



## AVALIAÇÃO TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS TIPO FPSO

Adriano Araujo Carvalho

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo

Joana Correia de Oliveira de  
Portugal Pereira

RIO DE JANEIRO

ABRIL DE 2024

AVALIAÇÃO TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS  
DE ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS TIPO FPSO

Adriano Araujo Carvalho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO  
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE  
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo  
Joana Correia de Oliveira de Portugal Pereira

Aprovada por: Prof. Alexandre Salem Szklo, D. Sc.  
Prof<sup>ª</sup>. Joana Correia de Oliveira de Portugal Pereira, Ph.D.  
Prof<sup>ª</sup>. Bettina Susanne Hoffmann, D.Sc.  
Bruno Scola Lopes da Cunha, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2024

Carvalho, Adriano Araujo

Avaliação técnica, econômica e ambiental de alternativas de eletrificação de plataformas tipo FPSO / Adriano Araujo Carvalho – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XIV, 94 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Joana Correia de Oliveira de Portugal

Pereira

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 95-103.

1. Eletrificação de plataformas de petróleo. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

## **Agradecimentos**

Cursar o mestrado no PPE/COPPE me faz lembrar, em alguns aspectos, a experiência que tive ao correr uma meia-maratona. Vem-me à cabeça toda a trajetória vivida até este momento, desde a inscrição, passando pelo primeiro dia de aula até a entrega da dissertação. Foram horas e horas de estudo, muitas vezes deixando estar mais tempo com aqueles que desejava.

Assim como o mestrado, para encarar uma prova de 21km é preciso ter um pouco de coragem para se inscrever, disciplina para treinar, foco para cumprir o objetivo e, claro, contar com a ajuda de diversas pessoas ao longo da trajetória. Ao final, queremos cruzar a faixa de chegada, encontrar pessoas queridas, dar um abraço e um beijo em cada um em agradecimento a todos que nos apoiaram, seja com uma atitude ou palavra de apoio.

Agradeço à minha família, em especial aos meus pais, Gerusa e Adalci, por terem se esforçado ao máximo para que eu pudesse me dedicar exclusivamente aos estudos durante o ensino fundamental, ensino médio e durante a graduação, o que é um privilégio no nosso país. Agradeço ao meu irmão Rafael por sempre ter me incentivado a estudar, seja fazendo perguntas sobre as matérias que estudava, seja expandindo a temática das nossas conversas.

Agradeço à minha esposa Andréa, por todo o apoio, incentivo e parceria durante esta última década. Agradeço também por ter tido muita paciência comigo durante diversas ausências ao longo do curso e, em especial, por permitir me tornar pai do Davi.

Também gostaria de agradecer ao corpo docente do PPE/COPPE da UFRJ, em especial aos professores Alexandre Szklo e Joana Portugal pela orientação detalhista e cuidadosa durante a execução deste trabalho. Agradeço, também, à professora Susanne Hoffmann e ao Bruno Lopes por aceitarem participar da banca. À Sandra e o Paulo o meu obrigado pela presteza em resolver as questões administrativas.

Finalmente, agradeço a todos que me ajudaram durante o percurso, com destaque para: Carlos Matos, Alexandre Takemoto, Victor Peyneau, Raphael Castelo Branco e Fábio Cordeiro, aos colegas do PPE, Jorge Garioli, Nathalia Paes e Gabriel Cardoso e ao professor do PEE/COPPE, Richard Stephan.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## AVALIAÇÃO TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS TIPO FPSO

Adriano Araujo Carvalho

Abril/2024

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Joana Correia de Oliveira de Portugal Pereira

Programa: Planejamento Energético

A eletrificação de plataformas de petróleo tem sido aventada pela indústria de O&G como uma possível solução para a redução das emissões no setor de *upstream*. Enquanto no Brasil a estratégia de eletrificação se dá na esteira da resolução CONAMA 501/2021, com foco na utilização de turbogeradores (TG) a gás natural, outros países têm apostado em soluções híbridas (turbogeradores + geração eólica *offshore* - *GEO*) ou alimentação via linha de transmissão submarina (LTS) para redução de emissões.

Neste contexto, esta dissertação visa estabelecer e aplicar uma metodologia baseada em programação linear inteira mista para definição do portfólio de geradores (TG, *GEO* e LTS) que atendam a demanda energética de processamento de uma plataforma de petróleo tipo FPSO e 1) minimize as emissões de CO<sub>2</sub> e 2) minimize de custo nivelado de energia.

Os resultados mostram que as emissões de CO<sub>2</sub> durante a operação podem ser reduzidas em até 49% ao se priorizar eólicas *offshore*, porém a um custo muito elevado (LCOE + 44% e CAPEX +285%). Um cenário alternativo intermediário é proposto considerando-se uma redução de 17% nas emissões, e um aumento de 11% no LCOE e de 69% no CAPEX, comprovando o impacto positivo da eletrificação de plataformas na redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

Abstract of Dissertation presented do COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

TECHNICAL, ECONOMIC AND ENVIROMENTAL EVALUATION OF  
ALTERNATIVES FOR THE ELECTRIFICATION OF FPSO PLATFORMS

Adriano Araujo Carvalho

April/2024

Advisors: Alexandre Salem Szklo  
Joana Correia de Oliveira de Portugal Pereira

Department: Energy Planning

The electrification of petroleum platforms is being considered by the O&G sector as a solution to reduce emissions in the upstream operation. Whereas in Brazil the electrification strategy is driven by the resolution 501/2021 from CONAMA, focusing on the usage of turbogenerators (TG) with natural gas as fuel, other countries are using hybrid solutions (turbogenerators + wind offshore – WO) or feeding through submarine power-from-shore (PfS) to reduce emissions.

In this context, this study aims to establish and apply a methodology based on mixed integer linear programming to define a portfolio of generators (TG, WO and PfS) that supplies energy to a FPSO type platform process loads and 1) minimizes CO<sub>2</sub> emissions and 2) minimizes the LCOE.

Results show that emissions can be cut down by 49% if wind turbines are prioritized, but with a huge cost increase (LCOE +44% and CAPEX +285%). An alternative scenario is presented, suggesting a portfolio with a 17% emission cut, with LCOE increased in 11% and an increase of 69% in CAPEX, which ratify the positive impact of electrification towards the reduction of CO<sub>2</sub> emission.

## Sumário

Agradecimentos.....	iv
Sumário.....	vii
Lista de Figuras .....	ix
Lista de Tabelas.....	x
Lista de Abreviações .....	xii
Simbologia .....	xiv
1 Introdução.....	1
2 Contextualização.....	5
2.1 Aspectos gerais .....	5
2.2 Revisão bibliográfica .....	6
2.2.1 Descarbonização de plataformas de petróleo .....	6
2.2.2 Caracterização do petróleo.....	8
2.2.3 Processamento de petróleo.....	9
2.2.4 Processos de separação de óleo .....	11
2.2.5 Processos de tratamento de gás, remoção de CO <sub>2</sub> , compressão e injeção	13
2.2.6 Processos de geração de utilidades .....	20
2.2.7 Demanda energética de processo como função da produção de petróleo.	22
2.2.8 Sistema elétrico de uma FPSO .....	24
3 Metodologia.....	35
3.1 Caracterização do petróleo e sua produção anual.....	36
3.2 Definição das unidades de processamento de petróleo.....	40
3.3 Balanço de massa.....	40
3.4 Dimensionamento de bombas e compressores .....	43
3.5 Estimativa da demanda base e variável.....	44

3.6	Dados tecnológicos dos geradores.....	45
3.6.1	Turbogeradores a gás (TGs).....	45
3.6.2	Geradores eólicos offshore (GEOs).....	50
3.6.3	Linha de transmissão submarina (LTS).....	51
3.7	Estimativa da geração .....	54
3.7.1	Eficiência.....	54
3.7.2	Fator de capacidade .....	55
3.7.3	Energia Anual Gerada.....	56
3.7.4	Fator de emissão de dióxido de carbono.....	56
3.8	Balço de energia.....	57
3.9	Levelized Cost of Energy (LCOE) – Custo nivelado de energia .....	58
3.10	Dimensionamento da geração – Otimização.....	61
3.10.1	Caso-base – Minimização da geração na configuração <i>all-electric</i> apenas com geração termelétrica a gás.....	62
3.10.2	Caso Alternativo 1 – Minimização das emissões de gás carbônico na configuração <i>all-electric</i> com possibilidade de usar três fontes de energia (TG, GEO e LTS).....	63
3.10.3	Caso Alternativo 2 – Minimização das LCOE na configuração <i>all-electric</i> com possibilidade de usar três fontes de energia (TG, GEO e LTS).....	65
4	Resultados e discussão .....	68
4.1	Definição da demanda energética.....	68
4.2	Definição do portfólio de geração .....	78
4.3	Discussão.....	86
5	Conclusão .....	91
6	Referências .....	95



## Lista de Figuras

Figura 1 – Unidade de separação primária.....	12
Figura 2 - Unidade de recuperação de vapor.....	14
Figura 3 - Unidade de compressão de gás.....	15
Figura 4 - Unidade de desidratação de gás.....	16
Figura 5 - Unidade de controle de ponto de orvalho .....	16
Figura 6 - Sistema de remoção de CO <sub>2</sub> .....	17
Figura 7 - Sistema de compressão de gás de exportação .....	18
Figura 8 - Sistema de compressão de CO <sub>2</sub> .....	19
Figura 9 - Sistema de injeção de CO <sub>2</sub> .....	20
Figura 10 - Unidade de geração de energia.....	21
Figura 11 – Ciclo Brayton Ideal .....	24
Figura 12 - Esquema simplificado de turbina a gás.....	25
Figura 13 - Modelo 3D de uma unidade de geração termelétrica.....	26
Figura 14 - Curva de potência x velocidade do vento para um GEO de 15MW.....	30
Figura 15 – Gráfico potência x distância para linhas de transmissão submarinas .....	32
Figura 16 - Fluxo de cálculos .....	35
Figura 17 - Curva de produção média diária de óleo, água e gás durante ciclo de vida operativo da FPSO .....	40
Figura 18 - Variação do heat-rate com o carregamento da turbina .....	48
Figura 19 - Variação das emissões de CO <sub>2</sub> com o carregamento da turbina .....	49
Figura 20 - Variação do custo de retificação e conversão de AC/DC/AC com a potência transmitida .....	52
Figura 21 - Variação do custo do cabo submarino por km de com a potência transmitida .....	53
Figura 22 - Variação do custo de CO <sub>2</sub> x LCOE .....	90

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dados de produção diária média de óleo, água e gás .....	39
Tabela 2 – Inputs para dimensionamento de geração termelétrica.....	49
Tabela 3 – Inputs para dimensionamento de geração eólica .....	51
Tabela 4 – Inputs para importação de energia via LTS .....	54
Tabela 5 – Inputs gerais para cálculo de LCOE .....	60
Tabela 6 – Inputs para cálculo de LCOE das TGs.....	60
Tabela 7 – Inputs para cálculo de LCOE das GEOs.....	60
Tabela 8 – Inputs para cálculo de LCOE das LTS .....	61
Tabela 9 - Dados de vazão mássica de óleo, água e gás .....	68
Tabela 10 - Pressão na sucção e descarga das bombas principais.....	70
Tabela 11 – Variação da potência requerida pelos motores acionando bombas de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	70
Tabela 12 – Temperatura na sucção e descarga dos compressores principais .....	71
Tabela 13 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da URV de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	72
Tabela 14 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UCPG de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	73
Tabela 15 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UCPG de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	74
Tabela 16 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UCCO <sub>2</sub> de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	75
Tabela 17 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UIG de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	76
Tabela 18 – Variação da demanda (kW) e energia (kWh) de acordo com a variação de vazão de petróleo processado .....	77
Tabela 19 – Quantidade de geradores, emissões e LCOE para caso-base .....	79
Tabela 20 - Comparativo de produção e consumo de GN e índice H para caso-base ....	80
Tabela 21 – Quantidade de geradores, emissões e LCOE para caso alternativo 1 .....	81
Tabela 22 - Comparativo de produção e consumo de GN e índice H para caso alternativo 1 .....	82
Tabela 23 – Quantidade de geradores, emissões e LCOE para caso alternativo 2.....	83

Tabela 24 - Comparativo de produção e consumo de GN e índice H para caso alternativo 2.....	84
Tabela 25 - Configuração final de conjunto de geração elétrica por caso .....	85
Tabela 26 - Comparativo entre caso-base, base*, 1 e 2 .....	86
Tabela 27 – Emissões específicas por barril de óleo produzido.....	88
Tabela 28 – Análise de sensibilidade da emissão de CO <sub>2</sub> em função da alteração percentual do custo do carbono .....	89

## Lista de Abreviações

3D – Três dimensões

API - *American Petroleum Institute*

BSW – *Basic Water Sediments*

CAPEX – *Capital Expenditure*

CCS - *Carbon Capture and Storage*

CO<sub>2</sub> - Dióxido de carbono ou gás carbônico

d - Densidade

EAG – Energia Anual Gerada

f – Frequência, em Hz

FC – Fator de Capacidade

FEop – Fator de Emissão de Operação

FOM – *Fixed Operational and Maintenance Cost*

FPSO - *Floating Production Storage and Offloading*

FRC – Fator de Recuperação de Capital

Ft – *Fuel Cost*

G - Giga (10<sup>9</sup>)

g - Grama

GEE - Gases de Efeito Estufa

GEO – Gerador Eólico Offshore

GN – Gás Natural

GRG - *Generalized Reduced Gradient*

GWP – *Global Warming Potential*

h – Entalpia, em J/kg

HVDC – *High Voltage Direct Current*

IMO - *International Maritime Organization*

J - Joule

K - Kelvin

k - Kilo (10<sup>3</sup>)

LCOE - *Levelized Cost of Energy*

LFAC - *Low Frequency Alternate Current*

LTS - Linha de Transmissão Submarina

M - Mega ( $10^6$ )

MCI - Motor de Combustão Interna

Nm<sup>3</sup> – Normal metros cúbicos

NO<sub>x</sub> – Óxidos de nitrogênio

°C - Graus Celsius

OGCI - *Oil and Gas Climate Initiative*

O&G – Óleo e Gás

OPEX – *Operational Expenditure*

p – Número de polos

Pa - Pascal

PCI – Poder Calorífico Inferior

PLIM – Programação Linear Inteira Mista

Q – Calor, em J

r - Taxa de desconto

r – Rotações por minuto

RAO - Razão água-óleo

RGO – Razão gás-óleo

s - Segundo

TG – Turbogenerador

t - Tonelada

V - Volt

VOR – Variable Operational and Maintenance Cost

W – Trabalho, em J/s

W - Watt

Wh – Watt-hora

WHRU - Waste Heat Recovery Unit

## Simbologia



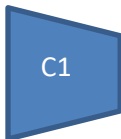
Vaso separador



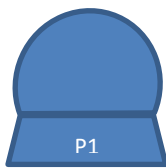
Trocador de calor



*Scrubber*



Compressor



Bomba



Turbogenerador e gerador de eletricidade



Câmara de combustão



Filtro coalescedor



Filtro de membranas

# 1 Introdução

Diversas ações têm sido sugeridas para limitar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) de forma a contribuir para as metas estabelecidas no Acordo de Paris (NAÇÕES UNIDAS, 2015) e limitar o aumento de temperatura média global e suas consequências. Dentro do setor óleo e gás (O&G), a *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI, 2023), uma iniciativa organizada por doze empresas de produção de petróleo – dentre elas, a Petrobras – sugere uma abordagem holística para redução de emissão de GEE na cadeia produtiva de petróleo e seus derivados.

Segundo a OGCI (2023), estas ações são classificadas em três grandes grupos: o primeiro grupo envolve as soluções baseadas em Captura e Armazenamento de Carbono (*Carbon Capture and Storage – CCS*), o segundo grupo engloba as ações visando a redução de emissões de metano, enquanto o terceiro grupo engloba soluções *net zero*, ou seja, soluções de compensação de emissões para atingir saldo líquido de GEE nulo na cadeia de produção, transporte e refino de hidrocarbonetos. Estas ações têm como objetivo reduzir o indicador “intensidade de carbono emitido por barril equivalente produzido” (kg CO<sub>2</sub>/bbl).

No Brasil, uma das ações previstas pelo segmento de *upstream offshore* (exploração e produção de petróleo no mar) para reduzir esse indicador é a implementação do conceito *all-electric* nas unidades do tipo FPSO (*floating, production, storage and offloading*). (FERREIRA, et al., 2022). O conceito de plataforma totalmente eletrificada (*all-electric*), onde todas as cargas do *topside*<sup>1</sup> são alimentadas por eletricidade, se opõe às plataformas aonde apenas uma *parte* das cargas são alimentadas por eletricidade e outra *parte* é acionada por motores de combustão interna (MCIs) alimentados pelo gás natural (GN) produzido na própria plataforma.

Antes de 2021, a implementação do conceito *all-electric* não era possível no Brasil (FERREIRA, et al., 2022) devido ao anexo V, item 1.1 da resolução 382/2006 do CONAMA (CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA), 2007) que limitava as emissões de poluentes na geração de energia em termelétricas a

---

<sup>1</sup> À parte superior da embarcação tipo FPSO dá-se o nome de *topside*. É nesta parte onde se encontram, dentre outros, os módulos de processamento de petróleo e seus equipamentos.

gás, inclusive para os sistemas instalados em alto-mar. No entanto, em outubro de 2021, a resolução 501/2021 (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA), 2021) flexibilizou as emissões de óxidos de nitrogênio (NOx) a partir da combustão de gás natural em turbogeradores (TG) durante a geração de energia elétrica em plataformas de petróleo totalmente eletrificadas (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2023). Com essa flexibilização, na prática, não há mais limite de geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás e, portanto, todas as cargas do *topside*, tais como motores de bombas, compressores, aquecedores podem ser acionadas por energia elétrica gerada pelos turbogeradores.

Outros países, como a Noruega, também têm adotado a eletrificação de plataformas como uma das possíveis soluções para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (THE RESEARCH COUNCIL OF NORWAY, 2022) e, assim, minimizar o indicador de emissões de GEE por barril. No entanto, o país nórdico tem adotado uma abordagem distinta. Os projetos noruegueses visam substituir a energia oriunda do gás natural por fontes de menor fator de emissão de gases de efeito estufa, enquanto os projetos brasileiros visam reduzir as emissões associadas aos motores de combustão interna, mantendo, essencialmente, o uso de gás como combustível primacial para geração (FERREIRA, et al., 2022).

A título de exemplo, nos últimos anos, os projetos de novas plataformas *offshore* no Mar do Norte já consideram a eletrificação integrada de TGs e geradores eólicos offshore (GEO), tal como no projeto Hywind, (EPBR, 2022) ou a eletrificação completa através de linhas de transmissão submarinas (LTS), também chamado de *power-from-shore*, tal como nos projetos de Hugin A, Hugin B e Munin<sup>2</sup> (OFFSHORE MAGAZINE, 2023), onde a energia provém da rede elétrica local, de matriz predominantemente renovável (98%), sendo 92% proveniente de hidroelétricas (IEA, 2022).

O sistema elétrico brasileiro, segundo o Balanço Energético Nacional (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022), também é predominantemente

---

<sup>2</sup> Apesar de se tratar de projetos de produção de petróleo, vale ressaltar a diferença entre as instalações e o tipo de hidrocarboneto produzido em cada local: enquanto as plataformas norueguesas mencionadas são instalações fixas (jaqueta ou *tension leg platform*), adequadas para profundidades mais rasas, no Brasil, os novos projetos para a região do pré-sal são de plataformas do tipo FPSO, adequados para maiores profundidades. As demandas energéticas de processo também são diferentes.



baseado em renováveis, sendo composto de 56,8% de hidroelétricas e 10,6% de eólicas. A participação das eólicas deve aumentar nos próximos anos devido a provável entrada em operação de parques eólicos *offshore*. Para se ter uma ideia da ordem de grandeza deste potencial, SILVA (2019) estima que o potencial de geração eólico *offshore* brasileiro, ambiental e socialmente viável, é estimado em 330,5 GW, valor corresponde a cerca de vinte vezes a capacidade de geração eólica instalada até o ano de 2019. Dentre as áreas com melhores recursos, destaca-se a costa do Rio de Janeiro, reconhecida região produtora de petróleo.

Portanto, em tese, uma abordagem híbrida também poderia ser adotada no Brasil, já que existe imenso potencial eólico *offshore* inutilizado e que o sistema interligado nacional, de matriz majoritariamente renovável, poderia funcionar como uma fonte mais limpa de energia elétrica, reduzindo as emissões na geração.

É neste contexto que o presente estudo se desenvolve, tendo três objetivos principais:

1 – O objetivo primário é estabelecer e aplicar uma metodologia baseada em programação linear inteira mista (PLIM) para dimensionar a quantidade de geradores, dentre TGs, GEOs e a potência contratada via LTS, em base anual, que fornece a energia necessária às cargas de processamento de petróleo em plataformas do tipo FPSO e que minimize as emissões de CO<sub>2</sub> (caso-alternativo 1) e minimize de custo nivelado de energia (LCOE) (caso-alternativo 2).

2 – O segundo objetivo é o cálculo do investimento inicial (CAPEX) e o custo nivelado de energia do portfólio (LCOE), ponderado pela participação da energia gerada através de cada fonte.

3 – Finalmente, o terceiro objetivo é calcular a resiliência (ou diversidade) do portfólio através do indicador de Shannon-Weaver.

A partir destes resultados, o estudo se propõe quantificar o impacto da eletrificação através da comparação do indicador “emissões de CO<sub>2</sub> oriundas da geração de energia elétrica por barril produzido” nos cenários apresentados.

Para cumprir com os objetivos descritos anteriormente, este trabalho está estruturado da seguinte forma: o capítulo 2 traz uma contextualização do assunto, seguido de uma recapitulação da literatura, incluindo aspectos técnicos do processamento de petróleo, geração de energia através de TGs, turbinas eólicas e aspectos técnicos sobre LTS.

O capítulo 3 descreve a metodologia adotada para a avaliação tecno-econômico e ambiental, incluindo o balanço de massa e energia, seguido do dimensionamento de equipamentos rotativos principais. O capítulo se encerra com cálculo do LCOE e, em seguida, o dimensionamento otimizado do conjunto de geradores que atende às restrições de emissão e custo.

No capítulo 4, os resultados obtidos são apresentados e discutidos. Finalmente, no capítulo 5, são expostas as conclusões do estudo.

## 2 Contextualização

### 2.1 Aspectos gerais

As emissões de GEE do setor de óleo e gás (O&G), diretas ou indiretas, têm grande relevância em escala global. Para se ter uma dimensão de seu peso, as emissões anuais globais de GEE oriundas do setor de O&G correspondia, em 2018, a aproximadamente 9% do total, sendo dois terços deste valor originários do *upstream*. (MC KINSEY & COMPANY, 2019). Já as emissões oriundas em combustíveis de origem fóssil correspondiam a 33% das emissões globais (MC KINSEY & COMPANY, 2020).

Tendo tão grande representatividade nas emissões globais, sobreviver em um contexto de transição energética – onde o consumo de petróleo e derivados deve reduzir substancialmente para se atinjam os limites de emissões estabelecidos pelo Acordo de Paris – é uma questão existencial. Embora seja necessário reposicionar-se e focar em produtos ou serviços que contribuam, efetivamente, para o esforço coletivo de limitar a elevação da temperatura média do planeta, abandonar completamente o negócio de O&G não é uma opção realista.

Primeiro, porque trata-se de um negócio rentável e estabelecido, no qual diversos países baseiam sua economia (HALTTUNEN, SLADE, & STAFELL, 2023). Segundo, porque o uso dos derivados de petróleo vai além do uso energético. Terceiro, porque há setores aonde o abatimento de emissões é mais complexo e que, por isso, provavelmente, estes setores seguirão utilizando combustíveis fósseis e contribuindo com emissões de GEE em algum grau.

Apesar disto, as empresas do setor de O&G, reconhecendo seu peso nas emissões globais e a relação entre emissões antropogênicas de GEE e mudanças climáticas, tal como indicado nos relatórios do IPCC (2018), têm buscado atuar de uma nova forma, isto é, implementando ações para limitar as emissões de GEE e, ao mesmo tempo, *monetizando* seus ativos, mantendo-se lucrativas.

Diversas estratégias têm sido adotadas. Algumas empresas têm priorizado a

fabricação de produtos com menor impacto ambiental no ciclo de vida, enquanto outras tem implementado projetos de eficiência energética. Há empresas que tem ampliado o escopo de atuação, deixando de trabalhar exclusivamente no setor de O&G para passar a atuar, também, no setor de energia (LU, GUO, & ZHANG, 2019). Embora este movimento seja factível, é mister recordar que o setor de *utilities* no Brasil é altamente competitivo. Grande parte dos projetos de alta tensão são arrematados através de leilões reversos, com um significativo deságio. É improvável que as empresas do setor de O&G se interessem em participar deste mercado, mas, é provável que queiram, por exemplo, aumentar sua margem financeira ao adotar, em suas unidades flutuantes, um portfólio de geração que minimize, por um lado, seus custos, e, por outro, aumente suas receitas ao gerar excedente de gás ou de energia elétrica, que pode ser vendido.

Os projetos de electrificação de plataformas vem na esteira deste movimento, pois permite a reduzir as emissões de GEE<sup>3</sup> no limite de bateria<sup>4</sup> da plataforma e, ao mesmo tempo, gerar um excedente de energia elétrica e de gás que pode ser transacionado pelas operadoras.

## 2.2 Revisão bibliográfica

### 2.2.1 Descarbonização de plataformas de petróleo

Conforme mencionado anteriormente, a eletrificação de plataformas pode ser adotada com o objetivo de reduzir “emissões de CO<sub>2</sub> oriundas da geração de energia elétrica por barril produzido”. A escolha da estratégia a ser adotada varia conforme contexto (tipo de plataforma, disponibilidade de recursos energéticos e financeiros, profundidade de instalação, distância da costa, por exemplo) e objetivo (redução de custos, de emissões, ou maximização de excedente de energia, por exemplo).

LU et al. (2019) sugerem que as companhias do segmento de *upstream* devam contribuir para a redução de emissões de GEEs ao intensificar a geração de energia renovável, transformando-se em empresas integradas de energia. Esta integração de

---

<sup>3</sup> Apesar de corresponderem à cerca de 75% das emissões no *upstream* (ABRAHAM-DUKUMA, et al., 2021), a implementação de ações para redução de emissões nos processos de *flaring* (queima de gases residuais ou por segurança), *venting* (escape de gases, normalmente causado por sobre-pressão), ou mesmo emissões fugitivas, não será analisada neste estudo.

<sup>4</sup> Entende-se por limite de bateria um volume imaginário que delimita entradas e saídas.

fontes de energia fósseis e renováveis pode ser dar de distintas formas. ZHANG et al. (2021) sugerem, em seu artigo, a integração de eólicas e FPSOs ressaltando que a utilização de eólicas pode tornar a operação mais sustentável, embora traga mais incertezas no suprimento energético, característica própria do recurso eólico.

No âmbito acadêmico, o conceito de *power-from-shore*, é explorado por diversos autores, incluindo RIBOLDI & NORD (2017), que mencionam a importância desta estratégia para reduzir as emissões de GEE em plataformas ao utilizar energia proveniente de uma rede elétrica com menor fator de emissão. Já NGUYEN et al. (2019), exploram uma variação do conceito de *power-from-shore*, denominada de *power hubs*, aonde uma plataforma conectada ao *grid* opera como fornecedora de energia para um conjunto de outras plataformas.

Por sua vez, ABRAHAM-DUKUMA et al. (2021), citando um artigo na revista *Offshore Magazine*, de 2020, mencionam outras possibilidades para integração de energia em plataformas além do *power-from-shore* e *power hubs*: produção *offshore* de hidrogênio. VIDOZA et al. (2019) também abordam o conceito de *power hubs*, mas, neste caso, estes autores propõem a utilização destes *hubs* para alimentação integrada de um *cluster* de plataformas, ao invés de uma conexão dedicada. Já OLIVEIRA-PINTO et al. (2019) discorrem sobre a integração de energia proveniente de ondas para alimentar plataformas de petróleo *offshore*, enquanto RIBOLDI et al. (2019) avaliam o processo de eletrificação de plataformas via cabos submarinos do ponto de vista econômico e ambiental, notadamente o impacto que um grande consumidor de energia pode ter na rede elétrica local.

Outros autores que discorrem sobre a integração energética do ponto de vista térmico, considerando, por exemplo, o uso de fontes residuais para a geração de energia através do ciclo Rankine orgânico (GONÇALVES, 2015) ou análise exérgica do potencial de aproveitamento de resíduos térmicos (BARRERA, SAHLIT, & BAZZO, 2013).

Há, entretanto, autores que argumentam que apenas a integração energética, seja envolvendo energia elétrica ou térmica, não é suficiente para reduzir as emissões e que, para serem efetivas, as empresas devem adotar uma abordagem mais ampla, que inclua, principalmente, a reorientação de estratégia empresarial (HALTTUNEN, SLADE, &

STAFELL, 2023).

Já o artigo de NONG et al. (2021), aborda um outro caminho para descarbonização. Os autores analisam os efeitos da aplicação de uma taxa global sobre as emissões, o que leva o leitor a depreender que a forma mais eficaz para a redução das emissões não tem origem nas próprias empresas, mas sim, em políticas públicas, em particular, aquelas de natureza tributária. Embora possam, sim, contribuir para a redução das emissões, a aplicação de impostos sobre emissões pode impactar negativamente a competitividade de certos países, reduzindo seu Produto Interno Bruto e, conseqüentemente, a qualidade de vida da população.

### **2.2.2 Caracterização do petróleo**

Sabe-se que o petróleo encontrado nos campos *offshore* pode ser formado por uma mistura de gás natural, óleo, água e outros sedimentos além de outras substâncias inorgânicas, tais como compostos nitrogenados e sulfurosos em diferentes proporções. Conforme THOMAS (2001), os reservatórios de petróleo podem conter líquidos e gases coexistindo em equilíbrio, ou apenas uma das duas fases. Considera-se como sendo óleo a parte dos hidrocarbonetos que permanece em estado líquido quando elevado à superfície, ou seja, em condições normais de temperatura e pressão. O gás produzido é resultado da soma de três partes. Primeiro, das frações líquidas, sob pressão no reservatório, mas que ao serem submetidas a uma pressão menor, passam para o estado gasoso. Segundo, das frações de gás no poço que continuam a serem em condições atmosféricas e a terceira vem do gás que se encontra dissolvido na água.

Conhecer a proporção com que cada fluido (óleo, gás e água) é produzido é essencial para o dimensionamento dos equipamentos nas unidades de processo no *topside* das FPSOs e para a avaliação da continuidade das operações, pois não se deseja dispendar mais energia do que aquela retirada em forma de óleo.

Ainda segundo o mesmo autor, em engenharia do petróleo, é comum expressar a densidade do óleo através de graus API (*American Petroleum Institute*) e avaliar a proporção de fluidos através de três indicadores, embora outros possam ser utilizados. O primeiro indicador é chamado de razão gás-óleo (RGO), dado pela razão entre a vazão de gás e a vazão de óleo nas condições de temperatura e pressão da superfície. O

segundo indicador é chamado de razão água-óleo (RAO), dado pela divisão entre o valor da vazão de água e a vazão de óleo, também nas condições da superfície. O terceiro indicador, mais relevante para o presente estudo, é chamado de *Basic Sediments and Water* (BSW), relacionado à vazão mássica de água e sedimentos e a vazão mássica total de fluidos (óleo, gás e água) e sedimentos em um determinado volume de petróleo.

### 2.2.3 Processamento de petróleo

Uma unidade flutuante do tipo FPSO é composta por duas partes principais: a parte superior, onde se localizam os módulos de processo (*topsides*) e a parte inferior, onde se localiza o casco da embarcação (também conhecido como *hull*). No casco, encontram-se os sistemas navais, incluindo os sistemas de flutuação e lastro, além do armazenamento de produção.

Na parte superior, tipicamente na popa da embarcação, encontram-se o casario de acomodações, enquanto os módulos de processamento estendem-se diante deste casario, ocupando a totalidade da parte superior da embarcação até a proa, onde encontra-se o sistema de escoamento de produção, ou *offloading*. Nas laterais, encontram-se os sistemas de *risers* e ancoragem. Os *risers* estão conectados a sistemas de *manifolds* instalados no leito marinho e controlam, dentre outras coisas, o fluxo de fluido produzido. Alguns destes *risers* servem para receber o petróleo vindo do poço enquanto outros servem para injetar fluidos que aumentem a pressão do reservatório, permitindo que o petróleo seja retirado com menor dispêndio de energia.

A configuração dos módulos do *topside* depende das características do reservatório e do petróleo extraído. O principal objetivo destas unidades de produção é separar e tratar o óleo, gás e água, de forma que o óleo e o gás – subprodutos economicamente relevantes – possam ser corretamente especificados, armazenados e transferidos. Os processos de tratamento primário necessitam aporte externo de energia e, por isso, além dos módulos de processamento químico, existem, ainda, outros módulos, tais como os módulos de geração de energia, de distribuição de energia elétrica, módulo de medição, entre outros.

Todos os módulos do *topside* possuem equipamentos mecânicos estáticos e

rotativos. Os equipamentos estáticos, tais como vasos, *scrubbers* e trocadores de calor, não necessitam ser acionados por motores.<sup>5</sup> As interações que acontecem nestes equipamentos são de natureza química ou, no caso dos trocadores, por condução de temperatura e, portanto, sua ocorrência depende das condições de temperatura, pressão, proporção entre os fluidos e, eventualmente, da presença de catalisadores, reduzindo o tempo da reação. Já os equipamentos rotativos, tais como bombas e compressores, necessitam de aporte energético externo para funcionarem e, na configuração *all-electric*, são sempre acionados por motores elétricos.

Todos os equipamentos mecânicos, independentemente de sua classificação – estáticos ou rotativos – dependem da disponibilidade de *utilidades*<sup>6</sup> para que possam operar. Assim como os equipamentos de processo, a geração, distribuição e o controle destas *utilidades* também consomem energia elétrica.

Assim, para que se possa estabelecer a quantidade de geradores necessários ao atendimento das cargas de processo e utilidades, faz-se necessário, antes, o cálculo do balanço de massa e energia da FPSO e, para isto, faz-se necessário conhecer de forma mais detalhada o processo de separação de petróleo em óleo, gás e água e, também, os processos de geração e distribuição de utilidades. Para o presente estudo, os principais sistemas de processamento e utilidades são descritos conforme BIGDOLI (2018) e GONÇALVES (2015). Estes trabalhos foram utilizados como base para modelar o fluxograma dos principais processos de separação primária ocorrida no *topside* das FPSOs.

A modelagem dos fluxogramas de processo foi realizada utilizando-se o *software MS Excel*, assim como o balanço de massa e energia realizado a partir dos dados de produção de óleo, gás e água, características dos equipamentos e dados de processo. As Figuras 1 a 10, extraídas deste modelo em *MS Excel* ilustram cada um destes processos, cujas descrições estão a seguir.

---

<sup>5</sup> Alguns equipamentos estáticos podem necessitar de aporte energético em forma de eletricidade, tais como separadores eletrostáticos ou sistemas de *heat-tracing*

<sup>6</sup> Dá-se o nome de *utilidades* para o grupo de *commodities* dentro do ambiente industrial, tais como, por exemplo, água quente, vapor, água gelada, ar comprimido e eletricidade



## **2.2.4 Processos de separação de óleo**

### **2.2.4.1 Separação primária gás-óleo-água**

O processo de separação gás-óleo-água se inicia no trem de separação primária, que pode ter até três estágios. Neste primeiro processo é onde ocorrem a separação das maiores frações de óleo, gás e água.

Conforme pode ser visto na Figura 1, a carga de petróleo chega em um primeiro vaso de separação trifásico (V1), onde ocorre a separação do óleo, gás e água. O gás extraído no vaso V1 tem maior pressão do que o gás extraído nas fases seguintes. Em seguida, a carga residual vai para um trocador de calor (HE1) a fim de aquecer o óleo vindo do final da reação de separação primária. Em seguida, a carga passa por um segundo trocador (HE2) para ser aquecida pela linha de óleo térmico. Esta linha é aquecida a partir do exausto da turbina em um trocador de calor (HE17). A carga passa por um vaso (V2) aonde mais gás e água são extraídos, e vai para um terceiro vaso (V3), onde ocorre nova separação de gás-óleo-água.

Neste vaso, para efeitos deste trabalho, assume-se que as últimas quantidades de gás e água são retiradas, restando somente óleo, que é bombeado pela bomba (P1) para o tanque de armazenagem. O óleo é exportado através da bomba (P3) para um navio-tanque externo assim que atinge um determinado nível.

Após a passagem por este módulo, parte do óleo vai diretamente para o armazenamento, enquanto o gás vai para o módulo inicial de processamento de gás. Já a água, é encaminhada para seu processo de tratamento.

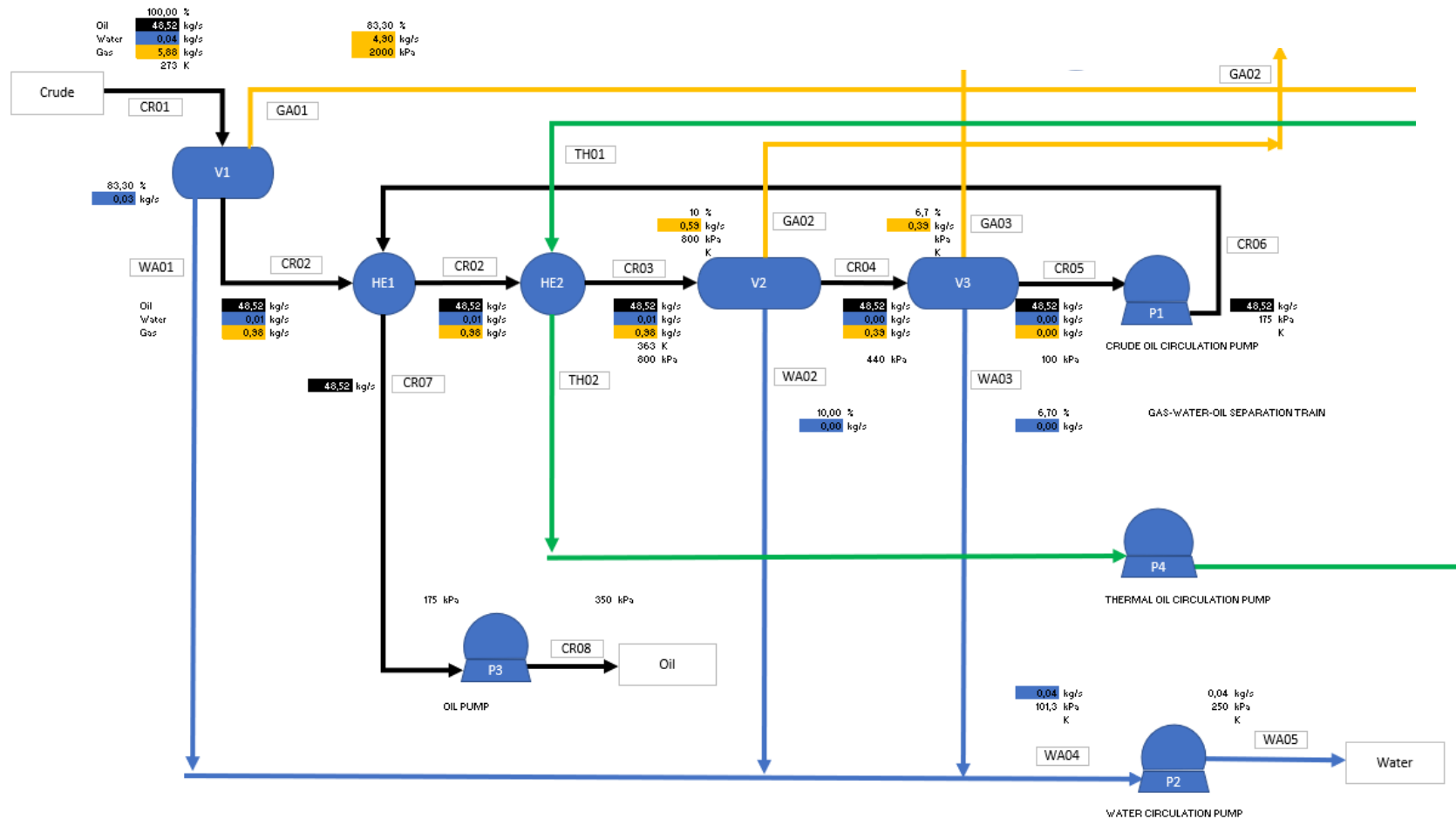


Figura 1 – Unidade de separação primária

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018) e GONÇALVES (2015).

## 2.2.5 Processos de tratamento de gás, remoção de CO<sub>2</sub>, compressão e injeção

### 2.2.5.1 Unidade de Recuperação de Vapor (URV)

A unidade de recuperação de vapor recebe gás em diferentes pressões da unidade de separação trifásica. Os gases vindos do vaso V3, através da linha GA03, com menor pressão, vão passar, primeiro, por um trocador de calor (HE3) e, em seguida por um *scrubber* (SC1) para que mais líquidos possam ser extraídos. A saída deste primeiro estágio é encaminhada para o segundo estágio de compressão (C1). Os gases vindos de V2 através da linha GA02 encontram os fluidos que saíram do primeiro estágio. De igual maneira, estes gases passam por um trocador de calor para que sua temperatura seja aumentada (HE4) e um *scrubber* (SC2) para que mais líquidos possam ser extraídos. A saída deste segundo estágio é encaminhada para o terceiro estágio de compressão. Estes gases passam por um terceiro trocador de calor (HE4) e, então, após receberem através da linha GA01 o fluxo de gás extraído de V1, são enviados para a unidade de compressão principal de gás.

A Figura 2, a seguir, extraída do modelo em *MS Excel*, ilustra o fluxograma deste processo.

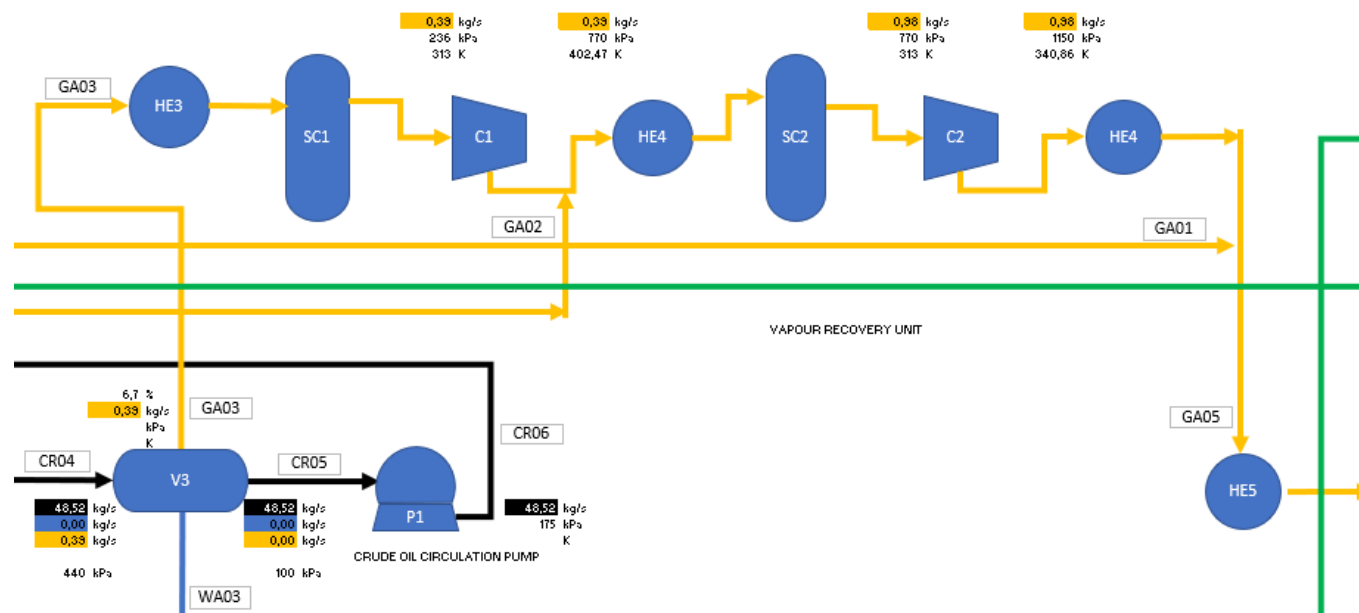


Figura 2 - Unidade de recuperação de vapor

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

### 2.2.5.2 Unidade de Compressão Principal de Gás (UCPG)

A unidade de compressão principal de gás recebe os gases vindos de V1 e os gases da saída da unidade de recuperação de vapor, após passar por HE4. Estas duas linhas vão ter suas temperaturas ajustadas no trocador (HE5), passando por um *scrubber* (SC3) para a retirada de mais fluidos. Em seguida, o gás passa por três estágios de compressão (C3, C4 e C5), por um trocador de calor (HE6) e mais um *scrubber* (SC5), antes de ser encaminhado para a unidade de desidratação de gás.

A Figura 3, abaixo, extraída do modelo em *MS Excel*, mostra o fluxograma deste processo.

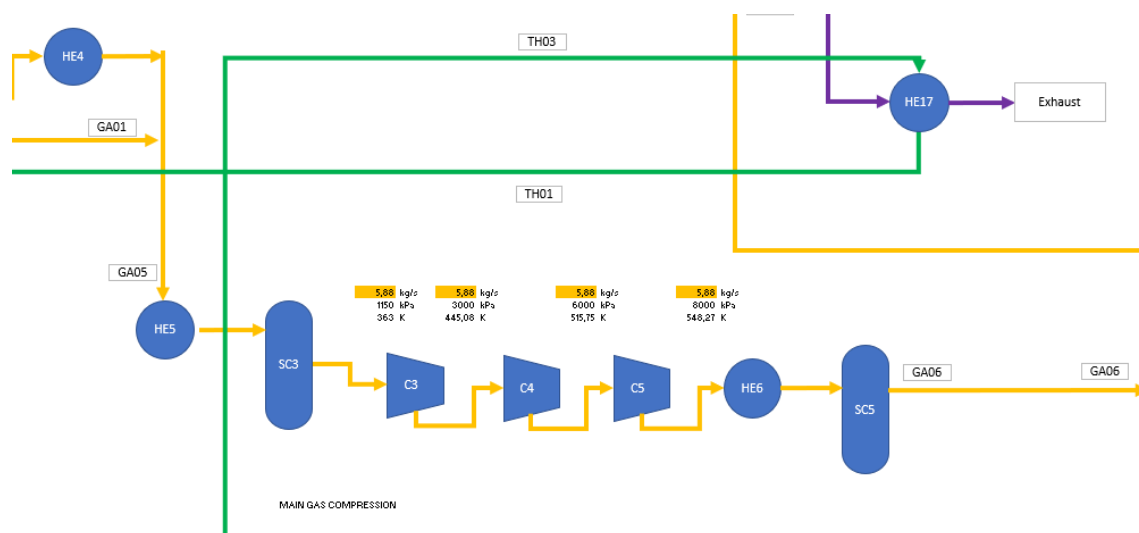


Figura 3 - Unidade de compressão de gás

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

### 2.2.5.3 Unidade de Desidratação de Gás (UDG)

O processo de desidratação de gás, conforme BIGDOLI (2018), é necessário para atender as especificações do gás necessárias tanto para uso como combustível na própria plataforma, exportado ou usado em processos de recuperação avançada de petróleo, seja este por *gas-lift* ou injeção de gás. O sistema de desidratação de gás é formado por um conjunto de equipamentos que trabalha para ajustar a temperatura da carga de entrada (HE7) e retirar eventuais frações líquidas (SC6). Em seguida, o gás passa por uma peneira molecular (SI1). Esta peneira funciona retirando moléculas de água do gás até que as especificações sejam atendidas.

A Figura 4 abaixo, também extraída do modelo em *MS Excel*, ilustra o fluxograma deste processo.

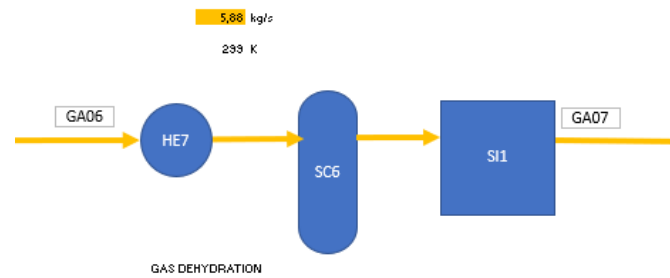


Figura 4 - Unidade de desidratação de gás

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

#### 2.2.5.4 Unidade de Controle de Ponto de orvalho (UCP)

Neste trabalho, a representação do sistema de controle de ponto de orvalho é feita de forma simplificada por um trocador de calor (HE8), um vaso separador (SC7) e um filtro coalescedor (SI2). Embora este sistema seja mais complexo do que o aqui descrito, para efeitos de cálculo de demanda de energia elétrica, considera-se que a atuação de válvulas de controle tenha consumo irrelevante quando comparados à totalidade da plataforma. A Figura 5, a seguir, ilustra o fluxograma deste processo.

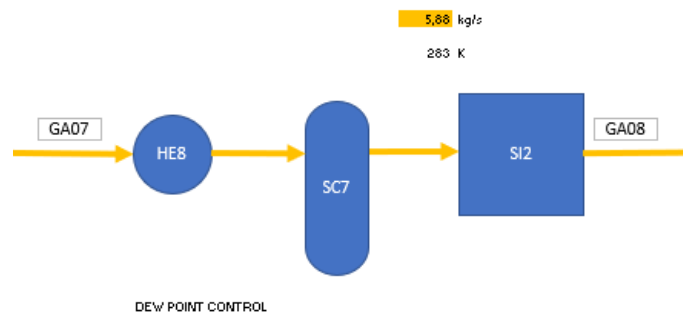


Figura 5 - Unidade de controle de ponto de orvalho

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

#### 2.2.5.5 Unidade de Remoção de gás carbônico (URCO<sub>2</sub>)

Ainda conforme BIGDOLI (2018), o sistema de remoção de gás carbônico (CO<sub>2</sub>)

é um sistema desenhado para retirar o gás carbônico presente na linha de gás proveniente do sistema de controle de ponto de orvalho. A remoção deste componente é necessária para garantir a correta especificação do gás a ser exportado, embora o gás carbônico sirva, como será visto mais adiante, para ser reinjetado nos poços contribuindo para o processo de recuperação avançada de petróleo.

Este sistema é composto de um pré-aquecedor (HE9) e, em seguida, o gás é encaminhado para um filtro de membranas (ME1). O gás rico em hidrocarbonetos oriundo desta unidade é encaminhado, através da linha GA10, para o sistema de compressão para exportação ou ser enviado, através da linha GA09, para ser usado como combustível para a geração de energia elétrica nas turbinas a gás. O gás rico em CO<sub>2</sub> é encaminhado para o sistema de compressão de CO<sub>2</sub> através da linha CO01.

A Figura 6, a seguir, extraída do modelo em *MS Excel*, ilustra o fluxograma deste processo.

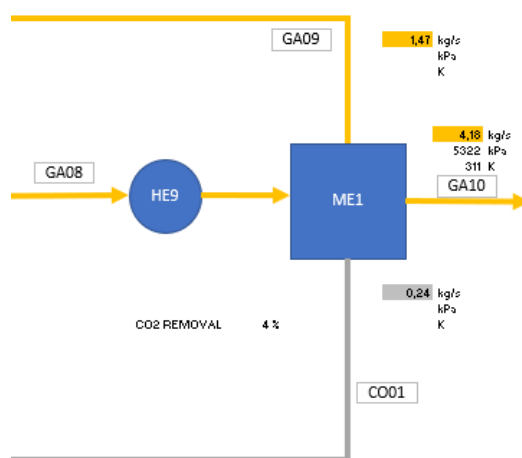


Figura 6 - Sistema de remoção de CO<sub>2</sub>

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

#### 2.2.5.6 Unidade de Exportação de Gás (UEG)

O sistema de exportação de gás é composto, tipicamente, por dois estágios. Cada estágio é composto de um *scrubber* (SC8 e SC9), um compressor (C6 e C7) e um trocador de calor (HE10 e HE11). A corrente de gás entra no primeiro *scrubber* (SC8) a fim de separar-se eventuais líquidos, de forma a evitar que estes sejam enviados ao

compressor (C6). Após a compressão, o *cooler* (HE10), reduz a temperatura do gás, que é enviado para o segundo estágio de separação (SC9), compressão (C7) e redução de temperatura no *cooler* (HE11).

A linha de saída do sistema de exportação de gás, GA11, passa ainda pelo sistema de medição e faturamento antes de ser exportada para fora dos limites da plataforma. A Figura 7, extraída do modelo em *MS Excel*, ilustra o fluxograma deste processo.

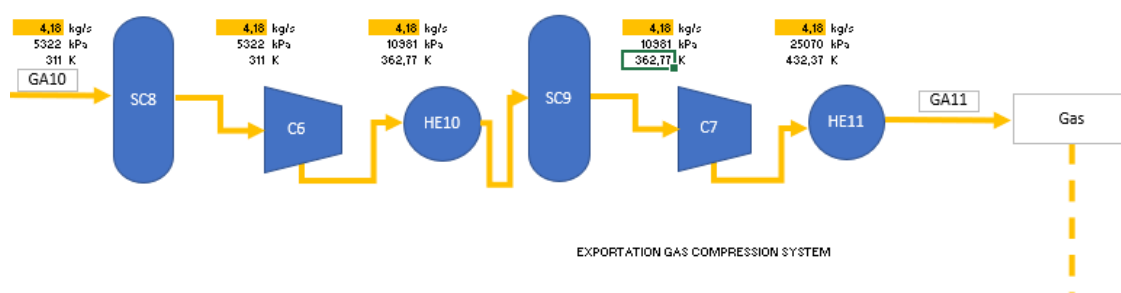


Figura 7 - Sistema de compressão de gás de exportação

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

### 2.2.5.7 Unidade de Compressão de CO<sub>2</sub> (UCCO<sub>2</sub>)

A linha de gás carbônico CO01 oriunda do sistema de remoção de gás carbônico passa por um sistema de quatro estágios de compressão. Cada estágio é composto por um *scrubber*, um compressor e um trocador de calor com papel de resfriador. O primeiro estágio é composto pelo *scrubber* (SC10), pelo compressor (C8) e pelo trocador de calor (HE12). O segundo estágio é composto pelo *scrubber* (SC11), pelo compressor (C9) e pelo trocador de calor (HE13). De maneira análoga, o terceiro estágio é composto pelo *scrubber* (SC12), pelo compressor (C10) e pelo trocador de calor (HE14). Finalmente, o quarto e último estágio é composto pelo *scrubber* (SC13), pelo compressor (C11) e pelo trocador de calor (HE15). A linha CO02 de saída do sistema de compressão de CO<sub>2</sub> é encaminhada para o sistema de injeção de gás nos reservatórios.

Assim como as demais, a Figura 8, apresentada na sequência, foi extraída do modelo em *MS Excel* e detalha o fluxograma deste processo.



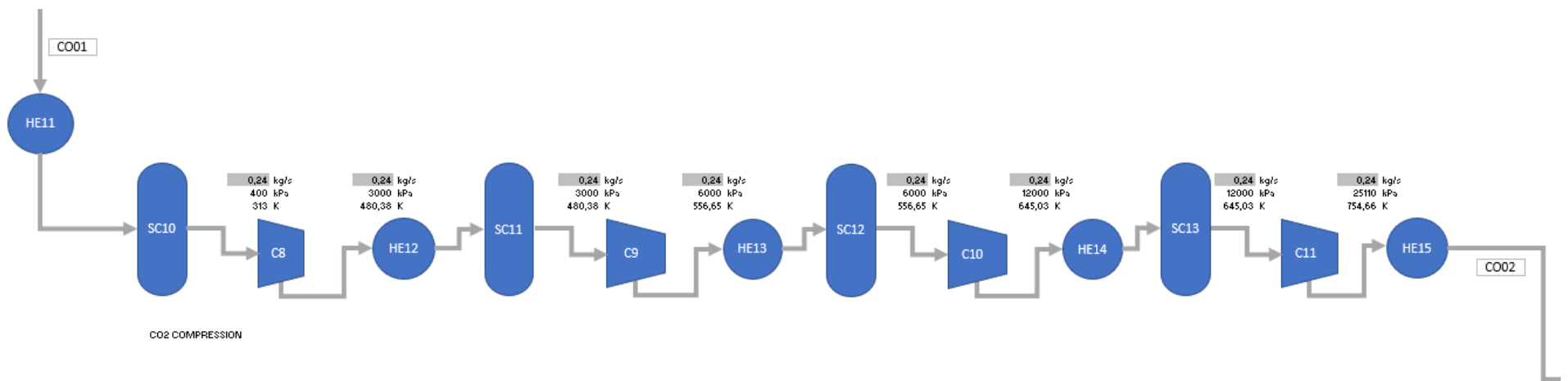


Figura 8 - Sistema de compressão de CO<sub>2</sub>

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

### 2.2.5.8 Unidade de Injeção de Gás (UIG)

Dependendo do modo de operação, o sistema de injeção de gás pode injetar gás tratado oriundo do sistema de exportação de gás ou CO<sub>2</sub> do sistema de remoção de CO<sub>2</sub>. Para efeitos deste trabalho, admite-se que somente CO<sub>2</sub> é injetado.

Este sistema é composto de um *scrubber* (SC14), de um compressor (C12) e de um trocador de calor (HE16), que cumpre um papel de *cooler* para adequar a temperatura do gás após a compressão. Após passagem por este sistema, o gás está apto a ser reinjetado nos reservatórios e aumentar a recuperação de petróleo. A Figura 9, extraída do modelo em *MS Excel*, ilustra o fluxograma deste processo.

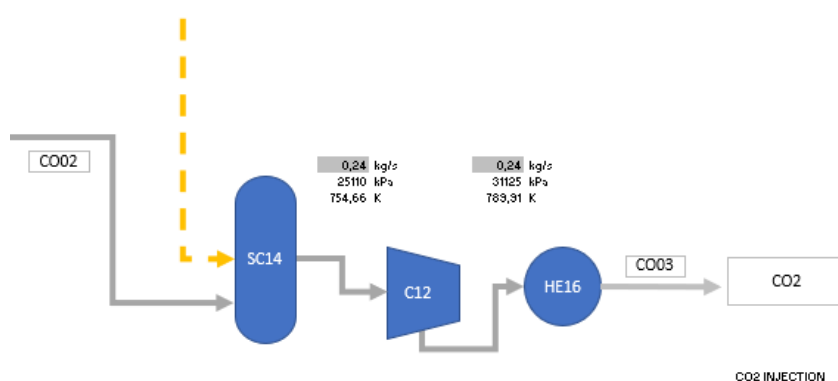


Figura 9 - Sistema de injeção de CO<sub>2</sub>

Fonte: Elaboração própria com base em BIGDOLI (2018)

## 2.2.6 Processos de geração de utilidades

### 2.2.6.1 Geração de energia elétrica

Normalmente, o sistema elétrico das plataformas é distribuído em três subsistemas: um sistema de distribuição normal de energia, um sistema de emergência e um terceiro sistema, chamado de sistema essencial. Estas nomenclaturas podem variar conforme operadora da plataforma, mas a filosofia é basicamente a mesma em todas as instalações.

O subsistema normal é composto de um sistema de geração principal de energia que envia a energia elétrica gerada para painéis de distribuição e proteção e, destes, para os consumidores finais de energia, também chamados de cargas. Embora haja

variações, o sistema de geração principal de energia elétrica se baseia, na maioria das vezes, em uma planta de geração termelétrica a gás, operando em ciclo Brayton (PEREIRA, JESUS, & CARVALHO, 2015).

Este sistema de geração é composto por um compressor (C14), uma câmara de combustão (CC1) e uma turbina (TG1), que é conectada a um gerador elétrico. Por simplicidade, a figura 10, abaixo, mostra um conjunto de geração com somente uma turbina e gerador, embora, na prática, as plataformas contem com até quatro conjuntos. A utilização de diversos geradores de menor potência, ao invés de somente um gerador com maior potência, se dá por duas questões principais: a primeira, visa garantir a continuidade da operação em caso de falha (disponibilidade) e a segunda questão se relaciona à necessidade de atendimento das variações no consumo de energia ao longo da vida útil da plataforma, evitando que um TG superdimensionado trabalhe em carga parcial, o que levaria a uma perda ainda maior de eficiência. Tipicamente, adota-se um regime de alternância de operação, de forma que seu desgaste possa ser equalizado. Vale mencionar que, usualmente, os geradores são instalados nos módulos de geração em pares, embora outras configurações sejam possíveis.

A Figura 10, a seguir, extraída do modelo em *MS Excel*, ilustra o fluxograma deste processo.

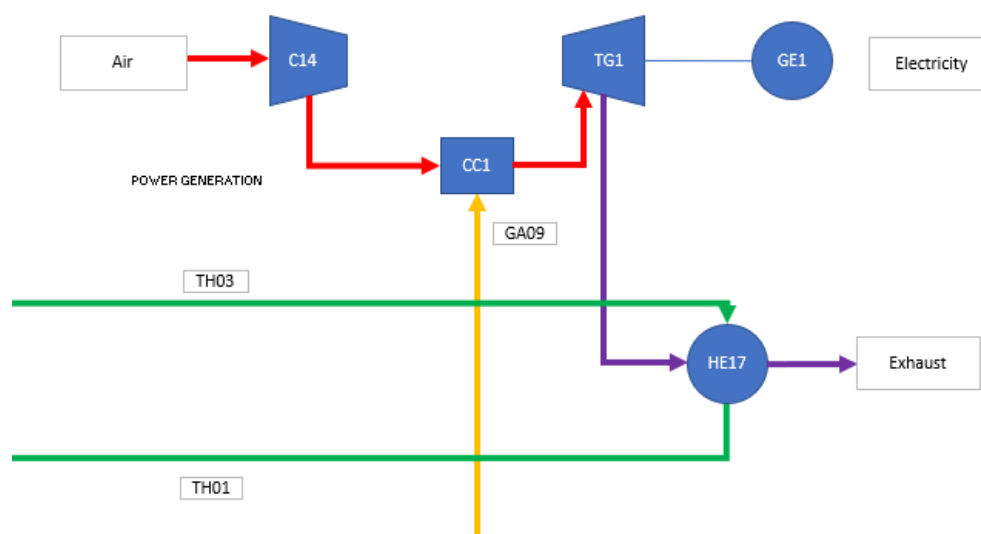


Figura 10 - Unidade de geração de energia

Fonte: Elaboração própria com base em (GONÇALVES, 2015)

### **2.2.6.2 Sistema de recuperação de calor e resfriamento**

Os processos físico-químicos de separação de óleo, gás e água descritos no capítulo 2.2.4.1 dependem também do aporte ou retirada de calor do fluido processado. Embora não seja o objetivo deste trabalho calcular o balanço térmico das reações, é importante mencionar que o balanço de energia térmica deve ser considerado como uma das restrições quando da escolha da quantidade mínima de geradores a gás, visto que o exausto das turbinas a gás fornece, indiretamente, calor para as reações químicas. Este calor pode ser transferido através de circuitos fechados (utilizando água ou óleos térmicos) e abertos (usando água do mar para resfriamento) em trocadores de calor. O sistema de geração de vapor funciona recuperando calor do gás exausto das turbinas em um equipamento chamado *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU), que fica posicionado no topo da unidade de geração.

Neste trabalho, estabelece-se a condição de que, pelo menos, um gerador do sistema de geração termelétrica deva estar sempre em operação para que o exausto possa fornecer o calor necessário aos processos do *topside* e que água em condições físico-químicas ideais para o resfriamento e geração de vapor estejam disponíveis. Também por questões de simplicidade, não será realizado neste estudo o dimensionamento do volume de água necessário às trocas térmicas. A otimização do sistema considerando estas premissas devem ser analisadas de forma mais detalhada em um estudo específico sobre o tema.

### **2.2.7 Demanda energética de processo como função da produção de petróleo**

O dimensionamento da geração de energia elétrica para atendimento das cargas em uma FPSO depende da demanda requerida por equipamentos de processo, sistemas navais e operativos da plataforma e da capacidade de geração de cada um dos geradores disponíveis, condicionados às condições operativas locais.

A parcela variável de energia elétrica demandada pelos equipamentos de processo depende do volume processado de óleo, gás e água, os quais variam conforme as características da produção (volume, RGO, RAO, BSW, °API) durante a vida útil do poço. São três os momentos típicos do ciclo produtivo de um campo *offshore*, segundo SZKLO & SCHAEFFER (2021):

1 – O primeiro momento é chamado de recuperação primária e, nesse momento, a pressão natural do reservatório é suficiente para elevar o petróleo à superfície, sendo possível recuperar valores em torno de 5 a 15% do volume. Neste primeiro momento, o consumo energético tende a ser menor em números brutos, porém com tendência de aumento. Neste ponto, o processo ainda está em fase de *ramp-up* e o gasto energético dos módulos no *topside* que está associado primordialmente ao processamento dos fluidos em menor volume e, portanto, ainda não é aquele associado à máxima capacidade de processamento.

2 – Em um segundo momento, quando a pressão do poço tende a diminuir e a extração por meios naturais já não é mais possível, faz-se necessário o uso de outros sistemas para compensar a queda natural de pressão no poço, tais como bombas submersas submarinas ou mesmo sistemas de injeção de água ou gás, a fim de aumentar a pressão no reservatório e, assim, aumentar a produção de petróleo. A fase de recuperação secundária tem um fator de recuperação de aproximadamente 30 a 50% do volume (THOMAS, 2001). Neste momento, o consumo energético aumenta consideravelmente para poder refletir o aumento de capacidade de processamento de maior volume de petróleo, mas também, porque outros sistemas passam a serem acionados. Ao atingir o pico de produção de petróleo, diz-se que se atingiu o *plateau* de produção. Nesta dissertação, assume-se que o *plateau* de produção coincide com o *plateau* de consumo energético<sup>7</sup>, embora, na prática, existam alguns cenários operacionais nos quais o consumo energético possa não coincidir com o nível máximo de produção de petróleo, tal quando se realiza o processamento de fluidos e transferência de produtos (*offloading*) ao mesmo tempo.

3 – Na terceira fase, com a queda na produtividade, o consumo energético para o processamento decai até o campo ser declarado inviável, seja porque o gasto energético para a retirada do petróleo é maior do que o volume de energia equivalente retirado em si, ou porque os custos de produção são maiores que as receitas da venda de subprodutos.

Já a energia elétrica demandada pelos sistemas navais e operativos, para efeitos deste estudo, não depende diretamente do processo e é considerada constante, sendo

---

<sup>7</sup> Em valor absoluto, mas não por barril.

chamada de demanda-base.

Para calcular a máxima demanda energética, soma-se a parcela variável (baseada nos processos) e a parcela fixa (baseada em sistemas navais e operativos).

## 2.2.8 Sistema elétrico de uma FPSO

O sistema elétrico de uma FPSO é composto por um sistema de geração e um sistema de distribuição de energia para as cargas. Nesta dissertação, o sistema de geração é composto por até três fontes, TGs, GEOs e LTS, cujas características tecnológicas principais são descritas na sequência.

### 2.2.8.1 Turbogeneradores a gás (TGs)

Usualmente, em FPSOs, os conjuntos de geração se localizam nos dois módulos de geração elétrica, sendo usual que haja um par de geradores em cada módulo. Estes módulos contém os equipamentos necessários à realização das etapas do ciclo Brayton, cujo esquema idealizado é representado na Figura 11:

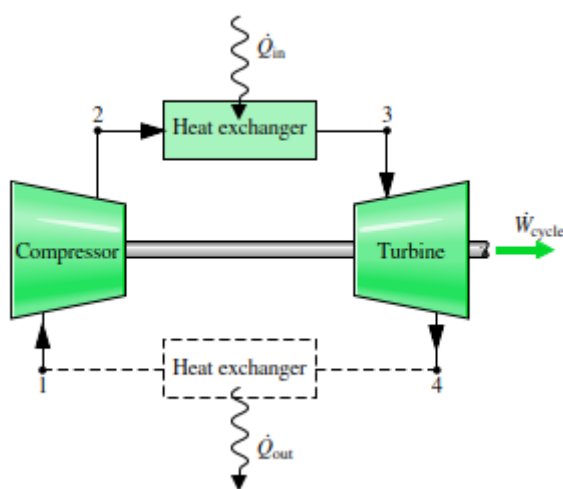


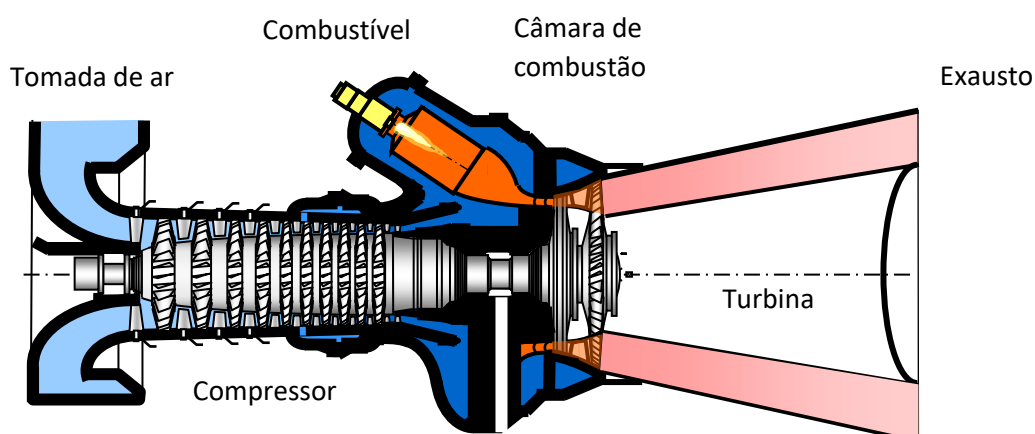
Figura 11 – Ciclo Brayton Ideal

Fonte: (Moran & Shapiro, 2006)

Neste ciclo, o ar atmosférico é comprimido entre os pontos 1 e 2. Entre os pontos 2 e 3, ocorre a combustão do gás natural, tendo como comburente o oxigênio presente no ar atmosférico, agora sob alta pressão. Após sair da câmara de combustão, o ar quente e a alta pressão, ou seja, com alta entalpia, se expande entre 3 e 4, ao passar pelos diversos estágios da turbina, gerando trabalho em forma de energia cinética, que

movimenta o gerador de energia elétrica acoplado. Parte da energia do gás exausto, ainda com alta pressão e temperatura, pode ser utilizada para o acionamento do próprio compressor, enquanto o restante é devolvido ao meio ambiente, encerrando o ciclo. (LIMA, 2014). Nas plataformas, este calor é útil para os processos de separação de petróleo, gás e água. A energia presente no exausto é parcialmente recuperada nas WRHUs.

A Figura 12, abaixo ilustra, simplificada, uma turbina a gás e seus principais componentes. Em instalações reais, adota-se medidas adicionais para aumentar a eficiência, tais como o pré-aquecimento do ar, uso de múltiplas câmaras de combustão, regeneradores e resfriadores. O detalhamento destes arranjos não faz parte do escopo deste estudo.



*Figura 12 - Esquema simplificado de turbina a gás*

Fonte: (Siemens, 2012)

Já a Figura 13 ilustra uma unidade completa de geração em 3D:

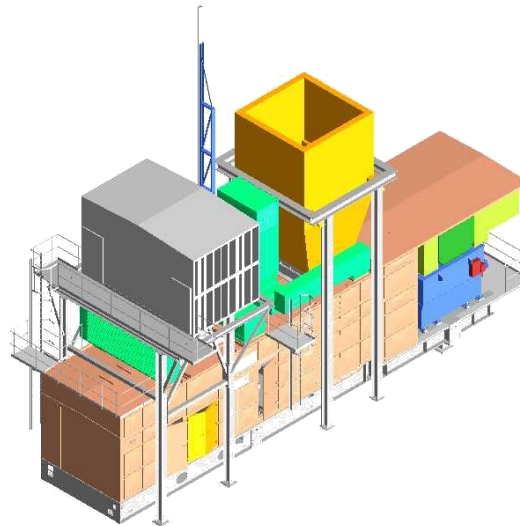


Figura 13 - Modelo 3D de uma unidade de geração termelétrica

Fonte: (Siemens, 2012)

A utilização de turbinas a gás é conveniente em plataformas de petróleo. Além da óbvia disponibilidade de combustível, que é produzido na própria plataforma, as turbinas a gás, em especial as aeroderivativas, têm como característica o reduzido peso e *footprint* (quando comparada com os modelos *heavy-duty*, de alta potência), alta confiabilidade, rápida capacidade de partida, maior flexibilidade de operação em cargas parciais, além de operar com eficiência na presença de combustíveis de diferentes especificações e distintas condições ambientais, o que as torna ideais para operação *offshore* (SIEMENS, 2015).

Neste trabalho, considera-se que, no caso base, o sistema de geração de energia elétrica é composto por um conjunto de turbinas Siemens SGT-750, aptas para o uso *off-shore* (SIEMENS ENERGY, 2024). Estas turbinas têm a capacidade de produzir, em condições ideais, 37,03MWe cada, conforme catálogo da própria turbina (SIEMENS, 2015). Se alteradas as condições de operação, tal como temperatura de operação, características do combustível e o seu carregamento, por exemplo, a sua eficiência é alterada, e conseqüentemente, a geração de energia e as emissões, como será visto mais adiante.

Além das características descritas, este modelo é indicado para operação *offshore* pois possui a facilidade de lidar com os esforços mecânicos oriundos dos movimentos



em seis graus de liberdade <sup>8</sup> aos quais ficam submetidos as embarcações (DORNELLAS & QUILELLI, 2017).

Do ponto de vista termodinâmico, assumindo-se que a turbina trabalhe adiabaticamente (desconsiderando trocas de calor com o meio), é possível escrever, que o trabalho gerado pela turbina é dado pela *Equação 1* (Moran & Shapiro, 2006):

$$\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} = h_3 - h_4$$

Onde:

$\dot{W}_t$  – Trabalho da turbina, em J/s

$\dot{m}$  – Fluxo mássico, kg/s

$h_x$  – Entalpia no ponto x do ciclo, em J/kg

Já a energia consumida em forma de trabalho pelo compressor por unidade de massa é dada pela *Equação 2*:

$$\frac{\dot{W}_c}{\dot{m}} = h_2 - h_1$$

Já o calor fornecido ao ciclo durante a queima do combustível é dado pela *Equação 3*:

$$\frac{\dot{Q}_{in}}{\dot{m}} = h_3 - h_2$$

Onde:

$\dot{Q}_{in}$  – Fluxo de calor fornecido ao ciclo, em J/s

---

<sup>8</sup> As embarcações estão sujeitas a seis graus de liberdade, ou seja, podem se movimentar em direção ou em sentido contrário aos eixos x, y e z (*surge, sway e heave*) e girar em sentido horário ou anti-horário ao redor destes eixos (*yaw, roll e pitch*). Nestas condições, as turbinas e demais equipamentos da embarcação estarão sujeitos a esforços mecânicos inexistentes em instalações fixas.

E o calor rejeitado pelo ciclo pela *Equação 4*:

$$\frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{m}} = h_4 - h_1$$

E a eficiência, então, é dada pela *Equação 5*:

$$\eta = \frac{P_{util}}{P_{total}} = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_c}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_{in}}{\dot{m}}} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2}$$

Nota-se, a partir da definição da eficiência da turbina a gás, que existe uma relação proporcional entre o consumo de combustível e a geração de energia. Em outras palavras, operando em condições nominais, quanto maior a geração de energia, maior o consumo bruto de combustível, porém o consumo por unidade de energia é menor. Operando em carga parcial, a energia produzida é menor, assim como o consumo bruto de combustível, porém, o consumo por unidade de energia é maior. Estas conclusões serão utilizadas mais adiante para compreender a relação entre a modificação da demanda de energia e o consumo de combustível em TGs operando em carga parcial.

Do ponto de vista eletromecânico, a conversão se dá ao acoplar mecanicamente as turbinas ao eixo de um gerador elétrico síncrono, por exemplo. Os geradores síncronos são constituídos, essencialmente, de duas partes, uma rotativa, chamada de rotor, e uma estática, denominada de estator. O eixo do rotor gira de forma solidária ao giro da turbina, embora com inferior velocidade, devido a acoplamentos mecânicos. Embora haja diversas variações construtivas, o rotor é constituído de tal forma que exista um ou mais dipolos magnéticos. Estes dipolos, formados a partir de ímãs permanentes ou eletroímãs excitados externamente, ao girarem, induzem corrente no estator a uma frequência proporcional a velocidade do eixo e o número de polos. Esta expressão é dada pela *Equação 6*:

$$f = \frac{r \times p}{120}$$

Onde:

r – Rotação, em rotações por minuto

f – Frequência, em Hz

p – Número de polos

Um sistema de controle em malha fechada ajusta a injeção de combustível e ar na câmara de combustão para ajustar a potência gerada. O ângulo de entrada de ar e o ângulo das palhetas das turbinas também pode ser ajustado de forma a permitir que a turbina trabalhe de forma estável. Este sistema de controle também visa estabilizar a frequência e a tensão de geração, enquanto a corrente varia para fornecer a potência requerida pelas cargas elétricas do sistema.

### 2.2.8.2 Geradores eólicos offshore (GEOs)

Os GEOs são, tipicamente, máquinas de maior potência quando comparados aos seus congêneres instalados *onshore*, embora sejam máquinas de menor potência que as TGs. Quando instaladas no mar, devido ao menor fator de rugosidade, os GEOs tem sua capacidade de produção de energia aumentada, *cæteris paribus*, quando comparada a uma turbina idêntica, instalada em terra (SILVA, 2019).

A geração de potência em GEOs varia com a velocidade do vento e depende, também, do posicionamento das demais turbinas que foram o parque eólico, pois estas criam zonas turbulentas, reduzindo a transferência de potência do vento para as pás das turbinas. De forma geral, quanto maior a velocidade do vento, maior a potência (respeitando-se o limite de Betz de 59,3% para a conversão de energia cinética do vento em energia mecânica) (SILVA, 2019). Entretanto, a partir de uma certa velocidade, a potência gerada passa a ser constante e, para velocidades muito altas, a turbina não produz energia pois existe o risco de um colapso estrutural.

A Figura 14 ilustra a curva de potência versus velocidade do vento típica de uma GEO de 15MW, modelada pela NREL (2020) e utilizada nesta dissertação:

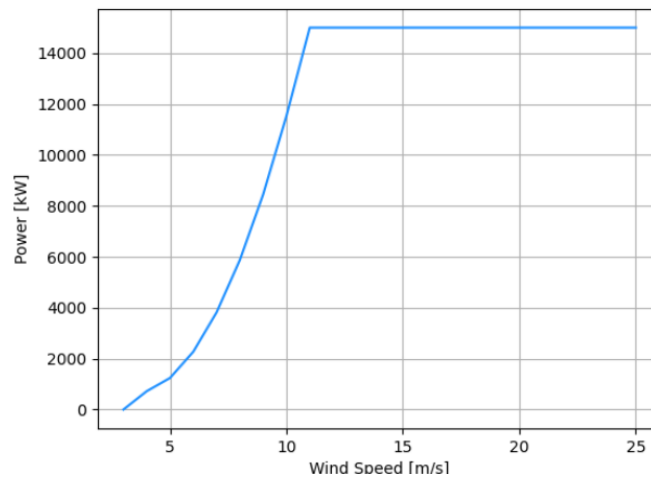


Figura 14 - Curva de potência x velocidade do vento para um GEO de 15MW

Fonte: (National Renewable Energy Laboratory, 2020)

A geração de energia elétrica nos GEOs, no entanto, não segue o mesmo padrão da geração de potência. A geração de energia depende da frequência de ocorrência de determinadas velocidades de vento, especialmente aquelas que geram maior potência. Tipicamente, as distribuições de frequência de velocidade de vento seguem uma distribuição de Weibull (CUSTÓDIO, 2009), o que leva a uma concentração de produção de energia em velocidades médias e baixas, valores que variam bastante ao longo do ano.

Quando se trata de instalações *offshore*, os projetos possuem requisitos adicionais quando comparados com os projetos de eólicas *onshore*. O principal diferencial é com a suportação das torres em função da profundidade de instalação local. Em águas rasas, as torres serão instaladas sobre jaquetas apoiadas no fundo do leito oceânico. Em águas profundas, as torres são instaladas sobre estruturas flutuantes com o controle de estabilidade (ZHOU, ZHANG, LI, YANG, & SANTOS, 2023).

Neste trabalho, considera-se que as turbinas são instaladas em águas rasas, apoiadas sobre jaquetas a 48km de distância da costa e, portanto, a 102km da plataforma, que se encontra a 150km da costa. A escolha destes valores corresponde aos valores típicos de uma plataforma localizada no Campo de Mero, bacia de Santos e, também, para que os dados usados como referência de custos para parques eólicos

*offshore* estejam consistentes com os cálculos. Os custos da conexão via cabo entre o parque eólico e a subestação em terra não foram considerados.

### 2.2.8.3 Linhas de transmissão submarinas (LTSs)

A eletrificação de plataformas através de linhas de transmissão submarinas (*power-from-shore*) não é propriamente uma novidade. A plataforma fixa principal do campo de Ubarana, na costa do Rio Grande do Norte, conta com alimentação via cabo submarino em média tensão, oriundo de uma subestação localizada na cidade de Guamaré desde a primeira década dos anos 2000.

A instalação de cabos submarinos para alimentação de plataformas de petróleo apresenta uma série de desafios técnicos, logísticos e operacionais. THIBAUT & LEFORGEAIS (2015) discorrem sobre os critérios a serem observados quando da seleção da tensão adequada para a conexão, seja em corrente alternada ou corrente contínua, incluindo a potência transmitida e a distância entre a subestação e a carga, espaço disponível na embarcação e considerações adicionais no sistema elétrico da plataforma, tais como a necessidade de compensação de reativos, preocupações adicionais com fenômenos de ressonância na linha de transmissão e na corrente de magnetização de transformadores do sistema de alta tensão.

Os autores mencionam que a adoção de um sistema em corrente alternada se justifica, principalmente, quando a eletrificação é parte de um projeto de *revamping*, pois, provavelmente, os equipamentos existentes já operam em corrente alternada. Por outro lado, a utilização de sistemas em corrente contínua, ao contrário das instalações em corrente alternada, exige a utilização de equipamentos de retificação e conversão de corrente, o que pode tornar o projeto mais caro e tecnicamente complexo.

A Figura 15, abaixo, extraída do artigo de THIBAUT & LEFORGEAIS (2015), mostra a relação entre potência e distância em diversos projetos aonde linhas de transmissão em corrente contínua e alternada foram utilizadas e pode dar ao leitor interessado, mais embasamento para a seleção de uma ou outra tensão.

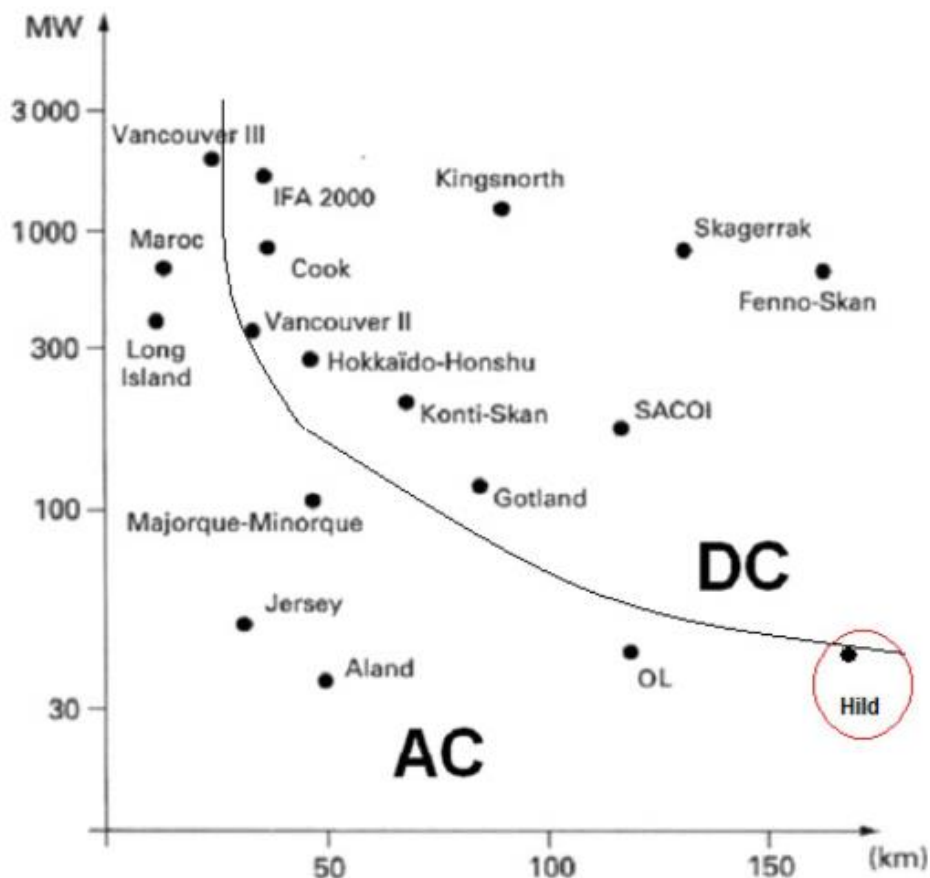


Figura 15 – Gráfico potência x distância para linhas de transmissão submarinas

Fonte: (THIBAUT & LEFORGEAIS, 2015)

Este trabalho assume uma demanda máxima de 120MW a uma distância de 150km, portanto, assume-se que a transmissão é realizada em corrente contínua em alta tensão<sup>9</sup>, (assume-se o valor de 132kV) com capacidade ilimitada de importar ou exportar energia da FPSO, caso haja excedente.

#### 2.2.8.4 Sistema de distribuição de energia

A energia elétrica gerada pelos geradores (TGs, GEOs ou LTS) é enviada para o módulo elétrico da plataforma, também conhecido como *electrical house* ou *e-house*. Neste módulo, encontram-se os equipamentos de distribuição, proteção e controle do

<sup>9</sup> Outros autores apresentam outros critérios para a seleção de sistemas HVDC. Alguns autores recomendam sistemas HVDC quando as distâncias da linha de transmissão variam de 50 a 100km para instalações *offshore* (ALASSI, BAÑALES, OMAR, ADAM, & MACIVER, 2019), outros estudos mencionam que sistemas HVDC são aplicáveis somente para linhas com comprimento superior a 200km e cargas superiores a 200MW (THE RESEARCH COUNCIL OF NORWAY, 2024).

sistema elétrico, tais como painéis de distribuição de energia e transformadores que compõem os três já mencionados subsistemas de geração e distribuição de energia: sistema principal (ou normal), sistema de emergência e sistema essencial.

A tensão de geração típica é de 11kV ou 13,8kV, corrente alternada, mesma tensão de operação das grandes cargas, com potência acima de 900kW, tais como compressores principais de gás e bombas do sistema de injeção de água. Cargas menores que 900kW porém acima de 400kW operam em tensões menores, 4,16kV ou 6,6kV. Já cargas menores de 400kW operam em 480V ou 690V, enquanto as demais cargas operam em 220V, após passarem por transformadores abaixadores. O sistema elétrico proposto por esta dissertação, que integra uma LTS em HVDC, deve contar com equipamentos adicionais para realizar a conversão de corrente contínua para corrente alternada, abaixamento de tensão e sincronização com a rede de corrente alternada em 11kV ou 13,8kV.

O subsistema de emergência é composto por geradores a Diesel e um sistema de distribuição de energia para atender a cargas em condições especiais. Este subsistema não depende da produção de gás da própria plataforma, mas depende do aporte externo de Diesel trazido por embarcações de apoio. O sistema de emergência é dedicado aos sistemas que devem operar em caso de falha do sistema principal (normal) de energia, tal como exemplo os sistemas navais e de utilidades, além de todos os seus auxiliares e o casario, seguindo as recomendações da *International Maritime Organization* (IMO). As cargas de emergência operam em tensões típicas de 480V ou 690V e 220V em corrente alternada, embora em projetos mais recentes, tensões acima de 1kV tenham sido consideradas.

Em alguns modos de operação, a plataforma pode excepcionalmente contar com geração normal e de emergência para suprir energia às cargas de processo, sem que haja ocorrido uma falha no sistema de geração principal. Isto ocorre, por exemplo, quando diversas operações são feitas ao mesmo tempo (processamento e *offloading*). Para efeitos deste trabalho, considera-se que somente o sistema de geração principal está operativo.

Finalmente, o subsistema essencial é composto por carregadores de baterias, baterias e painéis de distribuição. Este sistema deve prover energia a cargas essenciais

ao funcionamento da embarcação, tal como instrumentos e sistemas de abandono de plataforma, caso haja falha nos sistemas normal e de emergência. As cargas essenciais operam em tensões de 480V e 220V em corrente alternada, além de outras tensões em corrente contínua.



### 3 Metodologia

A definição do número de geradores necessários para atender à demanda anual de processo foi realizada conforme Figura 16.

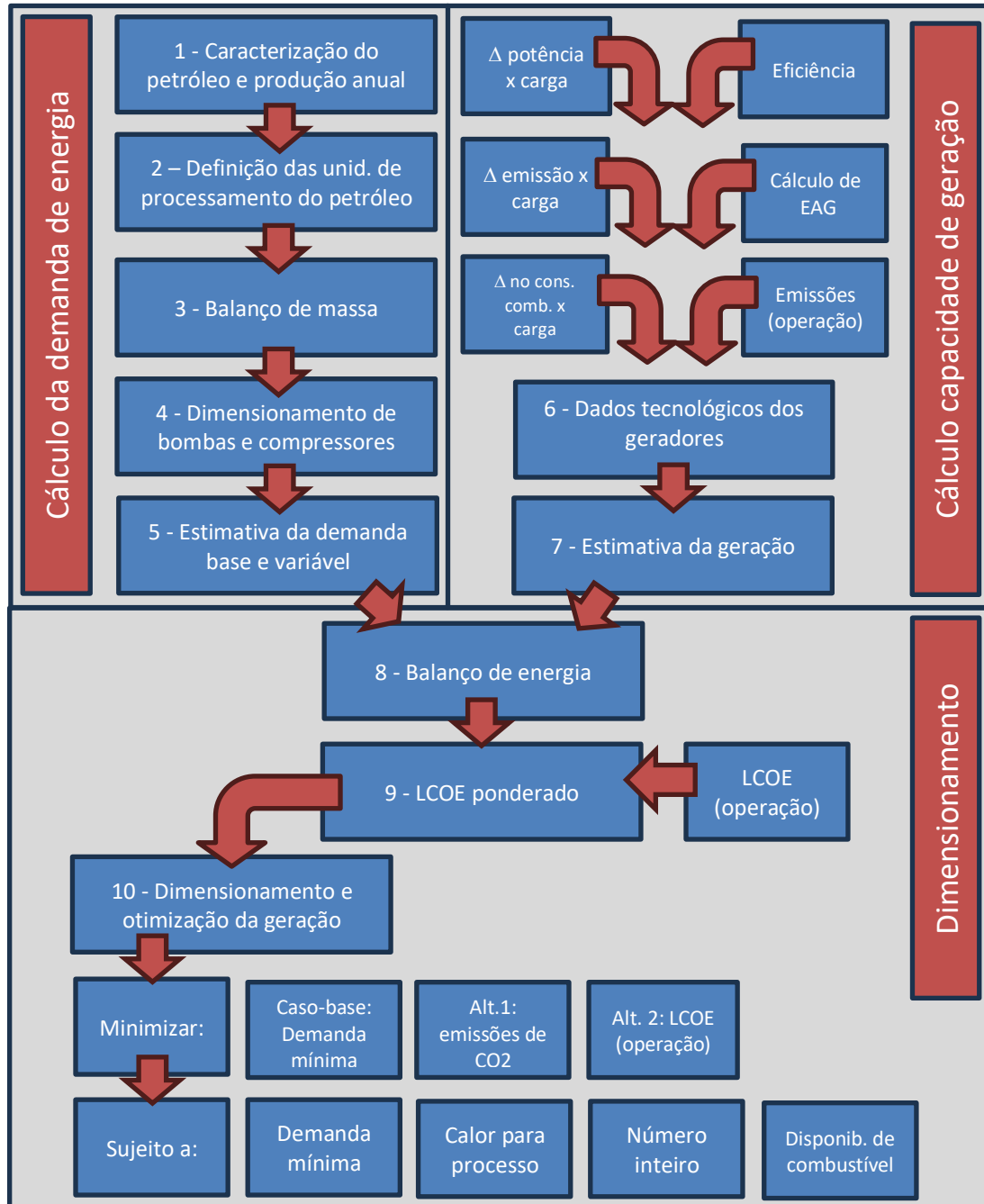


Figura 16 - Fluxo de cálculos

Fonte: Elaboração própria.

As seções a seguir detalham cada um dos dez passos mostrados na figura acima.

### 3.1 Caracterização do petróleo e sua produção anual

Como visto anteriormente, o petróleo se caracteriza, principalmente, pelos indicadores RGO, RAO, BSW e sua densidade. De posse dos dados físico-químicos do óleo, do gás e da água (grau API do óleo, densidade e calor específico da água do mar, constante dos gases, calor específico e gama do gás), dos dados ambientais do local de operação (temperatura ambiente e pressão atmosférica), é possível calcular a vazão mássica de óleo, água e gás produzidos, em kg/s.

O BSW é dado pelo quociente entre a vazão mássica de água e sedimentos e a vazão mássica total de fluidos (óleo, gás e água) e sedimentos em um determinado volume de petróleo, conforme *Equação 7*.

Assim:

$$BSW(\%) = \frac{m_a}{m_o + m_g + m_a}$$

Onde:

$m_a$  – vazão de água e sedimentos, kg/s

$m_g$  – vazão de gás, kg/s

$m_o$  – vazão de óleo, kg/s

A vazão mássica de óleo é dada pela *Equação 8* :

$$\dot{m}_o = (1 - BSW) \times \frac{V_{carga}}{t} \times \delta_{\acute{o}leo}$$

Onde:

$V_{carga}$  – volume diário médio produzido de óleo e água, em m<sup>3</sup>/dia

t - tempo, em s (relativo a um dia)

$\delta_{\acute{o}leo}$  – densidade do óleo, em kg/m<sup>3</sup>

A densidade do óleo, expressa em  $\text{kg/m}^3$ , é calculada através do grau API do óleo em relação a água (medida a  $60^\circ\text{F}$ ), cuja fórmula é dada pela *Equação 9* (MC KINSEY ENERGY INSIGHTS, 2023):

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5}{\delta_{\text{óleo}}} - 131,5$$

Por simplificação, para efeitos deste trabalho, desconsidera-se a influência da temperatura na densidade do óleo.

A vazão mássica de água é dada pela *Equação 10*:

$$\dot{m}_a = BSW \times \frac{V_{\text{carga}}}{t} \times \delta_{\text{água}}$$

Onde:

$\delta_{\text{água}}$  – densidade do óleo, em  $\text{kg/m}^3$

Para o cálculo da vazão mássica de gás, é necessário calcular, antes, o volume específico do gás, em  $\text{m}^3/\text{kg}$ . Considerando que o seu comportamento é idealizado, é possível calcular o volume específico através da *Equação 11*:

$$V = \frac{RT}{P}$$

Onde:

R – constante do gás, em  $\text{kJ/kg.K}$

T – temperatura, em K

P – pressão, kPa

E a partir do volume específico, pode-se calcular a densidade do gás através da *Equação 12*:

$$\delta_{gas} = \frac{1}{V}$$

Onde:

V – volume específico, em Nm<sup>3</sup>/kg

E a vazão mássica de gás é dada pela *Equação 13*:

$$\dot{m}_g = \frac{V_{gás}}{t} \times \delta_{gas}$$

Onde:

V<sub>gás</sub> – volume do gás, em Nm<sup>3</sup>/dia

t - tempo, em s (relativo a um dia)

δ<sub>gás</sub> – densidade do gás, em kg/Nm<sup>3</sup>

Em relação aos dados físico-químicos, considera-se que:

- a temperatura ambiente e a pressão são de, respectivamente, 30°C e 101,3kPa;
- o óleo tem densidade de 29° API, ou 881,62kg/m<sup>3</sup> condizente com o Campo de Mero (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2021),
- a água tem densidade de 1004 kg/m<sup>3</sup>, com calor específico de 4,18kJ/kg.K;
- o gás tem uma constante de 0,5 kJ/kg.K, que seu calor específico é de 2,34kJ/kg.K e que seu γ é de 1,27;

Os dados de produção variam conforme Tabela 1:

*Tabela 1 - Dados de produção diária média de óleo, água e gás*

	Produção de óleo	Produção de água	Produção de óleo + água	Produção de gás
Ano	m <sup>3</sup> /dia	m <sup>3</sup> /dia	m <sup>3</sup> /dia	Nm <sup>3</sup> /dia
1	4316	4	4320	760400
2	16735	1940	18675	2875248
3	21476	10654	32130	3771512
4	25504	23485	48989	4347216
5	20896	39602	60498	3532544
6	15385	49849	65234	2591192
7	12515	55490	68006	2107680
8	10890	58257	69147	1831088
9	9691	59522	69214	1626528
10	8741	60097	68837	1464064
11	7902	60275	68177	1320880
12	7209	60352	67561	1203112
13	6642	60395	67037	1106656
14	6152	60480	66632	1023504
15	5744	60444	66188	954000
16	5324	60480	65804	883904
17	4950	60228	65178	821520
18	4622	60194	64816	767040
19	4338	60230	64568	719872
20	4091	60293	64384	678784
21	3874	60358	64231	642520
22	3679	60424	64103	610184
23	3505	60491	63995	581000
24	3326	60226	63553	551440

Fonte: Elaboração própria, com base em informações anonimizadas

A Figura 17, abaixo, ilustra o comportamento das vazões volumétricas no tempo:

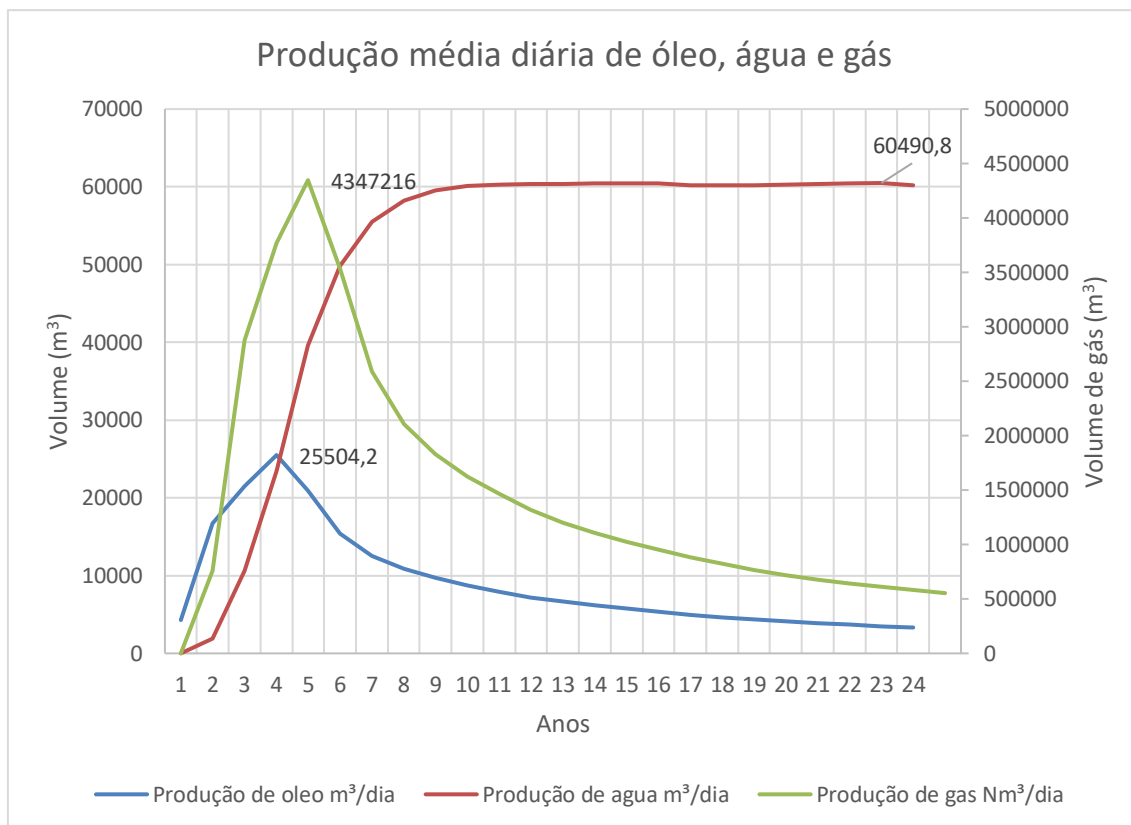


Figura 17 - Curva de produção média diária de óleo, água e gás durante ciclo de vida operativo da FPSO

Fonte: Elaboração própria com base na Tabela 1

### 3.2 Definição das unidades de processamento de petróleo

As unidades de processamento de petróleo foram apresentadas no capítulo 2.2.4, assim como seus respectivos fluxogramas. Estes fluxogramas servem de base para o cálculo do balanço de massa de água, gás e óleo.

### 3.3 Balanço de massa

O balanço de massa do processo visa definir a vazão mássica nas bombas e compressores de modo a calcular a demanda de energia em cada um destes equipamentos, assumindo que os dados de pressão na sucção e descarga e as temperaturas são parâmetros de processo pré-definidos.

Durante o capítulo anterior, indicou-se que alguns equipamentos de separação extraem frações percentuais de gás e água do petróleo visando separar estes elementos do óleo em si. Considerando-se a premissa de que inexistem linhas de retorno de água

e gás para os processos de separação e que os dados físico-químicos do petróleo não mudem ao longo do tempo, o cálculo do balanço de massa torna-se função da variação da produção de petróleo no campo e fluxogramas de processo. Por simplificação, assume-se, também, que os percentuais de extração de água e gás nos vasos separadores, ou de CO<sub>2</sub> nas membranas de separação são conhecidos e constantes, e que não há interação entre os fluidos e que a massa se conserva (não existem perdas).

A título de exemplo, demonstra-se o balanço de massa de água para o processo de separação primária gás-óleo-água, considerando que raciocínio similar deve ser considerado para os demais processos, sempre em base anual.

O petróleo cru, ao iniciar o processo, passa pelo vaso de separação trifásica V1. Neste vaso, parte da água é extraída e flui para a bomba de circulação de água P2 através da linha WA01. No mesmo vaso V1, parte do gás presente no petróleo é extraído e, como possui alta pressão, é direcionado para o fim do processo de recuperação de vapor através da linha GA01. O restante do óleo misturado à água e gás remanescentes fluem através da linha CR02 para o trocador HE1. Este trocador de calor aquece a linha CR06 que vem da descarga da bomba de circulação de óleo P1.

Em V1, o somatório das vazões mássicas de entrada é igual ao somatório das vazões mássicas de saída, conforme mostrado na *Equação 14*:

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s$$

Se o fluxo total entrante de petróleo e o BSW são conhecidos, é possível calcular as vazões separadas de gás, óleo e água. O valor da vazão de água na saída do vaso V1,  $\dot{m}_{w-s}$ , em kg/s, será dado pelo percentual extraído no vaso V1, o que é indicado na *Equação 15*:

$$\dot{m}_{w-s} = \%_w \times \dot{m}_{w-e}$$

Onde:

$\%_w$  – Percentual de extração de água, em %

$m_{w-e}$  – Vazão mássica de entrada de água, em kg/s

Raciocínio análogo pode ser utilizado para o cálculo do gás separado em V1 e encaminhado por GA01.

Seguindo o fluxograma, a mistura flui através da linha CR02 para o trocador de calor HE2 onde é aquecido pelo óleo térmico aquecido pelo exausto da turbina. Após passar por HE2 a mistura flui até o vaso de separação V2, onde mais uma fração de água e gás são extraídos. O gás flui através da linha GA02 para o segundo estágio de compressão do processo de recuperação de vapor enquanto a água flui via WA02 para a linha WA04, na sucção da bomba P2.

Em V2, o cálculo da vazão de água na linha WA2 ou do gás na linha GA02 é análogo ao cálculo realizado no vaso V1, mudando, somente, o valor percentual da extração.

Em seguida, o restante da mistura gás-óleo-água vai para o último estágio de separação, ocorrida no vaso V3. Neste vaso, o restante de água e gás presentes são separados. O gás neste ponto possui menor pressão e, por isso, é encaminhado via linha GA03 para o início do processo de recuperação de vapor enquanto a água flui através da linha WA03 para a linha coletora WA04 na sucção da bomba P2. Em V3, o cálculo da vazão de água na linha WA03 ou do gás na linha GA03 é análogo ao cálculo realizado no vaso V1, mudando, somente, o valor percentual da extração.

Assim, o valor da vazão mássica na sucção da bomba P2, será a soma das vazões das linhas WA01, WA02 e WA03. O valor da vazão na sucção da bomba P1 e o mesmo valor da saída de óleo do vaso V3. O valor da vazão na sucção do compressor C1 é dado pela vazão de gás extraída no vaso V3, enquanto a vazão para o compressor C2 é o resultado da soma das vazões de GA02 e GA02.

Por fim, é importante mencionar uma importante restrição adicionada pela lei da conservação da massa neste trabalho que é o fato de que os geradores termelétricos da plataforma estão limitados a gerar energia elétrica pela disponibilidade de gás.



### 3.4 Dimensionamento de bombas e compressores

As bombas e compressores estão entre os principais equipamentos consumidores de energia elétrica em uma plataforma. Esses equipamentos são acionados por motores elétricos acoplados através de seus eixos. A demanda de energia elétrica da plataforma é dada pela soma das demandas dos conjuntos moto-bombas e moto-compressores cuja potência demandada varia conforme dados de processo e do balanço de massa.

A potência de um conjunto moto-bomba necessária para elevar um fluido idealizado de uma pressão  $p_1$  para uma pressão  $p_2$ , é dada pela *Equação 16* abaixo (GONÇALVES, 2015):

$$W = \frac{\dot{m} \times \frac{1}{d} \times (p_2 - p_1)}{\eta}$$

Onde:

$\dot{m}$  – vazão mássica, em kg/s

$d$  – densidade, em kg/m<sup>3</sup>

$p_2$  – pressão na saída, kPa

$p_1$  – pressão na entrada, kPa

$\eta$  - eficiência, em %

A potência do conjunto moto-compressor para elevar um gás idealizado de uma pressão  $p_1$  para uma pressão  $p_2$  está relacionada à mudança de temperatura  $t_2$  e  $t_1$  e é dada pela *Equação 17* e pela *Equação 18* ambas indicadas abaixo, em condições adiabáticas (GONÇALVES, 2015),:

$$\frac{t_2}{t_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)}$$

$$\dot{W} = \frac{\dot{m}}{\eta} \times \frac{R}{\gamma - 1} \times (T_2 - T_1)$$

Onde:

$t_2$  – temperatura na saída, em K

$t_1$  – temperatura na entrada, em K

$p_2$  – pressão na saída, kPa

$p_1$  – pressão na entrada, kPa

$\gamma$  – coeficiente de expansão adiabática / gama do gás ( $c_p/c_v$ ), adimensional

$m$  – vazão mássica, em kg/s

$R$  – constante dos gases, kJ/kg.K

$\eta$  - eficiência, em %

### 3.5 Estimativa da demanda base e variável

Como a representação do processo é simplificada, ou seja, nem todas as cargas de processo são representadas, assume-se que a demanda variável de energia elétrica, calculada conforme fluxogramas apresentados no Capítulo 2, em base anual, seja proporcional à demanda total real de processo (incluindo todas as cargas).

Assume-se, também, que a relação entre a energia demandada pelo processo conforme fluxogramas apresentados anteriormente e a energia anual gerada por um gerador a gás represente a relação entre a real energia total demandada pelo processo e a energia anual gerada pelo conjunto total de geradores. Assume-se que esta proporção represente corretamente a variação da demanda de processo ao longo da vida útil da plataforma.

Assim, a proporção de demanda variável, dada em %, é dada pela *Equação 19*:

$$\%_{dv} = \frac{E_p}{E_g} \times 100$$

Onde:

$E_p$  – Energia demandada pelo processo conforme modelagem feita neste estudo, cujos fluxogramas foram apresentados no Capítulo 2, em kWh/ano

$E_g$  – Energia de gerada por uma SGT-750, em kWh/ano

Assume-se, também, que a demanda máxima  $D_m$  seja de 120MW e que a demanda-base seja de 28,6MW. O valor da demanda variável,  $D_{dv}$ , será o valor da proporção encontrada anteriormente,  $\%_{dv}$ , multiplicada pela demanda máxima, tal como na *Equação 20* abaixo:

$$D_{dv} = \%_{dv} \times D_m$$

Onde:

$\%_{dv}$  - proporção de demanda variável, em %

$D_m$  – demanda máxima total, em MW/ano

Somando este valor ao valor da demanda-base e se multiplicando esse resultado pelo número de horas de operação anuais, ajustadas as unidades, encontrar-se-á a energia demandada pelas cargas da plataforma, em GWh/ano, considerando-se as demandas-base e variável.

## 3.6 Dados tecnológicos dos geradores

### 3.6.1 Turbogeneradores a gás (TGs)

Na configuração *all-electric*, os turbogeneradores a gás fornecem a energia mecânica necessária aos geradores elétricos, que por sua vez, convertem a energia mecânica em eletricidade, que é distribuída através de um sistema de cabos e painéis de distribuição até aos consumidores finais. No Brasil, a maioria dos campos de

exploração de petróleo *off-shore* produzem gás associado, além do óleo. Este mesmo gás, depois de processado na própria plataforma, é utilizado como combustível para o processo de geração termelétrica operando em ciclo Brayton. O excedente de gás é exportado para unidades de processamento de gás natural (UPGN) e, posteriormente, vendido.

Para calcular a energia gerada pelo TG e o respectivo consumo de combustível, é necessário ter acesso aos seguintes dados:

- Potência nominal do gerador, em MW
- Fluxo Mássico de Combustível, em kg/s
- *Heat rate*, em kJ/kWh
- Horas de operação por dia, em h
- Dias de operação por ano, em dias
- Disponibilidade, em %
- Fator de capacidade, em %
- Eficiência de primeira lei, em %
- Consumo de gás, Nm<sup>3</sup>/h
- Poder calorífico inferior do gás, em MJ/kg
- Densidade do gás, em kg/Nm<sup>3</sup>

Conforme apresentado no item 2.2.8.1, o uso de combustível nas turbinas a gás é proporcional à energia gerada. Embora o consumo bruto de combustível seja maior quando operando em condições nominais do que em carga parcial (*off-design*), a taxa de consumo de combustível é menor em condições nominais. O *heat rate* (*hr*), expresso em kJ/kWh, denota a taxa de conversão de energia presente no combustível na forma química à forma elétrica.

A partir deste parâmetro, é possível calcular o consumo de combustível,  $v_c$ , expresso em  $\text{Nm}^3/\text{ano}$ , tal como demonstrado na *Equação 21*:

$$v_c = \frac{hr \times EAG}{\frac{PCI_{GN}}{d}}$$

Onde:

$hr$  – *heat rate*, em  $\text{kJ/kWh}$

$EAG$  – Energia Annual Gerada, em  $\text{MWh/ano}$

$PCI_{GN}$  – Poder Calorífico Inferior do Gás Natural,  $\text{MJ/kg}$

$d$  – densidade, em  $\text{kg/Nm}^3$

Quando da operação *off-design* (isto é, em carga parcial), o cálculo de consumo de combustível deve ser feito considerando-se a variação do  $hr$  com o carregamento percentual da máquina. Para a turbina SGT-750 (Siemens Energy, 2023), o  $hr$  varia conforme a *Equação 22* a seguir, interpolada a partir do gráfico mostrado na Figura 18:

$$hr = 1,7435 \times fc^2 - 309,54 \times fc + 23067$$

Onde:

$fc$  – fator de carga, em %

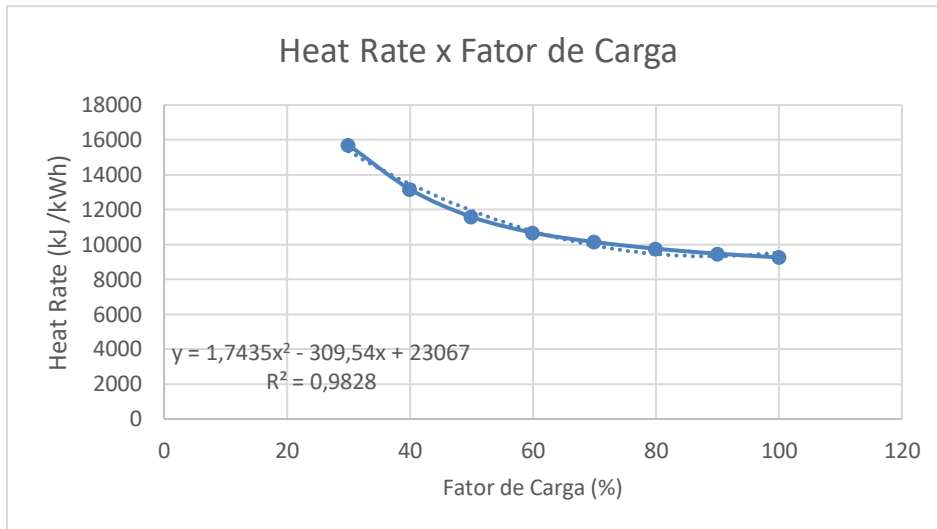


Figura 18 - Variação do heat-rate com o carregamento da turbina

Fonte: Elaboração própria com base em (Siemens Energy, 2023)

Aplicando a equação anterior na fórmula do consumo de combustível, é possível encontrar como varia o consumo de combustível em função do carregamento (Equação 23):

$$v_c = \frac{(1,7435 \times fc^2 - 309,54 \times fc + 23067) \times EAG}{\frac{PCI_{GN}}{d}}$$

Assumindo-se que as características do gás natural sejam constantes, o consumo anual de combustível pode ser calculado em condições nominais ou *off-design*.

A Figura 19 mostra a variação das emissões de CO<sub>2</sub> com o carregamento para a turbina SGT-750 (SIEMENS, 2015). A partir deste gráfico, é possível calcular, através da Equação 24, a emissão por carregamento  $fc$ , expresso em t CO<sub>2</sub>/GWh gerado:

$$em = 0,0232 \times fc^2 - 5,5975 \times fc + 840,32$$

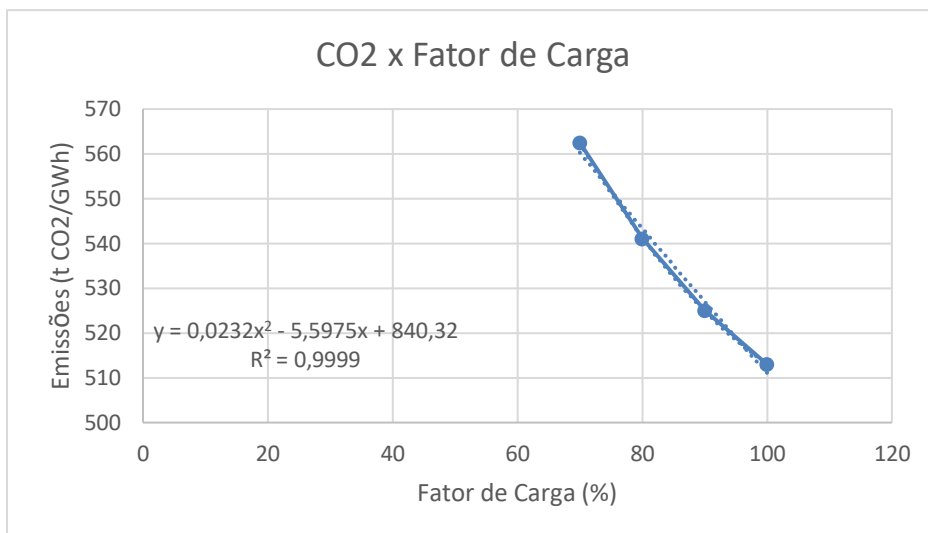


Figura 19 - Variação das emissões de CO<sub>2</sub> com o carregamento da turbina

Fonte: Elaboração própria com base em (Siemens Energy, 2023)

A partir desta fórmula, podem-se calcular as emissões de CO<sub>2</sub> em condições nominais ou *off-design*.

Para a elaboração dos cálculos apresentados na seção de resultados, assumiu-se que o combustível utilizado pelos TGs é o gás natural com PCI<sub>GN</sub> 47 MJ/kg e densidade do gás natural é de 0,8 kg/Nm<sup>3</sup>. Considera-se, ainda, que a turbina opera a uma temperatura ambiente de 30°C, a umidade do ar é de 80%, a pressão é de 101,2 kPa, perfazendo uma potência útil de 35,15MW (SIEMENS ENERGY, 2023). Para efeitos deste estudo, a combustão do gás natural é completa e o único subproduto da combustão é o gás carbônico.

Tabela 2 – Inputs para dimensionamento de geração termelétrica

Potência Nominal TG <sup>a</sup>	Heat-Rate TG <sup>a</sup>	Fluxo mássico de combustível para TG <sup>a</sup>	Horas de operação por dia
MW	kJ/kWh	kg/s	h
35,15	9273	1,47	24

Dias de operação por ano	Disponibilidade por ano	Fator de Capacidade	Fator de emissão (operação)
d	%	%	kgCO <sub>2</sub> /MWh
350	95,82	100	512,6 <sup>a</sup>

Fonte: Elaboração própria e (a) - (SIEMENS ENERGY, 2023)

### 3.6.2 Geradores eólicos offshore (GEOs)

Para calcular a energia gerada pelo GEO, é necessário ter acesso aos dados abaixo:

- Potência nominal do gerador, em MW
- Curva de velocidade e potência do gerador
- Distribuição de frequência de velocidade do vento
- Horas de operação por dia, em h
- Dias de operação por ano, em dias
- Disponibilidade, em %
- Fator de capacidade, em %

Este trabalho assume que os GEOs estão instaladas a 48km da costa, para manter as premissas utilizadas sugeridas pelo U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2020), apoiadas em *monopiles* sobre leito marinho

Se os dados de medição de vento do local e a curva do GEO estão disponíveis, pode-se utilizar a Equação 30 indicada no item 3.7.2 para calcular o fator de capacidade de turbina. Esta dissertação assume que a geração de energia do GEO é constante e limitada pelo fator de capacidade da turbina. Como consequência, a sua capacidade de geração fica sobredimensionada e, com isso, a quantidade de GEOs tende a ser menor que o necessário.

A Tabela 3 apresenta as premissas de cálculo para os GEOs, considerando que a



altura da tomada de medição de dados de vento e de instalação da nacela é a mesma, ou seja, que não seria necessário realizar ajustes nos dados de vento, caso estes dados estivessem disponíveis.

*Tabela 3 – Inputs para dimensionamento de geração eólica*

Potência nominal	Densidade do ar	Altura de medição do vento e instalação	Horas de operação por dia
MW		m	h
15	Constante	100	24

Dias de operação por ano	Disponibilidade por ano	Fator de Capacidade <sup>a</sup>	Fator de emissão (operação) <sup>b</sup>
d	%	%	kgCO <sub>2</sub> /MWh
328,5	90	46	0,03

Fontes: Elaboração própria e (a) – (EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA (EPE), 2021), (b) - (WANG & SUN, 2012)

### 3.6.3 Linha de transmissão submarina (LTS)

Para calcular a energia importada pela FPSO através da LTS, é necessário ter acesso aos dados abaixo:

- Potência máxima (limitada pelos equipamentos e cabos), em MW
- Horas de operação por dia, em h
- Dias de operação por ano, em dias
- Disponibilidade, em %
- Queda de tensão, em %
- Fator de capacidade, em %

Adicionalmente, considerando que a frequência de operação do grid e da FPSO é 60Hz, faz-se necessário dotar a subestação *on-shore* com um sistema de retificação para obter corrente contínua na LTS e considerar um sistema de inversão na FPSO para transformar a corrente contínua em alternada novamente.

A necessidade de considerar a instalação de uma estação de inversão adiciona complexidades no projeto da FPSO, tais como novos equipamentos e peso extra, que refletem em custos adicionais ao projeto da FPSO (ALASSI, BAÑALES, OMAR, ADAM, & MACIVER, 2019). Para considerar os custos da passagem de corrente contínua para alternada, utilizou-se o gráfico da Figura 20:

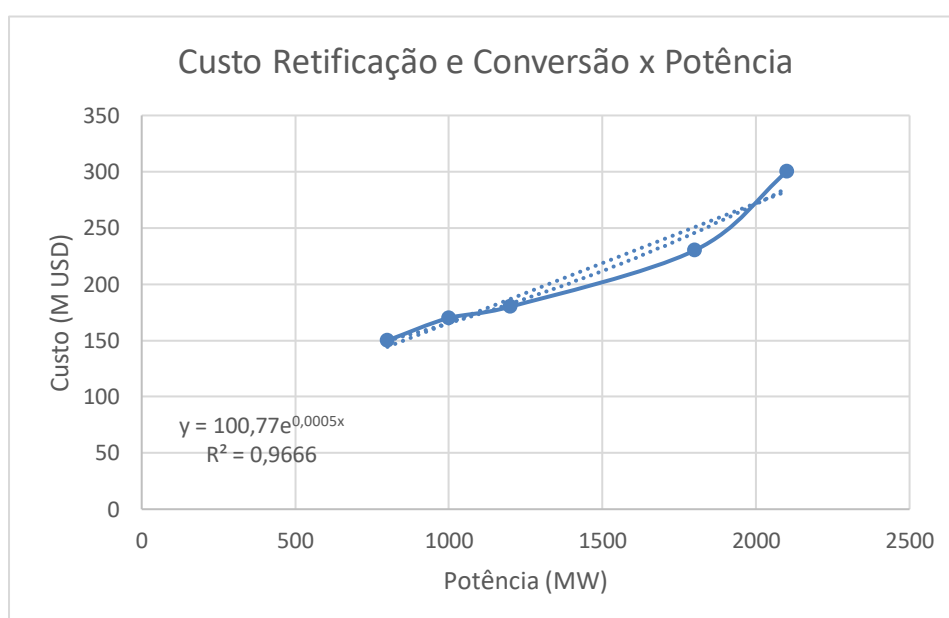


Figura 20 - Variação do custo de retificação e conversão de AC/DC/AC com a potência transmitida

Fonte: Elaboração própria com base em (ALASSI, BAÑALES, OMAR, ADAM, & MACIVER, 2019)

Embora este gráfico seja aplicável para instalações *on-shore*, pode-se calcular o custo da retificação e conversão, assumido como sendo igual para instalações *on-shore* e *off-shore*, conforme Equação 25 abaixo:

$$C_{conv} = 100.77e^{0,0005 \times p}$$

Onde:

p – Potência instalada, em MW

O custo do cabo para instalações *on-shore*, de acordo com o mesmo estudo, é apresentado na Figura 21:

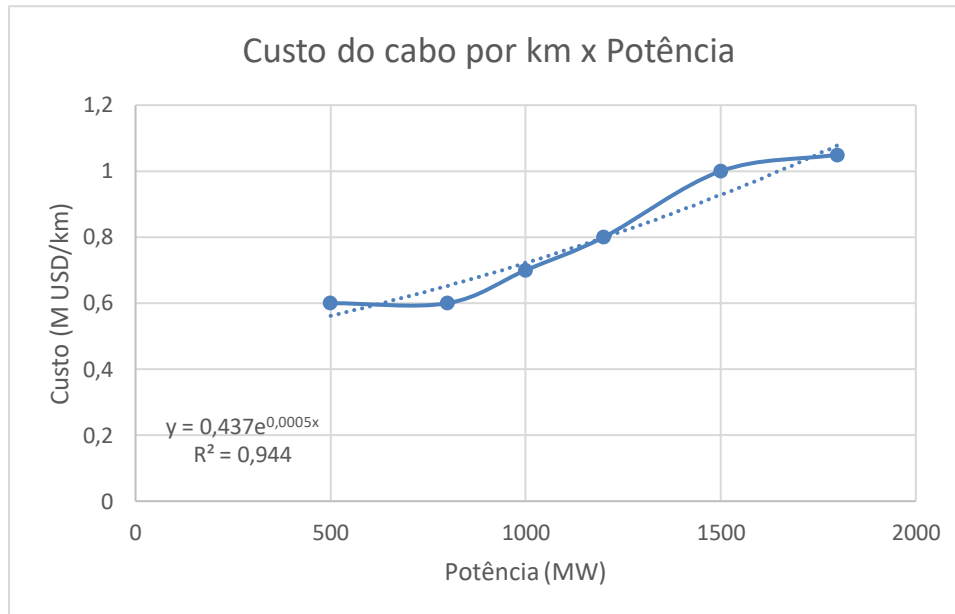


Figura 21 - Variação do custo do cabo submarino por km de com a potência transmitida

Fonte: Elaboração própria com base em (ALASSI, BAÑALES, OMAR, ADAM, & MACIVER, 2019)

A partir da equação de indicada neste gráfico, calcula-se o custo do cabo por km, cuja fórmula é apresentada abaixo (Equação 26):

$$C_{cabo} = 0,437e^{0,0005 \times p}$$

Onde:

p – Potência instalada, em MW

Para conhecer o custo total do cabo, deve-se multiplicar o  $C_{cabo}$  pelo comprimento do cabo.

Finalmente, são apresentadas na Tabela 4 as premissas de cálculo relacionadas a conexão ao *grid* via LTS:

Tabela 4 – Inputs para importação de energia via LTS

Potência nominal	Horas de operação por dia	Dias de operação por ano	Disponibilidade por ano
MW	h	d	%
1	24	361,60	99

Fator de Capacidade	Queda de tensão	Distância	Fator de emissão (operação) <sup>a</sup>
%	%	km	kgCO <sub>2</sub> /MWh
100	97	150	129,5

Fonte: Elaboração própria e (a) - (CLIMATE TRANSPARENCY, 2022)

### 3.7 Estimativa da geração

Distintas em sua origem, dinâmica, densidade, perenidade e disponibilidade, cada fonte de energia se caracteriza de uma única forma. Embora diferentes, as diversas formas de energia podem operar de forma conjunta ou, eventualmente, substituindo umas às outras. Para tanto, é comum utilizar grandezas e conceitos que permitam realizar comparações entre si.

As principais grandezas utilizadas neste trabalho para comparação de distintas fontes de energia são: Eficiência ( $\eta$ ), Fator de Capacidade (FC), Energia Anual Gerada (EAG), Fator de Emissão de Operação ( $FE_{op}$ ), *Levelized Cost of Energy* ou custo nivelado de energia (LCOE) são detalhadas a seguir.

#### 3.7.1 Eficiência

A eficiência é expressa, para fins deste estudo, pela *Equação 27* abaixo, que representa a eficiência vista do ponto de vista da primeira lei da termodinâmica (conservação da energia):

$$\eta = \frac{P_{util}}{P_{total}}$$

Onde:

$P_{\text{útil}}$  – Potência útil, em J

$P_{\text{total}}$  – Potência total cedida ao ciclo (potência útil + perdas), em J

### 3.7.2 Fator de capacidade

O fator de capacidade de um gerador está associado ao quociente entre a energia efetivamente entregue por este gerador ao sistema e a energia que teoricamente poderia ser entregue, caso operasse a plena capacidade durante todas as horas do ano.

Aplicando este conceito para uma turbina eólica, a título de exemplo, considera-se que o cálculo da potência efetivamente entregue pela turbina é dado pela somatória da energia gerada a cada momento ao longo do ano. Como a potência efetivamente fornecida varia com o vento e, normalmente, possuímos dados de frequência de vento, é conveniente realizar o seguinte somatório (*Equação 28*):

$$P_t = \sum p(v)f(v)$$

Onde:

$P_t$  – Potência total, em MWh

$p(v)$  – Potência gerada de acordo com a velocidade, em MW

$f(v)$  – Frequência de ocorrência de determinada velocidade, em %

A energia gerada a plena capacidade é dada pela *Equação 29*:

$$E_a = P_n \times h_d \times d$$

Onde:

$P_n$  – Potência nominal fornecida pelo gerador, em MW

$h_a$  – Horas de operação por dia, em h

$d$  – Dias de operação por ano, em dias

Assim, pode-se calcular o fator de capacidade através da *Equação 30*:

$$F_c = \frac{\sum p(v)f(v)}{P_n \times h_d \times d}$$

Exercício análogo pode ser feito para qualquer fonte de energia.

### 3.7.3 Energia Anual Gerada

Já a EAG, dada em MWh/ano, é expressa pela *Equação 31* abaixo:

$$EAG = P_n \times h_d \times d \times \eta \times FC$$

Onde:

$P_n$  – Potência nominal fornecida pelo gerador, em MW

$h_d$  – Horas de operação por dia, em h

$d$  – Dias de operação por ano, em dias

$\eta$  – Eficiência de primeira lei, em %

$FC$  – Fator de capacidade, em %

### 3.7.4 Fator de emissão de dióxido de carbono

O fator de emissão de uma fonte de geração de energia está ligado às emissões de poluentes por unidade produtiva. Este fator de emissão pode representar as emissões durante a fase de operação ou, ainda as emissões durante todo o ciclo de vida da fonte de geração, o que abarca as fases anteriores, tais como manufatura, transporte, construção, quanto fases posteriores, tal como descomissionamento e reciclagem.

O fator de emissão pode representar a emissão de um gás, tal como o gás carbônico ou um conjunto de gases ou se utilizar um fator de ponderação tal qual o

GWP – *global warming potential*. Ao utilizar o GWP, é possível que todo um conjunto de gases poluentes seja representado por um equivalente de gás carbônico. Este estudo, no entanto, se limita<sup>10</sup> às emissões de CO<sub>2</sub> da geração de energia elétrica em uma FPSO.

O cálculo das emissões a partir do fator de emissão do CO<sub>2</sub>, obtido a partir do simulador SIPEP (SIEMENS ENERGY, 2023), é dado pela *Equação 32*:

$$E_f = FE \times u_p$$

Onde:

$E_f$  – Emissões da fonte de energia, em tonelada CO<sub>2</sub>

$FE$  – Fator de emissão, em tonelada CO<sub>2</sub>/MWh

$u_p$  – Unidade produtiva (energia), em MWh

Dado que no cálculo anterior se refere à geração de energia elétrica em base anual, a unidade produtiva adotada é a própria EAG. Por conseguinte, a *Equação 33*, utilizada para calcular as emissões em toneladas de CO<sub>2</sub>/ano, vem da simples substituição da unidade produtiva pelo EAG calculado anteriormente.:

$$E_f = FE \times EAG$$

### 3.8 Balanço de energia

O balanço de energia visa detalhar a relação entre demanda e geração de energia em um determinado sistema. Nesta dissertação, além o balanço de energia visa, também analisar o quanto desta energia é dedicado a parcela variável, ou seja, dependente da tecnologia utilizada e no volume processado de óleo, gás e água, e quanto é utilizada, pela parcela independente do processo (demanda-base), incluindo as perdas.

---

<sup>10</sup> Embora se reconheça que em uma plataforma de petróleo, a maior parte das emissões (cerca de 75%) são de metano e se originam de emissões fugitivas (ABRAHAM-DUKUMA, et al., 2021), a opção por **não** explorar ações de redução de emissão de metano neste estudo se deu pelo fato de que as emissões fugitivas ocorrem randomicamente na plataforma (BYLIN, et al., 2010), tornando a medição destas muito complexa, enquanto a avaliação da emissão de CO<sub>2</sub> na geração é mais direta.

Este cálculo se baseia na primeira lei da termodinâmica, sobre a conservação de energia, expressa na *Equação 34*. O somatório da energia que entra em um determinado sistema é igual ao somatório da energia que sai do sistema:

$$\sum E_e = \sum E_s$$

Que é equivalente a *Equação 35*:

$$\sum E_e = \sum E_e + Perdas$$

### 3.9 Levelized Cost of Energy (LCOE) – Custo nivelado de energia

O custo nivelado de energia é um “indicador útil para comparar tecnologias com custos, vidas uteis e características de operação diferentes” (ROCHEDO, 2021). Ele representa o custo constante por unidade de produto, neste caso, energia, que “possui o mesmo valor presente que o custo total de geração ao longo da vida útil de um projeto”. (ROCHEDO, 2021). O LCOE, neste trabalho, é dado em USD/MWh.

A fórmula geral do LCOE é dada pela *Equação 36*:

$$LCOE = \frac{(CAPEX \times FRC + FOM + VOM + F_t)}{EAG}$$

Onde:

CAPEX – *Capital Expenditure*, investimento inicial, em M USD

FRC – Fator de recuperação de capital, em ano<sup>-1</sup>

FOM – *Fixed Operation and Maintenance*, custos fixos com operação e manutenção, em M USD/ano

VOR – *Variable Operation and Maintenance*, custos variáveis com operação e manutenção, em M USD/ano

F<sub>t</sub> – *Fuel*, custos com combustível, em M USD/ano



E o fator de recuperação de capital é dado pela *Equação 37*:

$$FRC = \frac{r \times (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1}$$

Onde:

r – taxa de desconto do projeto, em %

n – vida útil do projeto, em anos

Os custos fixos (FOM) e variáveis (VOR e Ft) variam conforme a tecnologia. Por exemplo, no caso em que se compra energia elétrica do *grid* via LTS, a parcela  $E_c$  relativa ao custo com compra de energia deve ser considerada, assim como os custos associados às emissões,  $C_{CO_2}$ , pois tais valores incidirão aumentando o custo por unidade energética. Por outro lado, caso fosse considerada a exportação de energia da plataforma para o *grid*, este valor seria abatido do valor do LCOE.

O LCOE pode ser reescrito conforme *Equação 38* abaixo:

$$LCOE = \frac{(CAPEX \times FRC + FOM + VOM + F_t + E_c + C_{CO_2})}{EAG}$$

Onde:

$E_c$  – Custo de compra de eletricidade, em M USD/ano

$C_{CO_2}$  – Custo com emissões de carbono, em M USD/ano

Cabe mencionar que no caso de várias fontes de energia, o LCOE do conjunto deve ser ponderado pela produção de energia, em MWh, de cada uma das fontes.

Os dados gerais apresentados na Tabela 5 foram utilizados para o cálculo do LCOE de todas as fontes de energia:

*Tabela 5 – Inputs gerais para cálculo de LCOE*

Conversão <sup>10</sup>	Conversão <sup>10</sup>	Conversão <sup>11</sup>	Preço GN <sup>a</sup>	Preço Carbono <sup>c</sup>	Preço compra energia <sup>b</sup>
GBP/USD	EUR/USD	USD/BRL	M USD/MM BTU GN	USD/t CO <sub>2</sub>	USD/MWh ELE
1,21	1,09	5,00	2,39	82,5	150,8

Fontes: (a) – (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2020), (b) - (STATISTA, 2023), (c) - (TRADING ECONOMICS, 2023)<sup>12</sup>

Enquanto os valores das Tabelas 6, 7 e 8, abaixo, foram utilizados para o cálculo do LCOE das TGs, GEOs e LTS, respectivamente:

*Tabela 6 – Inputs para cálculo de LCOE das TGs*

CAPEX <sup>a</sup>	OPEX Fixo <sup>a</sup>	OPEX Variável <sup>a</sup>	Juros <sup>13</sup>	Tempo de operação <sup>a</sup>	Fator de recuperação de capital
USD/kW	USD/kW-ano	USD/MWh	pu	anos	m
1175,00	16,30	4,7	0,08	40	0,084

Fonte: Elaboração própria e (a) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2020)<sup>14</sup>

*Tabela 7 – Inputs para cálculo de LCOE das GEOs*

CAPEX <sup>a</sup>	OPEX Fixo <sup>a</sup>	OPEX Variável <sup>a</sup>	Juros <sup>13</sup>	Tempo de operação <sup>a</sup>	Fator de recuperação de capital
USD/kW	USD/kW-ano	USD/MWh	pu	anos	m
2480,50	90,75	0	0,08	25	0,094

Fontes: Elaboração própria e (a) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2020)<sup>15</sup>

<sup>11</sup> Os valores de conversão de moedas foram retirados através de pesquisa no Google.

<sup>12</sup> O valor se refere ao Mercado de Carbono Europeu, convertido para USD.

<sup>13</sup> Assumiu-se a taxa de desconto (juros) em 8% ao ano, que é o valor do PNE 2050 da EPE e é compatível com a taxa do FINAME do BNDES.

<sup>14</sup> Referência: caso 5 de (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2020) turbina aeroderivativa ciclo simples, 100MW

<sup>15</sup> Referência: caso 22 de (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2020) parque eólico offshore, 400MW

Tabela 8 – Inputs para cálculo de LCOE das LTS

CAPEX <sup>16,a</sup>	OPEX Fixo <sup>a</sup>	OPEX Variável <sup>a</sup>	Juros <sup>13</sup>	Tempo de operação	Fator de recuperação de capital
USD/kW	USD/kW-ano	USD/MWh	pu	anos	m
461,09	21,78	0	0,08	30	0,089

Fonte: Elaboração própria e (a) (ALASSI, BAÑALES, OMAR, ADAM, & MACIVER, 2019)

### 3.10 Dimensionamento da geração – Otimização

Nesta dissertação, deseja-se definir, sob um conjunto de restrições, a quantidade de turbogeradores e de turbinas eólicas e a potência contratada via LTS. A quantidade de TGs e GEOs deve ser necessariamente um valor inteiro não negativo, embora a TG possa operar em carga parcial, enquanto a potência contratada via LTS deve ser um número inteiro ou um número real não negativo.

Essas características ensejam a utilização de um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para otimizar a quantidade de cada fonte. Este tipo de formulação foi utilizado por outros autores para a seleção de um portfólio de geração, tal como feito por ALBERIZZI et al. (2019) para o dimensionamento ótimo de um sistema *off-grid* híbrido solar e eólico, ou por GONZALEZ-SALAZAR et al. (2022), para definir o despacho de fontes de energia para aquecimento público (*district heating*).

Um problema de PLIM tem em sua formulação equações lineares, cuja forma típica de apresentação é mostrada abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar:} \quad & \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \text{Sujeito a:} \quad & x_j \geq 0 \\ & x_j \text{ inteiro (alguns ou todos } j) \end{aligned}$$

O método *GRG Non Linear* do *solver* do *software MS Excel* tem a capacidade de lidar com problemas desta natureza, pois é possível configurá-lo de tal forma que

<sup>16</sup> Considerando custos adicionais para as subestações de retificação e conversão de energia CC e CA.

algumas variáveis sejam somente números inteiros (BAKER, 2011).

Embora o método *GRG Non-linear* não tenha a capacidade de encontrar mínimos e máximo globais, o *MS Excel* possui a opção *multistart* para que o algoritmo realize a busca por máximos e mínimos em diversos intervalos, o que aumenta a probabilidade de que sejam encontrados os valores máximos ou mínimos globais. Neste estudo, optou-se por acionar a opção *multistart*, mesmo que o custo computacional fosse significativamente majorado (BAKER, 2011).

Foram avaliados três casos e um subcaso de otimização para cada ano, cujas descrições encontram-se a seguir:

- Caso-base – Visa calcular a quantidade mínima de TGs para atender a demanda de processo sem carga parcial;
- Caso-base\* - Visa calcular a quantidade mínima de TGs para atender a demanda de processo com carga parcial;
- Caso-alternativo 1 – Visa calcular a quantidade mínima de TGs, GEOs e potência da LTS para reduzir as emissões;
- Caso-alternativo 2 – Visa calcular a quantidade mínima de TGs, GEOs e potência da LTS para reduzir o custo;

### **3.10.1 Caso-base – Minimização da geração na configuração *all-electric* apenas com geração termelétrica a gás**

Neste exercício, busca-se definir a quantidade mínima  $x_1$  de TGs que forneça energia suficiente para atender a demanda anual de processo. Considera-se que a quantidade de TGs deve ser um número inteiro maior ou igual a um, para que o exausto possa suprir energia térmica suficiente para o processamento de petróleo e que a quantidade de gás consumida pelas turbinas não possa ser superior a quantidade de gás produzida na plataforma.

Neste exercício, não se considera que os geradores possam trabalhar em carga parcial e, portanto, o excedente de energia será maior que nos demais casos.

Este problema, chamado de caso-base, pode ser escrito da seguinte forma:

Para cada ano  $i \in \mathbb{N}, i = [1, 2, 3 \dots 24]$

Minimizar:  $x_1 \times EAG_{TG}$

Sujeito a:  $x_1 \times EAG_{TG} \geq \sum EAG_D$

$x_1 \geq 1$

$x_1 \times Vc_G \leq Vp_G$

Onde:

$x_1$  – Quantidade de TGs, em unidades

$EAG_{TG}$  – Energia anual gerada pelo TG, em GWh/ano

$EAG_D$  – Energia anual demandada pela FPSO, em GWh/ano

$Vc_G$  – Volume consumido de gás pelo TG, em  $Nm^3/ano$

$Vp_G$  – Volume produzido de gás pela FPSO, em  $Nm^3/ano$

Após definir a quantidade mínima de geradores para cada ano, calcula-se o LCOE da solução escolhida, em USD/MWh, e as emissões de  $CO_2$  por ano, em t/ano.

As equações que descrevem o subcaso caso-base\* são iguais ao caso-base, porém é permitido que os TGs trabalhem em carga parcial.

### **3.10.2 Caso Alternativo 1 – Minimização das emissões de gás carbônico na configuração *all-electric* com possibilidade de usar três fontes de energia (TG, GEO e LTS)**

Neste exercício, busca-se definir a quantidade mínima  $x_1$  de TGs,  $x_2$  de GEOs e potência contratada  $x_3$  via LTS que forneça energia suficiente para atender a demanda anual de processo, minimizando as emissões de  $CO_2$  do portfólio. Considera-se que a quantidade de TGs e GEOs deve ser um número inteiro, que a potência contratada seja

um número real.

Considera-se, ainda, que a quantidade de TGs deve ser um número inteiro maior ou igual a um, para que o exausto possa suprir energia térmica suficiente para o processamento de petróleo e que a quantidade de gás consumida pela turbina não pode ser superior à quantidade de gás produzida na plataforma. Neste caso, considera-se que os TGs podem trabalhar em carga parcial.

Este problema, chamado de caso-alternativo 1, pode ser escrito da seguinte forma:

Para cada ano  $i \quad i \in \mathbb{N}, i = [1,2,3 \dots 24]$

Minimizar:  $x_1 \times EAG_{TG} \times FE_{TG} + x_2 \times EAG_{GEO} \times FE_{GEO} +$   
 $+ x_3 \times EAG_{LTS} \times FE_{LTS}$

Sujeito a:  $x_1 \times EAG_{TG} + x_2 \times EAG_{GEO} + x_3 \times EAG_{LTS} \geq \sum EAG_D$

$$x_1 \geq 1$$

$$x_2 \geq 0$$

$$x_3 \geq 0$$

$$x_1 \times Vc_G \leq Vp_G$$

Onde:

$x_1$  – Quantidade de TGs, em unidades

$x_2$  – Quantidade de GEOs, em unidades

$x_3$  – Potência contratada via LTSs, em MW

$EAG_{TG}$  – Energia anual gerada pelo TG, em GWh/ano

$EAG_{GEO}$  – Energia anual gerada pelo GEO, em GWh/ano

$EAG_{LTS}$  – Energia anual contratada pela LTS, em GWh/ano

$EAG_D$  – Energia anual demandada pela FPSO, em GWh/ano

$FE_{TG}$  – Fator de emissão do TG

$FE_{GEO}$  – Fator de emissão do GEO

$FE_{LTS}$  – Fator de emissão da LTS

$V_{CG}$  – Volume consumido de gás pelo TG, em  $Nm^3/ano$

$V_{PG}$  – Volume produzido de gás pela FPSO, em  $Nm^3/ano$

Após definir a quantidade mínima de geradores para cada ano, calcula-se o LCOE da solução escolhida, em USD/MWh, e as emissões de  $CO_2$  por ano, em t/ano.

### **3.10.3 Caso Alternativo 2 – Minimização das LCOE na configuração *all-electric* com possibilidade de usar três fontes de energia (TG, GEO e LTS)**

Neste exercício, busca-se definir a quantidade mínima  $x_1$  de TGs,  $x_2$  de GEOs e potência contratada  $x_3$  via LTS que forneça energia suficiente para atender a demanda anual de processo minimizando o LCOE do portfólio selecionado. Considera-se que a quantidade de TGs e GEOs deve ser um número inteiro, que a potência contratada seja um número real.

Considera-se, ainda, que a quantidade de TGs deve ser um número inteiro maior ou igual a um, para que o exausto possa suprir energia térmica suficiente para o processamento de petróleo e que a quantidade de gás consumida pela turbina não pode ser superior a quantidade de gás produzida na plataforma. Neste caso, também se considera que os TGs podem trabalhar em carga parcial.

Este problema, chamado de caso-alternativo 2, pode ser escrito da seguinte forma:

Para cada ano  $i \quad i \in \mathbb{N}, i = [1,2,3 \dots 24]$

Minimizar: 
$$\left(10^6 \frac{(CAPEX \times FRC + FOM + VOM + CO_2 + GN)}{x_1 \times EAG_{TG}}\right) +$$

$$10^6 \frac{(CAPEX \times FRC + FOM + VOM)}{x_2 \times EAG_{GEO}} +$$

$$10^6 \frac{(CAPEX \times FRC + FOM + VOM + CO_2 + EC)}{x_3 \times EAG_{LTS}}) / EAG$$

Sujeito a: 
$$x_1 \times EAG_{TG} + x_2 \times EAG_{GEO} + x_3 \times EAG_{LTS} \geq \sum EAG_D$$

$$x_1 \geq 1$$

$$x_2 \geq 0$$

$$x_3 \geq 0$$

$$x_1 \times V_{cG} \leq V_{pG}$$

Onde:

$x_1$  – Quantidade de TGs, em unidades

$x_2$  – Quantidade de GEOs, em unidades

$x_3$  – Potência contratada via LTSs, em MW

$EAG_{TG}$  – Energia anual gerada pelo TG, em GWh/ano

$EAG_{GEO}$  – Energia anual gerada pelo GEO, em GWh/ano

$EAG_{LTS}$  – Energia anual contratada pela LTS, em GWh/ano

$EAG_D$  – Energia anual demandada pela FPSO, em GWh/ano

$V_{cG}$  – Volume consumido de gás pelo TG, em  $Nm^3/ano$

$V_{pG}$  – Volume produzido de gás pela FPSO, em  $Nm^3/ano$

A solução deste problema, assim como do caso-base\*, deve ser realizada em dois passos, pois o cálculo do carregamento parcial da turbina é uma função da quantidade de geradores escolhidos para uma determinada demanda.



A *Equação 39*, a seguir, demonstra o cálculo do fator de carga,  $fc$ , em % do TG quando operando em carga parcial. Este valor é utilizado como *input* para as *Equações 22, 23 e 24*. Assume-se que a carga parcial é dividida igualmente entre todas as turbinas, embora em uma instalação real seja mais provável que uma ou mais turbinas operem à potência nominal, enquanto somente uma turbina trabalhe à carga parcial.

$$fc = \frac{\frac{EAG_{TG} - EAG_D}{E_t}}{x_1}$$

Onde:

$E_t$  – Energia produzida anualmente por um TG em condições nominais, em GWh/ano (282,93 GWh/ano)

Após definir a quantidade mínima de geradores para cada ano, calcula-se o indicador de Shannon-Weaver,  $H$ , com o intuito de encontrar um portfólio mais resiliente. Este índice é calculado conforme *Equação 40* abaixo (KHARRAZI, et al., 2015):

$$H = - \sum_i p_i \ln(p_i)$$

Onde:

$p_i$  – percentual da  $i$ -ésima fonte de energia no portfólio selecionado

## 4 Resultados e discussão

O objetivo deste capítulo é demonstrar os resultados encontrados após a aplicação de valores à metodologia descrita anteriormente na Figura 16.

### 4.1 Definição da demanda energética

Utilizando a vazão volumétrica média diária de óleo, água e gás, em  $m^3/s$ , apresentados na Tabela 1 e as *Equações 7, 8, 9, 10, 11, 12 e 13*, pode-se calcular a vazão mássica, cujos resultados são mostrados na Tabela 9:

*Tabela 9 - Dados de vazão mássica de óleo, água e gás*

Dados de produção	Vazão mássica da produção de óleo ( $m_o$ )	Vazão mássica da produção de água ( $m_a$ )	Volume específico do gás nas condições de operação	Vazão mássica da produção de gás ( $m_g$ )
Ano	$m^3/s$	$m^3/s$	$m^3/kg$	$Nm^3/s$
1	44,04	0,04	1,50	5,88
2	170,76	22,55	1,50	22,25
3	219,14	123,81	1,50	29,19
4	260,24	272,90	1,50	33,64
5	213,22	460,19	1,50	27,34
6	156,98	579,27	1,50	20,05
7	127,71	644,82	1,50	16,31
8	111,12	676,97	1,50	14,17
9	98,89	691,67	1,50	12,59
10	89,19	698,34	1,50	11,33
11	80,63	700,42	1,50	10,22
12	73,56	701,31	1,50	9,31
13	67,77	701,82	1,50	8,56
14	62,78	702,80	1,50	7,92
15	58,61	702,38	1,50	7,38
16	54,33	702,80	1,50	6,84
17	50,51	699,87	1,50	6,36
18	47,17	699,47	1,50	5,94
19	44,26	699,89	1,50	5,57
20	41,75	700,62	1,50	5,25
21	39,53	701,38	1,50	4,97

Dados de produção	Vazão mássica da produção de óleo ( $m_o$ )	Vazão mássica da produção de água ( $m_a$ )	Volume específico do gás nas condições de operação	Vazão mássica da produção de gás ( $m_g$ )
Ano	$m^3/s$	$m^3/s$	$m^3/kg$	$Nm^3/s$
22	37,54	702,15	1,50	4,72
23	35,76	702,93	1,50	4,50
24	33,94	699,85	1,50	4,27

Fonte: Elaboração própria com base em informações anonimizadas

Utilizando estes valores como *input* de processo e considerando-se que:

- a extração de água e gás em V01 é de 83,3% e em V02 é de 10%;
- que a extração de CO<sub>2</sub> em ME1 é de 4%;
- que cada TG consome 1,47kg/s de gás natural em condições nominais;
- que a eficiência das bombas é de 75% e que a eficiência dos compressores é de 95% (GONÇALVES, 2015).

Pode-se calcular a vazão em cada bomba e em cada compressor, a demanda energética dos motores que as acionam e, finalmente, a demanda energética total da plataforma, utilizando-se da estimativa indicado no capítulo 3.8. Para o cálculo das potencias das bombas assume-se que a diferença de pressão entre sucção e descarga nas bombas segue o indicado na Tabela 10:

Tabela 10 - Pressão na sucção e descarga das bombas principais<sup>17</sup>

Descrição do serviço	P sucção	P descarga
	kPa	kPa
P1 - BOMBA DE CIRCULAÇÃO DE ÓLEO CRU	100,0	175,0
P2 - BOMBA DE CIRCULAÇÃO DE ÁGUA	101,3	250,0
P3 - BOMBA DE TRANSFERÊNCIA DE ÓLEO	175,0	350,0

Fonte: Elaboração própria com base em (BIGDOLI, 2018)

Assim, pode-se calcular a potência requerida anual para cada bomba, cujos valores são indicados na Tabela 11:

Tabela 11 – Variação da potência requerida pelos motores acionando bombas de acordo com a variação de vazão de petróleo processado

Tag	P1			P2			P3		
	P sucção	P descarga	P eixo	P sucção	P descarga	P eixo	P sucção	P descarga	P eixo
Ano	kPa	kPa	kW	kPa	kPa	kW	kPa	kPa	kW
1	100	175	5,0	101,3	250	0,0	175	350	11,7
2	100	175	19,4	101,3	250	5,1	175	350	45,2
3	100	175	24,9	101,3	250	27,8	175	350	58,0
4	100	175	29,5	101,3	250	61,4	175	350	68,9
5	100	175	24,2	101,3	250	103,5	175	350	56,4
6	100	175	17,8	101,3	250	130,3	175	350	41,5
7	100	175	14,5	101,3	250	145,0	175	350	33,8
8	100	175	12,6	101,3	250	152,2	175	350	29,4
9	100	175	11,2	101,3	250	155,5	175	350	26,2
10	100	175	10,1	101,3	250	157,1	175	350	23,6
11	100	175	9,1	101,3	250	157,5	175	350	21,3
12	100	175	8,3	101,3	250	157,7	175	350	19,5
13	100	175	7,7	101,3	250	157,8	175	350	17,9
14	100	175	7,1	101,3	250	158,1	175	350	16,6
15	100	175	6,6	101,3	250	158,0	175	350	15,5
16	100	175	6,2	101,3	250	158,1	175	350	14,4
17	100	175	5,7	101,3	250	157,4	175	350	13,4
18	100	175	5,4	101,3	250	157,3	175	350	12,5

<sup>17</sup> Por simplicidade na representação do processo, não se consideraram todas as bombas existentes em uma FPSO, pois este não é o foco deste trabalho. Note que a própria potência da bomba de circulação de óleo térmico, P4, não foi incluída nesta análise. O leitor interessado na descrição e simulação mais completa do processo pode consultar, por exemplo, (BIGDOLI, 2018).

Tag	P1			P2			P3		
Pressão / Potência	P sucção	P descarga	P eixo	P sucção	P descarga	P eixo	P sucção	P descarga	P eixo
Ano	kPa	kPa	kW	kPa	kPa	kW	kPa	kPa	kW
19	100	175	5,0	101,3	250	157,4	175	350	11,7
20	100	175	4,7	101,3	250	157,6	175	350	11,0
21	100	175	4,5	101,3	250	157,7	175	350	10,5
22	100	175	4,3	101,3	250	157,9	175	350	9,9
23	100	175	4,1	101,3	250	158,1	175	350	9,5
24	100	175	3,8	101,3	250	157,4	175	350	9,0

Fonte: Elaboração própria

Conhecendo a diferença de temperatura entre sucção e descarga dos compressores, indicado na Tabela 12, pode-se calcular a potência requerida pelos motores que os acionam, obtendo resultados análogos aos mostrados na Tabela 11:

*Tabela 12 – Temperatura na sucção e descarga dos compressores principais*

Descrição do serviço	T sucção	T descarga
	K	K
C1 – COMPRESSOR DA URV 1º ESTÁGIO	100,0	175,0
C2 – COMPRESSOR DA URV 2º ESTÁGIO	313,0	340,9
C3 – COMPRESSOR DA UCPG 1º ESTÁGIO	363,0	445,1
C4 – COMPRESSOR DA UCPG 2º ESTÁGIO	445,1	515,7
C5 – COMPRESSOR DA UCPG 3º ESTÁGIO	515,7	548,3
C6 – COMPRESSOR DA UEG 1º ESTÁGIO	311,0	362,8
C7 - COMPRESSOR DA UEG 2º ESTÁGIO	362,8	432,4
C8 – COMPRESSOR DA UCCO <sub>2</sub> 1º ESTÁGIO	313,0	480,4
C9 – COMPRESSOR DA UCCO <sub>2</sub> 2º ESTÁGIO	480,4	556,6
C10 – COMPRESSOR DA UCCO <sub>2</sub> 3º ESTÁGIO	556,6	645,0
C11 – COMPRESSOR DA UCCO <sub>2</sub> 4º ESTÁGIO	645,0	754,7
C12 – COMPRESSOR DA UIG	754,7	789,9

Fonte: Elaboração própria com base em (BIGDOLI, 2018)

As tabelas 13, 14, 15, 16 e 17, a seguir, demonstram os resultados obtidos para o dimensionamento dos motores<sup>18</sup> a partir do balanço de massa e dados de temperatura

<sup>18</sup> Em um caso real, como não se pode variar a quantidade de motores na instalação, deve-se considerar que o dimensionamento dos motores deve ser feito com base no cenário anual de maior demanda. Para selecionar um motor dentro da série indicada na IEC60034, é comum considerar o próximo motor de prateleira após adição das folgas indicadas norma API610. Para potências no eixo menores que 22,5kW,

indicados na Tabela 12:

*Tabela 13 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da URV de acordo com a variação de vazão de petróleo processado*

Tag	C1			C2		
Temp. / Potência	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo
Ano	K	K	kW	K	K	kW
1	313	402,5	87,3	313	340,9	67,8
2	313	402,5	330,2	313	340,9	256,3
3	313	402,5	433,1	313	340,9	336,2
4	313	402,5	499,3	313	340,9	387,6
5	313	402,5	405,7	313	340,9	314,9
6	313	402,5	297,6	313	340,9	231,0
7	313	402,5	242,1	313	340,9	187,9
8	313	402,5	210,3	313	340,9	163,2
9	313	402,5	186,8	313	340,9	145,0
10	313	402,5	168,1	313	340,9	130,5
11	313	402,5	151,7	313	340,9	117,8
12	313	402,5	138,2	313	340,9	107,3
13	313	402,5	127,1	313	340,9	98,7
14	313	402,5	117,5	313	340,9	91,2
15	313	402,5	109,6	313	340,9	85,0
16	313	402,5	101,5	313	340,9	78,8
17	313	402,5	94,3	313	340,9	73,2
18	313	402,5	88,1	313	340,9	68,4
19	313	402,5	82,7	313	340,9	64,2
20	313	402,5	78,0	313	340,9	60,5
21	313	402,5	73,8	313	340,9	57,3
22	313	402,5	70,1	313	340,9	54,4
23	313	402,5	66,7	313	340,9	51,8
24	313	402,5	63,3	313	340,9	49,2

Fonte: Elaboração própria

---

adiciona-se uma margem de 25%, para potências entre 22,5kW e 75kW, 15% e para potências maiores que 75kW, adiciona-se uma margem de 10%. Este cálculo não contribui para o aumento de demanda em kW, mas tem outras implicações no sistema elétrico, que foge do escopo deste estudo.

*Tabela 14 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UCPG de acordo com a variação de vazão de petróleo processado*

Tag	C3			C4			C5		
Temp. / Potência	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo
Ano	K	K	kW	K	K	kW	K	K	kW
1	363	445,1	1195,8	445,1	515,7	1029,5	515,7	548,3	473,9
2	363	445,1	4521,5	445,1	515,7	3892,8	515,7	548,3	1791,9
3	363	445,1	5930,9	445,1	515,7	5106,2	515,7	548,3	2350,4
4	363	445,1	6836,2	445,1	515,7	5885,7	515,7	548,3	2709,2
5	363	445,1	5555,1	445,1	515,7	4782,7	515,7	548,3	2201,5
6	363	445,1	4074,8	445,1	515,7	3508,2	515,7	548,3	1614,8
7	363	445,1	3314,4	445,1	515,7	2853,6	515,7	548,3	1313,5
8	363	445,1	2879,5	445,1	515,7	2479,1	515,7	548,3	1141,1
9	363	445,1	2557,8	445,1	515,7	2202,1	515,7	548,3	1013,7
10	363	445,1	2302,3	445,1	515,7	1982,2	515,7	548,3	912,4
11	363	445,1	2077,1	445,1	515,7	1788,3	515,7	548,3	823,2
12	363	445,1	1892,0	445,1	515,7	1628,9	515,7	548,3	749,8
13	363	445,1	1740,3	445,1	515,7	1498,3	515,7	548,3	689,7
14	363	445,1	1609,5	445,1	515,7	1385,7	515,7	548,3	637,8
15	363	445,1	1500,2	445,1	515,7	1291,6	515,7	548,3	594,5
16	363	445,1	1390,0	445,1	515,7	1196,7	515,7	548,3	550,8
17	363	445,1	1291,9	445,1	515,7	1112,3	515,7	548,3	512,0
18	363	445,1	1206,2	445,1	515,7	1038,5	515,7	548,3	478,0
19	363	445,1	1132,0	445,1	515,7	974,6	515,7	548,3	448,6
20	363	445,1	1067,4	445,1	515,7	919,0	515,7	548,3	423,0
21	363	445,1	1010,4	445,1	515,7	869,9	515,7	548,3	400,4
22	363	445,1	959,5	445,1	515,7	826,1	515,7	548,3	380,3
23	363	445,1	913,7	445,1	515,7	786,6	515,7	548,3	362,1
24	363	445,1	867,2	445,1	515,7	746,6	515,7	548,3	343,7

Fonte: Elaboração própria

*Tabela 15 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UCPG de acordo com a variação de vazão de petróleo processado*

Tag	C6			C7		
Temp. / Potência	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo
Ano	K	K	kW	K	K	kW
1	311	362,8	535,7	362,8	432,4	720,1
2	311	362,8	2549,6	362,8	432,4	3427,2
3	311	362,8	3403,1	362,8	432,4	4574,4
4	311	362,8	3951,3	362,8	432,4	5311,3
5	311	362,8	3175,5	362,8	432,4	4268,5
6	311	362,8	2279,1	362,8	432,4	3063,6
7	311	362,8	1818,6	362,8	432,4	2444,6
8	311	362,8	1555,3	362,8	432,4	2090,6
9	311	362,8	1360,5	362,8	432,4	1828,8
10	311	362,8	1205,8	362,8	432,4	1620,8
11	311	362,8	1069,4	362,8	432,4	1437,5
12	311	362,8	957,3	362,8	432,4	1286,8
13	311	362,8	865,4	362,8	432,4	1163,3
14	311	362,8	786,2	362,8	432,4	1056,9
15	311	362,8	720,0	362,8	432,4	967,9
16	311	362,8	653,3	362,8	432,4	878,2
17	311	362,8	593,9	362,8	432,4	798,3
18	311	362,8	542,0	362,8	432,4	728,6
19	311	362,8	497,1	362,8	432,4	668,2
20	311	362,8	458,0	362,8	432,4	615,6
21	311	362,8	423,4	362,8	432,4	569,2
22	311	362,8	392,6	362,8	432,4	527,8
23	311	362,8	364,8	362,8	432,4	490,4
24	311	362,8	336,7	362,8	432,4	452,6

Fonte: Elaboração própria



*Tabela 16 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UCCO<sub>2</sub> de acordo com a variação de vazão de petróleo processado*

Tag	C8			C9			C10			C11		
Temp. / Potência	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo	T sucção	T descarga	P eixo
Ano	K	K	kW	K	K	kW	K	K	kW	K	K	kW
1	313	480,4	97,5	480,4	556,6	44,4	556,6	645,0	51,5	645,0	754,7	63,9
2	313	480,4	368,8	480,4	556,6	168,1	556,6	645,0	194,7	645,0	754,7	241,6
3	313	480,4	483,8	480,4	556,6	220,4	556,6	645,0	255,4	645,0	754,7	316,9
4	313	480,4	557,6	480,4	556,6	254,1	556,6	645,0	294,4	645,0	754,7	365,2
5	313	480,4	453,1	480,4	556,6	206,5	556,6	645,0	239,3	645,0	754,7	296,8
6	313	480,4	332,4	480,4	556,6	151,5	556,6	645,0	175,5	645,0	754,7	217,7
7	313	480,4	270,3	480,4	556,6	123,2	556,6	645,0	142,8	645,0	754,7	177,1
8	313	480,4	234,9	480,4	556,6	107,0	556,6	645,0	124,0	645,0	754,7	153,8
9	313	480,4	208,6	480,4	556,6	95,1	556,6	645,0	110,2	645,0	754,7	136,7
10	313	480,4	187,8	480,4	556,6	85,6	556,6	645,0	99,2	645,0	754,7	123,0
11	313	480,4	169,4	480,4	556,6	77,2	556,6	645,0	89,5	645,0	754,7	111,0
12	313	480,4	154,3	480,4	556,6	70,3	556,6	645,0	81,5	645,0	754,7	101,1
13	313	480,4	141,9	480,4	556,6	64,7	556,6	645,0	75,0	645,0	754,7	93,0
14	313	480,4	131,3	480,4	556,6	59,8	556,6	645,0	69,3	645,0	754,7	86,0
15	313	480,4	122,4	480,4	556,6	55,8	556,6	645,0	64,6	645,0	754,7	80,2
16	313	480,4	113,4	480,4	556,6	51,7	556,6	645,0	59,9	645,0	754,7	74,3
17	313	480,4	105,4	480,4	556,6	48,0	556,6	645,0	55,6	645,0	754,7	69,0
18	313	480,4	98,4	480,4	556,6	44,8	556,6	645,0	52,0	645,0	754,7	64,4
19	313	480,4	92,3	480,4	556,6	42,1	556,6	645,0	48,8	645,0	754,7	60,5
20	313	480,4	87,1	480,4	556,6	39,7	556,6	645,0	46,0	645,0	754,7	57,0
21	313	480,4	82,4	480,4	556,6	37,6	556,6	645,0	43,5	645,0	754,7	54,0
22	313	480,4	78,3	480,4	556,6	35,7	556,6	645,0	41,3	645,0	754,7	51,3
23	313	480,4	74,5	480,4	556,6	34,0	556,6	645,0	39,4	645,0	754,7	48,8
24	313	480,4	70,7	480,4	556,6	32,2	556,6	645,0	37,3	645,0	754,7	46,3

Fonte: Elaboração própria

*Tabela 17 – Variação da potência requerida pelos motores acionando compressores da UIG de acordo com a variação de vazão de petróleo processado*

Tag	C12		
Temp. / Potência	T sucção	T descarga	P eixo
Ano	K	K	kW
1	754,7	789,9	20,5
2	754,7	789,9	77,7
3	754,7	789,9	101,9
4	754,7	789,9	117,4
5	754,7	789,9	95,4
6	754,7	789,9	70,0
7	754,7	789,9	56,9
8	754,7	789,9	49,5
9	754,7	789,9	43,9
10	754,7	789,9	39,6
11	754,7	789,9	35,7
12	754,7	789,9	32,5
13	754,7	789,9	29,9
14	754,7	789,9	27,7
15	754,7	789,9	25,8
16	754,7	789,9	23,9
17	754,7	789,9	22,2
18	754,7	789,9	20,7
19	754,7	789,9	19,4
20	754,7	789,9	18,3
21	754,7	789,9	17,4
22	754,7	789,9	16,5
23	754,7	789,9	15,7
24	754,7	789,9	14,9

Fonte: Elaboração própria

Assumindo-se que a eficiência das bombas e compressores não mude com o volume processado de cada fluido e que estas bombas tenham capacidade para lidar com o fluxo, pode-se calcular a demanda anual, em kW, somando-se as demandas dos motores relativas ao respectivo ano. Assumindo-se que estes equipamentos trabalhem durante 8760 horas anuais sob essas condições, pode-se calcular a energia consumida segundo o modelo, em kWh, multiplicando a demanda, em kW, pelo número de horas.

Além disso, se utilizarmos as estimativas de cálculo para demanda-base e demanda variável indicadas anteriormente (Equação 19 e Equação 20) pode-se estimar a demanda total da FPSO e a energia consumida anualmente. A razão  $E_c/E_g$  denota a relação entre energia consumida no processo e energia gerada por um TG SGT-750 por ano (307,91 GWh/ano com potência nominal de 35,15MW):

*Tabela 18 – Variação da demanda (kW) e energia (kWh) de acordo com a variação de vazão de petróleo processado*

Dados de produção	Máxima demanda de processo	Energia consumida (modelo)	Razão ( $E_p/E_g$ )	Demanda variável	Demanda-base	Demanda total (variável + base)	Energia consumida
	(modelo)	(modelo)		(estimada)	(estimada)	(estimada)	(estimada)
Ano	kW	GWh/ano	pu	MW/ano	MW/ano	MW/ano	GWh/ano
1	4307,06	37,73	0,12	14,7	28,6	43,3	<b>379,38</b>
2	17521,06	153,48	0,50	59,8	28,6	88,4	<b>774,56</b>
3	23139,71	202,70	0,66	79,0	28,6	107,6	<b>942,59</b>
4	26771,48	234,52	0,76	91,4	28,6	120,0	<b>1051,20</b>
5	21725,99	190,32	0,62	74,2	28,6	102,8	<b>900,31</b>
6	15873,33	139,05	0,45	54,2	28,6	82,8	<b>725,28</b>
7	12868,03	112,72	0,37	43,9	28,6	72,5	<b>635,40</b>
8	11147,71	97,65	0,32	38,1	28,6	66,7	<b>583,95</b>
9	9873,39	86,49	0,28	33,7	28,6	62,3	<b>545,84</b>
10	8860,18	77,62	0,25	30,2	28,6	58,9	<b>515,54</b>
11	7966,35	69,79	0,23	27,2	28,6	55,8	<b>488,81</b>
12	7230,99	63,34	0,21	24,7	28,6	53,3	<b>466,82</b>
13	6628,66	58,07	0,19	22,6	28,6	51,2	<b>448,81</b>
14	6109,52	53,52	0,17	20,9	28,6	49,5	<b>433,28</b>
15	5675,32	49,72	0,16	19,4	28,6	48,0	<b>420,30</b>
16	5237,58	45,88	0,15	17,9	28,6	46,5	<b>407,20</b>
17	4847,25	42,46	0,14	16,5	28,6	45,2	<b>395,53</b>
18	4506,86	39,48	0,13	15,4	28,6	44,0	<b>385,35</b>
19	4212,32	36,90	0,12	14,4	28,6	43,0	<b>376,54</b>
20	3955,84	34,65	0,11	13,5	28,6	42,1	<b>368,87</b>
21	3729,49	32,67	0,11	12,7	28,6	41,3	<b>362,10</b>
22	3527,68	30,90	0,10	12,0	28,6	40,6	<b>356,07</b>
23	3345,57	29,31	0,09	11,4	28,6	40,0	<b>350,62</b>
24	3160,23	27,68	0,09	10,8	28,6	39,4	<b>345,08</b>

Fonte: Elaboração própria

A coluna mais à direita, “Energia Consumida”, indica a demanda total anual que o conjunto de geradores deve suprir minimamente.

## 4.2 Definição do portfólio de geração

Conforme indicado no item 3.10, o dimensionamento da geração é realizado a partir de três exercícios de otimização e um subcaso:

- Caso-base – Minimização da geração na configuração *all-electric* apenas com geração termelétrica a gás, desconsiderando que as turbinas operam com carga parcial
- Caso-base\* - Minimização do LCOE na configuração *all-electric* apenas com geração termelétrica, considerando que as turbinas operam em carga parcial
- Caso Alternativo 1 – Minimização das emissões de gás *carbônico* na configuração *all-electric* com possibilidade de usar três fontes de energia (TG, GEO e LTS)
- Caso Alternativo 2 – Minimização das LCOE na configuração *all-electric* com possibilidade de usar três fontes de energia (TG, GEO e LTS)

Utilizando como base os resultados apresentados na Tabela 18 e as restrições indicadas nos exercícios de otimização, pode-se dimensionar o portfólio de geração para cada ano e, em seguida, encontrar aquele que melhor se adequa para qualquer ano.

Finalmente, pode-se aplicar os dados das tabelas anteriores às condições indicadas no item 3.10.1 (caso-base), no *Solver* do *MS Excel* para encontrar os resultados da Tabela 19:

Tabela 19 – Quantidade de geradores, emissões e LCOE para caso-base

Tempo	Energia consumida	TG	Energia Produzida	Excedente de energia	Emissões CO <sub>2</sub>	LCOE
Ano	GWh/ano	Unid	GWh/ano	GWh/ano	10 <sup>3</sup> t CO <sub>2</sub> /Ano	USD/MWh
1	379,38	2	565,86	186,49	290,05	61,82
2	774,56	3	848,80	74,24	435,07	61,82
3	942,59	4	1131,73	189,14	580,09	61,82
4	1051,20	4	1131,73	80,53	580,09	61,82
5	900,31	4	1131,73	231,42	580,09	61,82
6	725,28	3	848,80	123,52	435,07	61,82
7	635,40	3	848,80	213,39	435,07	61,82
8	583,95	3	848,80	264,84	435,07	61,82
9	545,84	2	565,86	20,02	290,05	61,82
10	515,54	2	565,86	50,32	290,05	61,82
11	488,81	2	565,86	77,05	290,05	61,82
12	466,82	2	565,86	99,04	290,05	61,82
13	448,81	2	565,86	117,06	290,05	61,82
14	433,28	2	565,86	132,58	290,05	61,82
15	420,30	2	565,86	145,57	290,05	61,82
16	407,20	2	565,86	158,66	290,05	61,82
17	395,53	2	565,86	170,33	290,05	61,82
18	385,35	2	565,86	180,51	290,05	61,82
19	376,54	2	565,86	189,32	290,05	61,82
20	368,87	2	565,86	196,99	290,05	61,82
21	362,10	2	565,86	203,76	290,05	61,82
22	356,07	2	565,86	209,80	290,05	61,82
23	350,62	2	565,86	215,24	290,05	61,82
24	345,08	2	565,86	220,79	290,05	61,82

Fonte: Elaboração própria

Ao comparar a produção e o consumo de GN e o índice H nestas condições, obtém-se os resultados indicados na Tabela 20:

Tabela 20 - Comparativo de produção e consumo de GN e índice H para caso-base

Tempo	Produção de GN	Consumo de GN	Consumo / Produção	Indicador de Shannon-Weaver (H)
Ano	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /ano	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /ano	%	
1	277,55	139,55	50,3	0
2	1049,47	209,33	19,9	0
3	1376,60	279,11	20,3	0
4	1586,73	279,11	17,6	0
5	1289,38	279,11	21,6	0
6	945,79	209,33	22,1	0
7	769,30	209,33	27,2	0
8	668,35	209,33	31,3	0
9	593,68	139,55	23,5	0
10	534,38	139,55	26,1	0
11	482,12	139,55	28,9	0
12	439,14	139,55	31,8	0
13	403,93	139,55	34,5	0
14	373,58	139,55	37,4	0
15	348,21	139,55	40,1	0
16	322,62	139,55	43,3	0
17	299,85	139,55	46,5	0
18	279,97	139,55	49,8	0
19	262,75	139,55	53,1	0
20	247,76	139,55	56,3	0
21	234,52	139,55	59,5	0
22	222,72	139,55	62,7	0
23	212,07	139,55	65,8	0
24	201,28	139,55	69,3	0

Fonte: Elaboração própria

Ao aplicar as condições indicadas no item 3.10.2 (caso-alternativo 1) e o *Solver* do *MS Excel*, encontram-se os resultados indicados na Tabela 21:

Tabela 21 – Quantidade de geradores, emissões e LCOE para caso alternativo 1

Tempo	Energia consumida	TG	GEO	LTS	Energia Produzida	Excedente de energia	Emissões CO <sub>2</sub>	LCOE
Ano	GWh/ano	Unid	Unid	MW	GWh/ano	GWh/ano	10 <sup>3</sup> t CO <sub>2</sub> /Ano	USD/MWh
1	379,38	1	2	0	380,92	1,54	145,03	71,37
2	774,56	1	11	0	821,86	47,30	145,04	86,16
3	942,59	1	14	0	968,84	26,25	145,04	88,09
4	1051,20	1	16	0	1066,82	15,62	145,05	89,09
5	900,31	1	13	0	919,84	19,53	145,04	87,52
6	725,28	1	10	0	772,86	47,59	145,03	85,35
7	635,40	1	8	0	674,88	39,48	145,03	83,37
8	583,95	1	7	0	625,88	41,93	145,03	82,16
9	545,84	1	6	0	576,89	31,05	145,03	80,73
10	515,54	1	5	0	527,90	12,36	145,03	79,04
11	488,81	1	5	0	527,90	39,09	145,03	79,04
12	466,82	1	4	0	478,90	12,08	145,03	77,01
13	448,81	1	4	0	478,90	30,10	145,03	77,01
14	433,28	1	4	0	478,90	45,62	145,03	77,01
15	420,30	1	3	0	429,91	9,62	145,03	74,51
16	407,20	1	3	0	429,91	22,71	145,03	74,51
17	395,53	1	3	0	429,91	34,38	145,03	74,51
18	385,35	1	3	0	429,91	44,56	145,03	74,51
19	376,54	1	2	0	380,92	4,38	145,03	71,37
20	368,87	1	2	0	380,92	12,05	145,03	71,37
21	362,10	1	2	0	380,92	18,82	145,03	71,37
22	356,07	1	2	0	380,92	24,85	145,03	71,37
23	350,62	1	2	0	380,92	30,30	145,03	71,37
24	345,08	1	2	0	380,92	35,84	145,03	71,37

Fonte: Elaboração própria

Ao comparar a produção e o consumo de GN e o índice H nestas condições, obtém-se os resultados mostrados na Tabela 22:

Tabela 22 - Comparativo de produção e consumo de GN e índice H para caso alternativo 1

Tempo	Produção de GN	Consumo de GN	Consumo / Produção	Indicador de Shannon-Weaver (H)
Ano	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /ano	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /ano	%	
1	277,55	69,78	25,14	0,57
2	1049,47	69,78	6,65	0,64
3	1376,60	69,78	5,07	0,60
4	1586,73	69,78	4,40	0,58
5	1289,38	69,78	5,41	0,62
6	945,79	69,78	7,38	0,66
7	769,30	69,78	9,07	0,68
8	668,35	69,78	10,44	0,69
9	593,68	69,78	11,75	0,69
10	534,38	69,78	13,06	0,69
11	482,12	69,78	14,47	0,69
12	439,14	69,78	15,89	0,68
13	403,93	69,78	17,27	0,68
14	373,58	69,78	18,68	0,68
15	348,21	69,78	20,04	0,64
16	322,62	69,78	21,63	0,64
17	299,85	69,78	23,27	0,64
18	279,97	69,78	24,92	0,64
19	262,75	69,78	26,56	0,57
20	247,76	69,78	28,16	0,57
21	234,52	69,78	29,75	0,57
22	222,72	69,78	31,33	0,57
23	212,07	69,78	32,90	0,57
24	201,28	69,78	34,67	0,57

Fonte: Elaboração própria

Ao aplicar as condições indicadas no item 3.10.3 (caso-alternativo 2) e o *Solver* do *MS Excel*, encontram-se os resultados indicados na Tabela 23:



Tabela 23 – Quantidade de geradores, emissões e LCOE para caso alternativo 2

Tempo	Energia consumida	TG	GEO	LTS	Energia Produzida	Excedente de energia	Emissões CO <sub>2</sub>	LCOE
Ano	GWh/ano	Unid	Unid	MW	GWh/ano	GWh/ano	10 <sup>3</sup> t CO <sub>2</sub> /Ano	USD/MWh
1	379,38	1	2	0,00	380,95	1,57	145,04	71,37
2	774,56	3	0	0,00	774,65	0,10	404,93	61,82
3	942,59	3	2	0,00	946,88	4,29	435,12	65,66
4	1051,20	4	0	0,00	1051,33	0,13	547,28	61,82
5	900,31	3	1	0,29	900,41	0,10	435,44	64,14
6	725,28	2	3	1,45	725,34	0,06	291,69	71,17
7	635,40	2	1	2,39	635,47	0,06	292,74	68,14
8	583,95	2	0	2,11	584,02	0,06	292,42	65,13
9	545,84	2	0	0,00	545,91	0,06	281,82	61,82
10	515,54	2	0	0,00	515,61	0,06	269,62	61,82
11	488,81	2	0	0,00	488,88	0,06	259,06	61,82
12	466,82	2	0	0,00	466,88	0,06	250,45	61,82
13	448,81	2	0	0,00	448,87	0,06	243,42	61,82
14	433,28	1	3	0,39	433,31	0,03	145,48	75,24
15	420,30	1	3	0,00	429,94	9,65	145,04	74,51
16	407,20	1	2	3,06	407,24	0,03	148,45	77,65
17	395,53	1	2	1,70	395,56	0,03	146,93	74,97
18	385,35	1	2	0,52	385,38	0,03	145,62	72,49
19	376,54	1	2	0,00	380,95	4,41	145,04	71,37
20	368,87	1	2	0,00	380,95	12,08	145,04	71,37
21	362,10	1	2	0,00	380,95	18,85	145,04	71,37
22	356,07	1	1	2,81	356,10	0,03	148,17	74,18
23	350,62	1	1	2,18	350,65	0,03	147,46	72,71
24	345,08	1	1	1,53	345,11	0,03	146,74	71,17

Fonte: Elaboração própria

Ao comparar a produção e o consumo de GN e o índice H nestas condições, obtém-se os resultados mostrados na Tabela 24:

Tabela 24 - Comparativo de produção e consumo de GN e índice H para caso alternativo 2

Tempo	Produção de GN	Consumo de GN	Consumo / Produção	Indicador de Shannon-Weaver (H)
Ano	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /ano	10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> /ano	%	
1	277,55	71,85	25,89	0,57
2	1049,47	210,82	20,09	0,00
3	1376,60	215,54	15,66	0,33
4	1586,73	281,66	17,75	0,00
5	1289,38	215,54	16,72	0,23
6	945,79	143,69	15,19	0,59
7	769,30	143,69	18,68	0,41
8	668,35	143,69	21,50	0,14
9	593,68	141,94	23,91	0,00
10	534,38	140,53	26,30	0,00
11	482,12	140,53	29,15	0,00
12	439,14	141,42	32,20	0,00
13	403,93	142,73	35,34	0,00
14	373,58	71,85	19,23	0,68
15	348,21	71,85	20,63	0,64
16	322,62	71,85	22,27	0,77
17	299,85	71,85	23,96	0,71
18	279,97	71,85	25,66	0,63
19	262,75	71,85	27,34	0,57
20	247,76	71,85	29,00	0,57
21	234,52	71,85	30,64	0,57
22	222,72	71,85	32,26	0,64
23	212,07	71,85	33,88	0,60
24	201,28	71,85	35,70	0,56

Fonte: Elaboração própria

Embora as tabelas anteriores indiquem distintos portfólios para cada cenário anual de operação, na prática, o dimensionamento da geração vai ser feito pelo caso mais severo para garantir que o caso de maior demanda seja coberto pelo portfólio selecionado. É este conjunto de geradores que será especificado durante a fase de engenharia, comprado, instalado e operado durante a vida útil do campo e da plataforma.

A vantagem de se ter uma visão geral do que acontece em cada ano é justamente

definir um conjunto para cada cenário e poder selecionar um portfólio que atenda não somente a maior demanda, mas também, que atenda a demais critérios, tais como a redução do consumo de combustível, maximização do excedente de eletricidade, redução de emissões, redução de custos e maximização da diversidade.

Para definir a quantidade de TGs, GEOs e a potência contratada via LTS, selecionou-se o maior valor de cada coluna em cada uma das tabelas 19, 21 e 23. Estes valores são indicados na Tabela 25:

*Tabela 25 - Configuração final de conjunto de geração elétrica por caso*

Caso	Configuração final		
	TG@ 35,1MW	GEO@ 15MW	LTS@1MW
	Unid.	Unid.	MW
Base	4	0	0
1	1	16	0
2	4	3	3,06

Fonte: Elaboração própria

Já a Tabela 26 compila os resultados obtidos no capítulo anterior, de forma a simplificar a comparação entre as distintas configurações. Esta tabela apresenta o somatório dos excedentes anuais de GN e energia elétrica, a produção de CO<sub>2</sub> na geração, o LCOE e o CAPEX estimado para cada configuração. O somatório apresentado na Tabela 26 considera a utilização das fontes nas proporções indicadas nas tabelas 19, 21 e 23.

Para tornar esta comparação mais próxima da realidade, adicionaram-se os resultados obtidos para a variação do caso-base – caso-base\* – cujas restrições são as mesmas do caso alternativo 2 (visa minimizar o LCOE de geração), ou seja, somente TGs estão em operação e que estes podem operar em carga parcial.

Tabela 26 - Comparativo entre caso-base, base\*, 1 e 2

Caso	Configuração final			Somatório dos excedentes anuais durante período de operação e emissões de CO <sub>2</sub> (24 anos)			LCOE	CAPEX
	TG@ 35,1MW	GEO@ 15MW	LTS@ 1MW	GN	Energia elétrica	CO <sub>2</sub>		
	Unid.	Unid.	MW	10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>	GWh	10 <sup>3</sup> t	USD/MWh	M USD
Base	4	0	0	9,37	3750,63	8411,31	61,82	165,21
Base*	4	0	0	9,16	1,84	6916,92	61,82	165,21
1	1	16	0	11,75	647,03	3480,74	89,09	636,62
2	4	3	3,06	10,50	51,91	5758,07	68,57	278,44

Fonte: Elaboração própria

### 4.3 Discussão

Os resultados apresentados na Tabela 26 indicam que os casos-base e base\* são aqueles em que haverá menor excedente de GN, isto porque nestes casos há maior consumo de GN devido ao uso exclusivo de TGs. Quando operados em carga parcial (caso-base\*), os TGs permitem regular a energia de forma a minimizar o excedente de energia elétrica, reduzindo o consumo de GN e as emissões de CO<sub>2</sub> em relação ao caso-base, embora, a emissão de CO<sub>2</sub> desta configuração seja maior do que das demais configurações, especialmente quando comparado com o caso 1, cujo objetivo é a redução de emissões. O caso-base\* apresenta também os menores valores de LCOE e CAPEX, sendo esta a configuração preferida quando o critério financeiro se sobrepõe aos demais. Por não apresentar diversidade alguma em relação às fontes, este cenário possui índice H nulo, ou seja, menor resiliência energética.

O caso alternativo 1 apresenta o maior excedente de combustível, pois utiliza somente um TG durante toda a operação e modula a necessidade adicional de energia através das turbinas eólicas. O excedente é cerca de 28% superior ao caso-base\*.

Em relação ao excedente de energia, o resultado obtido no caso alternativo 1 é muitíssimo superior ao caso-base\*. Este resultado deve ser interpretado com cuidado, pois não se considerou, neste trabalho, o impacto granular da variação do vento e o controle de geração das pás, o que reduziria o excedente. No entanto, é interessante

considerar a possibilidade de utilizar um eventual excedente de energia elétrica para outros usos, como, por exemplo, armazenamento em bancos de bateria.

As emissões deste caso são cerca de 49% menores que as do caso-base\*, sendo a menor dentre os três casos estudados, corroborando com o objetivo do algoritmo. Entretanto, a minimização de emissões é lograda com um revés financeiro, visto que tanto o LCOE quanto o CAPEX são superiores ao caso base\* (44% e 285% respectivamente).

Interessante notar que, apesar de ter apenas duas fontes de energia, esse cenário apresentou o maior índice H (0,58), pois, este indicador é calculado a partir da energia gerada e não da quantidade absoluta de número de unidades de geração.

Os resultados encontrados para o caso alternativo 2 estão em um ponto intermediário entre o caso-base\* e o caso alternativo 1. Embora o objetivo do algoritmo fosse o de minimização de LCOE, optou-se por selecionar, na configuração final, os maiores valores de potência por fonte de geração dentre todos os anos e este cenário não é o de menor custo global. Mesmo assim, o excedente de GN é cerca de 15% superior ao caso-base\*, enquanto o excedente de energia elétrica é cerca de 28 vezes superior ao caso-base\*.

Como o valor de demanda contratada via LTS é um número real, esperava-se que o excedente de energia fosse próximo de zero. Analisando os dados da Tabela 23, no entanto, nota-se que apenas seis casos, se somados, correspondem a quase 50,85 GWh ou 97% da energia excedente e que estes casos são aqueles em que não há contratação via LTS e que o controle do excedente deveria, então, ser realizado nas GEOs.

O LCOE no caso alternativo 2 é 11% superior ao caso-base\*, enquanto o CAPEX é 68% superior àquele caso, mas com uma redução de quase 17% nas emissões. O índice H (0,48) é superior ao caso-base, porém menor que o caso alternativo 1, pois, embora a quantidade absoluta de fontes de energia seja superior, a origem da energia ainda é proveniente, em sua maioria, do TG.

Pode-se analisar estes resultados por uma perspectiva de emissões específicas de

CO<sub>2</sub> por volume de óleo produzido (kg CO<sub>2</sub>/bbl<sup>19</sup>), conforme mostrado na Tabela 27.

*Tabela 27 – Emissões específicas por barril de óleo produzido*

Tempo	Produção de óleo	Emissões		
		Caso-base*	Caso Alt.1	Caso Alt. 2
Ano	bbl/ano	kg CO <sub>2</sub> /bbl	kg CO <sub>2</sub> /bbl	kg CO <sub>2</sub> /bbl
1	9909508	29,27	14,63	14,64
2	38418971	11,32	3,78	10,54
3	49303726	11,77	2,94	8,83
4	58552049	9,91	2,48	9,35
5	47973092	12,09	3,02	9,08
6	35319667	12,32	4,11	8,26
7	28732613	15,14	5,05	10,19
8	25001051	17,40	5,80	11,70
9	22248869	13,04	6,52	12,67
10	20066960	14,45	7,23	13,44
11	18141259	15,99	7,99	14,28
12	16550283	17,53	8,76	15,13
13	15248575	19,02	9,51	15,96
14	14124561	20,53	10,27	10,30
15	13186505	22,00	11,00	11,00
16	12223654	23,73	11,86	12,14
17	11364114	25,52	12,76	12,93
18	10612016	27,33	13,67	13,72
19	9959096	29,12	14,56	14,56
20	9392957	30,88	15,44	15,44
21	8892936	32,62	16,31	16,31
22	8446636	34,34	17,17	17,54
23	8045793	36,05	18,03	18,33
24	7636685	37,98	18,99	19,22

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 27 mostra que as emissões específicas da geração são reduzidas consideravelmente em ambos os casos alternativos 1 e 2, embora a redução se dê de forma mais acentuada no caso alternativo 1, donde se conclui que a integração das fontes de energia propostas corrobora com os objetivos de redução de emissões por barril.

<sup>19</sup> Assumindo que um metro cúbico de óleo seja equivalente à 6,289 barris.

A fim de entender o impacto da variação do preço do CO<sub>2</sub> no modelo, realizou-se uma análise de sensibilidade sobre o custo de carbono sobre o caso alternativo 2, ainda que esta taxa ainda não seja aplicada no Brasil. Os resultados são mostrados na Tabela 28:

*Tabela 28 – Análise de sensibilidade da emissão de CO<sub>2</sub> em função da alteração percentual do custo do carbono*

Varição no preço do CO <sub>2</sub>	Preço do CO <sub>2</sub>	Emissão de CO <sub>2</sub>	Varição na emissão de CO <sub>2</sub>
Δ%	USD/t	10 <sup>6</sup> kg	Δ%
-20	66,0	5943,7	3,2
-10	74,2	5851,9	1,6
0	82,5	5758,1	0,0
+10	90,7	5662,1	-1,7
+20	99,0	5556,7	-3,5

Fonte: Elaboração própria

A elasticidade do preço da emissão de CO<sub>2</sub> mostra que um aumento no preço de CO<sub>2</sub> significa uma redução nas emissões ligeiramente superior, em módulo, a uma redução nos custos de CO<sub>2</sub> de mesmo módulo. Isto significa que a introdução de custos de carbono (e outros GEE) contribui para a redução das emissões.

Finalmente, é apresentado um cálculo para definir o valor de CO<sub>2</sub> que torna os casos alternativos 1 e 2 viáveis quando comparados ao caso-base. Para determinar estes valores, elaborou-se um gráfico relacionando a variação do preço do CO<sub>2</sub> e o LCOE para os casos base, alternativo 1 e alternativo 2, aqui representados, respectivamente por LCOE 0, LCOE 1 e LCOE 2. Interpolando linearmente os dados, encontrou-se três equações, com as quais foi possível encontrar tais valores.

Igualando as duas primeiras equações, referentes aos LCOE 0 e LCOE 1, nota-se que o LCOE do caso alternativo 1 passa a ser inferior ao LCOE do caso-base quando o valor de CO<sub>2</sub> for 87% superior ao considerado, ou seja, aproximadamente 154,8 USD/t CO<sub>2</sub>.

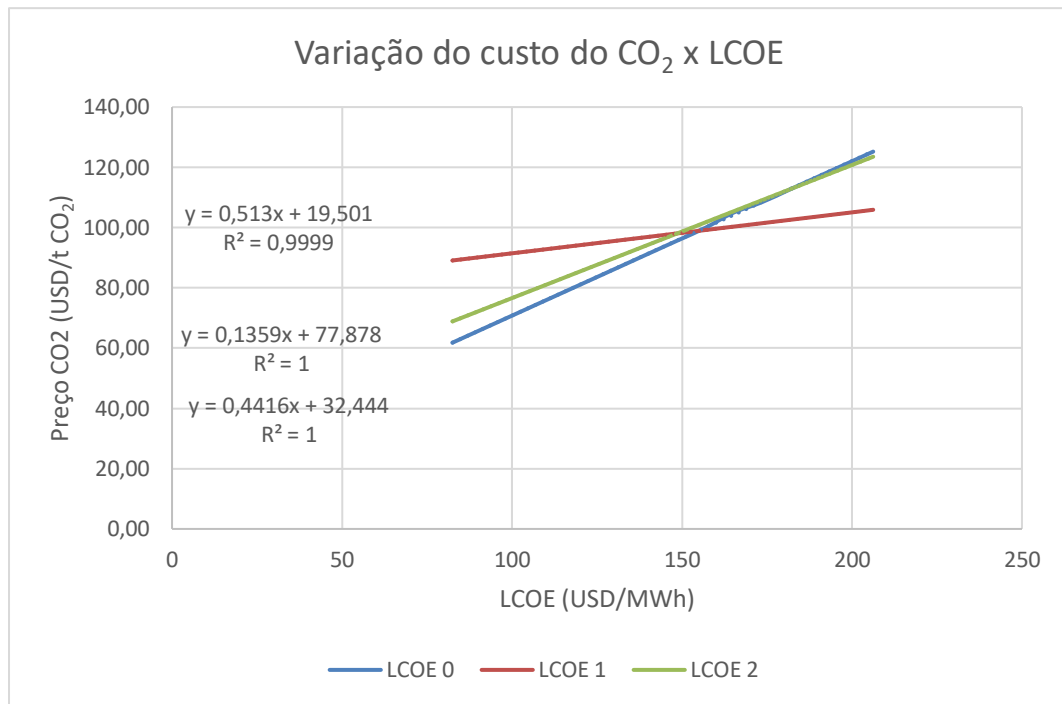


Figura 22 - Variação do custo de CO<sub>2</sub> x LCOE

Fonte: Elaboração própria

De forma similar, igualando a primeira e a terceira equações, referentes aos LCOE 0 e LCOE 2, conclui-se que o LCOE do caso alternativo 2 passa a ser inferior ao LCOE do caso-base 1 quando o valor de CO<sub>2</sub> for 2,2 vezes superior ao considerado, ou seja, aproximadamente 181,2 USD/t CO<sub>2</sub>.

Esta análise é interessante pois explicita a relação entre LCOE e o emissão de CO<sub>2</sub> dos três portfólios. Com o atual preço de carbono, a curva do caso-base (LCOE0), que se baseia exclusivamente em TGs e que, portanto, tem menor LCOE, porém, maior volume de emissão de CO<sub>2</sub>, encontra-se abaixo das demais curvas. Com um preço de carbono superior, tornar-se-ia a mais cara de todas. Isto demonstra o quanto as políticas de taxação de carbono podem influenciar na viabilidade de soluções para redução de emissões ou incentivar a indústria de O&G a manter o *status quo*.



## 5 Conclusão

O presente estudo se propôs, como objetivo primário, a avaliar se a eletrificação integrada de plataformas tipo FPSO, utilizando TGs, GEOs e LTS contribui para a redução de emissões de CO<sub>2</sub> através da comparação do indicador “emissões de CO<sub>2</sub> oriundas do processo de geração de energia elétrica por barril produzido” em três cenários (caso-base – somente TGs, caso-alternativo 1 – minimização de emissões, caso-alternativo 2 – minimização de custo). Como objetivo secundário, este estudo se propôs a quantificar o custo da eletrificação (CAPEX e LCOE) em cada cenário e, como objetivo terciário, calcular a resiliência (ou diversidade) do portfólio de geradores através do indicador de Shannon-Weaver.

O dimensionamento da geração de energia elétrica baseou-se na demanda de energia necessária para o processamento de petróleo na plataforma, sistemas navais e de operação. Esta demanda foi calculada a partir de um modelo teórico que considerou o balanço de massa e de energia das unidades de processo que compõem o *topside* de uma FPSO e suas variações no tempo devido à curva de produção de petróleo ao longo do tempo. Ao estabelecer o balanço de energia em base anual, foi possível estabelecer não só o portfólio de geradores que atende não só a condição de máxima demanda, mas, também o excedente energético anual, que pode ser utilizado para venda e redução dos custos de operação, uma abordagem inovadora frente as demais referências.

Ao calcular a geração a partir da demanda energética de processo, o modelo permite observar como a variação das características do petróleo, tais como sua densidade e BSW, por exemplo, influenciam na demanda, assim como observar como a quantidade e o fator de carga das distintas fontes de energia devem variar para atendimento desta demanda, tal como ocorrem com as TGs operando em carga parcial.

Conhecendo a demanda mínima a ser atendida em cada ano, dimensionou-se o conjunto de geradores que minimizava as emissões, mas que atendia a demanda mínima de energia e que não excedia a quantidade de gás produzida, considerando que pelo menos um TG deve estar operando para fornecer energia térmica suficiente (através do

seu exausto) para os processos de produção de vapor. Em seguida, dimensionou-se o conjunto de geradores que minimizava os custos, com as mesmas considerações citadas.

A partir daí, calculou-se o custo nivelado de energia de cada portfólio, as emissões de CO<sub>2</sub> durante a geração de energia elétrica e, então, finalmente, as emissões de CO<sub>2</sub> por barril de petróleo produzido.

Os resultados mostram que a resiliência é aumentada e as emissões, durante a operação, são reduzidas em até 49% ao se priorizar eólicas *offshore*, porém a um custo muito elevado (LCOE: + 44% e CAPEX +285%). Um cenário alternativo intermediário, de minimização anual de LCOE e seleção do máximo valor da série de cada fonte de geração, sugere um portfólio com uma redução de 17% nas emissões, LCOE 11% superior e CAPEX 69%. Cabe mencionar que, em estudos futuros, o caso alternativo 2, pode ter seus resultados fortemente alterados caso a venda de excedente de energia elétrica seja *monetizada*. Esta estratégia pode ser utilizada por empresas de O&G para entrar no mercado de *utilities* no momento de declínio de produção, quando o excedente tende a aumentar.

O estudo também concluiu que, caso os custos de carbono sejam elevados em 187% (de 82,5 para 154,8 USD/t CO<sub>2</sub>) o cenário alternativo 1 passa a ser viável frente ao caso-base e, se elevados em 220% (de 82,5 para 181,2 USD/t CO<sub>2</sub>) o cenário alternativo 2 também passa a ser viável, indicando que este tributo tem poder significativo de determinar as escolhas tecnológicas.

Conclui-se, portanto, que a metodologia proposta neste trabalho permitiu avaliar as implicações tecno-econômicas e ambientais decorrentes da eletrificação de plataformas do tipo FPSO, objetivo desta dissertação, podendo-se auferir quantitativamente o impacto da eletrificação na redução das emissões e o investimento necessário para isto.

Embora os resultados mostrem que a eletrificação contribui para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>, a aplicação desta metodologia em casos reais deve levar em conta as limitações apresentadas ao longo deste trabalho e a elaboração detalhada de análises de viabilidade técnico-econômicas, incluindo retornos de *marketing* e imagem frente às

partes interessadas. Também deve-se considerar, quando da decisão final de investimento em projeto de redução de CO<sub>2</sub>, a análise de outras alternativas em especial aquelas que consideram a implantação de projetos de redução de emissões de metano em *flaring*, *venting* e emissões fugitivas em FPSOs<sup>20</sup>.

Na lista de limitações deste estudo, além das já citadas ao longo do texto, é importante ressaltar as limitações na modelagem do balanço de massa e energia do processo. Conforme explicado no capítulo 3, o processo foi representado de forma simplificada e o cálculo de energia requerida foi feito assumindo-se uma linearidade entre a energia demandada no modelo e a energia total gerada por um gerador, o que não corresponde, necessariamente, à realidade.

Idealmente, a demanda energética de processo deveria ser calculada com simulações fidedignas, levando em consideração um fluxograma completo de processo, com todos os equipamentos, inclusive os redundantes, características dos equipamentos e perdas reais. Além disso, os diversos modos de operação de uma plataforma real (*black start*, operação normal, operação normal e *offloading*, *plateau*, por exemplo) deveriam ser considerados quando da definição da demanda. A dificuldade em realizar estas simulações com este nível de precisão limitam a validação dos resultados aqui obtidos, embora o processo em si possa ser aplicado.

Fato análogo ocorreu para o dimensionamento dos GEOs, pois não foram considerados dados reais de recurso eólico para realizar uma simulação mais granular e, assim, dimensionar com mais precisão a quantidade de turbinas eólicas. A utilização de dados mais próximos dos reais para o dimensionamento da quantidade de GEOs deve alterar substancialmente a quantidade turbinas eólicas no modelo para gerar uma determinada quantidade de energia e, conseqüentemente, o LCOE.

É importante lembrar, também, que os cálculos de LCOE consideraram uma hipotética taxação sobre as emissões de CO<sub>2</sub> ainda inexistente no Brasil, mas que pode ser considerada na análise de viabilidade econômica de projetos, visando dar robustez ao plano de negócios. Alternativamente, o valor teórico associado à taxa pode ser

---

<sup>20</sup> Esta afirmação é feita com base na representatividade do volume de emissões. O estudo não realizou cálculos específicos para embasar esta informação. Afinal, embora possa ter maior representatividade, a viabilidade técnico-econômica e ambiental para execução das ações pode não ser factível.

convertido à massa de CO<sub>2</sub> emitido e utilizado como uma meta de redução de emissões.

Trabalhos futuros deverão considerar, além das melhorias indicadas nos parágrafos anteriores, a utilização de um *solver* mais poderoso para encontrar a solução global de menor custo. O método *GRG Non Linear* (com *multistart*) do *solver* do *MS Excel*, escolhido em prol da facilidade de cálculos, não encontra, necessariamente, mínimos globais, o que deixa margem para dúvidas quanto à solução apresentada. Uma solução mais elegante pode considerar a aplicação de algoritmos de otimização multiobjetivo a fim de encontrar o conjunto de geradores que minimiza custos e emissões ao mesmo tempo (fronteira de Pareto).

Além disso, poderiam ser considerados aspectos de despacho de energia excedente em função do preço da energia no mercado livre, de forma a permitir escolher o melhor momento de compra ou venda de energia em função do seu custo. O mesmo poderia ser feito em relação à venda do gás, caso houvesse um mercado de gás aos moldes do TTF Holandês: caso o preço do mercado *spot* fosse tal que o preço de venda desta molécula fosse superior ao custo da energia elétrica gerada por este gás, optar-se-ia pela venda do gás. Caso contrário, esta eletricidade em excesso poderia ser vendida, acumulada em baterias ou mesmo aproveitada em eletrolisadores para a produção de hidrogênio *offshore*.

Recomenda-se, também, que trabalhos futuros explorem o efeito consequencial não só das emissões do CO<sub>2</sub> como de NO<sub>x</sub> e de outros GEE. Ao eletrificar as operações e reduzir o consumo de gás natural na plataforma para geração de energia, haverá um excedente de gás que poderá ser exportado e, dependendo de seu uso, poderá contribuir positiva ou negativamente para o aquecimento global. Caso este gás seja reinjetado nos poços ou usado em uma petroquímica para produção de polímeros, por exemplo, haverá uma redução efetiva das emissões, já que o gás foi fixado, no entanto se este gás alimentar um TG em uma termelétrica em substituição a geração hidrelétrica, haverá um aumento das emissões.

## 6 Referências

- ABRAHAM-DUKUMA, M. C., DIOHA, M. O., AHOLU, O. C., EMODI, N. V., OGBUMGBADA, C., & ISAH, A. (2021). "A marriage of convenience or necessity? Research and policy implications for electrifying upstream petroleum production systems with renewables". *Energy Research & Social Science*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102226>
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. (2021). *Plano de Desenvolvimento da Jazida Compartilhada Aprovado*. Fonte: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/rd-0758-mero-e-anc-sumario-executivo-aip.pdf>
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. (2023). *Lista de Plataformas em Operação*. Acesso em 03 de Abril de 2023, disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao>
- ALASSI, A., BAÑALES, S., OMAR, E., ADAM, G., & MACIVER, C. (Outubro de 2019). "HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future". 530-559. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>
- ALBERIZZI, J., ROSSI, M., & RENZI, M. (2019). "A MILP algorithm for the optimal sizing of an off-grid hybrid renewable energy system in South Tyrol". *6th International Conference on Energy and Environment Research*. Aveiro: Elsevier. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.08.012>
- ANTÔNIO MACIEL PEREIRA, J., DAMASCENO DE JESUS, J., & ATEM DE CARVALHO, E. (2015). "Caracterização dos sistemas de geração elétrica dos FPSOS em operação no Brasil". *Engvista, Vol. 15, n.3, p. 433-443*. Rio de Janeiro.
- BAKER, K. (2011). *Optimization Modeling with Spreadsheets*. Wiley.
- BANIHABIB, R., & ASSADI, M. (2023). "Towards a low-carbon future for offshore oil and gas industry: A smart integrated energy management system with

- floating wind turbines and gas turbines". *Journal of Cleaner Production*.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138742>
- BARRERA, J. E., SAHLIT, A. A., & BAZZO, E. (2013). "Exergy analysis and strategies for the waste heat recovery in offshore platforms". *22nd International Congress of Mechanical Engineering (COBEM 2013)*. Ribeirão Preto.
- BIGDOLI, A. A. (2018). *Simulation and Optimization of Primary Oil and Gas Processing Plant of FPSO Operation in Pre-Salt Oil Field*. Tese de D.Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil: Universidade de Sao Paulo. Fonte:  
<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3150/tde-13122018-150547/publico/AliAllahyarzadehBidgoliCorr18.pdf>
- BIRKELAND, C. (Junho de 2011). *Assessing the life cycle environmental impacts of offshore wind power generation and power transmission in the North Sea*. Dissertação de M.Sc., NTNU, Trondheim, Trondelag, Noruega. Fonte:  
[https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/257062/440527\\_FULLTEXT01.pdf?sequence=1](https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/257062/440527_FULLTEXT01.pdf?sequence=1)
- BYLIN, C., SCHAFFER, Z., GOEL, V., ROBINSON, D., CAMPOS, A. D., & BORENSZTEIN, F. (2010). "Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy". *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Rio de Janeiro.
- CATAPULT. (2023). *Offshore Renewable Energy - Wind Farm Costs*. Acesso em 02 de Outubro de 2023, disponível em <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- CLIMATE TRANSPARENCY. (2022). Climate Transparency Report. *Comparing G20 Climate Action - Brazil*. Acesso em 10 de Dezembro de 2023, disponível em <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2022/10/CT2022-Brazil-Web.pdf>
- CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). (2007). *Resolução 382 / 2006*. Acesso em 26 de Setembro de 2023, disponível em Diário Oficial da União: <https://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/MMA/RE0382-261206.PDF>

- CUSTÓDIO, R. S. (2009). *Energia eólica para produção de energia elétrica*. Eletrobrás.
- DORNELLAS, D. L., & QUILELLI, J. V. (2017). Características e aplicações do posicionamento dinâmico no apoio marítimo. Rio de Janeiro, RJ. Acesso em 02 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.redebim.dphdm.mar.mil.br/vinculos/00001a/00001aa1.pdf>
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). (2020). Precos de gás natural nos mercados nacional e internacional - Horizonte 2020-2023. Rio de Janeiro, RJ. Acesso em 25 de Setembro de 2023, disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Pre%C3%A7os%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA (EPE). (Fevereiro de 2021). Planejamento da geração - Geração Eólica e Fotovoltaica. *Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Acesso em 03 de Dezembro de 2023, disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-558/NT-EPE-DEE-011-2021\\_EOL%20e%20UFV%20-%20Entrada%20para%20modelos.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-558/NT-EPE-DEE-011-2021_EOL%20e%20UFV%20-%20Entrada%20para%20modelos.pdf)
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2022). Balanço Energético Nacional 2021. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Acesso em 10 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>
- EPBR. (2022). *Maior parque eólico flutuante do mundo começa a gerar energia na Noruega*. Acesso em 12 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://epbr.com.br/maior-parque-eolico-flutuante-do-mundo-comeca-a-gerar-energia-na-noruega/>

- FERREIRA, A. B., TAPAJÓZ, L. D., TAKEMOTO, A. Y., LOUREIRO, L. N., KAUFMANN, C., RIBEIRO, L. D., & VALE, O. (2022). "Redução de emissões em plataformas de petróleo e gás através da utilização do conceito all electric". *Proceedings of the Rio Oil & Gas Expo and Conference*. Rio de Janeiro: IBP. doi:<https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2022.396>
- GONÇALVES, J. R. (2015). *Análise do aproveitamento de resíduos térmicos em um FPSO através do ciclo Rankine orgânico*. Trabalho de conclusão de curso, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- GONZALEZ-SALAZAR, M., KLOSSEK, J., DUBUCQ, P., & PUNDE, T. (2022). "Portfolio optimization in district heating: Merit order or mixed integer linear programming?" *Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126277>
- HALTTUNEN, K., SLADE, R., & STAFELL, I. (2023). "Diversify or die: strategy options for all majors in the sustainable energy transition". *Energy Research & Social Science*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103253>
- HEATH, G., & NICHOLSON, S. (Setembro de 2022). Life Cycle Emissions Factors for Electricity Generation Technologies. Golden, Colorado, USA. doi:10.7799/1819907
- IEA. (2022). *Norway 2022*. Acesso em 11 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.iea.org/reports/norway-2022>
- IPCC. (2018). Summary for Policymakers. *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change*. (C. U. Press, Ed.) Cambridge, Reino Unido. Acesso em 15 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://doi.org/10.1017/9781009157940.001>.
- KHARRAZI, A., MASAHIRO, S., MASARU, Y., NAKAYAMA, H., YU, Y., & KRAINES, S. (2015). "Examining the resilience of national energy systems: Measurements of diversity in production-based and consumption-based electricity in the globalization of trade networks". (Elsevier, Ed.) *Energy Policy*. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.019>



- LIMA, K. M. (Abril de 2014). *Controle de uma turbina a gás aeroderivada aplicada na propulsão de navios*. Dissertação de M.Sc, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.  
Fonte: <http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2014-1/2014040101-2014040101/file>
- LU, H., GUO, L., & ZHANG, Y. (2019). "Oil and gas companies's low-carbon emission transition to integrated energy companies". *Science of the total environment*, pp. 1202-1209. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.06.014>
- MAZZETTI, M. J., NESKÅ, P., WALNUM, H. T., & HEMMINGSEN, A. K. (2014). Energy-Efficient Technologies for Reduction of Offshore CO2 Emmissions. *Offshore Technology Conference*, (pp. 89-95). Houston.
- MC KINSEY & COMPANY. (2019). *Toward a net-zero future: Decarbonizing upstream oil and gas operations*. Acesso em 18 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/toward-a-net-zero-future-decarbonizing-upstream-oil-and-gas-operations>
- MC KINSEY & COMPANY. (2020). *The future is now: How oil and gas companies can decarbonize*. Acesso em 12 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize#/>
- MC KINSEY ENERGY INSIGHTS. (2023). *API Gravity*. Acesso em 09 de Dezembro de 2023, disponível em <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/api-gravity/>
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). (2021). *Resolução 501/2021*. Acesso em 09 de Janeiro de 2024, disponível em [http://conama.mma.gov.br/index.php?option=com\\_sisconama&task=arquivo.download&id=811](http://conama.mma.gov.br/index.php?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=811)
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. (2023). *Resolução CONAMA 382/2006: eficiência energética com responsabilidade ambiental*. Acesso em 06 de Janeiro de 2024, disponível em <https://www.gov.br/mma/pt-br/noticias/resolucao-conama-382-2006-eficiencia-energetica-com-responsabilidade-ambiental>

- MORAN, M. J., & SHAPIRO, H. N. (2006). *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. West Sussex: John Wiley & Sons.
- MORGUNOVA, M., & SHATON, K. (Julho de 2022). "The role of incumbents in energy transitions: Investigating the perceptions and strategies of the oil and gas industry". *Energy Research & Social Science, Volume 89*.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102573>
- NAÇÕES UNIDAS. (2015). *Acordo de Paris sobre o clima*. Acesso em 17 de Janeiro de 2024, disponível em <https://brasil.un.org/pt-br/88191-acordo-de-paris-sobre-o-clima>
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). (2020). *Offshore Wind Turbine Documentatoin*. Acesso em 06 de Agosto de 2023, disponível em 2020ATB\_NREL\_Reference\_15MW\_240: [https://nrel.github.io/turbine-models/2020ATB\\_NREL\\_Reference\\_15MW\\_240.html](https://nrel.github.io/turbine-models/2020ATB_NREL_Reference_15MW_240.html)
- NEIL N. DAVIS, J. B. (Agosto de 2023). "The Global Wind Atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application". *Bulletin of the American Meteorological Society*, 104(8), E1507-E1525.  
doi:<https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0075.1>
- NGUYEN, T.-V., BARBOSA, Y. M., SILVA, J. A., & JUNIOR, S. D. (2019). "A novel methodology for the design and optimisation of oil and gas offshore platforms". *Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.164>
- NONG, D., SIMSHAUSER, P., & NGUYEN, D. B. (2021). "Greenhouse gas emissions vs CO2 emissions: Comparative analysis of a global carbon tax". *Applied Energy*. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117223>
- OFFSHORE MAGAZINE. (Abril de 2023). *Norway approves power from shore for North Sea Yggdrasil project*. Acesso em 12 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.offshore-mag.com/regional-reports/north-sea-europe/article/14292313/norway-approves-power-from-shore-for-north-sea-yggdrasil-project>
- OGCI. (2023). *Oil and Gas Climate Initiative*. Fonte: <https://www.ogci.com/>

- PEREIRA, J. A., JESUS, J. D., & CARVALHO, E. A. (Setembro de 2015). "Caracterização dos Sistemas de Geração Elétrica dos FPSOs em Operação no Brasil". *ENGEVISTA*, 433-443. Fonte: <https://periodicos.uff.br/engevista/article/download/9037/6509>
- RIBOLDI, L., & NORD, L. O. (2017). "Concepts for lifetime efficient supply of power and heat to offshore installations in the North Sea". *Energy Conversion and Management*, 148, 860-875. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.048>
- RIBOLDI, L., VÖLLER, S., KORPÅS, M., & NORD, L. (2019). "An Integrated Assessment of the Environmental and Economic Impact of Offshore Oil Platform Electrification". *Energies*, 12(2114). doi:10.3390/en12112114
- ROCHEDO, P. R. (2021). Notas de Aula - Fundamentos de economia e finanças para energia e meio ambiente. Rio de Janeiro, RJ, Brasi.
- SIEMENS. (Janeiro de 2012). Gas Turbine Overview. Rio de Janeiro, RJ, Brazil.
- SIEMENS. (2015). SGT-750 Gas Turbine Brochure. Erlangen, Germany.
- SIEMENS ENERGY. (2023). *Siemens Energy Plant Performance Estimation Program*. São Paulo.
- SIEMENS ENERGY. (2024). *SGT-750 gas turbines*. Fonte: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt-750.html#accordion-665c4f1bf6-item-102d6af7a3>
- SILVA, A. J. (2019). *Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério*. Dissertação de M.Sc, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Acesso em 10 de Fevereiro de 2024, disponível em [https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Dissert\\_AJVCSilva.pdf](https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Dissert_AJVCSilva.pdf)
- STATISTA. (2023). *Industrial electricity price in Brazil from January 2019 to March 2023*. Acesso em 30 de Agosto de 2023, disponível em <https://www.statista.com/statistics/1173609/brazil-monthly-industrial-electricity-price/>

STATISTA. (8 de Agosto de 2023). *Statista*. Fonte: Industrial electricity price in Brazil from January 2019 to March 2023:

<https://www.statista.com/statistics/1173609/brazil-monthly-industrial-electricity-price/>

SZKLO, A., & SCHAEFFER, R. (2021). *Notas de aula - Tecnologia da Energia*. (COPPE/PPE/UFRJ, Ed.) Rio de Janeiro.

THE RESEARCH COUNCIL OF NORWAY. (2022). *OG21 - A new chapter - Oil and gas for the 21st century*. Acesso em 06 de Fevereiro de 2024, disponível em <https://www.og21.no/strategi-og-analyser/og21-strategien-2021/>

THE RESEARCH COUNCIL OF NORWAY. (2024). *TG1 technology priority table - Environment and GHGs*. Fonte: <https://www.og21.no/siteassets/figurer-og21-strategi-2021/tg1---teknologitabell.pdf>

THIBAUT, E., & LEFORGEAIS, B. (2015). "Selection of power from shore for an offshore oil and gas development". *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, 21. doi:10.1109/TIA.2014.2345440

THOMAS, J. E. (2001). *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência.

TRADING ECONOMICS. (02 de Dezembro de 2023). *EU Carbon Permits*. Fonte: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (2020). *Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies*. Energy Information Administration. Washington: U.S. Energy Information Administration. Acesso em 20 de Dezembro de 2023, disponível em [https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital\\_cost\\_AEO2020.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf)

VIDOZA, J., ANDREASEN, J. G., HAGLIND, F., REIS, M., & GALLO, W. (2019). "Design and optimization of power hubs". *Energy*, 656-666. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.022>

- WANG, Y., & SUN, T. (Janeiro de 2012). "Life cycle assessment of CO2 emissions from wind power plants: methodology and case studies". *Renewable Energy*, 43, pp. pp.35, table 7. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.12.017>
- WYLLIE, P. B., TANG, Y., RAN, L., & YU, J. (2015). "Low Frequency AC Transmission - Elements of a design for wind farm connection". *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*. Birmingham: IEEE. doi:[10.1049/cp.2015.0051](https://doi.org/10.1049/cp.2015.0051)
- ZHANG, Q., ZHANG, H., YAN, Y., YAN, J., HE, J., LI, Z., . . . LIANG, Y. (2021). "Sustainable and clean oilfield development: How access to wind power can make offshore platforms more sustainable with production stability". *Journal of Cleaner Production*, 294. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126225>
- ZHOU, B., ZHANG, Z., LI, G., YANG, D., & SANTOS, M. (2023). "Review of the key technologies for offshore floating wind power generation". *Energies*, 16. doi:<https://doi.org/10.3390/en16020710>