seleção do método de EOR 7
Tabela 2. Fator de recuperação simulado para diferentes métodos de EOR 8
Tabela 3. Evolução das características de algumas tecnologias disponíveis 12
Tabela 4. Tecnologias de transporte marítimo de GNC 13
Tabela 5. Análise comparativa entre as tecnologias CGL e GNL 22
Tabela 6. Custos relacionados ao FCNG ($US\$_{2015}$/MMBtu) 24
Tabela 7. Características da tecnologia CNG Optimum 25
Tabela 8. Características e CAPEX dos principais projetos de FLNG no mundo 26
Tabela 9. Custos relacionados ao FLNG ($US\$_{2015}$/MMBtu) 28
Tabela 10. Custos de investimento e de operação de projetos de GTL *onshore* teóricos 29
Tabela 11. Estimativas da composição de produtos e respectivos preços de venda 30

1. Introdução

As reservas provadas (1P) brasileiras de gás natural atingiram em 2019 um volume de aproximadamente 365 bilhões de m³, enquanto o volume estimado para as reservas possíveis (3P) foi de cerca de 550 bilhões de m³ (ANP, 2020a), com grande parte localizada nas bacias sedimentares marítimas. Este volume garantiu que a produção nacional de gás natural total alcançasse, no primeiro semestre de 2020, cerca de 126 milhões de m³/d (ANP, 2020b).

Atualmente, cerca de 86% da produção de gás natural brasileira é associada ao petróleo, e 84% tem origem *offshore* (ANP, 2020b). Ou seja, a maior parte das reservas de gás natural está associada às reservas de petróleo e ambas são produzidas simultaneamente, fato que caracteriza a necessidade de que o gás natural seja produzido e consumido de forma regular, de modo a não prejudicar a produção de petróleo.

As principais bacias sedimentares produtoras de gás natural offshore são as de Campos e Santos. Estima-se que esse cenário se mantenha, com parte significativa do gás natural que estará no mercado a partir do início da próxima década, seja oriundo de reservatórios do pré-sal das bacias de Campos e Santos, e projetos no pós-sal, na Bacia de Sergipe-Alagoas. Segundo as previsões da EPE, a produção total bruta nacional de gás natural, atualmente da ordem de 126 MMm³/dia, deve alcançar em 2030 o patamar da ordem de 276 MMm³/dia.

A contribuição do pré-sal representa, hoje, cerca de 66% da produção brasileira de gás natural (ANP, 2020b), participação que tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção neste ambiente exploratório como uma das medidas de redução de custos operacionais da Petrobras, somada à entrada em operação de novos projetos no pré-sal em um patamar maior do que em outros ambientes exploratórios no decênio em questão.

Na próxima década é previsto um aumento contínuo na produção de gás natural no Brasil, sustentado principalmente pela produção no ambiente *offshore*, com contribuição expressiva das acumulações do pré-sal, principalmente na Bacia de Campos e Santos Este aumento acompanha a tendência de crescimento da produção de petróleo, influenciada pela entrada dos módulos de produção previstos nos planos de negócios da Petrobras, companhias parceiras e demais operadores (ANP, 2020c).

Atualmente esta produção é monetizada por meio de gasodutos de escoamento, que levam o hidrocarboneto até unidades de processamento localizadas na costa brasileira. Os gasodutos de escoamento da produção são aqueles destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até unidades de processamento de gás natural (UPGN), assim como unidades de compressão ou liquefação. Os investimentos em gasodutos de escoamento para a produção de gás *offshore*, entretanto, são expressivos.

Na região do pré-sal, existem duas rotas já em operação: a Rota 1, com capacidade de escoamento de 10 milhões de m³/dia até Caraguatatuba, em operação desde 2011; e a Rota 2, em operação desde 2016, que permite escoar até 16 milhões de m³/dia até a UPGN de Cabiúnas/RJ (com ampliação para 20 milhões de m³/d já aprovada). A Rota 3, com capacidade para 18 milhões de m³/dia, encontra-se em implantação e deve escoar o gás até Maricá/RJ, e de lá em terra até Itaboraí/RJ. Uma quarta rota está sendo estudada pela empresa Cosan no denominado Projeto Alpha (também conhecido no mercado como Rota 4), com início na Bacia de Santos e ponto final próximo a Cubatão/SP. A informação que se tem atualmente é que as empresas buscam parceiros e que postergaram o projeto em função das expectativas de desenvolvimento da produção de descobertas

do pré-sal que poderiam viabilizar o negócio e consequentemente a monetização das descobertas não atendidas pelas Rotas 1, 2 e 3 (EPE, 2019a). Apesar de também ter sido solicitado o licenciamento ambiental para outra alternativa de escoamento, denominada Rota 4b, que foi estudada em 2019 pela EPE no plano indicativo de processamento e escoamento de gás natural - PIPE (EPE, 2019a), este e outros projetos encontram-se em compasso de espera devido aos efeitos da crise econômica sobre o mercado de gás natural.

Ainda, são consideradas altas as taxas de injeção de gás natural no próximo decênio, o que em parte é necessário para a recuperação avançada de petróleo, além de substanciais teores de CO_2 encontrados em alguns reservatórios do pré-sal - após serem removidos da corrente de gás natural, estes teores de CO_2 precisam ser reinjetados e ocorre também o carreamento de outros componentes durante sua separação. Entretanto, há um limite de injeção de gás natural em função da estabilidade dos reservatórios e do regime ótimo de recuperação de líquidos (EPE, 2019a; ANP, 2020c).

Assim, a monetização do gás natural, seja ele gás associado ou não associado, depende de uma série de fatores. No centro dessa discussão está a decisão de "afundar" investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento de gás, lidando com riscos de oferta, de demanda e de preços. Neste contexto, diferentes tecnologias de aproveitamento para o excedente de gás natural podem ser avaliadas, como o escoamento do gás natural até uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) na costa e posterior processamento, bem como as tecnologias embarcadas de aproveitamento de gás natural.

No caso das tecnologias embarcadas, destacam-se o FCNG (*floating compressed natural gas*), o FLNG (*floating liquified natural gas*), o FGTL (*floating gas-to-liquids*), além do GTW (*gas-to-wire*) *offshore*. As tecnologias FCNG e FLNG consistem na compressão e na liquefação *offshore* para monetização via GNC (gás natural comprimido) e GNL (gás natural liquefeito), respectivamente. Já o FGTL se refere à conversão do gás natural em petróleo sintético ou líquidos de alta qualidade, enquanto o GTW se baseia na conversão do gás em energia elétrica realizada em termelétrica offshore (GRANADA, 2017).

Este trabalho, então, tem por objetivo a apresentação das principais tecnologias para monetização de gás natural produzido em ambiente marítimo no Brasil, apresentando também estudos de caso que permitam avaliar cada uma das tecnologias estudadas e realizar uma análise comparativa destas alternativas para projetos *offshore*. São abordados os parâmetros técnicos das tecnologias para monetização de gás natural *offshore*, bem como seus custos e as diferentes características que podem apresentar dependendo das necessidades do projeto.

2. Recuperação avançada de óleo

Impulsionadas pelos períodos com altos preços de petróleo ao longo das décadas, as tecnologias de recuperação avançada de óleo (*enhanced oil recovery* – EOR) se desenvolveram e se diversificaram, permitindo uma otimização da recuperação total dos reservatórios de óleo e gás mediante o uso das técnicas mais vantajosas disponíveis para cada localidade (FERREIRA, 2016). Hoje, diversas opções estão disponíveis para uso, das quais as mais comuns podem ser divididas em grandes grupos:

(i) EOR térmica utilizando água, vapor ou fumos de combustão quentes para alterar a viscosidade do óleo;

(ii) EOR física utilizando correntes líquidas (ex: água com diferentes salinidades) ou gasosas (ex: hidrocarbonetos, ar, CO_2, N_2 e/ou misturas);

(iii) EOR química utilizando polímeros e surfactantes; e

(iv) EOR biológica utilizando agentes microbianos para alterar as características dos fluidos do reservatório.

A aplicabilidade de cada técnica irá depender de diversos fatores, como a disponibilidade e o custo dos insumos necessários, os parâmetros dos reservatórios que serão estimulados, os condicionantes socioambientais e de segurança, a composição do óleo e gás presentes no projeto, entre outros. No caso específico de reservatórios *offshore*, existem ainda questões específicas a serem levadas em conta, como o alto tempo de residência dos fluidos injetados (aumentando o tempo de resposta durante testes), as limitações de espaço e peso nas plataformas, a adaptação de equipamentos para ambiente marítimo (que pode influenciar os custos de implementação das alternativas), a alta salinidade da água disponível, e as restrições para descarte de efluentes (ALVARADO E MANRIQUE, 2013). Um sumário das principais características a serem observadas durante a escolha dos métodos de EOR, além dos parâmetros desejáveis para sua realização, é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros e características preferenciais para seleção do método de EOR

Parâmetro (unidade)	EOR com GN miscível	EOR com CO_2 miscível	EOR com polímeros
Viscosidade do óleo (cP)	≤ 42,0	≤ 6,0	≤ 240,0
Gravidade Específica (°API)	≥ 24,0	≥ 22,0	≥ 15,2
Saturação em óleo (%)	≥ 25,0	≥ 17,0	maior que residual
Permeabilidade do Reservatório	Homogênea	Homogênea	≥ 10
Espessura do Reservatório	Fina	Fina	N.A.
Observações adicionais para projetos *offshore*			
Questões quanto à locação remota	- É preferencial que o GN seja produzido no local - Possível alternância com água (WAG)	- Necessita de fontes próximas de CO_2 (ex: separado do próprio GN) - Monitoramento de vazamento de CO_2	- Requer água com salinidade e dureza compatíveis - Requer estocagem do polímero em pó
Questões quanto ao capital intensivo	- Permite adiantar as receitas do projeto	- Permite adiantar as receitas do projeto	- Polímero com alta estabilidade, pode ser reciclado
Possíveis limitações de espaço e peso	- Espaço para as instalações de injeção - Alta capacidade de compressão necessária	- Espaço para as instalações de injeção - Alta capacidade de separação necessária - Alta capacidade de compressão necessária	- Espaço para os tanques de mistura e separação - Espaço para tanques que mitiguem a emulsão - Espaço para a biodegradação do polímero
Requisitos para os sistemas *subsea*	- Mitigação de hidratos (no caso de WAG) - Mitigação de asfaltenos - Mitigação de parafinas	- Mitigação de hidratos (no caso de WAG) - Mitigação de asfaltenos - Mitigação de parafinas - Mitigação de corrosão	- Degradação do polímero por cisalhamento (requer manutenção das instalações)

Fonte: adaptado de Kang *et al.* (2014).

Segundo Kang *et al.* (2014), devido aos parâmetros e as características desejáveis para cada tipo de EOR, diferentes ambientes exploratórios tivessem a aplicação preferencial de diferentes métodos, como pode ser observado pela Figura 1 que sumariza a análise de 437 projetos de EOR em terra e 19 projetos no mar.

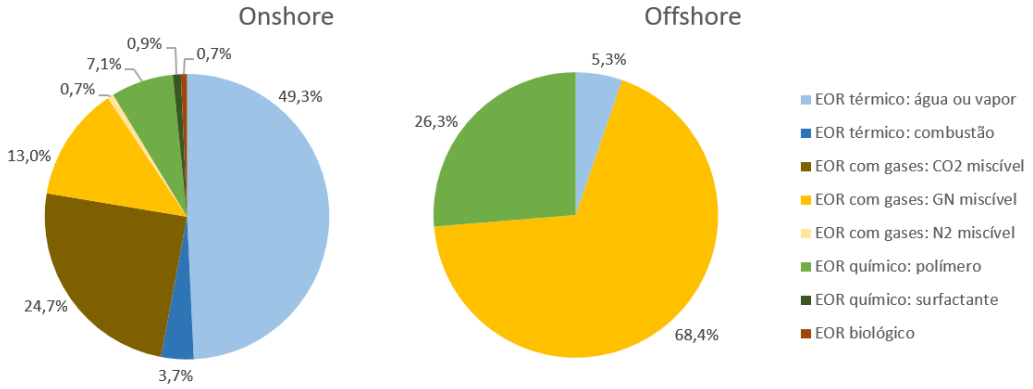


Figura 1. Métodos de EOR mais utilizados em campos *onshore* e *offshore*

Fonte: adaptado de Kang *et al.* (2014).

Pode ser observado que o método de injeção com água ou vapor foi o mais utilizado dentre os projetos *onshore* analisados, enquanto o método de injeção de gás natural miscível foi o principal utilizado para os projetos *offshore*. A este respeito, Alvarado e Manrique (2013) consideram que para projetos *offshore* é possível que a injeção de gás natural continue liderando as iniciativas de EOR nos próximos anos, porém a injeção de CO_2 tende a ser cada vez mais avaliada para os casos onde este insumo estiver disponível, uma vez que estas correntes têm baixo custo, e que a regulação mundial tem buscado avaliar métodos para incentivar a mitigação das emissões na atmosfera.

Um estudo elaborado por Schaefer *et al.* (2017) teve como objetivo simular o fator de recuperação alcançado por algumas alternativas de EOR, bem como analisar o valor presente líquido (VPL) de cada estratégia. Observou-se neste estudo que a injeção alternada de gases e água poderia aumentar consideravelmente o retorno financeiro de um projeto típico com características similares às do pré-sal brasileiro, além de mais do que dobrar seu fator de recuperação de óleo. Na **Tabela 2** são apresentados os resultados alcançados.

Tabela 2. Fator de recuperação simulado para diferentes métodos de EOR

Método de EOR	VPL (milhões de US$)	Fator de Recuperação
Sem EOR	55,40	26 %
Injeção contínua de gás (com 22% de CO_2)	92,22	49 %
Injeção contínua de água	155,10	53 %
Injeção WAG – ciclos de 4 anos	189,80	65 %
Injeção WAG – ciclos de 2 anos	170,18	66 %

Fonte: adaptado de Schaefer *et al.* (2017).

No que concerne aos projetos de E&P no pré-sal brasileiro, ressalta-se que em diversos campos existem teores consideráveis de CO_2 a serem separados das correntes de gás natural, o que por um lado aumenta o custo do projeto devido à sua separação e disposição, mas por outro permite que se tenha a disponibilidade destas correntes ricas em CO_2 que podem ser utilizadas em estratégias de EOR no lugar das correntes de gás natural. Tais correntes ricas em CO_2 possuem hidrocarbonetos dissolvidos, devido à seletividade das membranas utilizadas para separação que não é de 100%, o que causa uma redução nos volumes de gás natural disponíveis para comercialização. Outro ponto importante a ser observado é que a distância dos campos do pré-sal até a costa faz com que seja necessário um alto consumo de gás natural na operação dos compressores (EPE, 2019b).

Na Figura 2 é apresentada a estimativa dos volumes de gás natural a serem produzidos nos próximos anos, com base no que foi informado nos Programas Anuais de Produção (PAPs) dos campos de óleo e gás do pré-sal da Bacia de Santos. Observa-se que, mesmo com o aumento dos volumes de gás natural produzidos, cerca de 40% do volume total teriam que ser consumidos para a produção de energia nas plataformas, injetados por se tratarem de CO_2 e não de hidrocarbonetos, ou injetados por serem carreados junto à corrente rica em CO_2. Cerca de 25% do volume total de gás natural seriam injetados por questões operacionais, recuperação avançada de petróleo e/ou outros motivos, e cerca de 35% do volume total poderiam ser disponibilizados ao mercado.

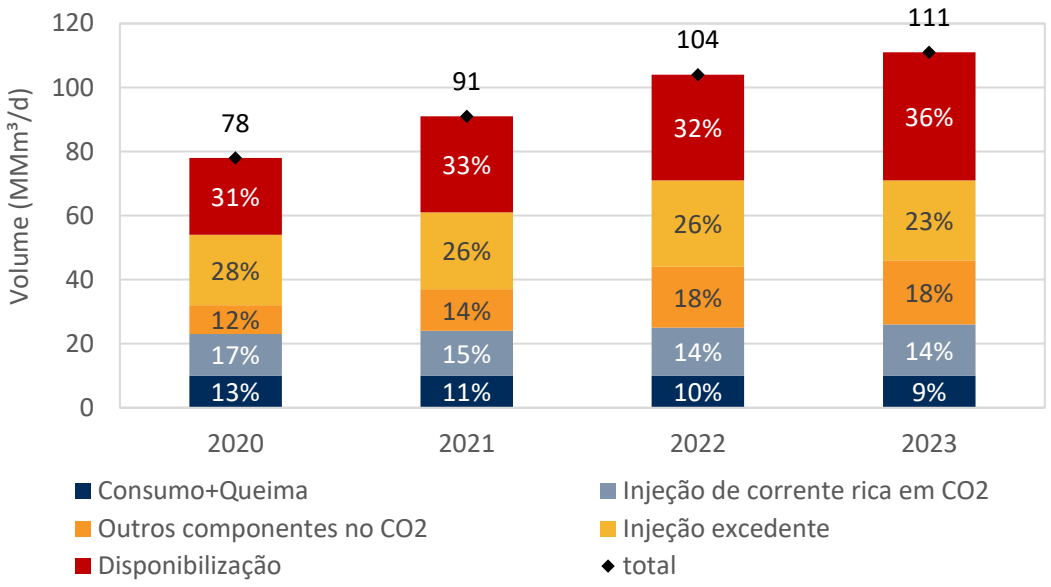


Figura 2. Previsão aproximada de volumes de gás natural no pré-sal da Bacia de Santos

Fonte: adaptado de ANP (2020b).

Sendo assim, observa-se que a análise das estratégias de disponibilização do gás natural ao mercado deve ocorrer em conjunto com as análises acerca da recuperação avançada de petróleo, mas também de forma alinhada com as características da corrente de gás natural produzida, além de parâmetros específicos de cada reservatório. As análises devem levar em conta parâmetros técnicos (por exemplo, composição das correntes e hidrocarbonetos carreados após separação), econômicos (por exemplo, custo da infraestrutura de escoamento e custo da infraestrutura de injeção frente aos respectivos retornos financeiros), socioambientais e de segurança (por exemplo, descarte das correntes, controle de emissões e análise de estabilidade de reservatórios).

Os Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) devem ser realizados para diversos casos, principalmente os extremos (disponibilização total e injeção total) e comparados e contrastados entre si para um correto equacionamento do retorno e dos parâmetros de segurança do projeto, entre outros fatores citados (ANP, 2020c).

3. Tecnologias para Monetização

Diversas são as tecnologias para monetização do gás natural *offshore* disponíveis no mercado, e a análise de quais poderão ser aplicadas para cada projeto depende de fatores tanto técnicos quanto econômicos, socioambientais, de segurança e de risco. As estratégias de monetização devem ser avaliadas e comparadas para cada projeto de E&P específico, dadas suas características e as faixas de aplicabilidade de cada solução.

As tecnologias podem ser usadas individualmente, aplicadas em conjunto, ou até mesmo implementadas para diferentes fases de um projeto, alternando-se durante a vida útil do campo ou entre as fases de produção preliminar (anos iniciais do projeto) e definitiva (restante do tempo de outorga de exploração e produção).

3.1. Processamento em UPGN

A alternativa mais comum para monetização do gás natural produzido em ambiente *offshore* é o escoamento até unidades de processamento de gás natural em terra, seguido de sua especificação e movimentação até os clientes finais. Outras alternativas têm sido avaliadas mundialmente para o processamento do gás natural *offshore*, como por exemplo instalações submarinas de separação e processamento, porém tais alternativas ainda encontram-se em fases de testes, atuando em pequena escala e com previsão de entrada em produção comercial nos próximos anos, de 2022 a 2027 (OFFSHORE MAG, 2020a).

A alternativa de escoamento aliada a UPGNs vem sendo aplicada em larga escala no Brasil, contando com a instalação de diversos gasodutos de escoamento na Bacia de Campos desde as primeiras descobertas na década de 1970 (ANP, 2017), e mais recentemente à instalação de duas Rotas para trazer o gás natural do pré-sal até o litoral, além de uma terceira atualmente em etapa final de construção (EPE, 2019a). Na Figura 3 é apresentada esquematicamente a cadeia de atividades realizadas desde os campos produtores até os clientes finais, considerando a alternativa de processamento em UPGNs.

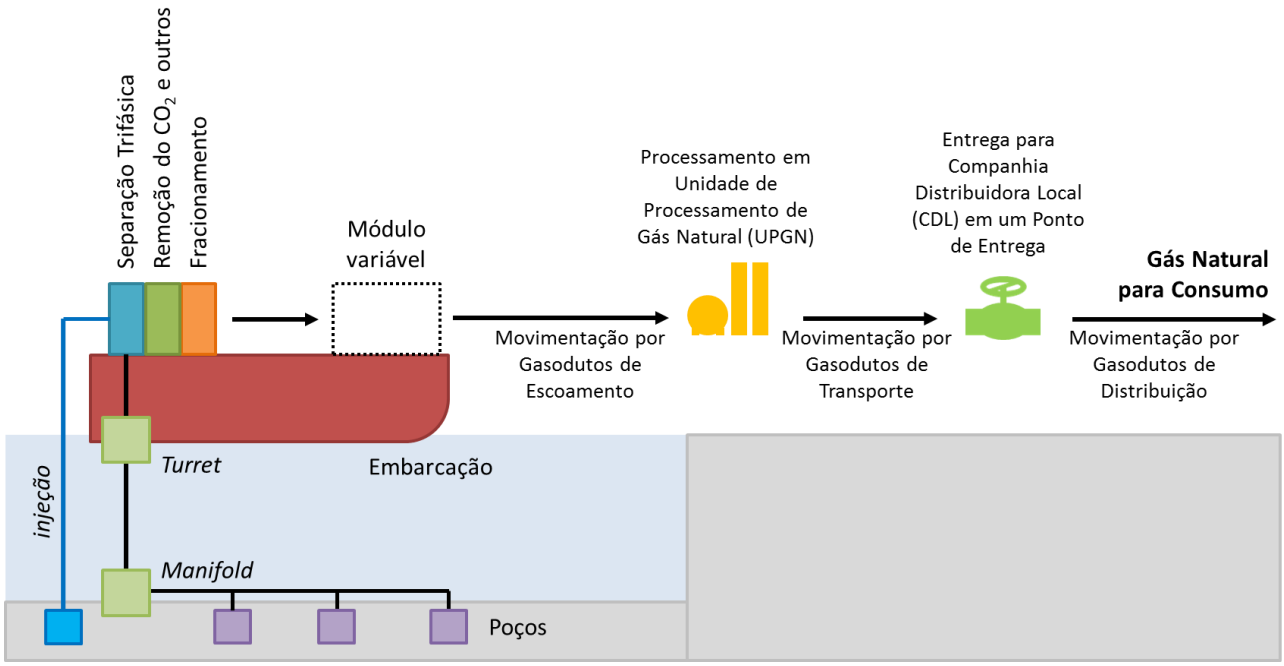


Figura 3. Diagrama esquemático da cadeia de gás natural considerando UPGNs

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Além do alto montante de capital necessário para o investimento em módulos de compressão e em gasodutos de escoamento para movimentar o gás natural das plataformas *offshore* até o litoral, destaca-se que tal alternativa se torna mais viável para projetos de grande porte. Isso ocorre principalmente quando os projetos se encontram distantes do litoral, uma vez que a escala mínima para evitar a formação de líquidos no interior dos gasodutos varia com a extensão dos mesmos. Para fins de exemplificação, as Rotas 1, 2 e 3 da Petrobras contam com capacidade de escoamento de 10 a 18 MMm³/d cada, sendo que cada uma tem cerca de 350 km de extensão (PETROBRAS, 2017).

No que toca a projetos futuros, no Plano Indicativo de Escoamento e Processamento de Gás Natural – PIPE (EPE, 2019a) foram analisados pela EPE 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs que poderiam ser construídos nos próximos anos para permitir a monetização do gás natural *offshore* dos ambientes pré-sal e pós-sal, considerando a estratégia de monetização via UPGNs. Foram apresentadas alternativas de traçado que poderiam ser adotadas dependendo do ponto de origem do gás natural, e todos os projetos estão relacionados a volumes de produção da ordem de 12 MMm³/d ou 20 MMm³/d (EPE, 2019a).

Sendo assim, pode ser necessário que campos com menor escala procedam à mistura de suas correntes de gás natural antes do envio para o litoral, para que o escoamento se torne viável técnica e economicamente. Além da viabilidade econômica, devem também ser observados outros condicionantes específicos durante o projeto de instalações de escoamento e processamento, incluindo aspectos socioambientais - por exemplo, a presença de corais ao longo do traçado escolhido - e de segurança - por exemplo, a existência de habitações próximas ao trecho terrestre e de obstáculos submarinos que possam danificar o duto (EPE, 2019a). De forma geral, é vantajoso que a alternativa de escoamento até UPGNs seja comparada e contrastada com as outras soluções tecnológicas disponíveis, permitindo assim a maximização do retorno econômico do projeto. Esta solução pode inclusive ser complementada com outras alternativas, e estudada levando em conta diversos campos para a formação de uma rede logística *offshore*.

3.2. Gás Natural Comprimido Embarcado (FCNG)

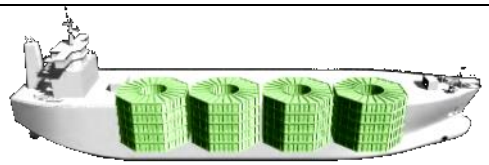
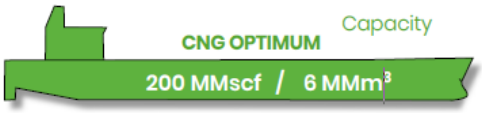
O gás natural comprimido é transportado e armazenado na forma compactada, a fim de reduzir o volume a ser transportado ou armazenado entre 150 a 300 vezes o volume do gás à pressão atmosférica. Historicamente, o GNC tem sido usado em aplicações *onshore* para fornecimento a curtas distâncias e em volumes relativamente pequenos. Algumas empresas já oferecem soluções para GNC *offshore* em larga escala (GEV, 2019a; ENERSEA, [s.d.]; KNUTSEN, [s.d.]), e essa solução tem sido investigada como uma potencial alternativa economicamente viável ao GNL.

A cadeia do GNC é composta pelos sistemas de produção, transporte, recebimento e armazenamento (TRACTEBEL, 2015a), sendo que na primeira etapa ocorre o pré-tratamento e a compressão do gás. No caso do transporte marítimo, existem algumas tecnologias disponíveis de navios transportadores, algumas delas mais tradicionais e outras mais novas de acordo com o estado-da-arte.

Os navios transportadores de GNC evoluíram do transporte de cilindros de aço, com limitado escopo de viabilidade econômica (década de 1960) para um modelo com conexões reduzidas utilizando grandes bobinas de tubos com pequeno diâmetro, o sistema Coselle (WÄRTSILLÄ, [s.d.]; GEV, 2019a). Desenvolvimentos recentes da empresa detentora desta tecnologia avançaram para o modelo de navio CNG Optimum, no qual o sistema de acomodação dos tubos é horizontalmente

integrado ao navio. Na Tabela 3, pode ser observada a evolução das características técnicas dos principais navios de GNC.

Tabela 3. Evolução das características de algumas tecnologias disponíveis

Ano	Nome	Características	Ilustração esquemática
1960	Bottle ship	- Aço e projeto dos anos 60 - Alto número de conexões - Faixa econômica limitada	
1998	Coselle	- Número reduzido de conexões - Tubos de baixo diâmetro em bobinas - Faixa econômica moderada	
2016	Bottle ship de 25 MMscf	- *Bottle ship* de grande porte - Construído na Indonésia	
2019	CNG Optimum	- Sistema de armazenamento integrado no projeto do navio - Tubos horizontais empilhados minimizam conexões e otimizam o carregamento - Minimiza atrito entre os tubos	

Fonte: GEV (2019a).

O modelo CNG Optimum foi apresentado como uma tecnologia viável para o transporte de gás natural associado produzido no pré-sal brasileiro (GEV, 2019a). Entre as vantagens oferecidas por esta tecnologia, o fabricante cita:

- Competitividade para distâncias de até 1.000 milhas náuticas (1.850 km);
- Flexibilidade para transportar de 3 a 18 MMm³/d;
- Viabilidade técnica para carregar e transportar gás rico (C_1-C_5);
- Tempo de projeto de desenvolvimento igual a 3 anos;
- Minimização de infraestruturas fixas, sendo que a frota de GNC corresponde a aproximadamente 80% do CAPEX do projeto;

Além das tecnologias mais recentes, outras empresas também apresentam soluções para o transporte de GNC via modal marítimo. A Tabela 4 apresenta os desenvolvedores de GNC marítimo e seus respectivos conceitos de transporte relacionados em estudo da Tractebel (2015a), além de sua comparação com a tecnologia CNG Optimum.

Tabela 4. Tecnologias de transporte marítimo de GNC

Tecnologia	'CNG'	Sistema Votrans™	Sistema Coselle™	CNG Technologies	PNG®	'CNG'	CNG Optimum
Empresa	CETech[1]	EnerSea[2]	Sea NG Corporation (Global Energy Ventures)[3]	TransCanada[4]	Knutsen OAS Shipping[5]	Trans Ocean Gas[6]	Global Energy Ventures
Tipo de reservatório	Compósito ou aço para tubulações X80 (*iso-container*)	Cilindros de aço X80	Tubulação X70 em bobina formando um carrossel (*Coselle*)	Módulos de Transporte de Gás (GTM) de aço compósito reforçado	Cilindros de tanque de carga (CTC) de aço X80	Compósito de polietileno de alta densidade (HDPE) e cilindros de fibra de vidro (MEGC)	Tubulação horizontal integrada ao navio
***Status* de desenvolvimento**	Fase conceitual (*concept stage*)	Patenteado, testado e aprovado	Estágio conceitual avançado	Estágio conceitual	Fase de desenvolvimento técnico e comercial	Estágio conceitual para os cilindros MEGC	Fase de desenvolvimento comercial
Capacidade de transporte (MMm³)	2,4 – 9 (60 a 120 mil m³ de óleo) 5,7 – 34 (*container*)	2 – 28 (navio) 0,28 – 2,8 (barcaça)	1,4 – 15 (navio) 2,3 (barcaça)	0,3 – 2,8	2 – 34	Variável em função do número de contêineres	6

Fonte: Adaptado a partir de Tractebel (2015a).

Notas: [1] Compressed Energy Technology (CETech) era uma empresa recém-criada em 2004, pertencente a uma joint venture formada pelas empresas: Statoil, Canadian-owned Teekay Shipping e Norway's Leif Höegh & Co (EQUINOR, 2004); [2] VOTRANS™ é uma tecnologia patenteada pela EnerSea Transport Inc. (ENERSEA, [s.d.]); [3] O sistema Coselle CNG foi desenvolvido em cooperação com ABS e DNV para transportar gás natural comprimido. Cada Coselle consiste em 16 km de tubulação de 6 polegadas de diâmetro enrolados em um carrossel e carrega cerca de 1 MMm³ de gás natural, criando um grande sistema de armazenamento compacto. A Sea NG, uma empresa canadense, comprou o Sistema Coselle CNG e todas as patentes relevantes da William Power Company em 2005 (WÄRTSILÄ, [s.d.]). Em dezembro de 2017, a Global Energy Ventures Ltd adquiriu a Sea NG Corporation (SEA NG, 2017). Em seu modelo de negócio de GNC marítimo, a Global Energy Ventures oferece o transporte por meio de seus navios CNG 200 Optimum (GEV, [s.d.], 2019); [4] A empresa TransCanada mudou seu nome para TC Energy em maio de 2019; [5] Pressurized natural gas (PNG®) é uma solução para transporte marítimo de GNC, desenvolvida pelas empresas Knutsen OAS Shipping, EUROPIPE GmbH e Det Norske Veritas (KNUTSEN, [s.d.]); [6] Trans Ocean Gas é uma empresa citada em várias publicações como pertencente à cadeia de transporte de natural no mar (BORTNOWSKA, 2009; NIKOLAOU, ECONOMIDES E WANG, 2009; SKARVELIS, 2013; TRANSOCEAN, [s.d.]).

Quando comparada à tecnologia de GNL, os altos custos operacionais da liquefação podem ser evitados, tornando o transporte de gás mais econômico a distâncias relativamente curtas. O GNC pode ser transportado a temperaturas de 30°C, o que também economizaria o custo de refrigeração com relação ao transporte de GNL (PROACTIVE, 2019). Ressalte-se que a tecnologia de FCNG permite que o gás natural seja apenas descomprimido no ponto de destino e injetado na malha de gasodutos de transporte, nos gasodutos de distribuição, ou diretamente no *hub* para distribuição de gás natural a plantas industriais de um ou mais clientes. Caso o gás natural ainda contenha teores de líquidos de gás natural (LGN), pode ser introduzido em UPGNs para seu processamento.

O baixo custo de compressão, carregamento, entrega e descompressão é compensado, por outro lado, pelo custo unitário de transporte relativamente alto quando realizado a longas distâncias ou em projetos de grande porte, uma vez que seria necessário aumentar a frota de navios para se alcançar o fluxo de transporte. Na Figura 4, são apresentadas de forma esquemática algumas possibilidades de aplicação do FCNG.

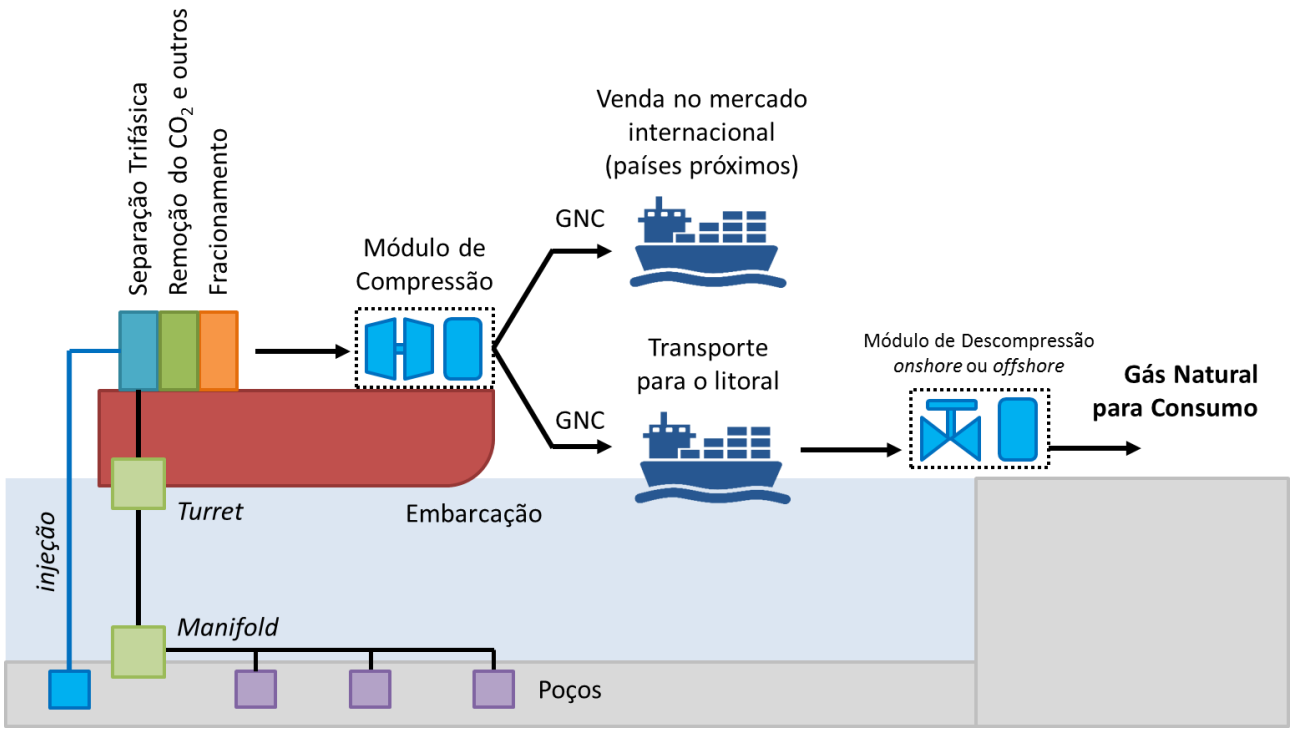


Figura 4. Diagrama esquemático de uma unidade de FCNG

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Destaca-se que a venda do gás comprimido no mercado internacional pode estar limitada à entrega em países próximos, devido ao alto custo unitário de transporte para longas distâncias. Como já mencionado, esta limitação decorre do maior número de embarcações necessárias para manter o fluxo de gás natural desejado, quando comparado a outras formas de transporte internacional como o GNL.

3.3. Gás Natural Liquefeito Embarcado (FLNG)

A tecnologia de plantas flutuantes de liquefação de gás natural (f*loating liquefied natural gas*, FLNG) consiste de uma unidade autônoma *offshore* instalada em um navio, que fica posicionado no local de produção de gás natural, utilizando-se diferentes sistemas de ancoragem, entre eles a

ancoragem com *turret,* que permite que a embarcação gire em torno de uma parte fixa. O sistema de *turret* é combinado com um sistema de transferência de fluidos, o qual recebe a produção de gás natural dos poços através de *risers*.

A unidade de FLNG possui instalações de tratamento, de retirada de LGN e de liquefação do gás natural produzido no *topside*, bem como armazenamento do GNL produzido no casco. O tratamento envolve as etapas de separação trifásica e remoção de contaminantes (CO_2, H_2S e água residual, entre outros). O GNL, resfriado a cerca de -160°C e com volume cerca de 600 vezes menor em relação ao gás natural nas condições normais de temperatura e pressão, é então transferido a um navio de alívio via *offloading*, para a sua venda ao mercado consumidor através de diferentes modelos de negócio (ARONSSON, 2012).

Há também a opção de aliar esta tecnologia aos gasodutos de escoamento, ancorando-se o FLNG em uma região mais próxima ao litoral com recebimento do gás natural a partir de campos mais distantes. Uma vez realizados o processamento e a liquefação, navios aliviadores retiram os líquidos de gás natural e transportam o GNL para o mercado. A Figura 5 exemplifica o funcionamento de uma unidade de FLNG.

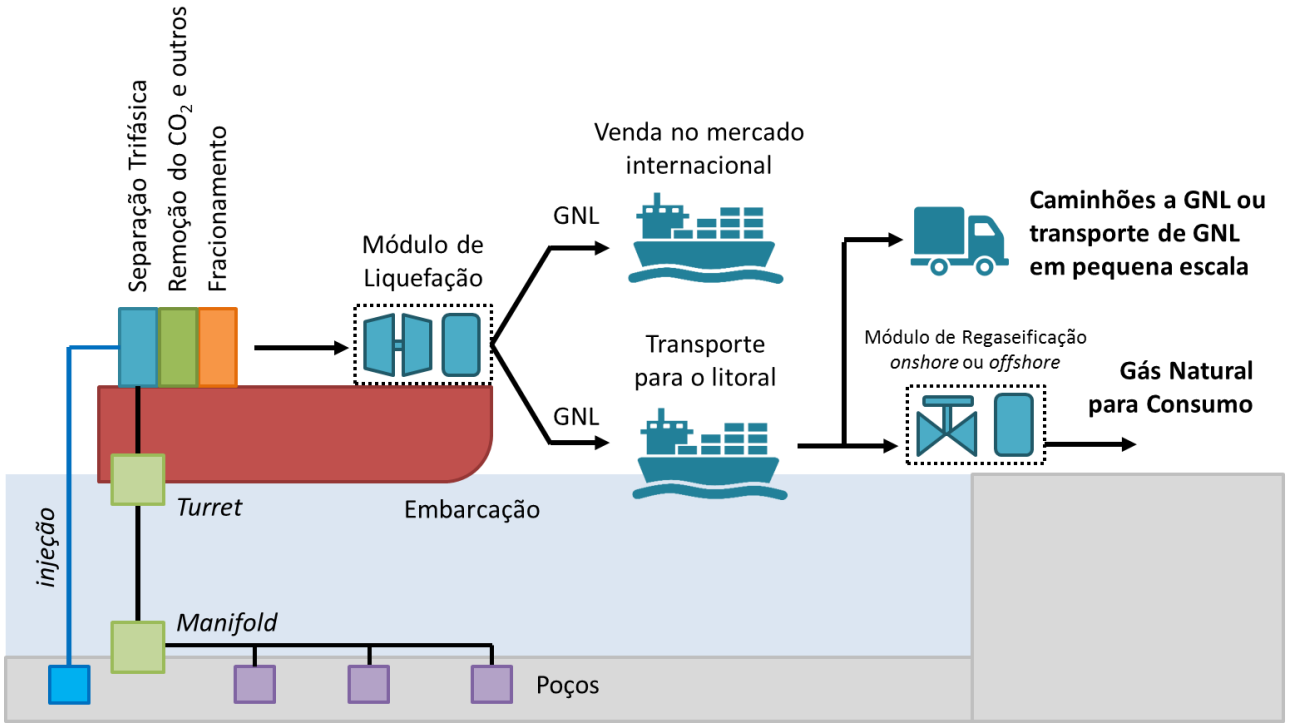


Figura 5. Diagrama esquemático de uma unidade de FLNG

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Após equacionadas as questões técnicas referentes a um projeto de FLNG, percebe-se que as cargas produzidas podem ser monetizadas com base em diversos modelos de negócio. Neste sentido, no caso do Brasil, há pelo menos três alternativas de monetização do GNL produzido via FLNG. No primeiro caso, o GNL produzido seria transportado via navios metaneiros até um terminal de regaseificação flutuante de GNL (*floating storage and regasification unit*, FSRU), instalado na costa brasileira, ofertando gás natural regaseificado para atendimento da demanda como usinas termelétricas a gás natural (UTEs) o por meio da interconexão com a malha de gasodutos de transporte existente. No segundo caso, o GNL poderia ser transportado em navio até um terminal de

GNL em pequena escala ou ssLNG (*small-scale* LNG), podendo também oferecer serviços de abastecimento de caminhões ou navios a GNL (*bunker* de navio). No terceiro caso, o GNL poderia ser exportado via navios metaneiros para o mercado internacional, principalmente caso haja volume excedente (EPE, 2019b).

3.4. Gas-to-Liquids Embarcado (FGTL)

A tecnologia do processo *gas-to-liquids* consiste na conversão catalítica de gás natural em combustíveis líquidos e/ou produtos petroquímicos com baixo nível de impurezas, de acordo com a configuração da planta e a preferência de seletividade. A tecnologia convencional envolve as seguintes operações: conversão de gás natural em gás de síntese ou *syngas* (mistura de CO e H_2) através de reforma a vapor[1] do gás natural e/ou oxidação parcial; conversão do gás de síntese em óleo cru sintético ou *syncrude* via processo Fischer-Tropsch em reatores; e conversão do produto líquido em combustíveis líquidos e/ou produtos petroquímicos. Nesta última etapa, o objetivo é decompor hidrocarbonetos de cadeia longa em moléculas menores e os separar na faixa desejada, como nafta, óleo diesel, parafinas, entre outros (KIM, 2014; ETIM, 2007; EPE, 2019c).

Uma vez que os reatores convencionais de Fischer-Tropsch são projetados para utilização em plantas de grande escala, as plantas tradicionais de GTL são construídas para processar quantidades substanciais de gás. Essas plantas requerem grande investimento de capital e são economicamente viáveis apenas para usinas que produzem aproximadamente 30 mil barris por dia ou mais de combustíveis líquidos (LIPSKI, 2013). Além disso, muitas das tecnologias GTL convencionais dependem de reatores relativamente altos e cilíndricos, que podem tornar sua instalação em um ambiente marítimo desafiadora (BAXTER, 2010).

Neste sentido, plantas de GTL em pequena escala têm sido investigadas desde a década passada para reduzir o investimento de capital e monetizar menores recursos de gás. Novas tecnologias, como reatores de microcanais Fischer-Tropsch, têm sido testadas, podendo ser operadas em plantas menores e modulares. Em contraste com as plantas convencionais de GTL, as plantas de GTL em pequena escala são projetadas para o processamento econômico de quantidades menores de gás, variando de 0,3 MMm^3/d a 4,2 MMm^3/d, e podem produzir de 1.000 bbl/d a 15.000 bbl/d de combustíveis líquidos (LIPSKI, 2013). Outros autores mencionam que estas plantas de pequena escala podem produzir de 100 bbl/d a 15.000 bbl/d (BRANCACCIO, 2017). Outras tecnologias para obtenção do gás de síntese também têm sido testadas para plantas de GTL em pequena escala, como a tecnologia de reforma via plasma de arco deslizante[2] (*gliding arch plasma reforming*) e reator de oxidação parcial (CALVERT ENERGY, 2020).

Essas plantas de GTL em pequena escala são unidades modulares em containers, constituídas de um reformador para produção de gás de síntese, um reator de pequena escala Fischer-Tropsch para produção do *syncrude* e, em alguns casos, um sistema chamado de *upgrade* para conversão do *syncrude* em combustíveis líquidos. A estrutura modular da planta pode ser dimensionada para corresponder ao volume de gás natural disponível e expandida conforme necessário. Neste caso, unidades adicionais podem ser enviadas em navios ao local da planta e conectadas ao equipamento já existente (BRANCACCIO, 2017; LIPSKI, 2013). A Figura 6 apresenta esquematicamente a tecnologia de FGTL.

[1] Reações químicas do gás natural para obtenção do gás de síntese.
[2] Quebra de moléculas através da geração de descargas elétricas no interior de um reator pela formação de um arco deslizante (LABANCA, 2007).

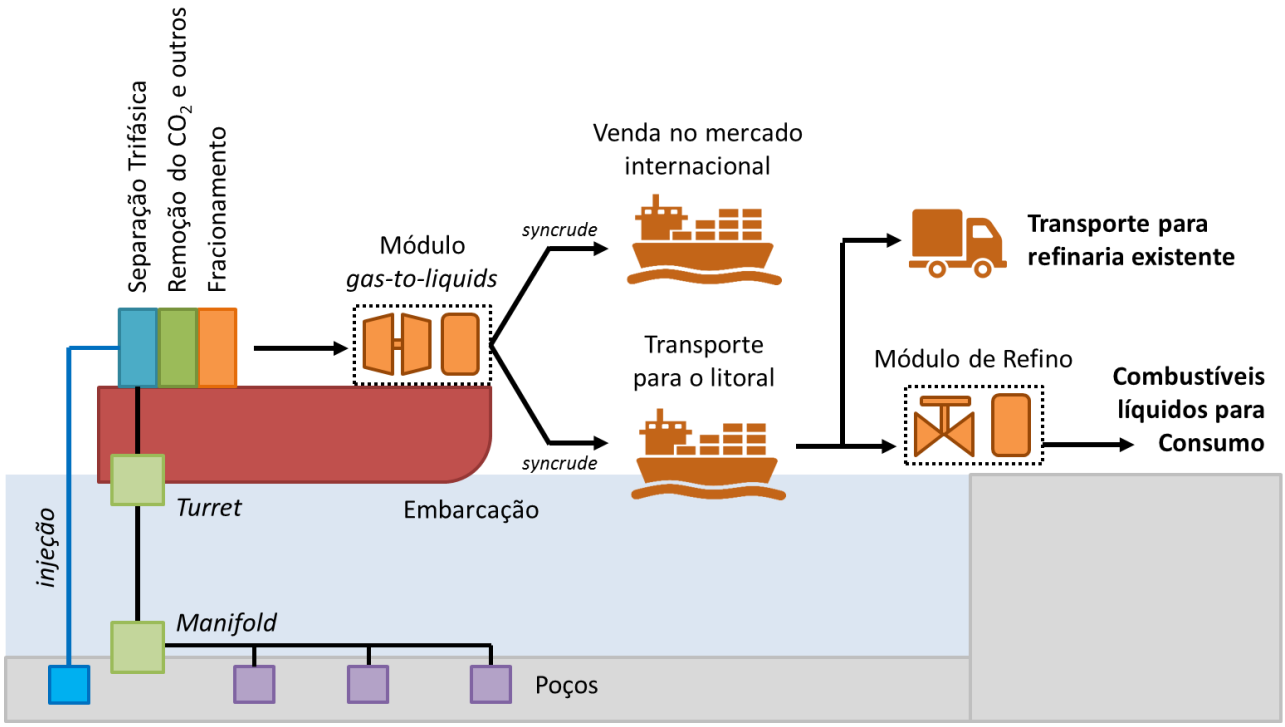


Figura 6. Diagrama esquemático de uma unidade de FGTL

Fonte: Elaboração Própria EPE.

Vale ressaltar que grande parte de uma planta GTL em pequena escala pode ser padronizada e fabricada em módulos montados em *skids*, reduzindo o custo e o risco associados à construção das plantas em locais remotos. Além disso, os componentes da planta podem ser projetados para uso padrão, reduzindo a necessidade de obras no local de produção de gás, ou de adaptações sobre o casco da plataforma no caso de produção *offshore*. Estima-se que o tempo de construção de uma planta de GTL de pequena escala seja curto, entre 18 a 24 meses (LIPSKI, 2013).

No que toca às questões técnicas que envolvem a adaptação desta tecnologia para uso em alto-mar, os fatores mais relevantes são: a robustez necessária dos navios no ambiente marinho; o espaço necessário para instalação dos equipamentos sobre o casco, principalmente para grandes capacidades de GTL; os limites de altura para torres de destilação embarcadas (preferencialmente até 30 metros) devido ao impacto sobre o momento de inércia das embarcações; a separação espacial necessária entre equipamentos de oxidação e tanques de combustível por questões de segurança; e outros fatores referentes à adaptação das plantas para o ambiente marítimo, como a estabilidade dinâmica requerida dos equipamentos (EPE, 2019c).

Sendo assim, a localização dos projetos deve ser estudada detalhadamente, em busca de locais com condições marítimas favoráveis, ou por outro lado a adaptação dos projetos às condições marítimas do local onde deverá ser construído. Apenas para fins de ilustração, a Figura 7 apresenta as alturas médias de ondas em 24 de janeiro de 2019 (SURF-FORECAST, 2019). Neste caso, locais com menores alturas de onda e com regimes marinhos e climáticos mais estáveis, assim como uma menor incidência de tempestades, seriam mais adequados para a instalação de projetos de FGTL.

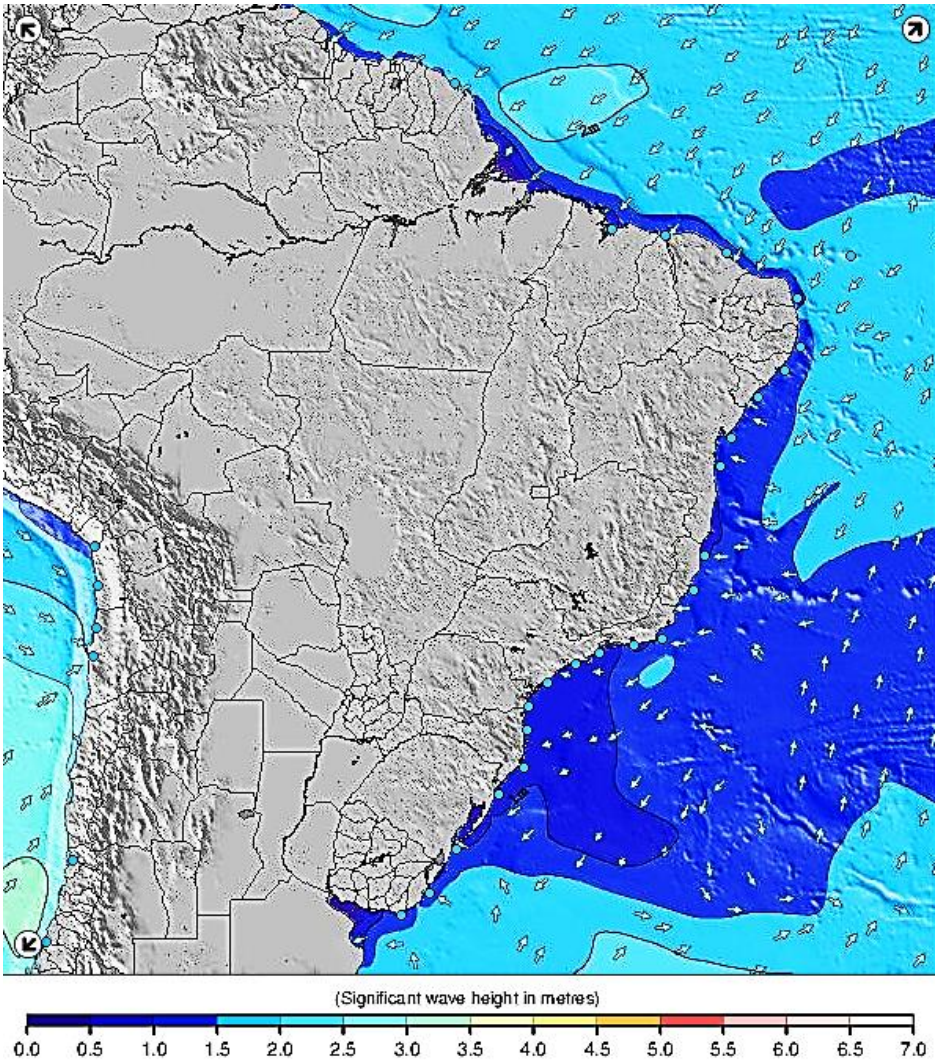


Figura 7. Exemplo de altura e direção de ondas

Fonte: Surf-Forecast (2019), dados para o dia 24/01/19.

3.5. Outras tecnologias e alternativas

Outras alternativas estão disponíveis para a monetização do gás natural em ambiente *offshore*, seja pela sua movimentação até os centros de consumo ou pela sua conversão, na própria localidade do campo produtor, em outros energéticos. Porém, estas alternativas serão descritas de forma simplificada no presente estudo, uma vez que não permitem a venda na forma de gás natural ou combustíveis líquidos, ou são tecnologias ainda em fase de estudo e apenas com projetos-piloto em operação ao redor do mundo. Por serem consumidoras de gás natural para gerar outros produtos, estas unidades poderiam por exemplo ser consideradas como unidades industriais consumidoras, embora sejam também estratégias para monetização.

3.5.1. Gas-to-Wire (GTW) *offshore*

Tradicionalmente, a geração de eletricidade a gás natural é feita em usinas termelétricas que utilizam o combustível recebido através de gasodutos ou de um terminal de regaseificação de GNL localizado próximo à planta. No processo conhecido como *gas-to-wire*, o gás natural é convertido em energia elétrica em centrais termelétricas instaladas no campo de produção ou próximo a ele (ANDREI E SAMMARCO, 2017). A energia elétrica produzida pode ser destinada para autoconsumo

nas instalações do produtor e, eventualmente, os excedentes podem ser comercializados nos mercados locais. No caso brasileiro, há oportunidades de negociar a eletricidade produzida no Ambiente de Contratação Livre (ACL), no Mercado de Curto Prazo e na forma de Geração Distribuída (EPE, 2018a). Além disso, o GTW se apresenta como opção para o aproveitamento do gás em campos ociosos ou com produção em declínio (BECKMAN, 2019). Além de contribuir para a redução das emissões de gases do efeito estufa em relação a outros combustíveis fósseis, principalmente metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), a geração de eletricidade a partir do gás natural é uma forma adequada de complementação às fontes renováveis intermitentes.

A alternativa *gas-to-wire* em ambiente *offshore* consiste na geração local de energia elétrica a partir do gás natural produzido no mar e na transmissão da eletricidade para a costa por meio de cabo submarino (OGA, 2018). A infraestrutura para o GTW inclui ativos existentes no ambiente de E&P e a infraestrutura para produção e transmissão da energia elétrica. A Figura 8 ilustra o conceito da geração de eletricidade a gás natural num campo *offshore*.

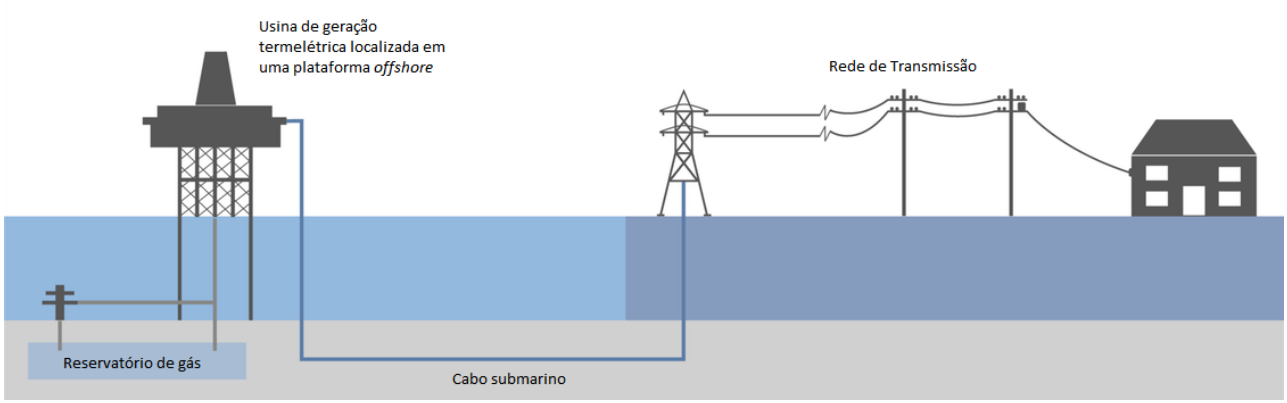


Figura 8. Conceito gas-to-wire *offshore*

Fonte: adaptado de BECKMAN (2019)

Embora elementos individuais do GTW *offshore* já tenham sido comprovados tecnicamente (por exemplo, a produção de gás *offshore*, a geração termelétrica a gás natural e a transmissão submarina de energia elétrica), o conceito integrado ainda está em desenvolvimento, uma vez que existem considerações técnicas específicas para cada projeto (OGA, 2018). Os projetos dependem de características tais como: o volume de gás natural disponível; a tecnologia adequada para conversão da energia térmica em eletricidade na plataforma, por exemplo turbinas; a localização do projeto; e as distâncias do campo até a costa.

No que diz respeito à operação GTW, existem diferentes configurações a serem consideradas como, por exemplo: a instalação dos equipamentos elétricos sobre a própria plataforma de produção de óleo e gás; a construção de uma plataforma adjacente que pode ser utilizada como um hub de recepção do gás natural produzido em outros campos; ou ainda a reutilização de plataformas diversas já existentes (OGA, 2018). Outra vantagem diz respeito ao aproveitamento dos traçados de dutos existentes no campo, facilitando os licenciamentos ambientais necessários para as instalações dos cabos submarinos. Entretanto, a distância até a costa pode acrescentar desafios ao desenvolvimento do GTW no pré-sal brasileiro, uma vez que os cabos submarinos para transmissão de eletricidade apresentam benefícios técnicos e econômicos até 70 km de distância mas podem surgir desafios para maiores distâncias (BECKMAN, 2019; LIMA *et al*., 2019).

Uma das vantagens do GTW refere-se à menor necessidade de especificação e compressão do gás natural, uma vez que este deverá atender apenas aos requisitos da turbina ao invés das normatizações para transporte via gasoduto.

Para a geração de energia elétrica são consideradas as turbinas a gás de ciclo combinado (TGCC) e as turbinas a gás de ciclo aberto (TGCA). Em geral, maiores eficiências de conversão podem ser obtidas utilizando TGCC, pelo aproveitamento do calor residual da turbina a gás numa turbina secundária a vapor. Contudo, as TGCA oferecem maior flexibilidade operativa, são mais leves e ocupam menos espaço, em especial as turbinas do tipo aeroderivadas já utilizadas em plataformas marítimas (OGA, 2018; WORLD BANK, 2020; EPE, 2016a). Configurações mais avançadas incluem a captura e o armazenamento do CO_2 (CCS – *Carbon Capture and Storage*) produzido pela central termelétrica, reduzindo ainda mais as emissões do projeto (WILSON, 2018; ANDREI E SAMMARCO, 2017; WINDÉN *et al.*, 2013).

A transmissão da energia elétrica é feita por meio de cabo submarino desde a plataforma até a costa, onde se conecta à rede local. Alternativamente, o cabo pode ser conectado a um parque eólico *offshore* nas proximidades formando um sistema híbrido de geração de eletricidade, como mostrado na Figura 9 (OGA, 2018; BECKMAN, 2019).

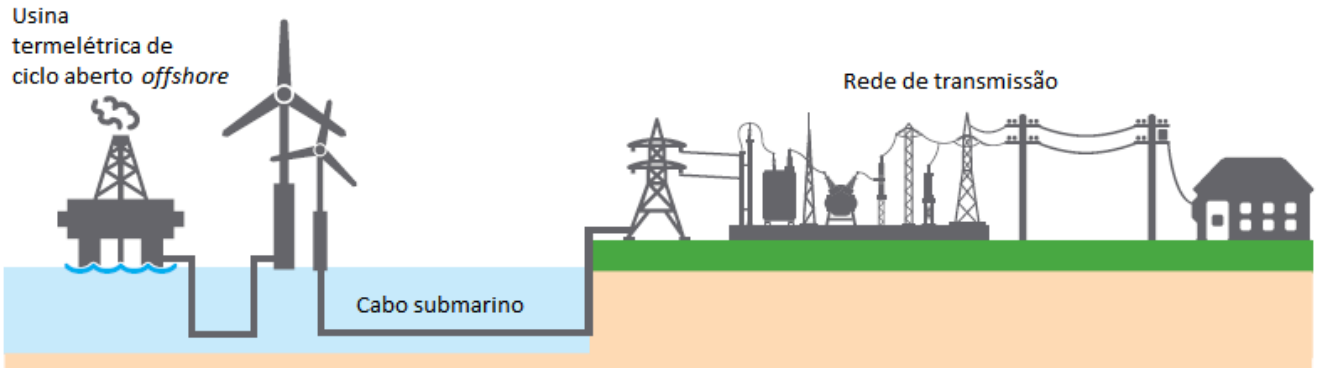


Figura 9. Conceito de um sistema híbrido GTW e geração eólica

Fonte: adaptado de OGA (2018)

Estes sistemas híbridos permitem o compartilhamento da subestação elétrica para as duas instalações de geração elétrica, a gás natural e eólica. Outras vantagens desta integração entre a indústria de óleo e gás e o setor de eletricidade dizem respeito à contribuição para a redução das emissões globais de gases do efeito estufa, bem como a garantia de segurança de suprimento de eletricidade, uma vez que o gás serve de complementação às fontes intermitentes (OGA, 2018; OFFSHORE MAG, 2020b; BECKMAN, 2019; FEDER, 2020).

3.5.2. Compressed Gas Liquids (CGL) *offshore*

A tecnologia CGL (*compressed gas liquids*), patenteada pela empresa SeaOne e aplicada no ambiente *offshore*, consiste das seguintes etapas: mistura de gás natural rico[3] com um solvente líquido, consistindo majoritariamente de propano sob pressão reduzida, resultando no produto CGL; armazenamento e transporte deste produto à temperatura reduzida; e separação em frações, com reutilização do solvente, para entrega ao mercado consumidor (DOE, 2015; SEAONE, 2020a; MORRIS *et al.*, 2010). Esta tecnologia permite a combinação de gás natural rico sob a forma líquida, permitindo o transporte e a entrega de ambos como uma única carga. A capacidade de combinação destas duas *commodities*, que em outra alternativa utilizariam duas cadeias de logística e de

[3] Gás natural rico consiste de gás natural contendo médio a alto teor de líquidos de gás natural.

suprimento distintas, permite uma redução de custos de investimento e operacionais (SEAONE, 2020b).

Nesta tecnologia, o gás natural proveniente de um campo *offshore* é escoado até um navio de CGL, no qual é condicionado para retirada de contaminantes, resfriado a -40ºC, misturado ao propano e comprimido para a produção de CGL. A mistura é novamente resfriada e armazenada a temperaturas entre - 40ºC e - 62ºC e a pressões na faixa de 62 a 148 bar para ser transportada. A tecnologia permite o transporte de cargas de CGL com capacidade entre 12,5 e 56,6 MMm³. Existe também a possibilidade de utilização de uma embarcação articulada rebocador/barcaça (*articulated tug and barge*, AT/B) no caso de pequenas cargas de CGL (SEAONE, 2020c; MORRIS *et al.*, 2010). A Figura 10 apresenta o esquema da tecnologia CGL.

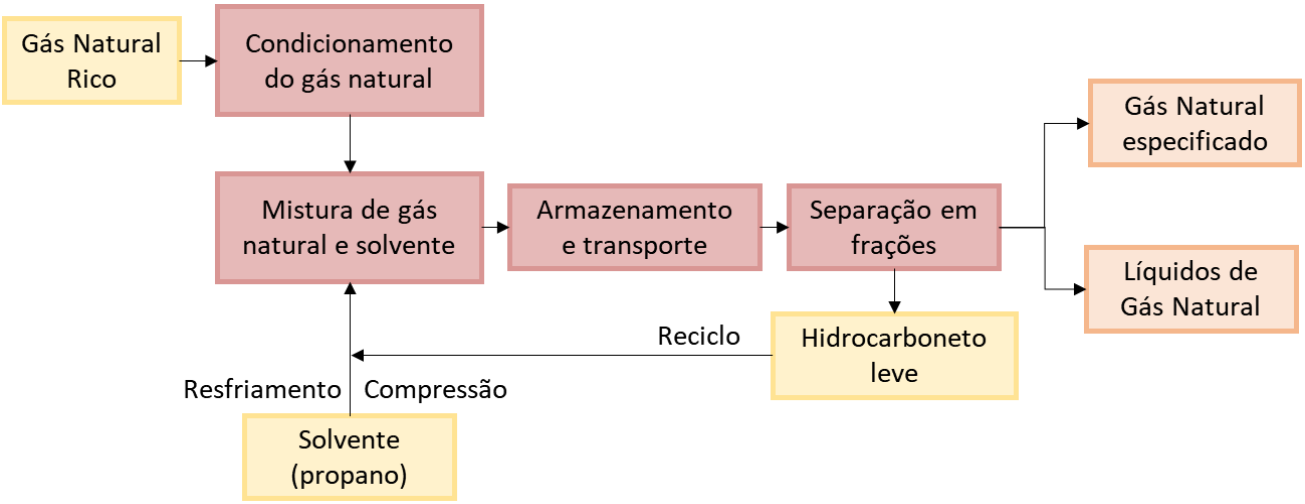


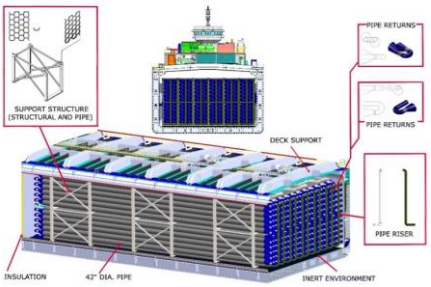
Figura 10. Esquema da tecnologia CGL

Fonte: Elaboração própria EPE a partir de Morris (2010) e SeaOne (2020a).

O produto CGL é armazenado no próprio navio em um sistema de contenção baseado em tubulações para o transporte. Este sistema pode ser configurado de forma modular para atender a uma aplicação particular e/ou escala de operação, como o transporte de líquidos de gás natural.

No ponto de entrega, o produto CGL, que se encontra no sistema de contenção do navio, é enviado para um trem de fracionamento à baixa temperatura (ou separadores de membrana modulares compactos), onde ocorre a separação entre o gás natural e o solvente. O gás natural separado é então especificado de acordo com as necessidades do mercado, o que também envolve o controle dos teores dos componentes do gás natural, tais como etano, propano e butano. Já o solvente é recuperado e devolvido para o vaso de armazenamento do navio para a sua reutilização. De acordo com a patente da empresa, também é possível realizar a etapa inicial de produção do CGL e a etapa final de separação das frações em barcaças, enquanto o navio de CGL é utilizado para o transporte do produto (MORRIS *et al.*, 2010).

O sistema de contenção do navio de CGL compreende uma rede tubular de aço carbono em um ambiente refrigerado no porão de carga do navio para manter a temperatura desejada. Este sistema possui feixes de tubos de armazenamento, que são conectados ponta a ponta para formar uma única tubulação, em forma de *loops*. O sistema de refrigeração utilizado, à base de fluxo de nitrogênio ou mantas, permite o monitoramento de vazamentos no sistema de contenção (MORRIS *et al.*, 2010). A Figura 11 apresenta a esquema de transporte e armazenamento do produto CGL em navios.



(a) (b)

Figura 11. Esquema de transporte e estocagem do produto CGL em navios (a) navio de 28,3 MMm³ (b) armazenamento do produto CGL

Fonte: elaboração própria EPE a partir de Seaone (2020c).

Comparado ao GNL, que é constituído principalmente de metano com poder calorífico superior (PCS) na faixa de 35.396 a 40.985 kJ/m³, o CGL apresenta PCS na faixa de 47.691 a 104.325 kJ/m³, o que proporciona um transporte mais eficiente de gás em comparação com outras alternativas. A tecnologia CGL necessita de instalações padrão de gás natural, a temperaturas baixas mas não necessariamente criogênicas, diferentemente da tecnologia GNL. Além disso, o transporte do produto CGL ocorre sem movimentação (*sloshing*) ou vaporização (*boil-off*) da carga, uma vez que o tanque de armazenamento fica completamente cheio dentro do navio, ao contrário do tanque de GNL. Ademais, enquanto o gás natural proveniente do produto CGL necessita de plantas de processamento de gás natural e instalações de fracionamento para extração dos líquidos de gás natural, o GNL necessita de uma planta de regaseificação para utilização do gás natural (SEAONE, 2020a). Todos estes fatores podem acarretar em menores valores de CAPEX e OPEX para a tecnologia CGL em relação à tecnologia GNL. A Tabela 5 ilustra um resumo das tecnologias CGL e GNL.

Tabela 5. Análise comparativa entre as tecnologias CGL e GNL

Fatores	Tecnologia	
	CGL	GNL
Poder calorífico superior (kJ/m³)	47.691 a 104.325	35.396 – 40.985
Temperatura do processo (ºC)	Baixa (-40°C)	Criogênica (-160°C)
Equipamento utilizado	Planta padrão de gás natural	Planta criogênica de gás natural
Movimentação e vaporização da carga no transporte	Não ocorre	Ocorre, acarretando em desafios técnicos
Produto entregue para consumo	Gás natural rico (C_1, C_2-C_4, C_{5+})	Gás natural pobre (principalmente C_1)

Fonte: elaboração própria EPE a partir de Seaone (2020a).

Em janeiro de 2020, a empresa SeaOne recebeu uma autorização do Departamento de Energia dos EUA para a exportação de CGL, equivalente a 15,5 bilhões m³/ano de gás natural, por um prazo de 30 anos, a partir de sua instalação proposta no porto de Corpus Christi, no Texas, EUA. A empresa pretende exportar o produto para países localizados na Bacia do Caribe e nas proximidades do Golfo do México (DOE, 2020).

4. Metodologia

Neste capítulo, serão apresentadas as premissas e a metodologia utilizadas nos estudos de caso para análise técnico-econômica de projetos de monetização *offshore* baseados nas tecnologias FCNG, FLNG e FGTL. Primeiramente, serão apresentados os parâmetros de custo consultados em diversas fontes da literatura para cada tecnologia, e posteriormente serão abordados os demais parâmetros considerados nos fluxos de caixa, bem como nas análises comparativas entre FCNG e FLNG para o estabelecimento de gasodutos virtuais *offshore* dependendo da distância e da capacidade.

4.1. Estimativas de Custo – Processamento em UPGN

A estimativa de custos de processamento em UPGNs levou em conta que, para os estudos de caso, poderia ser utilizada a tecnologia de turboexpansão, dado que geralmente nos campos *offshore* há uma maior riqueza das correntes de gás natural em comparação a campos *onshore*, principalmente quando o gás natural encontra-se associado ao petróleo (EPE, 2016b). Neste caso, o gás natural de campos produtores marítimos seria enviado para o litoral por meio de gasodutos de escoamento, para processamento em uma UPGN. Alternativamente, o gás natural de diversos campos poderia ser reunido em um *hub* de escoamento sobre uma plataforma ou na forma de instalações *subsea*, para envio de maiores volumes até o litoral incorrendo em ganhos de escala.

O CAPEX considerado para as UPGNs teve como base o estudo publicado por EPE (2017), com valores corrigidos para valores de 2019 pelo índice *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI). Na Figura 12 são apresentados os custos de UPGNs para diferentes tecnologias, das quais foi utilizada a denominada turboexpansão para realização dos estudos de caso.

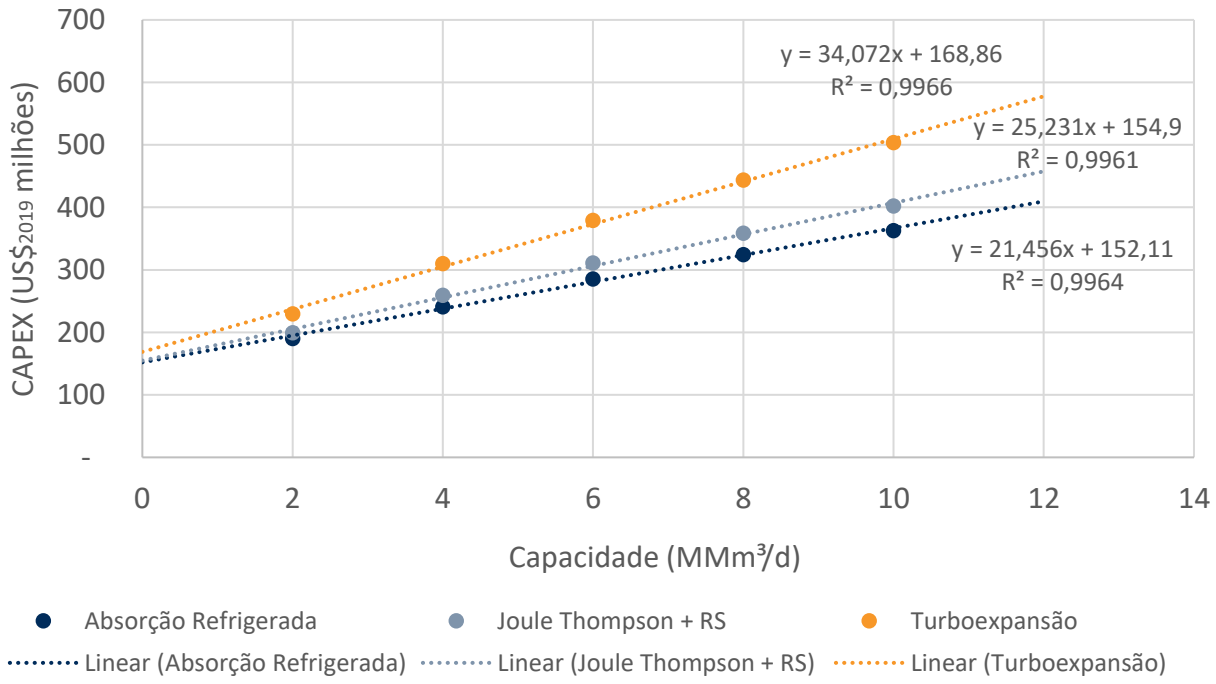


Figura 12. CAPEX de unidades de processamento de gás natural

Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE (2017).

Para a realização dos fluxos de caixa, considerou-se ainda que haveria a produção e a venda de GLP pelos preços internacionais do propano e butano em dezembro de 2019 segundo memória de cálculo de preços de referência de gás natural para fins de *royalties* (ANP, 2019a). Este valor foi

considerado como uma receita adicional para auxílio na amortização do projeto. Considerou-se um valor de OPEX igual a 5% do CAPEX ao ano (EPE, 2018b).

4.2. Estimativas de Custo – FCNG

A tecnologia FCNG tem sido investigada por vários desenvolvedores desde o início dos anos 1960, e passou por diversas evoluções ao longo dos anos, permitindo a adaptação para as condições marítimas e o transporte de quantidades cada vez maiores de gás natural. Esta evolução tecnológica influenciou os custos unitários desta tecnologia, tornando-a mais eficiente em termos econômicos.

Um estudo da Tractebel (2015a) sumarizou as principais informações de custo relacionadas ao GNC em pequena escala com compressão terrestre aliada ao transporte marítimo, apresentando também as principais características da tecnologia. A Tabela 6 apresenta os custos unitários para dois patamares de volumes de GNC transportados no mar a curta distância (100 a 300 km) e a longa distância (1.000 a 1.500 km).

Tabela 6. Custos relacionados ao FCNG (US$$_{2015}$/MMBtu)

Item	Distância: 100 a 300 km		Distância: 1.000 a 1.500 km	
	85 mil m³/d	283 mil m³/d	85 mil m³/d	283 mil m³/d
Tratamento do gás	0,42	0,21	0,42	0,21
Compressão	0,73	0,70	0,73	0,70
Transporte	3,00	2,40	6,43	5,22
Entrega	0,50	0,50	0,50	0,50
Total	**4,65**	**3,81**	**8,08**	**6,63**

Fonte: Adaptado a partir de Tractebel (2015a).

Observa-se que, para um determinado volume de gás, a diferença entre os custos unitários concentra-se no custo de transporte maior para distâncias mais longas. Contudo, na mesma faixa de distância, há um ganho de escala para transportar um volume maior, reduzindo-se o custo unitário do transporte. Também se observa um ganho de escala no custo de tratamento do gás, que é 50% menor para tratar maiores volumes de gás.

Em julho de 2019, a GEV assinou uma carta de intenção com Yantal CIMC Taffles Offshore Lt para construção de 4 navios de FCNG de 6 MMm³ cada, com opção de solicitar até 4 navios adicionais. O cronograma de entrega foi estimado em 30 meses e posteriormente extendido até 30 de junho de 2020 (IPT, 2020). Em dezembro de 2019 a GEV iniciou uma análise técnico-econômica para transporte de gás natural do pré-sal brasileiro até o mercado consumidor utilizando uma frota de navios da CNG Optimum. Este campo de gás associado em desenvolvimento está situado na Bacia de Santos, a aproximadamente 200 km do Rio de Janeiro e 350 km de São Paulo. Em abril de 2020 o plano de desenvolvimento foi concluído e estima-se que a primeira produção de petróleo e gás do campo ocorra no início de 2024, com previsão de até 90.000 Bbl/d de óleo por dia e 8,5 MMm³/d de gás natural (GEV, 2019b; GEV, 2020).

Com base nestas informações, a Tabela 7 ilustra as principais características dos navios CNG Optimum da empresa Global Energy Ventures, bem como seus valores de CAPEX segundo as fontes consultadas.

Tabela 7. Características da tecnologia CNG Optimum

Tecnologia	CNG Optimum
Empresa	GEV
Data-base do custo	2019
Capacidade da unidade (MMm³/d)	6
CAPEX (US$ mi)	650 (400 km, 4 navios) 920 (1.000 km, 6 navios) 135-140 (custo por navio adicional)
OPEX	N/D
Distância viável (km)	até 1.850
Comentários sobre a tecnologia	Tempo de construção: 3 anos
Plantas em operação	3
Comentários sobre o transporte	frota de GNC = ~80% do CAPEX do projeto

Fonte: Elaboração própria a partir de GEV (2019a).

Sendo assim, com relação à estimativa de custos de FCNG para os estudos de caso, foi elaborada uma correlação de CAPEX por capacidade de compressão utilizando um fator de escala de 0,65, conforme Glebova (2013). Considerou-se o custo para uma distância de até 400 km da costa, utilizando 4 navios para carregar o gás natural, conforme GEV (2019a). A Figura 13 apresenta o valor utilizado e os dados estimados para projetos de FCNG.

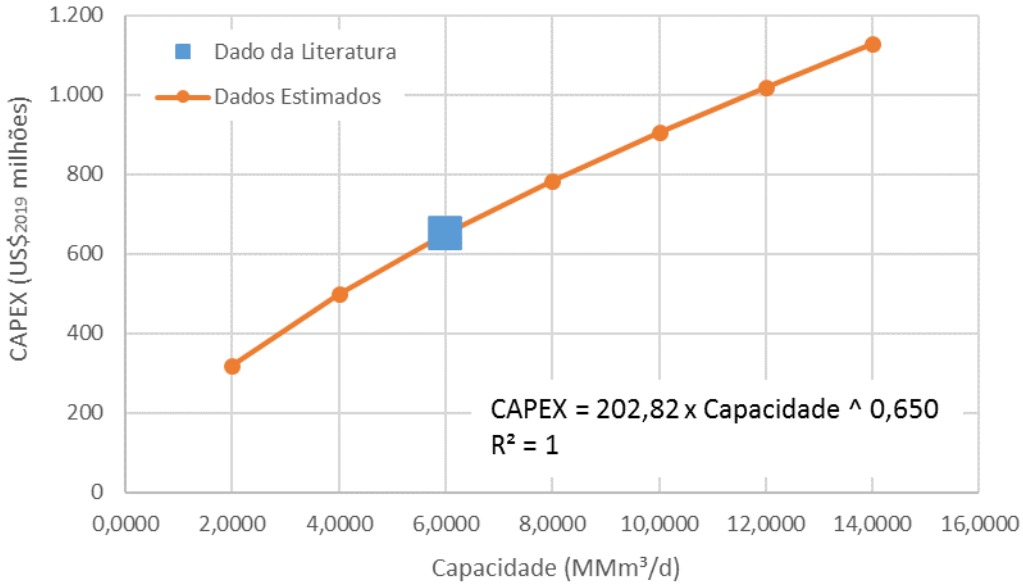


Figura 13. CAPEX de FCNG

Fonte: Elaboração Própria a partir de GEV (2019a).

O OPEX dos módulos de compressão foi estimado em cerca de 4% do CAPEX, considerando-se analogia com Estações de Compressão terrestres, e avaliado com base em projetos de estações de compressão típicos da base de dados do Sistema de Avaliação de Gasodutos (SAGAS), desenvolvido pela EPE.

4.3. Estimativas de Custo – FLNG

O Custo de Capital (*capital expenditures*, CAPEX) de uma instalação de FLNG pode ser dividido em dois componentes: custos das instalações e da embarcação de liquefação, e custos de *upstream* (SONGHURST, 2018). Sendo assim, é necessário que sejam separados os grupos de custos para que

seja analisado o custo do projeto de FLNG, de forma separada do projeto de E&P completo, possibilitando a comparação entre as tecnologias.

Atualmente, há duas plantas em operação: PFLNG Satu (capacidade de 1,2 mtpa) e Hilli Episeyo[4] (capacidade de 2,4 mtpa), instalados na Ásia (Malásia) e na África (Camarões), respectivamente, bem como o Projeto Prelude (capacidade de 3,6 mtpa[5]), ainda em teste, instalado na Oceania (Austrália). Entre os projetos com cronograma previsto para operação, destacam-se projetos na África (Fortuna e Coral South), Ásia (PFLNG 2) e América do Sul (Tango FLNG).

O custo médio de liquefação e embarcação (que inclui também o armazenamento do GNL) das instalações representa aproximadamente entre 60 e 80% do CAPEX total, enquanto o custo de *upstream* inclui as instalações *subsea* e de superfície para o tratamento do gás natural[6] (SONGHURST, 2018). É possível notar que o percentual do CAPEX da liquefação/embarcação do projeto Coral South é menor que os demais (56% do total), em função do mais alto custo *upstream* necessário para produção em águas profundas. A Tabela 8 apresenta as características, o CAPEX de liquefação/embarcação e o CAPEX total dos principais projetos de FLNG em operação e em construção no mundo.

Tabela 8. Características e CAPEX dos principais projetos de FLNG no mundo

Projeto	Localização	Capacidade (mtpa)	Capex liquefação / embarcação (bi US$)	Capex total (bi US$)	Status
PFLNG Satu	Malásia	1,2	1,2	1,5	Em operação (2017)
Hilli Episeyo	Camarões	2,4	1,4	1,9	Em operação (2018)
Prelude	Austrália	3,6	7,2	12	Em teste
Tango FLNG	Argentina	0,5	0,3	0,4	Previsto para 2019
PFLNG 2	Malásia	1,5	1,5	1,7	Previsto para 2020
Fortuna	Guiné Equatorial	2,2	1,5	2,0	Previsto para 2020
Coral South	Moçambique	3,4	4,3	7,7	Previsto para 2022

Fonte: Elaboração própria com base em Songhurst (2018), World Maritime News (2018), Compelo Energy (2018), Ophir Energy (2017) e Scott (2018).

Pode-se observar também a diversidade de CAPEX total das plantas de FLNG, o que indica que há diferentes variáveis envolvidas no custo de projetos deste porte. A Figura 14 apresenta o custo unitário destes investimentos em US$/tpa, o que permite obter um panorama comparativo entre os projetos de FLNG.

[4] O navio FSRU Golar Nanook foi abastecido com uma carga de GNL pelo FLNG Golar Hilli Episeyo em fevereiro de 2019 e posteriormente prosseguiu para o Sergipe, onde ofertará gás natural à UTE Porto de Sergipe I, implementada pela CELSE em Barra dos Coqueiros (Celse, 2019).

[5] Milhões de toneladas de GNL por ano

[6] Consiste de separação trifásica, pré-tratamento (remoção de CO_2, H_2S, entre outros) e fracionamento para retirada de líquidos.

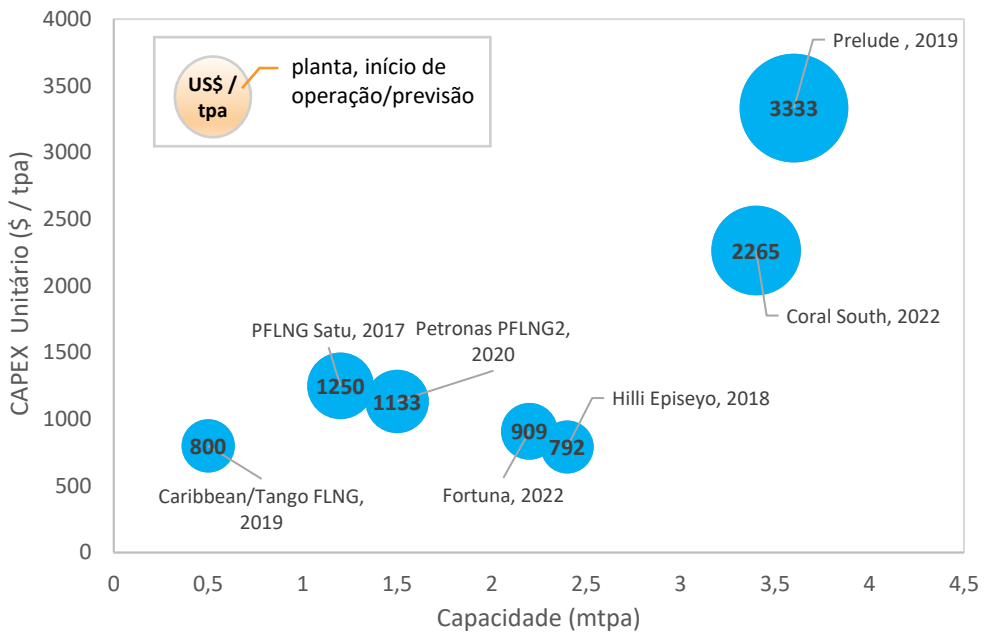


Figura 14. Custo unitário total de plantas de FLNG, em US$/tpa

Fonte: Elaboração própria com base em Songhurst (2018), World Maritime News (2018), Compelo Energy (2018), Ophir Energy (2017) e Scott (2018).

Nota-se na figura o baixo CAPEX unitário do Caribbean FLNG, atual Tango FLNG (800 US$/tpa), que se caracteriza por uma pequena barcaça com capacidade de 0,5 mtpa de GNL, comparado com o CAPEX unitário do projeto Prelude (cerca de 3 mil US$/tpa), maior e mais complexo. O projeto Prelude será capaz de produzir e estocar 3,6 mtpa de GNL, além de 1,3 mtpa de condensado e 0,4 mtpa de GLP e está em fase de testes (SCOTT, 2018). É interessante notar que os ambos os projetos de FLNG citados irão operar em lâminas d´água rasas, sob condições amenas. Por outro lado, a instalação Coral South, com capacidade de 3,4 mtpa, irá operar em lâmina d´água de 2000 m, utilizando equipamentos e controles específicos, o que resulta em um alto CAPEX unitário deste projeto, de cerca de 2,3 mil US$/tpa (COMPELO, 2018; SCOTT, 2018).

Nota-se que a instalação pioneira PFLNG Satu apresenta alto custo unitário (cerca de 1,2 mil US$/tpa) quando comparada com as demais, que possuem capacidade de processamento entre 0,5 e 2,5 mpta, o que pode ser explicado pelas dificuldades e custos embutidos em um projeto sem precedente tecnológico. Outra variável a ser considerada é o financiamento externo obtido, que geralmente reduz o custo unitário das instalações de FLNG, como no caso do Hilli Episeyo, que obteve financiamento para reconversão do navio (SONGHURST, 2018; SCOTT, 2018).

No que toca à estratégia de liquefação terrestre aliada ao transporte marítimo, a Tractebel (2015b) elaborou um estudo contendo a estimativa dos custos da liquefação em terra, com transporte marítimo do GNL. A Tabela 9 apresenta os custos unitários para dois patamares de volumes de GNL transportados no mar a curta distância (100 a 300 km) e a longa distância (1.000 a 1.500 km).

Tabela 9. Custos relacionados ao FLNG (US$$_{2015}$/MMBtu)

Item	Distância: 100 a 300 km		Distância: 1.000 a 1.500 km	
	85 mil m³/d	283 mil m³/d	85 mil m³/d	283 mil m³/d
Tratamento do gás	0,42	0,21	0,42	0,21
Liquefação	4,71	3,71	4,71	3,71
Transporte	2,36	1,86	3,36	2,86
Entrega	1,56	1,06	1,56	1,06
Total	9,05	6,84	10,05	7,84

Fonte: Adaptado a partir de Tractebel (2015b).

Com relação à estimativa de custos de FLNG, foram realizadas correlações de CAPEX por capacidade de liquefação de gás natural, trazendo-se os custos da literatura a valores de 2019, por meio do índice CEPCI. Estas correlações utilizaram um fator de escala de 0,65, conforme Glebova (2013), para ajuste de uma correlação e adequação dos custos às capacidades dos estudos de caso. A Figura 15 apresenta os dados utilizados e estimados da correlação de CAPEX para projetos de FLNG.

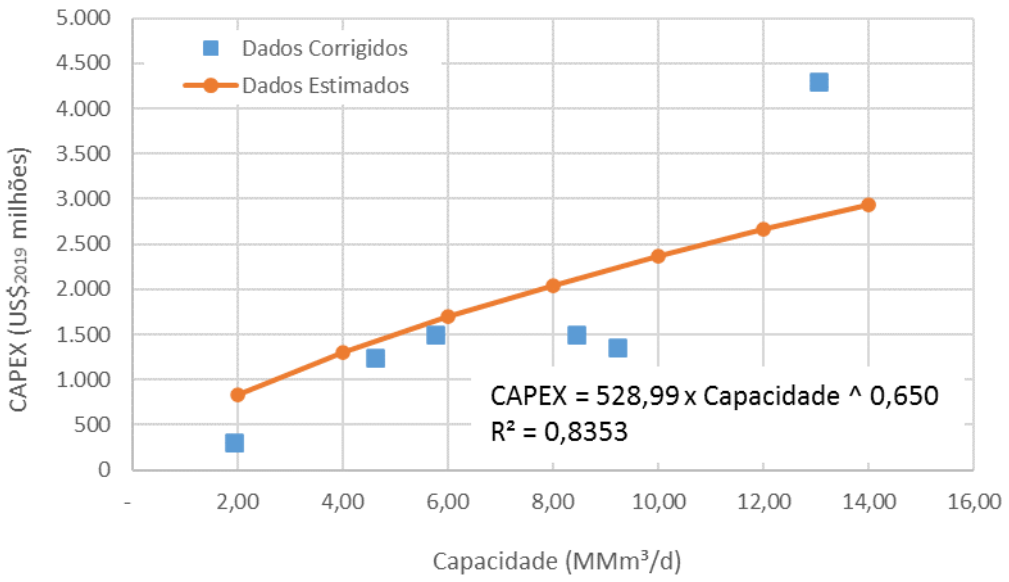


Figura 15. CAPEX de FLNG

Fonte: Elaboração Própria a partir de Songhurst (2018).

Com relação aos custos operacionais, Songhurst (2019) indica que uma instalação de FLNG com CAPEX de 1,5 US$bn tem uma estimativa de OPEX de liquefação/embarcação de US$ 159 milhões por ano, que corresponde a 10,6% do CAPEX. Porém, vale ressaltar que que este percentual seria válido tanto para liquefação quanto para embarcação, embora possa variar de acordo com as características do projeto. Sendo assim, por analogia com os projetos *onshore*, o OPEX apenas do módulo de liquefação foi estimado entre 3 a 5% do CAPEX de liquefação (TRACTEBEL, 2015b), sendo utilizado o valor de 4% para o estudo de caso.

4.4. Estimativas de Custo – FGTL

Em termos econômicos, plantas de FGTL tendem a ser mais intensivas em CAPEX do que plantas de GTL *onshore*, com custo instalado variando entre US$ 20 mil e US$ 35 mil/barril/dia e OPEX anual variando de 6 a 9% do CAPEX (BASSEY, 2007). Estes custos tendem a diminuir para maiores capacidades devido a ganhos de escala. As etapas de projeto e construção das plantas em si podem

levar de três a cinco anos para projetos *onshore*, podendo ser maiores no caso de plantas *offshore* (BASSEY, 2007). A viabilidade econômica dos projetos de FGTL depende do perfil de correntes líquidas produzidas, dos preços que os clientes estarão dispostos a pagar pelos produtos (que possuem baixos teores de enxofre e alta pureza, o que pode ensejar o pagamento de prêmios no mercado global), além dos preços do gás natural disponível para uso na planta.

No caso de plantas de GTL *onshore*, as estimativas de CAPEX e OPEX foram obtidas a partir de 6 projetos de GTL *onshore* teóricos, de acordo com Glebova (2013) e Bassey (2007). Para a adequação destes custos à capacidade deste estudo de caso, adotou-se no cálculo de CAPEX um fator de escala de 0,65, comumente utilizado para instalações químicas em projetos GTL (GLEBOVA, 2013). A Tabela 10 ilustra a estimativa de CAPEX e OPEX dos 6 projetos de GTL teóricos de acordo com as referências citadas.

Tabela 10. Custos de investimento e de operação de projetos de GTL *onshore* teóricos

Projeto de GTL onshore	Produção de Líquidos (bbl/dia)	CAPEX original (US$/bbl.dia)	OPEX (% CAPEX/ano)
Projeto 1	100.000	16.800	7,2%
Projeto 2	65.000	28.300	9,1%
Projeto 3	64.300	33.200	9,2%
Projeto 4	37.800	38.000	5,4%
Projeto 5	30.000	25.000	4,2%
Projeto 6	20.000	30.000	5,8%

Fonte: Elaboração própria EPE, com base em Bassey (2007) e Glebova (2013).

Para a planta FGTL, as estimativas de custos foram realizadas usando um índice estimativo chamado fator de "marinização", que permite adaptar os custos da tecnologia GTL para ambientes marítimos, aumentando-se os valores de CAPEX e OPEX para refletir as adaptações necessárias à instalação *offshore*. Bassey (2007) apresenta uma estimativa dos custos associados à marinização do processo, concluindo que os custos totais de um FGTL são cerca de 30% maiores que os custos do módulo GTL *onshore* isolado. Sendo assim, as estimativas de custos foram obtidas a partir dos 6 projetos de GTL *onshore* teóricos corrigidos para 2019 pelo CEPCI e adaptados para ambiente *offshore* por um fator de marinização de 1,3, construindo-se uma correlação numérica com fator de escala de 0,65 (GLEBOVA, 2013). A Figura 16 apresenta os dados utilizados e estimados da correlação de CAPEX para os projetos de FGTL.

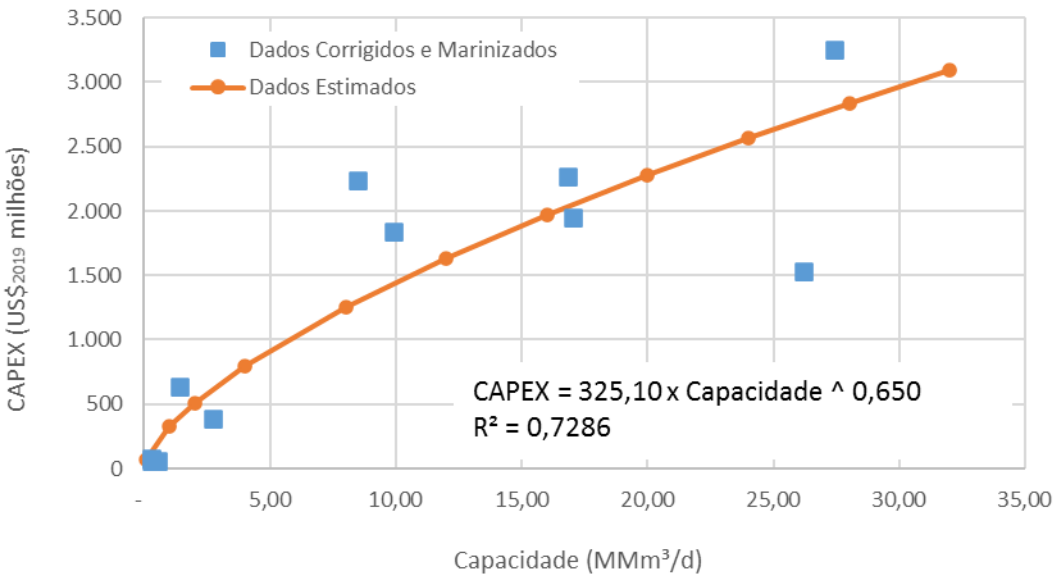


Figura 16. CAPEX de FGTL

Fonte: Elaboração Própria a partir de Bassey (2007), Glebova (2013) e World Bank (2018).

O valor do OPEX utilizado foi calculado a partir da média dos valores de OPEX da literatura, obtendo-se o valor de 6,8% do CAPEX a.a. (GLEBOVA, 2013). Para o cálculo da receita obtida a partir dos líquidos para ambos os estudos de caso, foi utilizada a composição de produtos gerados pela planta GTL Oryx (GLEBOVA, 2013), enquanto os preços de venda foram obtidos a partir de dados nacionais cedidos pela ANP (ANP, 2019a; ANP, 2019b), conforme ilustrado na Tabela 11.

Tabela 11. Estimativas da composição de produtos e respectivos preços de venda

Produto	Fração GTL onshore[1]	Preço de venda[2] (US$/bbl)
Diesel ULSD	37,5%	82,39
Querosene	37,5%	94,88
Nafta	20%	52,53
GLP	5%	28,41

Fonte: elaboração própria EPE, com base em ANP (2019a; 2019b) e GLEBOVA (2013).

Notas: [1] Composição de produtos gerados na planta Oryx; [2] Valores consultados a partir dos preços de referência do petróleo e gás no Brasil.

4.5. Metodologia para análise de Fluxos de Caixa

Os fluxos de caixa realizados basearam-se na metodologia de *NetBack*, considerando que o gás natural ou os combustíveis líquidos produzidos por cada projeto deveriam ser vendidos na saída do módulo produtor aos preços médios praticados no mercado por aquele produto. Os tempos de construção e vida útil também foram selecionados considerando as especificidades de cada alternativa tecnológica.

No caso das tecnologias de UPGN e FCNG, o gás natural seria vendido ao preço médio do GNL importado e regaseificado no Brasil, igual a US$ 6,53 /MMBtu, considerando a média de preços de importação de GNL que ocorreu no ano de 2019. No caso da tecnologia de FLNG, o produto ofertado pelos projetos seria vendido ao preço médio do GNL importado em 2019, apenas somado com o frete para chegada ao Brasil, resultando em US$ 5,65 /MMBtu. Já no caso do GTL, considerou-se a venda do *syncrude* conforme explicado anteriormente, resultando em US$ 78,40 /bbl.

A Média Ponderada de Custo de Capital (*weighted average cost of capital* – WACC) adotada nos fluxos de caixa foi de 10% ao ano e fixou-se o Imposto de Renda em 25% e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 9%. Os resultados obtidos não incluem valores de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programas de Integração Social (PIS) / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Serviços (ISS). O tempo de vida útil dos projetos foi considerado como 25 anos para UPGN e FGTL (com 5 anos de construção), 20 anos para FLNG (com 3 anos de construção) e 10 anos para FCNG (com 1 ano de construção).

4.6. Metodologia utilizada para análise de Gasodutos Virtuais

Com base nas estimativas de custos apresentadas para transporte marítimo de GNC e GNL (TRACTEBEL, 2015a; TRACTEBEL, 2015b), utilizando ajustes de potências para as capacidades e ajustes lineares para as distâncias, foram construídas três equações para estimar os custos envolvidos no tratamento e no transporte do gás natural, assim como sua descompressão e regaseificação no caso do FCNG e FLNG.

Os custos de tratamento, compressão, liquefação e entrega tratavam-se de indicativos para o ambiente *onshore*, portanto foram adaptados ao ambiente *offshore* utilizando um fator de marinização de 1,3. Também buscou-se estimar o custo da movimentação via gasodutos de escoamento submarinos (denominada "GAS"), sendo utilizados para estimativa das tarifas os valores apresentados no Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE (EPE, 2019a); considerou-se que seriam cobradas tarifas postais, para fins de simplificação e comparação. No caso da tecnologia FCNG considerou-se que seriam necessários mais navios para manter o fluxo de gás natural no caso de grandes capacidades, o que reduz seu ganho de escala em relação ao GNL.

As estimativas de custo referentes ao FCNG foram realizadas com base na Equação 1.

Custo FCNG = 1,3 * 3,1076 * Capacidade $^{-0,131}$ + 0,0051 * Distância [1]

Onde o Custo é medido em US$/MMBtu, a Capacidade em mil m³/d, e a Distância em km. As estimativas de custo referentes ao FLNG foram realizadas com base na Equação 2.

Custo FLNG = 1,3 * 20,977 * Capacidade $^{-0,245}$ + 0,0049 * Distância * Capacidade$^{-0,128}$ [2]

Onde o Custo é medido em US$/MMBtu, a Capacidade em mil m³/d, e a Distância em km. As estimativas de custo referentes aos gasodutos submarinos foram realizadas com base na Equação 3.

Custo GAS = 5,0566 * (Capacidade/1000) $^{-0,569}$ + (0,0042*(Capacidade/1000) ^0,0412) * Distância [3]

Onde o Custo é medido em US$/MMBtu, a Capacidade em mil m³/d, e a Distância em km. As equações construídas foram calculadas para diversas distâncias (de 100 a 1.000 km) e diversas faixas de volume (de 2 a 20 MMm³/d), dentro da faixa observada em campos típicos do pré-sal. Ressalte-se que estes custos não incluem o preço do gás natural úmido na plataforma, portanto referem-se somente aos custos para especificação e disponibilização aos clientes finais, devendo ser somados aos custos do gás úmido dependendo da negociação pelo preço da molécula.

5. Resultados e Discussão

De posse das informações de custo, foram estimados os fluxos de caixa dos estudos de caso, considerando-se a venda dos produtos (gás natural, GNL, GNC ou *syncrude*) na saída das instalações consideradas para a monetização. Estes fluxos resultaram em diferentes valores máximos que poderiam ser pagos pelo gás natural úmido "na plataforma" ou na saída do separador trifásico, para que as alternativas fossem viáveis.

A Figura 17 ilustra os fluxos de caixa descontados para as diferentes alternativas, considerando uma mesma capacidade de 20 MMm³/d (os anos de início de produção foram deslocados de forma a haver coincidência entre os projetos).

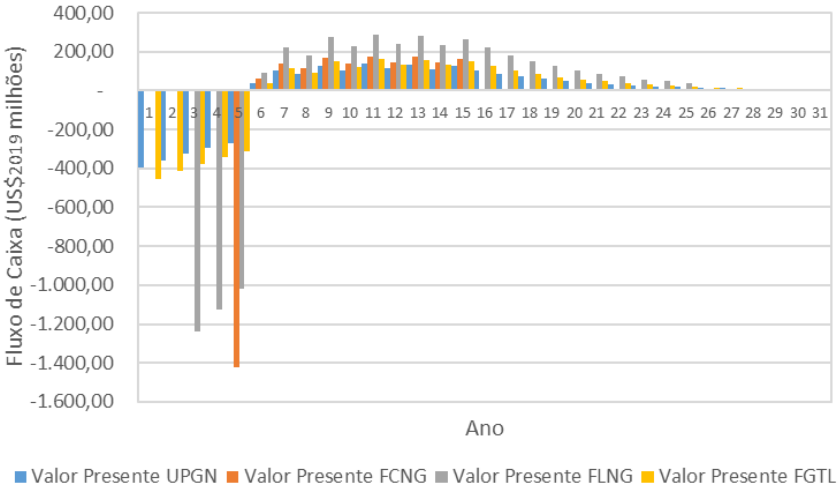


Figura 17. Fluxos de Caixa das Alternativas

Fonte: Elaboração Própria.

A Figura 18 apresenta os resultados obtidos para o *break-even*, ou seja, os preços máximos que poderiam ser pagos pelo gás natural úmido na plataforma e que ainda tornariam cada alternativa viável.

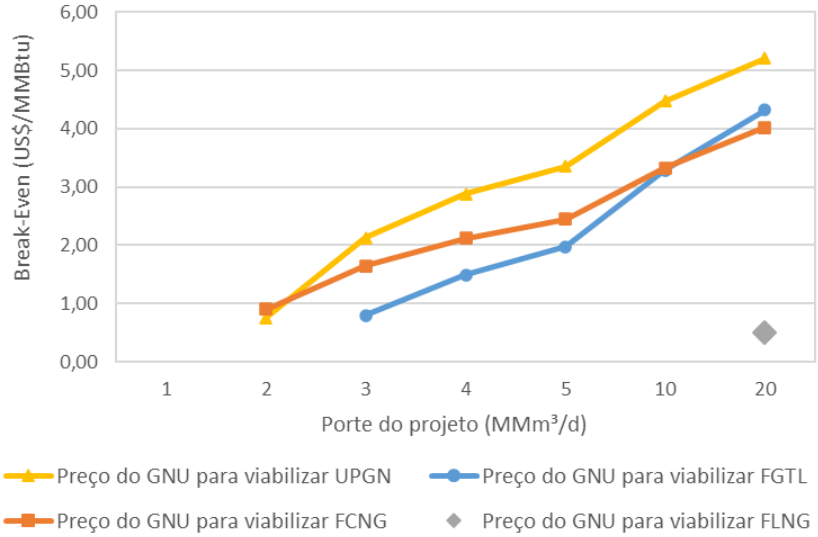


Figura 18. Resultados de *break-even* das Alternativas

Fonte: Elaboração Própria.

Em todos os casos analisados, observou-se que para o valor de 1 MMm³/d o resultado de *break-even* do gás natural úmido foi inferior a zero (portanto não é apresentado no gráfico). Ou seja, o gás natural teria que ser monetizado a valores negativos na plataforma para que estas alternativas se tornassem viáveis. No caso da alternativa de FGTL, isto também ocorreu para o volume de 2 MMm³/d, e no caso do FLNG ocorreu para todos os casos exceto o porte de 20 MMm³/d. Isto porque a média do preço do GNL importado pelo Brasil em 2019, considerado igual a US$ 5,65 /MMBtu para os fluxos de caixa, teve valores baixos, e desta forma não viabiliza projetos de FLNG dadas as premissas do estudo a não ser que o porte do projeto seja da ordem de 20 MMm³/d.

Sendo assim, foi realizada uma análise de sensibilidade para o caso do FLNG, variando-se os preços do GNL vendido na saída do módulo de liquefação. Foram usados os valores médios de preços de GNL importados pelo Brasil em 2017 (GNL FOB + frete = US$ 6,86 /MMBtu), 2018 (GNL FOB + frete = US$ 9,02 /MMBtu) e 2019 (GNL FOB + frete = US$ 5,65 /MMBtu). Os resultados mostram que a viabilidade da alternativa FLNG é altamente sensível ao preço de venda do GNL, conforme mostrado na Figura 19.

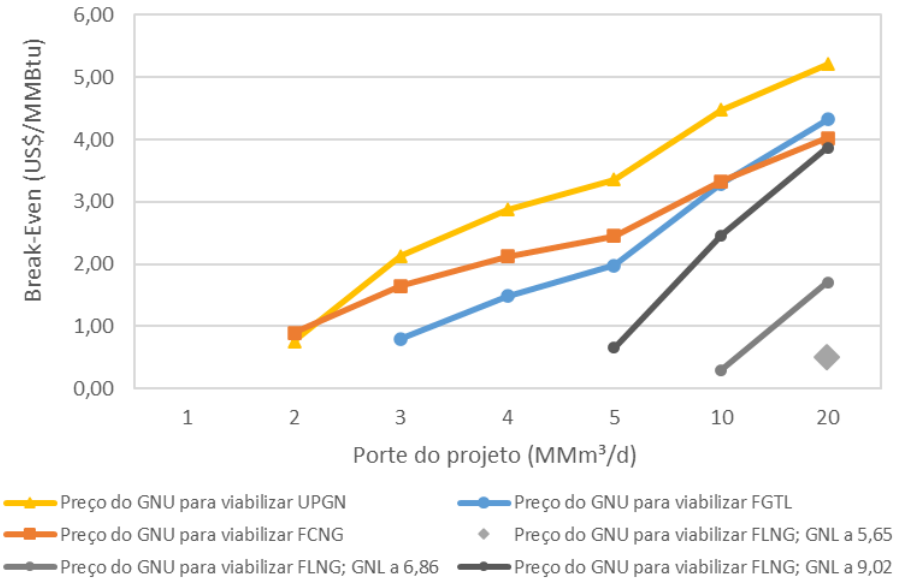


Figura 19. Resultados de *break-even* das alternativas variando o preço de venda do GNL

Fonte: Elaboração Própria.

Para os demais casos, o *break-even* foi positivo, aumentando com o porte do projeto, o que indica um maior preço possível de ser pago pelo gás natural na plataforma quando os projetos são de grande porte, ou quando o gás natural de vários projetos é reunido para viabilizar um maior projeto. Observa-se que diferentes alternativas podem ser mais ou menos viáveis dependendo do porte do projeto em MMm³/d.

De forma geral, os resultados mostram que, se o gás natural for vendido na saída do módulo de monetização considerando o custo de oportunidade do gás natural, a alternativa de escoamento e processamento em UPGNs possibilita um maior pagamento pelo gás natural na plataforma. Considerando os parâmetros utilizados neste estudo, a alternativa de FLNG tem um menor pagamento pelo gás natural na plataforma quando o GNL é vendido aos preços do mercado internacional (que se encontram em patamar de baixa). Quanto às alternativas de FCNG e FGTL, verifica-se que a segunda ganha competitividade relativa para maiores volumes, enquanto a primeira se torna relativamente menos competitiva à medida que aumenta o porte do projeto.

Na Figura 20 são apresentados os resultados obtidos de custo para disponibilização do gás natural *offshore* a clientes que estão a diferentes distâncias da plataforma, e que necessitam de diferentes volumes de gás natural. Estes custos incluem tratamento, liquefação ou regaseificação, transporte e entrega.

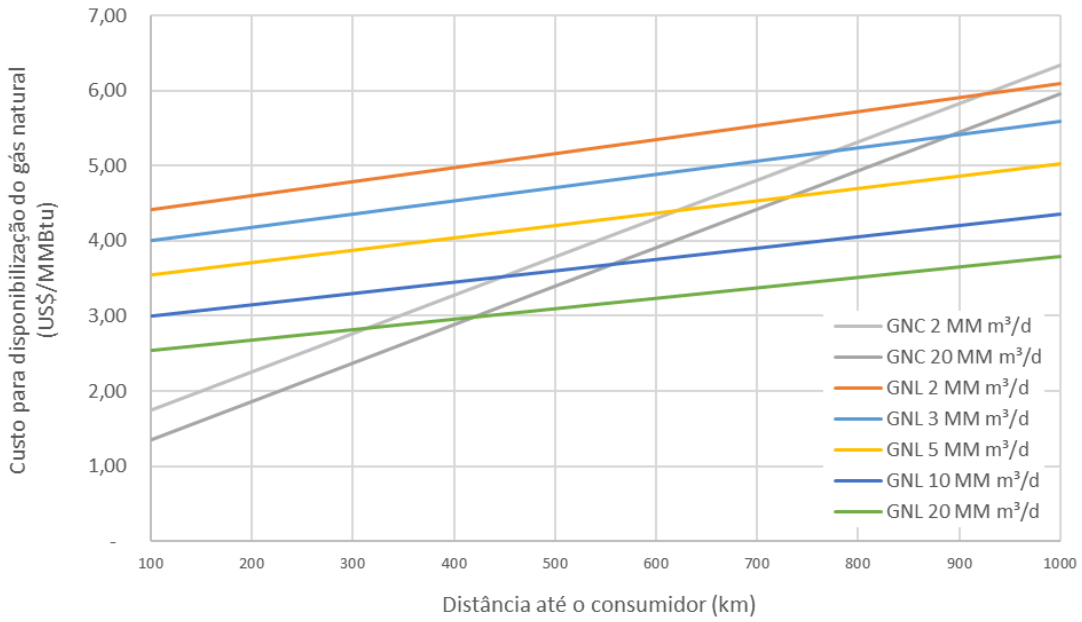


Figura 20. Comparação entre GNC e GNL

Fonte: Elaboração Própria.

Devido aos fatores mencionados, observa-se que para avaliar-se a distância para a qual o FLNG torna-se mais viável que o FCNG, deve-se observar a capacidade desejada de movimentação, que poderá definir maiores ou menores distâncias mínimas e influenciar na competitividade das alternativas. No que toca à comparação das alternativas de movimentação via FCNG, FLNG e gasodutos de transporte, os resultados obtidos são apresentados na Figura 21.

Figura 21. Resultados da Análise para gasodutos virtuais

Fonte: Elaboração Própria.

Percebe-se que os custos para movimentação via gasodutos são mais sensíveis à variável "Capacidade" do que a alternativa de FLNG e do que a alternativa de FCNG, sendo que esta última

tem a menor variação de custos em relação à capacidade. Os dados referentes à alternativa de menor custo, quando as mesmas são comparadas, são apresentados na Figura 22.

MMm³/d \ km	100	150	200	250	300	350	400	450	500	1000
2	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FLNG
6	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FLNG
8	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FLNG	FLNG
12	FCNG	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
13	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
14	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
15	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
16	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
17	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
18	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG	FLNG
19	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG	FLNG
20	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG	FLNG

Figura 22. Resultados da Comparação de Custos de Modais

Notas: os códigos apresentados nas células coloridas indicam qual alternativa teve o menor custo para a Capacidade em MMm³/d mostrada na primeira coluna, e Distância em km mostrada na primeira linha; "FCNG" refere-se ao gás natural comprimido *offshore*, "FLNG" ao gás natural liquefeito *offshore*, e "GAS" ao escoamento via gasodutos submarinos.

Fonte: Elaboração Própria.

Observa-se que a alternativa de gasodutos é mais viável do que as alternativas de FCNG e FLNG para diferentes capacidades dependendo da distância, requerendo por exemplo uma capacidade mínima de cerca de 13 MMm³/d para gasodutos com 100 km, e cerca de 12 MMm³/d para gasodutos com 250 km. No que toca à alternativa de FCNG percebe-se um efeito inverso, e esta torna-se menos viável conforme aumenta a capacidade de transporte, devido ao grande aumento no número de navios necessários. Sendo assim, a uma distância de 500 km, a alternativa de FLNG torna-se mais viável que o FCNG para capacidades a partir de 8 MMm³/d.

Ressalte-se que os resultados dependem de diversos fatores como a composição do gás natural e os preços de venda dos produtos finais, sendo válidos apenas para os condicionantes e premissas apresentados no presente estudo. O principal aspecto a ser considerado na análise de viabilidade técnico-econômica é a faixa de aplicação de cada uma das alternativas dependendo dos condicionantes técnicos. Por exemplo, as tecnologias de FCNG e FLNG existentes podem não ser diretamente aplicáveis em grandes profundidades e distâncias da costa dadas as condições meteoceanográficas que se apresentam nestes ambientes, e a solução dos desafios técnicos pode influenciar fortemente nos valores de CAPEX de cada alternativa, devido ao custo das adaptações que se façam necessárias. Sendo assim, caso um projeto tenha necessidade de adaptações no projeto de engenharia, seu custo pode se tornar maior do que os valores que foram considerados nos cálculos, o que torna necessária uma nova estimativa para sua correta análise e comparação.

6. Considerações Finais

A monetização do gás natural, seja ele gás associado ou não associado, depende de uma série de fatores. No centro dessa discussão está a decisão de "afundar" investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento de gás, lidando com riscos de oferta, de demanda e de preços.

O presente estudo abordou diversas tecnologias de aproveitamento deste gás natural *offshore*, como o escoamento do gás natural até uma UPGN seguido de seu processamento para carregamento em gasodutos, e as tecnologias de FCNG, FLNG e FGTL.

De forma geral os resultados das análises econômicas mostram que a alternativa de UPGNs possibilita um maior pagamento pelo gás natural na plataforma, enquanto a alternativa de FLNG possibilita o pagamento de menores valores. Porém os resultados para a tecnologia FLNG dependem fortemente dos preços do GNL no mercado global, sendo positivos para preços de GNL mais altos como os que foram observados ao longo de 2017 e 2018.

No caso da monetização via gasodutos de escoamento submarinos conectados a UPGNs, verificou-se que sua viabilidade foi maior que a de outras soluções tecnológicas para distâncias inferiores a 500 km e portes acima de 12 MMm^3/d. Por outro lado, os custos considerados para as tecnologias FCNG e FGTL podem não ser aplicáveis para as necessidades técnicas que se apresentam em campos afastados do litoral, como por exemplo os do ambiente pré-sal, o que torna necessária a elaboração de projetos e a realização de estimativas de custo mais detalhadas para que possam ser traçadas conclusões e comparações entre as alternativas com maior nível de precisão.

Além da implementação de cada alternativa individualmente, a combinação das tecnologias tem o potencial de aprimorar o fluxo de caixa dos projetos e reduzir seus riscos financeiros mas também de segurança. A tecnologia de FCNG pode, por exemplo, ser utilizada durante os anos onde há o pico de produção do campo para transportar o gás natural até os clientes em uma lógica de *peak-shaving*, fazendo com que haja um patamar de volume mais firme a ser transportado pelo gasoduto de escoamento e/ou FLNG. Além disso, a tecnologia FLNG pode promover um maior leque de clientes potenciais ao permitir a exportação para qualquer terminal de Regaseificação no Brasil ou no mundo, e sua unidade de liquefação pode ser instalada em regiões costeiras recebendo o gás natural por meio de gasodutos de escoamento, dadas as condições meteoceanográficas mais favoráveis próximo ao litoral.

Observa-se que as tecnologias apresentadas podem vir a contribuir de forma importante para a monetização do gás natural produzido em ambientes offshore, via diferentes modais e para diferentes portes de produção. Ressalte-se que os resultados obtidos neste estudo dependem de diversos fatores como a composição do gás natural e os preços de venda dos produtos finais, além de características específicas de cada projeto de E&P, portanto são válidos apenas para os condicionantes e premissas apresentados no presente estudo.

7. Referências Bibliográficas

ANDREI, M.; SAMMARCO, G. 2017. Gas to Wire With Carbon Capture & Storage: A Sustainable Way for On-Site Power Generation by Produced Gas. Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 13–16 November 2017. Disponível em: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-188845-MS>. Acesso em: 13 ago. 2020.

ANP, 2017. Bacia de Campos - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Disponível em: < http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Campos.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2020.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2019a. Memória de cálculo dos preços de referência de gás natural, dezembro de 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco_referencia_gas/memoria_calculo/2019/memoria-calculo-dez-2019.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2020.

ANP, 2019b. Memória de cálculo dos preços de referência de petróleo, dezembro de 2019. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco_referencia_petroleo/memoria-calculo/2019/memoria-calculo-dez-2019.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2020.

ANP, 2020a. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2019. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>. Acesso em: 22 set. 2020.

ANP, 2020b. Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamicode-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 19 jun. 2020.

ANP, 2020c. Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do pré-sal. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>. Acesso em: 19 jun. 2020.

ALVARADO E MANRIQUE, 2013. Engineering Design Challenges and Opportunities beyond Waterflooding in Offshore Reservoirs. Disponível em: < Engineering Design Challenges and Opportunities beyond Waterflooding in Offshore Reservoirs >. Acesso em: 13 ago. 2020.

ARONSSON, E., (2012). FLNG compared to LNG carriers. MSc. Thesis. Chalmers University of Technology. Sweden. Disponível em: https://odr.chalmers.se/bitstream/20.500.12380/162630/1/162630.pdf. Publicado em junho de 2012. Acesso em: 15 mai. 2020.

BASSEY, M.E., 2007. Economic viability of a floating gas-to-liquids (GTL) plant. https://dspace.nwu.ac.za/handle/10394/1577. Publicado em maio de 2007. Tese de Mestrado. Acesso em: 15 mai. 2020.

BAXTER, I., 2010. Modular GTL as an Offshore Associated Gas Solution. CompactGTL. In: Deep Offshore Technology International, Amsterdam, Netherlands. http://www.compactgtl.com/wp-content/documents/110119_CompGTL_12p_A4_HR_FINAL.pdf Acesso em: 14 mai. 2020

BECKMAN, J. 2019. 'Gas-to-Wire' opens options for declining or stranded gas fields. Offshore. Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/production/article/14040677/gastowire-opens-options-for-declining-or-stranded-gas-fields>. Acesso em: 13 abr. 2020.

BORTNOWSKA, Monika. Development of new Technologies for shipping natural gas by sea. Polish Maritime Research, Gdańsk, v. 16, n. 3(61), p. 70-78. 2009. Disponível em: <http://www.bg.pg.gda.pl/pmr/pdf/PMRes_2009_3.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2020.

BRANCACCIO, E., 2018. GTL: Small Scale and Modular Technologies for Gas to Liquid Industry. Disponível em: <http://www.oil-gasportal.com/gtl-small-scale-and-modular-technologies-for-gas-to-liquid-industry/>. Acesso em: 30 mar. 2020.

CALVERT ENERGY, 2020. Leader in small scale gas to liquids. Disponível em: <http://calvertenergy.eu/gas-to-liquid.html>. Acesso em: 09 abr. 2020.

CELSE, Centrais Elétricas de Sergipe S.A., 2019. Navio regaseificador Golar Nanook chega a Sergipe. Disponível em: < https://celse.com.br/br/leitura/381/navio-regaseificador-golar-nanook-chega-a-sergipe>. Acesso em: 13 ago. 2020.

COMPELO ENERGY, Coral South FLNG Project, 2018.

DOE. Department of Energy, 2015. Application of SeaOne Gulfport LLC for long-term authorization to export compressed gas liquid to non-free trade agreement ("NFTA") countries in the Caribbean Basin and Gulf of Mexico. Disponível em: https://www.energy.gov/fe/downloads/seaone-corpus-christi-llc-fe-dkt-no-19-147-cgl. Acesso em: 18 ago. 2020.

DOE. Department of Energy, 2020. Order granting long-term authorization to export natural gas contained in or mixed with compressed gas liquid to free trade agreement nations in the Caribbean Basin and Gulf of Mexico. Disponível em: https://www.energy.gov/fe/downloads/seaone-corpus-christi-llc-fe-dkt-no-19-147-cgl. Acesso em: 18 ago. 2020.

ENERSEA. EnerSea Transport Inc. CNG Technology. [s.d.]. Disponível em: <https://www.enersea.com/understanding-cng>. Acesso em: 26 mar. 2020.

EPE, 2016a. Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>. Acesso em: 18 ago. 2020.

EPE, 2016b. Metodologia para cálculo da oferta de gás natural seco e derivados. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-298/EPE,%202016%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Metodologia%20G%C3%A1s%20Natural%20Seco%20e%20Derivados.pdf >. Acesso em: 25 jun. 2020.

EPE, 2017. Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos. Disponível em: < https://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/compilacao-de-correlacoes-de-custos-de-equipamentos#:~:text=Empresa%20de%20Pesquisa%20Energ%C3%A9tica%20%E2%80%93%20EPE,industriais%20relacionadas%20ao%20g%C3%A1s%20natural >. Acesso em: 25 jun. 2020.

EPE, 2018a. Geração de energia elétrica a partir de gás natural não aproveitado em campos terrestres. Disponível em: <https://consulta-

biblioteca.ibp.org.br/scripts/bnportal.exe/upload?arquivo=31771&cod_fonte=38471>. Acesso em: 29 abr. 2020.

EPE, 2018b. Compilação de correlações de custos de equipamentos: Instalações industriais de gás natural - UPGNs. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-244/topico-454/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20NT%20UPGN%2018dez18.pdf >. Acesso em: 25 jun. 2020.

EPE, 2019a. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe>. Acesso em: 10 fev. 2020.

EPE, 2019b. FLNG as an option to monetizing the natural gas from pre-salt in Brazil. IBP1061_19. Rio Pipeline 2019.

EPE, 2019c. GTL as an option for monetizing the natural gas from pre-salt. IBP1053_19. Rio Pipeline 2019.

EPE, 2019d. EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Informe - Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-custos-de-gas-natural-no-pre-sal-brasileiro >. Acesso em: 13 ago. 2020.

EPE, 2020. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a18d104e-4a3f-31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189. Acesso em: 10 fev. 2020.

EQUINOR. New concept for gas transport. 24 ago. 2004. Disponível em: <https://www.equinor.com/en/news/archive/2004/08/24/NewConceptForGasTransport.html>. Acesso em: 26 mar. 2020.

ETIM, B. M., 2007. Economic Viability of a Floating Gas-to-Liquids (GTL) Plant. Dissertação. North-West University, 2007. Disponível em: <https://dspace.nwu.ac.za/handle/10394/1577>. Acesso em: 09 abr. 2020.

FEDER, J. 2020. Oil and Gas Companies Begin Turning to Renewables To Power Operations. Jounal of Petroleum Technology. 16 jul. 2020. Disponível em: <https://pubs.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=7339>. Acesso em: 17 ago. 2020.

FERREIRA, V. M., 2016. Avaliação de métodos de recuperação melhorada de petróleo para campos marítimos no brasil: o caso da Bacia de Campos. Disponível em: < http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/vmferreira.pdf >. Acesso em: 13 ago. 2020.

GEV, 2019a. CNG Optimum – pre-salt gas solution, Apresentação na EPE, Dezembro de 2019.

GEV, 2019b. Brazil CNG commercialisation plan completed. Disponível em: <https://gev.com/wp-content/uploads/2019/12/brazil-cng-commercialisation-plan-commences.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2020.

GEV.Global Energy Ventures, 2020. Brazil CNG commercialisation plan completed. Disponível em: <https://gev.com/wp-content/uploads/2020/04/brazil-cng-commercialisation-plan-completed.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2020

GLEBOVA, O., 2013. Gas to Liquids: Historical Development and Future Prospects. The Oxford Institute for Energy Studies. https://www.oxfordenergy.org/publications/gas-to-liquids-historical-development-and-future-prospects/ Acesso em: 14 mai. 2020

GRANADA, L.J.S., 2017. Logística de transporte de gás natural no Pré-Sal brasileiro: modelo de otimização. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/322711/1/Granada_LauraJesseniaSilva_M.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2020.

IPT, Industry Projects and Technology, 2019. <https://www.industryprojectstechnology.com/extension-of-shipyard-letter-of-intent-and-project-update/>. Acesso em: 4 jun. 2020.

KANG, P.S., LIM, J.S., HUH, C. "Integrated Screening Criteria for Offshore Application of Enhanced Oil Recovery". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-170795-MS, Amsterdam, Holland, 27-29 out. 2014. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/288578482_Integrated_Screening_Criteria_for_Offshore_Application_of_Enhanced_Oil_Recovery >. Acesso em: 13 ago. 2020.

KIM, H. J. et al., 2014. GTL FPSO – An Alternative Solution to Offshore Stranded Gas, Oil and Gas Facilities, v. 03, n. 3, p. 41-51. https://www.spe.org/media/filer_public/e7/a6/e7a65808-c526-4723-81fd-929ba97d6b5c/14_pr169896.pdf Acesso em: 14 maio. 2020.

KNUTSEN. Knutsen OAS Shipping. PNG® – Knutsen Compressed Natural Gas Technology. [s.d.]. Disponível em: <https://knutsenoas.com/innovation/compressed-gas-technology/>. Acesso em: 26 mar. 2020.

LABANCA, A.R.C., 2007. Desenvolvimento de reator de pirólise a plasma para a decomposição do metano em hidrogênio e carbono sólido Disponível em: <http://www.metalmat.ufrj.br/index.php/br/pesquisa/producao-academica/teses/2007/43--34/file> . Acesso em: 09 abr. 2020.

LIMA, L.M.; BALEEIRO, D.S.; CORTEZ, B.P. 2019. Gas to Wire as an Alternative to Natural Gas Monetization of the Pre-Salt Province in Brazil. Offshore Technology Conference Brasil, 29-31 Oct. 2019, Rio de Janeiro, Brazil. Disponível em: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-29852-MS>. Acesso em: 13 ago. 2020.

LIPSKY, R., 2013. Smaller-scale GTL enters the mainstream. Disponível em: <http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/smaller-scale-gtl-enters-the-mainstream.aspx>. Acesso em: 30 mar. 2020.

MORRIS, I.; HALL, B.; OKIKIOLU, T.; WOODRUFF, C.; RIGOLO, T., 2010. Comprehensive system for the storage and transportation of natural gas in a light hydrocarbon liquid medium. Patente US 2010/0000252 A1. Disponível em: https://patents.google.com/patent/US20100000252A1/en. Acesso em: 20 mar. 2020.

NIKOLAOU, M.; ECONOMIDES, M.J.; WANG, X. CNG – Present Status and Future Challenges. The Trondheim Gas Technology Conferences. 2009. Disponível em: <https://www.sintef.no/upload/Energi/Arrangementer/TGTC09/Highlights4_Nikolaou.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2020.

OFFSHORE MAG, 2020a. 2020 Worldwide Survey of Subsea Processing Poster. Disponível em: < https://www.offshore-mag.com/resources/maps-posters/document/14172930/2020-worldwide-survey-of-subsea-processing-poster >. Acesso em: 13 ago. 2020.

OFFSHORE MAG, 2020b. UK offshore sector should step up Net Zero efforts, OGA says. Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/regional-reports/article/14175428/uk-offshore-sector-should-step-up-net-zero-efforts-oil-and-gas-authority-says>. Acesso em: 13 ago. 2020.

OGA. OIL AND GAS AUTHORITY. 2018. Gas-to-Wire: UK SNS & EIS. Disponível em: <https://www.ogauthority.co.uk/media/5049/oil-gas-gas-to-wire.pdf>. Acesso em: 07 fev. 2020.

OPHIR ENERGY, 2017. Fortuna FLNG Factsheet, 2017. Disponível em: < https://www.ophir-energy.com/wp-content/uploads/2017/02/Ophir-Fortuna-Factsheet-Jan-2017.pdf >. Acesso em: 21 ago. 2020.

PROACTIVE, 2019. Global Energy Ventures to annouce shipyards for CNG 200 Optimum sip net quarter. Disponível em: <https://www.proactiveinvestors.com.au/companies/news/217171/global-energy-ventures-to-announce-shipyards-for-cng-200-optimum-ship-next-quarter-217171.html>. Acesso em: 4 jun. 2020.

SCHAEFER, B.C.; REIS, M.H.; SCHAEFER, M.F., ZULIANI, P.; PINTO, M.A.S., 2017. Technical-economic evaluation of continuous CO2 reinjection, continuous water injection and water alternating gas (WAG) injection in reservoirs containing CO2. Disponível em: < http://www.lasg.poli.usp.br/assets/cilamce2017-1086_076419.pdf >. Acesso em: 13 ago. 2020.

SCOTT, J., FLNG conversions cost-competitive with onshore projects, Oil&Gas Journal, v. 116, n. 7, 2018.

SEAONE, 2020a. CGL system. Disponível em: https://seaone.com/about-us/cgl-system. Acesso em: 20 mar. 2020.

SEAONE, 2020b. SeaOne´s Business. Disponível em: https://seaone.com/seaones-business. Acesso em: 20 mar. 2020.

SEAONE, 2020c. CGL transportation solutions. Disponível em: https://seaone.com/seaones-business/cgl-shipment. Acesso em: 20 mar. 2020.

SKARVELIS, G.V. Containerized Compressed Natural Gas Shipping. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Massachusetts Institute of Technology. Disponível em: <http://hdl.handle.net/1721.1/82356>. Acesso em: 26 mar. 2020.

SONGHURST, B., 2018. LNG plant cost reduction 2014-18. The Oxford Institute for Energy Studies. NG137. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/LNG-Plant-Cost-Reduction-2014–18-NG137.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2020.

SONGHURST, B., 2019. Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals. The Oxford Institute for Energy Studies. NG149. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/09/Floating-LNG-Update-Liquesfaction-and-Import-Terminals-NG149.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2020.

SURF-FORECAST (2019). Significant Wave Height in metres on Thursday 24 Jan at 10am BRST. Ilhas Virgens Britânicas: Grupo AMS. Disponível em: < http://pt.surf-forecast.com/weather_maps/Brazil?over=none&type=htsgw >. Acesso em janeiro de 2019.

TRACTEBEL. Tractebel Engineering S.A., 2015a. CNG for commercialization of small volumes of associated gas (Vol. 2). Complete Report in English. Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 27 set. 2016. Disponível em:

<http://documents.worldbank.org/curated/en/210571472125529218/CNG-for-commercialization-of-small-volumes-of-associated-gas>. Acesso em: 21 jan. 2020.

TRACTEBEL. Tractebel Engineering S.A., 2015b. Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas (Vol. 2). Complete Report in English. Washington, D.C.: World Bank Group. Divulgação: 27 set. 2016. Disponível em: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/299861484716073109/executive-summary>. Acesso em: 30 mar. 2020.

TRANSOCEAN. [s.d.]. Disponível em: <https://www.deepwater.com/>. Acesso em: 26 mar. 2020.

WÄRTSILÄ. Coselle CNG System. Wärtsilä Encyclopedia of Marine Technology. [s.d.]. Disponível em: <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/coselle-cng-system>. Acesso em: 26 mar. 2020.

WILSON, A. 2018. Combining Gas-to-Wire Technology With Carbon Capture and Storage. Oil and Gas Facilities. Disponível em: <https://pubs.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=4542>. Acesso em: 13 ago. 2020.

WINDÉN, B.; et al. 2013. An Investigation into the Logistical and Economical Benefits of using Offshore Thermal Power in a Future CCS Scheme. Energy Procedia, n. 37, p. 2997 – 3004. 2013.

WORLD BANK. 2018. GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas (English). Washington, D.C.: World Bank Group. 1 de fevereiro de 2018. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas>. Acesso em: 25 mar. 2020.

WORLD BANK. 2020. GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. June. Disponível em: <http://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf>. Acesso em: 17 ago. 2020.

WORLD MARITIME NEWS, Exmar´s Caribbean FLNG to export 1st LNG from Argentina, 2018.