

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

SABRINA RODRIGUES DOS SANTOS

**ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE
ENERGIA DE ONDAS
ESTUDO DE CASO: PEREGRINO - CABO FRIO (RJ)**

CURITIBA

2022

SABRINA RODRIGUES DOS SANTOS

**ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE
ENERGIA DE ONDAS
ESTUDO DE CASO: PEREGRINO - CABO FRIO (RJ)**

Projeto apresentado ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis e Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Pereira Cantão

CURITIBA

2022

RESUMO

Eventos recentes no mundo como a Covid-19, o conflito Ucrânia e Rússia e estiagens no mundo, mostraram mais uma vez a dependência energética de combustíveis fósseis que o mundo moderno enfrenta, sendo que 84,3% da energia consumida no mundo provém dessas fontes. Com isso, os países que se comprometeram com reduções de gases do efeito estufa – GEE, estão em uma corrida contra o tempo para implementar fontes alternativas de energias que emitam menos poluentes. Sendo a indústria petrolífera também a maior emissora de GEE, produzindo 89% das emissões mundiais, as companhias do setor têm estudado maneiras de reduzir as emissões em suas plataformas. Uma das opções estudadas é a eletrificação das plataformas por meio de uso de energias renováveis como fonte de abastecimento. Na Noruega, estudos mostram que se todas as plataformas forem eletrificadas, a redução na emissão de CO₂ pode chegar até 84% no país. Contudo, as fontes renováveis mais estudadas pelas companhias se limitam a energia solar e eólica *offshore*, por serem tecnologias mais conhecidas. Outras fontes mais compatíveis com o setor poderiam ser utilizadas, como a energia das ondas, que é uma fonte de energia constante e mais previsível que a solar e a eólica. No entanto, a evolução nas tecnologias para a extração de energia através das ondas é pequena, pois em sua maioria são realizados por universidade e laboratórios, os quais não tem material e mão de obra especializada para acessar as áreas com maior potencial energético. Desta forma, Como forma de fomentar outras fontes mais confiáveis e constantes e aproveitar a tecnologia existente no setor petrolífero, sugeriu-se a eletrificação das plataformas utilizando a energia das ondas como fonte principal. Para o estudo de caso apresentado neste trabalho, o potencial energético de 17,36 kW/m na região do campo Peregrino (RJ/Brasil) apontou ser uma fonte viável para o abastecimento de quatro plataformas, ainda colaborando com a redução em no mínimo 100.000 tCO₂.

Palavras-chave: Eletrificação. Plataformas *offshore*. Energia das ondas. Campo Peregrino. GEE.

ABSTRACT

Recent events in the world such as Covid-19, the Ukraine-Russia conflict, and droughts around the world have shown once again the energy dependence on fossil fuels that the modern world faces, with 84.3% of the energy consumed in the world coming from these sources. With this, the countries that have committed themselves to greenhouse gas (GHG) reductions are in a race against time to implement alternative energy sources that emit less pollutants. Since the oil industry is also the largest emitter of GHG, producing 89% of global emissions, companies in the sector have been studying ways to reduce emissions on their platforms. One of the options being studied is the electrification of the platforms using renewable energy as a source of supply. In Norway, studies show that if all platforms are electrified, the reduction in CO₂ emissions can reach up to 84% in the country. However, the renewable sources most studied by the companies are limited to solar and offshore wind energy, because they are the best-known technologies. Other sources more compatible with the sector could be used, such as wave energy, which is a constant and more predictable source of energy than solar and wind. However, the evolution in technologies for the extraction of energy through waves is small, because most of them are performed by universities and laboratories, which lack the material and specialized manpower to access the areas with the greatest energy potential. In this way, to promote other more reliable and constant sources and take advantage of the existing technology in the petroleum sector, the electrification of the platforms using wave energy as the main source was suggested. For the case study presented in this work, the energy potential of 17.36 kW/m in the region of the Peregrino field (RJ/Brazil) pointed out to be a viable source for the supply of four platforms, still collaborating with the reduction of at least 100,000 tCO₂.

Keywords: Electrification. Offshore platforms. Wave energy. Peregrino Field. GHG.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Localização das instalações.	13
Figura 2 – Distribuição por instalação no Pré-Sal.	14
Figura 3 – Distribuição por instalação no Pós-Sal.....	15
Figura 4 – Plataformas operantes em território brasileiro.....	16
Figura 5 – Plataforma Fixa e Plataforma fixa de Mexilhão.	17
Figura 6 – Plataforma Autoelevável (esq.) e Plataforma Autoelevável P-59 (dir.).	18
Figura 7 – Plataforma Semissubmersível e Plataforma Semissubmersível P-10.	19
Figura 8 – Plataforma Semissubmersível P-55.....	19
Figura 9 – Plataforma FPSO e Plataforma FPSO Cidade de Paraty.....	20
Figura 10 – Plataforma FPSO Monocoluna e Plataforma FPSO Monocoluna Sevan Piranema.	21
Figura 11 – Plataforma TLWP e Plataforma TLWP P-61.	22
Figura 12 – Plataforma Navio-Sonda (esq.) e Plataforma Navio-sonda NS-16 (dir.).....	23
Figura 13 – Detalhe da sonda da Plataforma NS-21.....	23
Figura 14 – Fase 1 do Plano de Desenvolvimento do Campo Peregrino.	25
Figura 15 – Plataforma Fixa Peregrino A.	25
Figura 16 – Plataforma Fixa Peregrino B.	26
Figura 17 – Plataforma FPSO Peregrino.	26
Figura 18 – Plataforma Fixa Peregrino C.....	27
Figura 19 – Localização do Campo Peregrino, Bacia de Campos.	28
Figura 20 – Localização das Plataformas operantes no Campo Peregrino.	29
Figura 21 – Emissões de CO ₂ na produção de petróleo e gás natural.....	31
Figura 22 – Emissões de CH ₄ na produção de petróleo e gás natural.	32
Figura 23 – Emissões de gases do efeito estufa por região.....	33
Figura 24 – Queima de gás no Campo Peregrino.....	34
Figura 25 – Sistema de funcionamento de uma plataforma de petróleo e gás.....	36
Figura 26 – Diagrama de sistema elétrico de uma plataforma Fixa comum.	37

Figura 27 – Diagrama do sistema elétrico de uma plataforma tipo FPSO.	38
Figura 28 – Projetos nacionais de eletrificação de plataformas já existentes (<i>brownfields</i>). ...	42
Figura 29 – Projetos nacionais de eletrificação de novas plataformas (<i>greenfields</i>).	43
Figura 30 – Diagrama de eletrificação de campos e plataformas <i>offshore</i> na Noruega.	45
Figura 31 – Diagrama de eletrificação a partir do parque eólico Hywind Tampen na Noruega.	46
Figura 32 – Esquema do Sistema 1.	47
Figura 33 – Esquema do Sistema 2.	47
Figura 34 – Definição dos parâmetros de uma onda senoidal.	51
Figura 35 – Variações de ondas em águas rasas: empolamento e quebra de onda.	52
Figura 36 – Variações de ondas em águas rasas: atrito no leito marinho.	53
Figura 37 – Variações de ondas em águas rasas: refração por concentração.	53
Figura 38 – Variações de ondas em águas rasas: refração por dispersão.	53
Figura 39 – Movimento das partículas de água.	55
Figura 40 – Distribuição anual global de energia das ondas.	58
Figura 41 – Fluxo médio anual de densidade de energia das ondas (kW/m em águas profundas).	59
Figura 42 – Potencial energético na região oceânica no Rio de Janeiro.	61
Figura 43 – Classificação dos conversores de energia das ondas.	62
Figura 44 – Funcionamento de um conversor de ondas por coluna – OWC.	63
Figura 45 – Processo de conversão de energia através do OWC.	64
Figura 46 – Diagrama simples de um conversor de sobreposição.	64
Figura 47 – Diagrama simples de um conversor de sistema de corpo oscilante.	65
Figura 48 – Diagrama de uma ilha de rede para regiões de difícil acesso.	66
Figura 49 – Localização dos pontos A, B e C.	67
Figura 50 – Localização da boia 4.	68
Figura 51 – Distância entre o ponto A e C.	68
Figura 52 – Localização da plataforma Peregrino da costa.	69
Figura 53 – Características das ondas no ponto B.	71

Figura 54 – Método 1: altura significativa no ponto C.	72
Figura 55 – Método 1: período significativo no ponto C.	72
Figura 56 – Distância geográfica em metros entre o ponto B e C.	73
Figura 57 – Coordenadas UTM no ponto B.	74
Figura 58 – Coordenadas UTM no ponto C.	74
Figura 59 – Potencial energético das ondas no ponto C.....	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados das Plataformas Peregrino (coordenadas em graus decimais).	28
Tabela 2 – Potencial global teórico para a energia das ondas por região.	57
Tabela 3 – Potencial energético oceânico por estado brasileiro.	60
Tabela 4 – Localização dos pontos A, B e C.	67
Tabela 5 – Alturas significativas médias anuais (em metros).	70
Tabela 6 - Períodos significativos médios anuais (em segundos).	70
Tabela 7 – Médias da altura e períodos significativos captados pela boia RJ-4.	70
Tabela 8 – Médias dos parâmetros físicos do oceano no ponto B.	71
Tabela 9 – Médias de HS (m) e TS (s).	75
Tabela 10 – Potencial energético através dos métodos 1 e 2.	75
Tabela 11 – Dados de entrada.	77
Tabela 12 – Eficiência dos conversores.	78

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
1.1. JUSTIFICATIVA.....	11
1.2. HIPÓTESE.....	12
1.3. OBJETIVO.....	12
2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	13
2.1. TECNOLOGIAS E PLATAFORMAS DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i>	16
2.1.1. Campo e Plataformas Peregrino.....	24
2.2. EMISSÃO DE GEE NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS.....	29
2.2.1. Nas Fases de Exploração e Produção.....	29
2.2.2. Emissões de GEE no Campo Peregrino.....	33
2.3. CONSUMO DE ENERGIA NAS PLATAFORMAS.....	34
2.3.1. Consumo de Energia no Campo Peregrino	38
3. ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS <i>OFFSHORE</i>.....	40
3.1. NO MUNDO.....	41
3.2. NO BRASIL.....	48
4. ENERGIA DAS ONDAS	50
4.1. DEFINIÇÃO DE ONDAS OCEÂNICAS	50
4.2. PROPRIEDADES DAS ONDAS OCEÂNICAS	54
4.2.1. Potencial energético no mundo	57
4.2.2. Potencial energético no Brasil	59
4.2.3. Potencial energético no Rio de Janeiro	60
4.3. TECNOLOGIAS EXISTENTES	61
4.3.1. Conversores de colunas de águas oscilantes – OWCs	62
4.3.2. Conversores de Sobreposição (<i>Overtopping</i>).....	64
4.3.3. Sistemas de Corpo Oscilante	64
4.3.4. Transmissão da energia elétrica.....	66
5. METODOLOGIA E PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL.....	67
5.1. REGIÃO A SER ESTUDADA.....	67
5.2. PARÂMETROS DO OCEANO NOS TRÊS PONTOS	69
5.2.1. Ponto A.....	69
5.2.2. Ponto B.....	71
5.2.3. Ponto C	71
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO	77

7. CONCLUSÕES	79
7.1. SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	80
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81

1. INTRODUÇÃO

Eventos recentes no Brasil e no mundo, como a COVID-19 e o conflito entre Ucrânia e Rússia, mais uma vez mostraram como ainda estamos longe da independência energética dos combustíveis fósseis. Os combustíveis fósseis têm alimentado as economias há mais de 150 anos e atualmente fornecem 84% da energia mundial (EESI, 2020), o que vai na contramão dos acordos governamentais de reduzir a emissão de gases do efeito estufa e por consequência a temperatura média da Terra, já que representa 89% das emissões globais de CO₂ (CLIENTEARTH, 2022).

Por conta disso, já se tornou corrida contra o tempo o uso mais efetivo de energias renováveis no mundo inteiro como fonte primária de energia elétrica. Apesar do aumento crescente do uso de fontes renováveis (solar e eólica principalmente) nos últimos anos, a energia consumida no mundo a partir de fontes renováveis ainda só representa 11,4% (EESI, 2020).

Atualmente, em países onde a principal fonte energética provém de combustíveis fósseis, têm-se estudado como reduzir as emissões de GEE na indústria de óleo e gás através da eletrificação das plataformas *offshore* de petróleo. Por exemplo, na Noruega, o uso de combustível fóssil como principal fonte das turbinas geradoras de energia representa 84% das emissões de GEE no país, cerca de 11,5 milhões de toneladas de CO₂ (BENJAMINSEN, 2022).

No Brasil, o consumo de energia é suprido tanto por energia renovável (hidrelétricas) quanto por termelétricas. Nos últimos anos o Brasil tem enfrentado crises hídricas ocasionando o aumento do uso de termelétricas. Em 2021, dos 16.311 kWh consumidos 53% foram gerados a partir de combustíveis fósseis e os outros 46% foram gerados a partir de fontes renováveis (EESI, 2020).

Das fontes alternativas de energia, a energia das ondas é ainda pouco desenvolvida e não existem usinas comerciais instaladas no mundo. Alguns dos motivos que os pesquisadores enfrentam é a dificuldade de acessar áreas com altos potenciais energéticos e o alto custo de instalação e manutenção. Desta forma, o investimento por parte de companhias privadas é imprescindível.

Sabendo que a indústria petroleira teve uma receita de US\$5 trilhões em 2022 (MCCLAY, 2022) e com as principais companhias do setor se comprometendo com a redução nas emissões de GEE, o investimento em energias de matriz oceânica como fonte de energia para as plataformas ajudaria no avanço tecnológico da matriz.

O Brasil é o país com maior potencial de recursos naturais do mundo possuindo uma boa localização geográfica, sendo possível a geração de energia elétrica através de inúmeras fontes, desde não renováveis até as renováveis.

A costa brasileira possui aproximadamente 8,5 milhões de quilômetros quadrados e nos últimos 20 anos a extração de petróleo e gás natural cresceu muito. Com isso, investidores internacionais se interessaram pela tecnologia desenvolvida no Brasil para a exploração de petróleo em águas profundas do Pré-Sal brasileiro.

Apesar do Brasil estar crescendo em produção e exploração de óleo e gás natural, isso vai contra os acordos internacionais de redução de emissão de gases do efeito estufa etc.

O país ainda possui disponibilidade de recursos naturais que favorecem uso de energias renováveis e menos agressivas ao meio ambiente, é inevitável pensar que esses recursos não estão sendo utilizados de maneira efetiva como alternativa ao uso de combustíveis fósseis.

Desta maneira, a fim de reduzir a emissão de GEE é necessário fomentar a pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias para a matriz energética oceânica a partir dos conhecimentos técnicos da indústria petroléira *offshore* já existentes.

1.1. JUSTIFICATIVA

A energia das ondas é a fonte renovável menos utilizada no mundo por possuir alto custo de instalação e, por ser instalada em um ambiente pouco favorável ao acesso humano, ainda enfrenta barreiras no desenvolvimento de tecnologias mais interessantes financeiramente. Por outro lado, a indústria de óleo e gás *offshore* já possui tecnologia para a exploração desses recursos em regiões de águas profundas e longe da costa há anos, tecnologia que poderia ser aproveitada e adaptada para a extração de energia através ondas.

Dado o potencial energético do oceano, que pode suprir a demanda energética mundial, se faz necessário que esse tipo de energia tenha mais atenção. Estudos recentes ainda mostram que além de ser uma fonte de energia confiável e constante, sua utilização pode contribuir consideravelmente na redução de emissão de GEE. De acordo com Hoegh-Guldberg *et al.* (2019), a implementação dessa fonte energética poderia reduzir as emissões de GEE em aproximadamente 4 bilhões de toneladas de CO₂ até 2030 em escala mundial e se utilizada de forma contínua, poderia reduzir mais

de 11 bilhões de toneladas de CO₂. Hoegh-Guldberg *et al.* (2019) ainda mencionam que o volume de emissões reduzidos pela energia oceânica é o equivalente ao volume anual de emissões de CO₂ de todas as usinas a carvão do mundo.

Com base nessas informações e sabendo-se que a indústria petroquímica é uma das principais responsáveis pelas altas emissões de GEE durante os seus vários processos, seria interessante o uso da energia das ondas como uma fonte renovável alternativa à queima de óleo para a geração de energia elétrica durante o processo de refino deles ainda na plataforma de extração e exploração.

1.2. HIPÓTESE

É possível e viável substituir o uso de combustível fóssil na extração e produção de óleo e gás por energia elétrica gerada a partir das ondas na costa do Rio de Janeiro.

O trabalho visa mostrar que essa hipótese é verdadeira a partir da análise do potencial energético do oceano na costa do Rio de Janeiro e a capacidade de instalação e de energia gerada de uma usina instalada na região do campo Peregrino. Os custos de instalação serão estimados a partir de tecnologias existentes.

1.3. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica da geração de energia elétrica a partir das ondas no litoral do Rio de Janeiro a fim de suprir a demanda energética de plataformas exploradoras de petróleo na região. Para o presente trabalho, como estudo de caso, foi utilizado a plataforma de Peregrino, localizada a 85 km de Cabo Frio, Rio de Janeiro, Brasil.

2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

O Brasil tem se tornado referência mundial em exploração de petróleo e gás natural em águas profundas a partir das descobertas de reservas desses hidrocarbonetos em áreas do Pré-Sal.

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2021), o país possui atualmente 29 bacias sedimentares dispostas em uma área de 7,175 milhões de km² (ANP, 2020). Apesar de apenas uma parte desta área ser destinada à exploração e produção de petróleo e gás, o Brasil chegou a produzir 2.520 MMbbl/dia de petróleo e 115 MMm³/d de gás natural em 2022, sendo que 97% da produção total de petróleo foi em ambiente marítimo (*offshore*) – incluindo operações em ambientes em Pós-Sal Mar e Pré-Sal – e os 3% restantes são referentes à produção em território terrestre (*onshore*). A produção de gás natural também se deu em sua maioria em ambiente marinho, representada por 83% contra 17% de produção no continente (ANP, 2020).

A Figura 1 mostra a localização das instalações de exploração de petróleo e gás natural distribuídas pelo Brasil, em 18 estados. A maior concentração dessas operações está localizada no litoral da Região Sudeste, onde aconteceu a primeira descoberta de hidrocarbonetos na região do Pré-Sal.

Figura 1 – Localização das instalações.

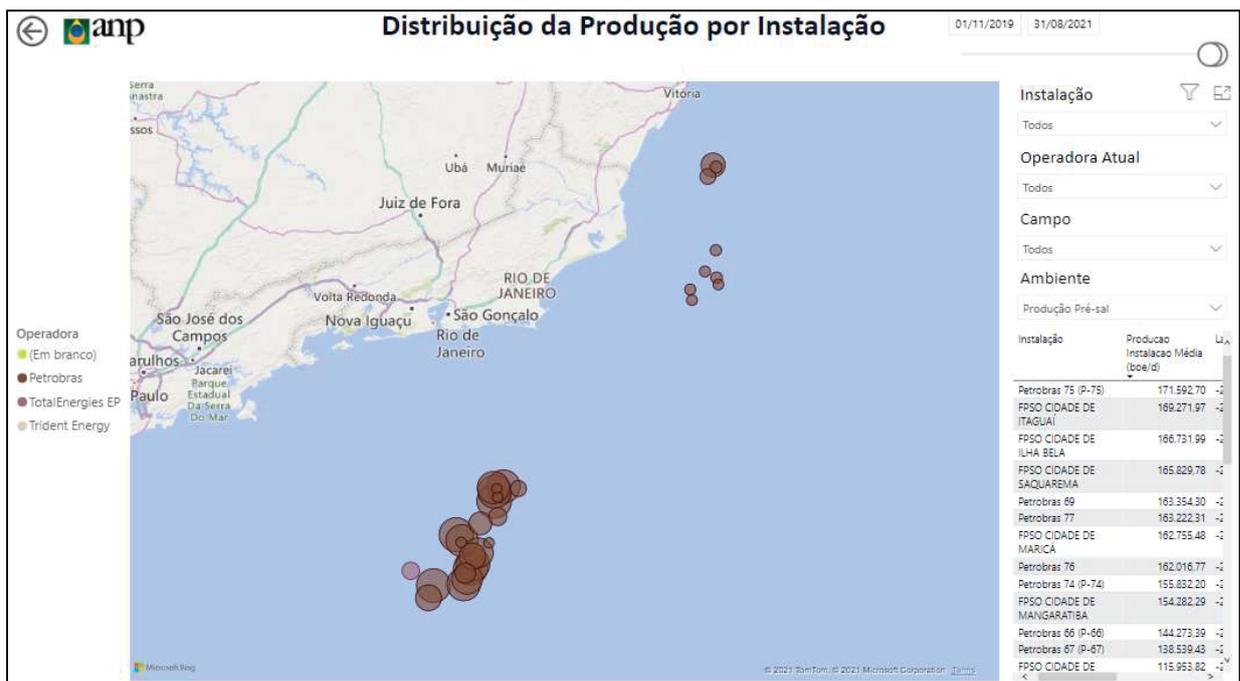


Fonte: ANP (2021).

As operações *offshore* no Brasil ainda se dividem em dois grupos, o Pós-Sal e o Pré-Sal. Fogaça (2020) definiu Pós-Sal como a camada com profundidade de 2.000 a 3.000 metros, seguida pela camada geológica de sal que se encontra entre 3.000 e 5.000 metros de profundidade e o Pré-Sal como a camada que possui uma profundidade superior a 5.000 metros. O Pré-Sal foi identificado na região marinha localizada entre os Estados brasileiros de Santa Catarina e Espírito Santo, como mostrado na Figura 2.

De acordo com dados fornecidos pela ANP (2021c), a maior operadora na região do Pré-Sal é a Petrobras, como mostrado na Figura 2. Com produções diárias médias superiores a 150.000 boe (barris de óleo equivalente) na maioria de suas instalações.

Figura 2 – Distribuição por instalação no Pré-Sal.



Fonte: ANP (2021).

Para as regiões de Pós-Sal, a Petrobras ainda é detentora da maioria das operações no Brasil como apresentado na Figura 3, produzindo cerca de 30.000 boe por dia por cada instalação (ANP, 2021).

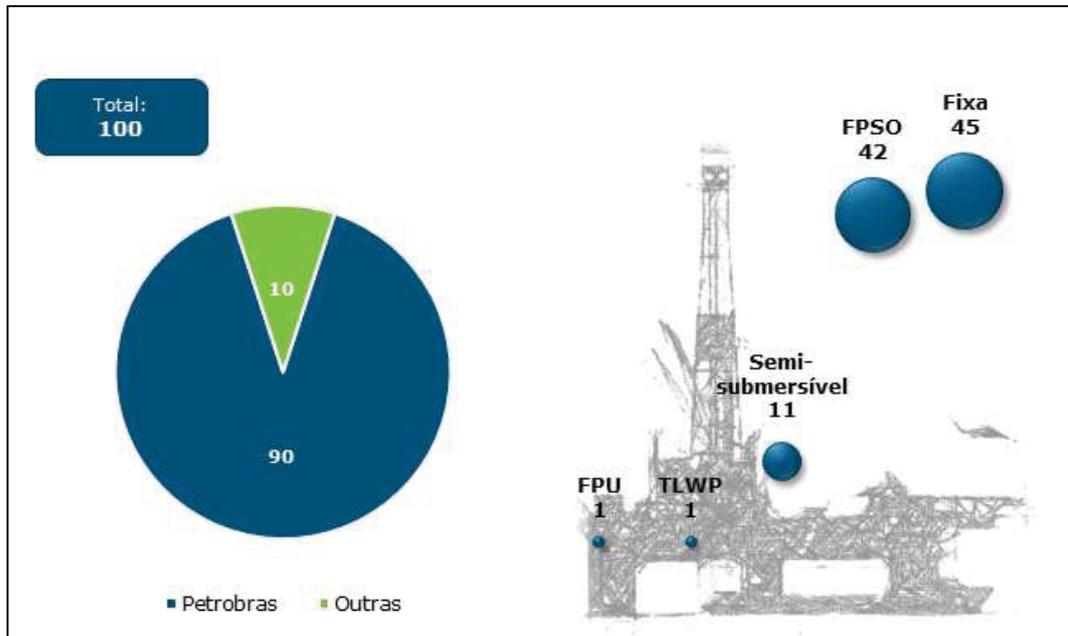
Figura 3 – Distribuição por instalação no Pós-Sal.



Fonte: ANP (2021c).

Em 2019, o Brasil possuía 100 plataformas *offshore* ativas, sendo elas dos tipos FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), Fixa, Semissubmersível, TLWP (*Tension Leg Well Platform*) e FPU (*Floating Production Unit*) como mostrado na Figura 4. Destas 100 plataformas, 90 eram operadas pela Petrobras e o restante por outras companhias, tanto nacionais quanto estrangeiras (IBP, 2020).

Figura 4 – Plataformas operantes em território brasileiro.



Fonte: IBP (2020).

2.1. TECNOLOGIAS E PLATAFORMAS DE PETRÓLEO OFFSHORE

Segundo a Petrobras (2021a), as plataformas existentes podem ser separadas primeiramente por etapa do processo (extração, produção ou a combinação de ambos os processos). No caso da plataforma de extração, o produto apenas é extraído da reserva e a separação do material não é feita no local e sim na refinaria localizada no continente. Já na plataforma de produção, o petróleo é extraído e a separação dos materiais (óleo, água e gás) é realizada na plataforma mesmo. Por final, no terceiro tipo de plataforma, tanto a extração quanto a produção dos materiais podem ser realizadas.

Como mencionado anteriormente, a maioria das plataformas operantes no Brasil são do tipo “Fixa” e grande parte delas é operada pela Petrobras. Ainda de acordo com a Petrobras (2021a), existem 7 tipos de plataformas ativas na costa brasileira: Fixa Autoelevável, Semissubmersível, FPSO, FPSO Monocoluna, TLWP e Navio-Sonda.

A plataforma do tipo Fixa é mais utilizada para exploração em águas de baixa profundidade, sendo indicadas para até 300 metros. A sua estrutura é rígida e sua fixação é feita no fundo do mar através de um sistema de fundação de estacas cravadas como mostrada na Figura 5 (PETROBRAS, 2021a).

Figura 5 – Plataforma Fixa e Plataforma fixa de Mexilhão.



Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Souza (2021a, dir.).

Esta categoria de plataforma pode atuar tanto na etapa de perfuração como na de produção e o controle dos poços é realizado na superfície. A plataforma Fixa não possui sistema de armazenamento e o escoamento do óleo produzido é feita por oleodutos. É a plataforma mais utilizada por ser de fácil instalação e permite que o monitoramento das atividades seja feito em salas de monitoramento superfície terrestre (PETROBRAS, 2021a). Um dos exemplos desse tipo de plataforma é a Plataforma Fixa de Mexilhão na Bacia de Santos, como mostrado na Figura 6.

As plataformas autoeleváveis, também conhecidas como autoelevatórias ou ainda *jack-up*, são utilizadas para a perfuração em águas rasas com profundidade de até 150 metros. A sua estrutura é composta por pernas autoeleváveis de tamanhos variados e uma balsa, como mostrado na Figura 6. A estrutura é assentada no leito marinho através de um mecanismo de propulsão própria (PETROBRAS, 2021a).

Figura 6 – Plataforma Autoelevável (esq.) e Plataforma Autoelevável P-59 (dir.).



Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Silva (2021, dir.).

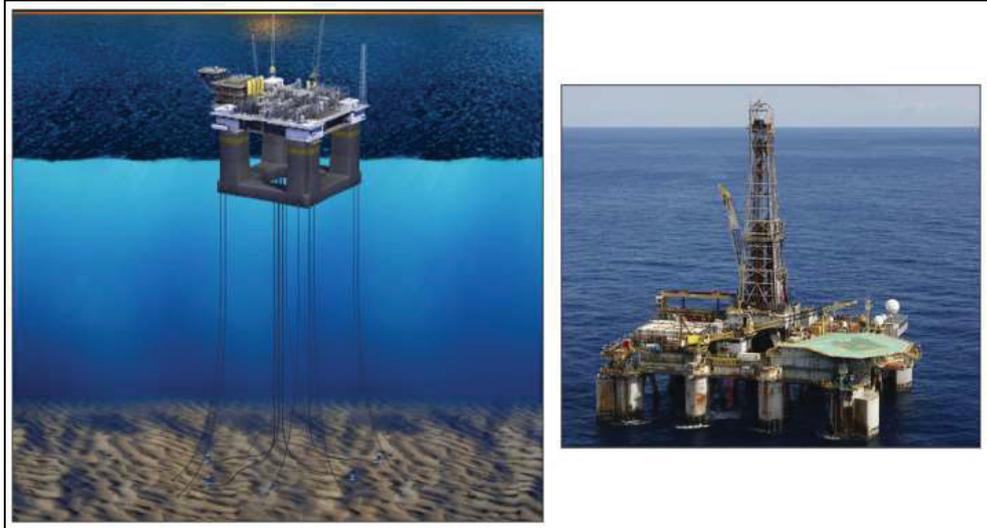
No entanto, esse tipo de plataforma não é destinado para a produção e não possui capacidade de armazenamento tampouco escoamento da produção de petróleo. A vantagem para esta categoria é que, por ser uma estrutura mais simplificada, ela pode ser facilmente movimentada de uma locação para outra. Um exemplo real deste tipo de plataforma é a P-59, Figura 6. A P-59 estava instalada na costa do Espírito Santo e sua estrutura é formada por um casco de 11 mil toneladas e pernas retráteis de 145 metros, sendo resistente a altas temperaturas e altas pressões (PETROBRAS, 2021a).

As plataformas semissubmersíveis são estruturas flutuantes destinadas tanto à perfuração de poços quanto produção de petróleo em profundidades elevadas, com mais de 2.000 metros de altura. A unidade é composta por um ou mais conveses, os quais são apoiados por colunas em flutuadores submersos. No fundo do mar, Figura 7, a ancoragem é feita por um sistema composto de âncoras, cabos e correntes. A plataforma possui um sistema de posicionamento dinâmico com propulsores instalados nos cascos, os quais oferecem estabilidade de forma controlada para a plataforma (PETROBRAS, 2021a).

Nesta categoria de plataformas, o controle dos poços é realizado no fundo do mar e não possui capacidade de armazenamento de produtos. O escoamento do petróleo é feito por oleodutos ou armazenagem em navios com descarga em terminais. A Figura 7 e a Figura 8 são exemplos de plataformas semissubmersíveis de perfuração P-10 e produção P-55 respectivamente. A P-10 está atualmente instalada no campo de Uruguá, na Bacia de Santos (PETROBRAS, 2021a). Já a P-55, é a maior plataforma

desse tipo no Brasil e uma das maiores do mundo. Está atualmente operando no campo de Roncador, na Bacia de Campos e possui uma área de 10 mil m² e 52 mil toneladas (PETROBRAS, 2021a).

Figura 7 – Plataforma Semissubmersível e Plataforma Semissubmersível P-10.



Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Souza (2021b, dir.).

Figura 8 – Plataforma Semissubmersível P-55.



Fonte: Ceglinski (2021).

A plataforma do tipo FPSO é uma navio-plataforma capaz de produzir, armazenar e transferir petróleo (PETROBRAS, 2021a). Este modelo de plataforma,

Figura 9, possui um sistema de ancoragem moderno e seu uso é indicado para operações em áreas de grandes profundidades, acima de 2.000 metros de altura, assim como o Pré-Sal. A FPSO, é muito utilizada em áreas mais isoladas e que não possuem estruturas para a instalação de plataformas fixas (PETROBRAS, 2021b).

A FPSO não realiza atividades de perfuração, apenas a de produção de petróleo e o controle dos poços é feito no fundo do mar. Como o próprio nome diz, o navio-plataforma tem capacidade de armazenamento, o que é uma vantagem para operações longe da costa, pois a construção de oleodutos nessas condições é inviável. O escoamento da produção é feito através da ajuda de navios petroleiros, o óleo é transferido para esses navios, os quais descarregam o produto em terminais (PETROBRAS, 2021a).

Um dos exemplos de FPSO usados pela Petrobras (2021b) atualmente é a plataforma FPSO Cidade de Paraty, Figura 9, instalada no campo Lula Nordeste, na área de Pré-Sal da Bacia de Santos. Ancorado a 300 quilômetros da costa e a 2.120 metros de profundidade, esta plataforma chega a produzir diariamente 120 mil barris de óleo e 5 milhões de metros cúbicos de gás natural (PETROBRAS, 2021a).

Figura 9 – Plataforma FPSO e Plataforma FPSO Cidade de Paraty.

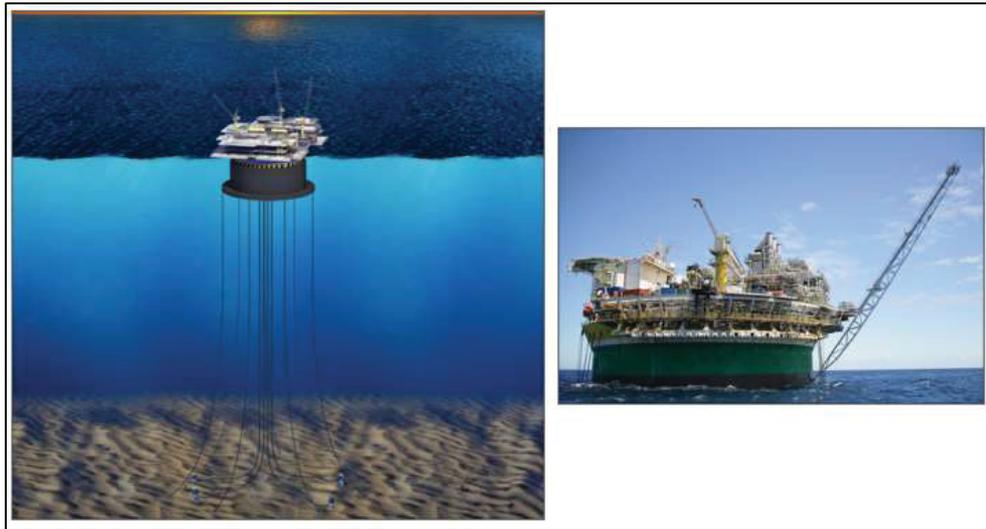


Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Faria (2021, dir.).

A FPSO Monocoluna possui as mesmas características da FPSO tradicional, o que a diferencia é que a FPSO Monocoluna possui o casco em formato cilíndrico. Esta estrutura cilíndrica, que é vazada, faz com que a plataforma tenha estabilidade superior

do que a FPSO comum, pois possibilita a entrada de água, assim reduzindo a movimentação provocada pelas ondas (Figura 10). A Petrobras ainda está desenvolvendo a Mono-BR para operações em águas ultraprofundas e com condições adversas (PETROBRAS, 2021a). A primeira plataforma deste tipo foi instalada pela Petrobras (2021a) em 2013, no campo de Piranema, em Sergipe.

Figura 10 – Plataforma FPSO Monocoluna e Plataforma FPSO Monocoluna Sevan Piranema.



Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Falcão (2021, dir.).

A plataforma TLWP é conhecida como plataforma de pernas atirantadas, Figura 11. Esta categoria também é utilizada para produções em águas profundas de até 1.500 metros de profundidade. A TLWP pode ser utilizada para a perfuração de poços, mas apenas com a finalidade de manutenção. A sua estrutura é similar à da plataforma semissubmersível, pois possui um casco flutuante, apenas se diferenciando pela sua ancoragem, que é feita no fundo do mar por cabos ou tendões de aço tracionados fixos, configurando-a como uma plataforma flutuante quase fixa (PETROBRAS, 2021a).

Como possui ancoragem fixa, a TLWP não pode ser movida entre instalações. Contudo, isso permite que o controle dos poços seja feito na superfície da plataforma. Esta plataforma também não possui capacidade de armazenamento, necessitando assim que o escoamento da produção seja feito por navios-plataforma (FPSO). É na FPSO que ocorre o processamento do material e depois a exportação a terminais através de navios petroleiros.

A Petrobras (2021a) possui apenas uma plataforma deste tipo instalada no Brasil, a P-61, Figura 11. A P-61 está localizada no Campo de Papa-Terra na Bacia de Campos em uma região de Pós-Sal. A estrutura está ancorada por 8 tendões de 32 polegadas cada, os quais estão cravados por estacas de 80 metros.

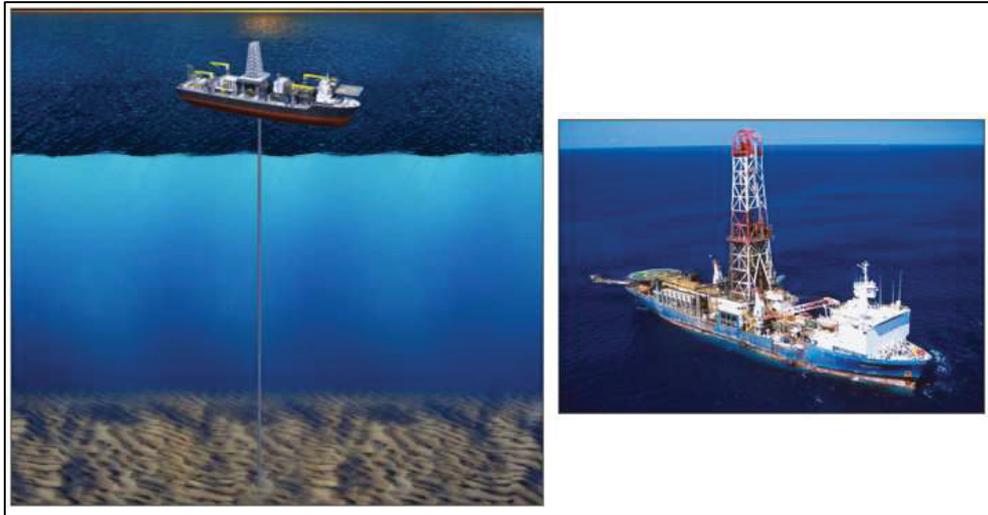
Figura 11 – Plataforma TLWP e Plataforma TLWP P-61.



Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Vidales (2021, dir.).

O Navio-Sonda é um tipo de plataforma flutuante que possui o casco em formato de navio. É uma plataforma exclusivamente utilizada para a perfuração de poços em águas ultra profundas com lâmina de água superior a 2.000 metros de profundidade e grandes distâncias da costa. A sua estrutura é composta pelo casco que possui uma abertura, a sonda e uma torre e, no momento da perfuração, a sonda desce por esta abertura até atingir o solo marinho, Figura 12 (esq.) (PETROBRAS, 2021a). A Figura 12 (dir.) mostra a plataforma NS-16, localizada na Bacia de Campos, no Campo Congro.

Figura 12 – Plataforma Navio-Sonda (esq.) e Plataforma Navio-sonda NS-16 (dir.).



Fonte: Petrobras (2021a, esq.) e Caldas (2021a, dir.).

A Figura 13, mostra um detalhe da sonda na plataforma NS-21 localizada na Bacia de Campos (PETROBRAS, 2021a).

Figura 13 – Detalhe da sonda da Plataforma NS-21.



Fonte: Caldas (2021b).

O Navio-Sonda pode ser ancorado no fundo do mar ou ainda pode ser ancorado de forma automática através de um sistema de posicionamento dinâmico. Este sistema ainda conta com o uso de sensores acústicos e propulsores, os quais ajudam a amenizar a ação dos ventos e das ondas nas plataformas, resultando em uma maior estabilidade. Como estas plataformas são apenas para perfurações de poços, elas não possuem capacidade de armazenamento e tampouco escoamento de produtos (PETROBRAS, 2021a).

2.1.1. Campo e Plataformas Peregrino

A descoberta de óleo pesado no Campo Peregrino ocorreu em 1994 quando originalmente estas áreas pertenciam aos blocos BMC-7 e BMC-47, os quais estavam localizados no extinto Campo Chinook. Na época, as licenças destes blocos pertenciam às companhias estrangeiras Anadarko e EnCana (KAMMERZELL, 2011).

Em 2006, a companhia norueguesa Statoil comprou 50% dos interesses da operação desses blocos da EnCana. Em 2008, a Statoil comprou os 50% restantes da Anadarko, se tornando assim a única detentora das operações dos blocos no Campo Peregrino até 2020, quando vendeu 40% da licença para a chinesa Sinochem (KAMMERZELL, 2011).

O Plano de Desenvolvimento para o Campo Peregrino foi assinado em 2007 pela ANP após a Statoil submeter a Declaração de Comercialização. Esta foi caracterizada como a primeira fase do Plano de Desenvolvimento para as operações que contaram com duas plataformas fixas de perfuração (Peregrino A e Peregrino B) e uma plataforma do tipo FPSO (Peregrino FPSO), Figura 14. No entanto, a instalação das plataformas fixas e da FPSO só foi finalizada em 2010 devido ao desafiador ambiente marítimo brasileiro, o qual exigiu equipamentos altamente resistentes e que atendessem os requisitos para lidar com petróleo pesado. A produção de óleo só se deu de fato em 2011, quando eram estimados que o campo produzisse acima de 100.000 bbl por dia (KAMMERZELL, 2011).

Figura 14 – Fase 1 do Plano de Desenvolvimento do Campo Peregrino.



Fonte: Kammerzell (2011).

A estrutura das plataformas Peregrino A e B, Figura 15 e Figura 16, para cumprir as atividades de perfuração e a operação dos poços, contam com sondas permanentes. A FPSO Peregrino, Figura 17, utilizada também para gerar energia para as plataformas fixas, pode chegar a produzir 100 mil barris por dia de óleo e 200 mil metros cúbicos por dia de gás (TEIXEIRA, 2020).

Figura 15 – Plataforma Fixa Peregrino A.



Fonte: Hagen (2021).

Figura 16 – Plataforma Fixa Peregrino B.



Fonte: Marine Contractors (2021).

Figura 17 – Plataforma FPSO Peregrino.



Fonte: Carregosa (2020).

Ainda de acordo com Teixeira (2020), o Plano de Desenvolvimento revisado estipulava que os 37 poços, sendo sete do tipo injetores, deveriam possuir dispositivos de exclusão de areia e separadores eletrostáticos para a separação trifásica por aquecimento. Para facilitar o transporte do óleo cru pesado até as plataformas é necessário o aquecimento dos *risers* com água quente, caso contrário, devido à densidade do material o processo poderia durar mais tempo.

A segunda fase do Projeto de Desenvolvimento para as operações na região começou em 2015 e foi concretizada através da Resolução nº 0704/2016, sob o contrato 48610.003887/2000 (ANP, 2016). A ampliação das produções no campo se deu após a descoberta de mais uma reserva de petróleo em uma área inacessível para as plataformas Peregrino A e B, já existentes. Com isso, foi instalada a terceira plataforma fixa denominada Peregrino C, Figura 18, e seu custo de instalação foi estimado em US\$ 3 bilhões com previsão de extração e produção do primeiro óleo pesado já em 2022 (EQUINOR, 2021a).

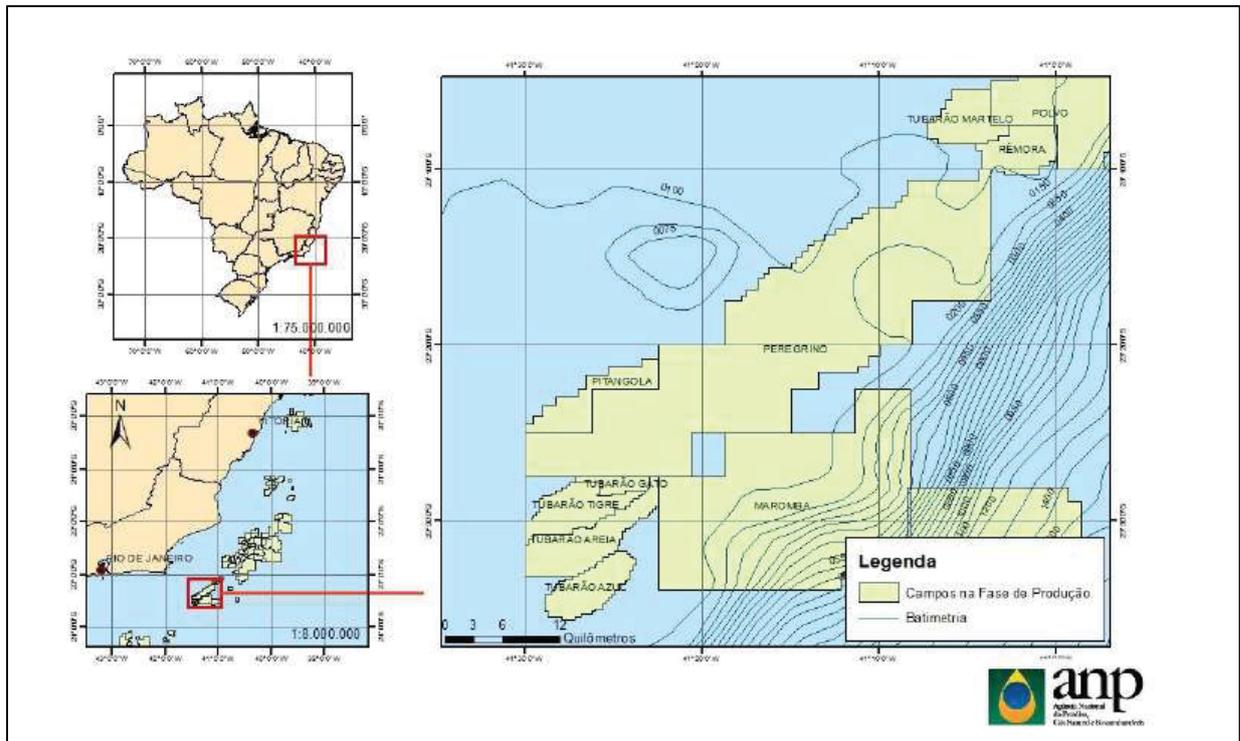
Figura 18 – Plataforma Fixa Peregrino C.



Fonte: Carvalho (2020).

Atualmente, o Campo Peregrino possui uma área total de 534.381 quilômetros quadrado e todas as plataformas estão localizadas a cerca de 85 quilômetros da costa da cidade de Cabo Frio, litoral do Rio de Janeiro, Figura 19 (ANP, 2016).

Figura 19 – Localização do Campo Peregrino, Bacia de Campos.



Fonte: ANP (2016).

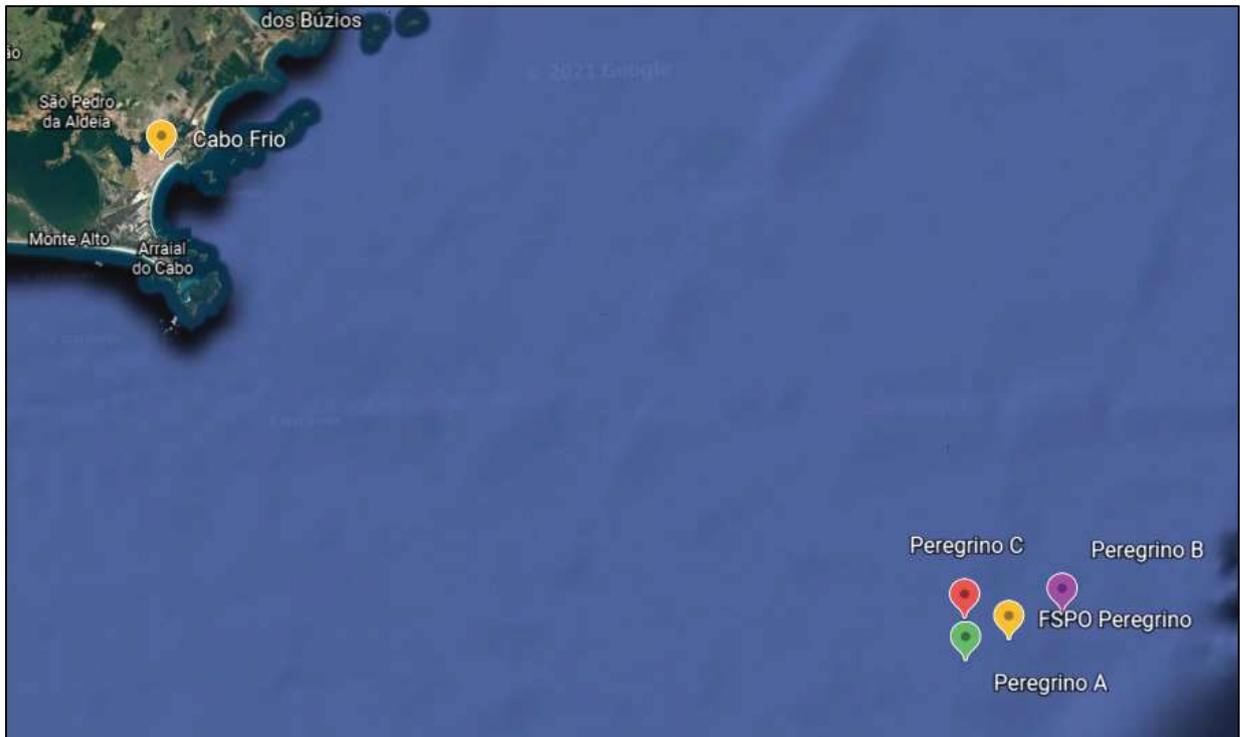
A localização exata das plataformas está disposta na Tabela 1 e podem ser vistas na Figura 20. As quatro plataformas estão localizadas de área de Pós-Sal e as lâminas d'água em qual operam atingem um pouco mais de 100 metros (ANP, 2021b; OFFSHORE TECHNOLOGY, 2021).

Tabela 1 – Dados das Plataformas Peregrino (coordenadas em graus decimais).

Instalação	Tipo de Plataforma	Profundidade (m)	Latitude	Longitude
FPSO Peregrino	FPSO	100	-23,31775861	-41,25780833
Peregrino A	Fixa	106	-23,33434194	-41,29837833
Peregrino B	Fixa	122	-23,29594111	-41,20778416
Peregrino C	Fixa	123	-23,29812777	-41,29797222

Fonte: Autoria Própria adaptado de dados da ANP (2021b).

Figura 20 – Localização das Plataformas operantes no Campo Peregrino.



Fonte: Autoria Própria (2021) utilizando a ferramenta Google Earth a partir de dados disponibilizados pela ANP (2021b).

2.2. EMISSÃO DE GEE NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

Para atingir o objetivo de limitar o aumento da temperatura média mundial em até 1,5° Celsius se comparado com o período pré-revolução industrial (UNFCCC, 2021), 196 países têm estudado políticas públicas e implantado meios de mensurar as emissões dos gases causadores do efeito estufa (GEE).

De acordo com um levantamento realizado por Heede (2019) durante processo de exploração, produção e refino de petróleo e gás são emitidas cerca de 1,75 Mton de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄) por ano, o que torna a indústria petroleira um dos setores que mais colaboram com o aquecimento global, o que será visto com mais detalhes nas próximas seções.

2.2.1. Emissões de GEE nas Fases de Exploração e Produção

A associação *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA, 2015) definiu que as companhias exploradoras e produtoras de

óleo e gás natural reportem as emissões dos principais gases do efeito estufa – dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄) – em todas as fases do processo.

A indústria do petróleo é dividida em três segmentos: *Upstream* (exploração e produção de óleo e gás), *Midstream* (transporte e armazenamento do material ainda cru e sem processamento) e *Downstream* (refinaria do produto e a distribuição dos derivados até o consumidor final). O foco deste capítulo será analisar as emissões dos gases durante a fase de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A etapa de exploração é a primeira parte do processo envolvendo estudos sísmicos e geológicos do local e perfurações de poços específicos para a tentativa de encontrar reservas.

Durante a exploração as emissões de GEE ocorrem de maneira indireta e apesar de ser menor se em comparação com a etapa de produção, ainda é bastante alta. De acordo com o levantamento realizado pela Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA, 2018), em 2018 foram emitidos cerca de 36,5 mil kgCO₂-eq/boe na exploração mundial de petróleo e cerca de 30,5 mil kgCO₂-eq/boe na exploração mundial de gás natural.

A etapa de produção se dá a partir do momento em que a operadora do contrato encontra petróleo e/ou gás natural na área e decide seguir com as operações no campo e inicia as instalações das plataformas até de fato ocorrer a produção, o transporte e armazenagem do produto.

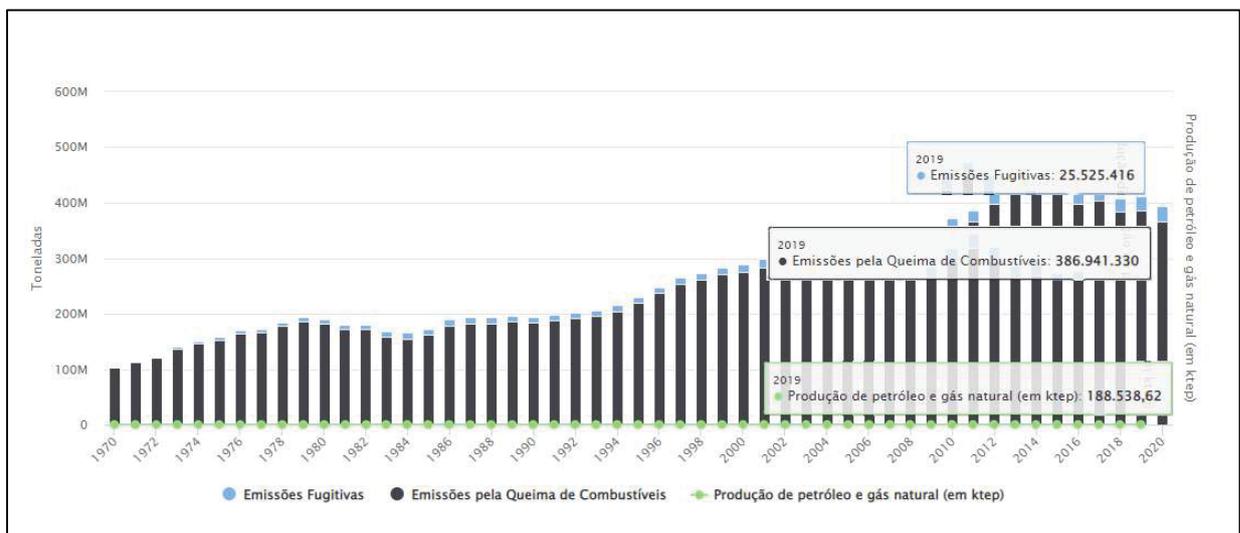
Desta maneira, emissões de GEE na etapa de produção podem ocorrer durante atividades como geração de energia para as plataformas através da queima de combustível (tanto óleo quanto gás natural), carregamento de navios e tanques, processamento do material bruto, descarte de gases residuais durante o processo de exploração e extração (*flaring* e *venting*), manutenções de dutos e equipamentos e ainda devido a eventos não planejados, como vazamentos de gases por tubulações e equipamentos (emissões fugitivas).

Em um levantamento feito por Hargreaves (2019), foi realizada a análise de emissões de dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄) em 4 atividades principais (geração de energia, *flaring*, *venting* e emissões fugitivas) durante a exploração e o processamento usando dados de companhias do setor. O maior percentual de emissão de CO₂ é de 68% derivado da geração de energia, em segundo lugar está o *flaring* com 26%, sendo seguido pelo *venting* com 6% e por último as emissões fugitivas com 0,02%. Já a emissão de CH₄ é principalmente derivada do *venting* com 53%, seguido

das emissões fugitivas com 22%, e então o *flaring* com 18% e a geração de energia emitindo 7%.

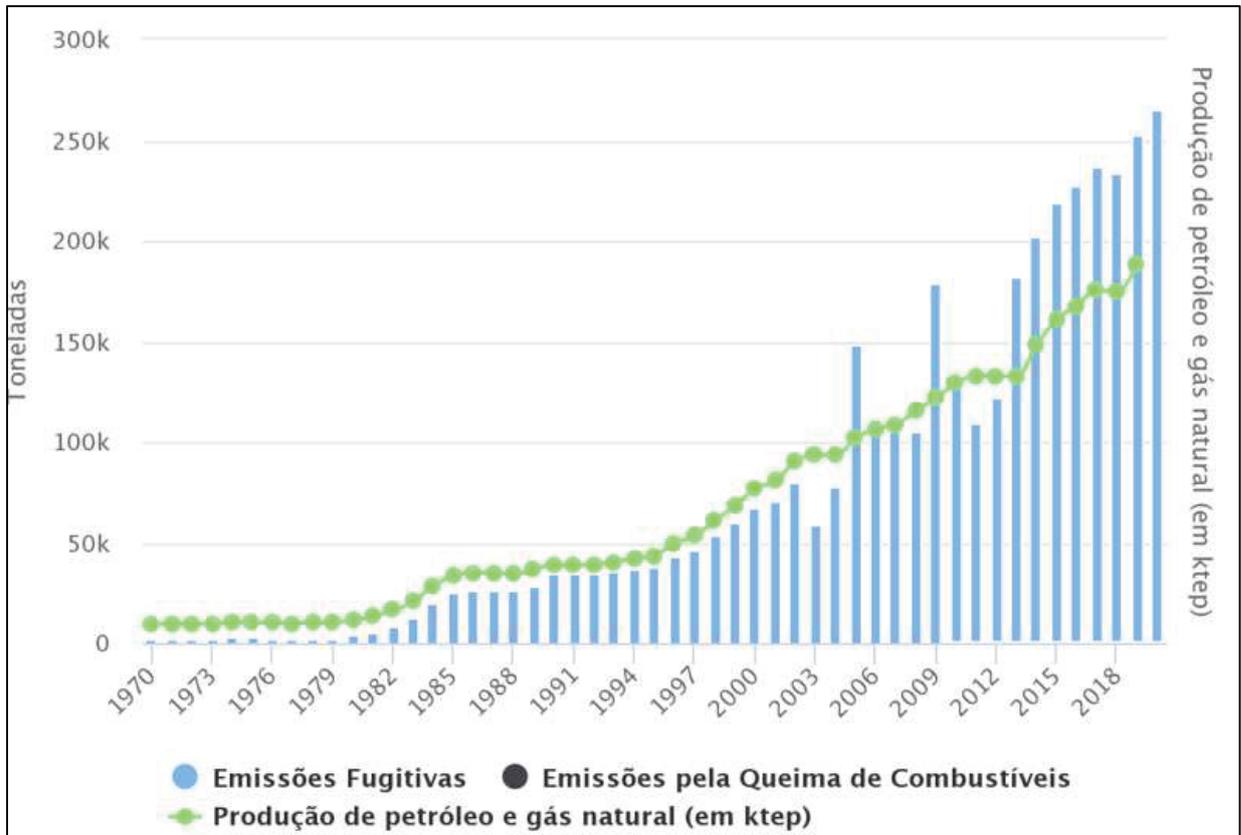
No Brasil, as emissões de GEE têm sido monitoradas através de inventários realizados anualmente pelo Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Efeito Estufa (SEEG), iniciativa do Observatório do Clima (www.oc.eco.br). De acordo com dados levantados pelo SEEG (2021), as emissões de CO₂ crescem exponencialmente acompanhando a produção de petróleo e gás natural. Na Figura 21 é possível analisar, de forma mundial, a emissão de GEE ao longo dos anos e em relação à produção em ktep. Por exemplo em 2019, quando foram produzidos cerca de $188,5 \times 10^3$ ktep de petróleo e gás natural, foram emitidos cerca de 387 Mt de GEE através da queima de combustível e 25,5 Mt através de emissões fugitivas (por vazamentos).

Figura 21 – Emissões de CO₂ na produção de petróleo e gás natural.



Fonte: SEEG (2021).

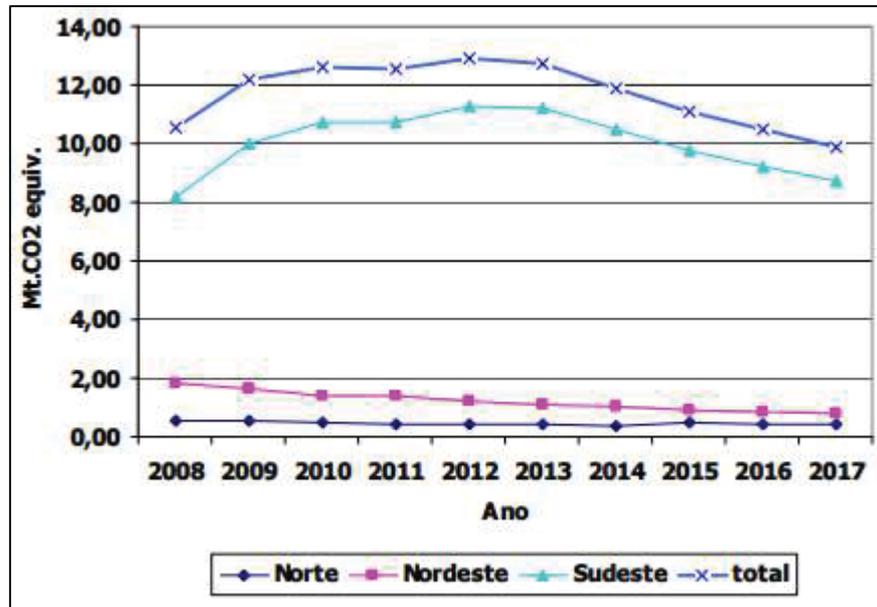
Para o CH₄ as emissões por queima de combustíveis são praticamente nulas em relação às emissões fugitivas que chegaram a 264.463 toneladas em 2020 (Figura 22).

Figura 22 – Emissões de CH₄ na produção de petróleo e gás natural.

Fonte: SEEG (2021).

De acordo com dados levantados pela EPE (2008) as emissões esperadas de CO₂ e CH₄ derivadas de atividades de exploração de petróleo e gás seriam predominantes na região Sudeste do país, devido às operações nas Bacias de Campos e Santos, Figura 23. A estimativa média de emissões de GEE para esse período seria de cerca de 11,75 Mt.CO₂.

Figura 23 – Emissões esperadas de gases do efeito estufa por região.



Fonte: EPE (2008).

É importante salientar que as emissões podem variar de ano a ano, pois as produções de petróleo e gás podem ser interrompidas ou até mesmo terminadas por falta de novas descobertas, causando reduções de emissões dos gases.

2.2.2. Emissões de GEE no Campo Peregrino

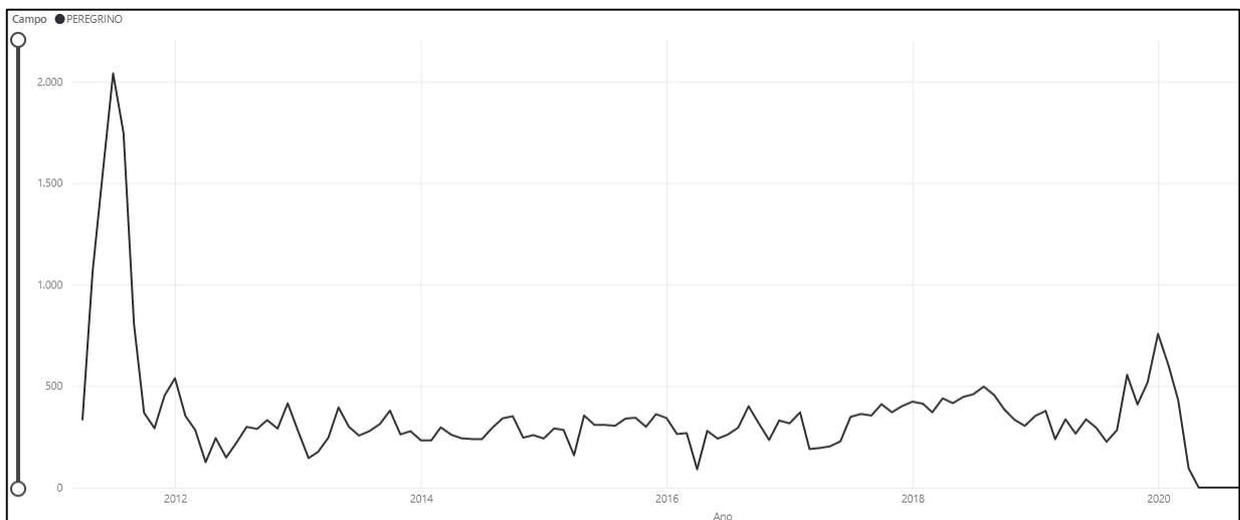
A ampliação do Campo Peregrino consistiu na instalação da plataforma fixa Peregrino C e um dos diferenciais desta plataforma é que ela foi planejada para utilizar gás importado das outras plataformas ao invés de óleo diesel como o principal combustível para a geração de energia. A operadora estima que com essa mudança de combustível, as emissões de CO₂ sejam reduzidas em até 100.000 toneladas por ano (EQUINOR, 2019).

A energia para o abastecimento de todas as plataformas da Fase 1 (FPSO Peregrino, Peregrino A e B) era gerada com a queima de óleo diesel e gás natural, mas com o projeto da Fase 2, o combustível principal também passará a ser petróleo bruto. De acordo com TN Petróleo (2014), a Equinor divulgou que o óleo e o gás utilizados abastecem geradores com capacidade de produção de 44 MW. No entanto, a companhia norueguesa não divulgou o volume de combustível utilizado a ser substituído e nem o volume de GEE emitidos durante o processo.

Ainda é importante salientar que, como mencionado anteriormente, as emissões dos gases do efeito estufa podem variar ao longo da vida dos campos, sendo influenciadas diretamente por novas descobertas ou pela não descoberta de material e assim por diante.

Apesar de não haver dados oficiais do volume de óleo diesel que foi utilizado nas plataformas Peregrino e nem tampouco o volume de GEE emitido em suas operações a ANP (2021d) disponibilizou os volumes de queima de gás natural e o consumo interno de gás pelo Campo Peregrino, Figura 24.

Figura 24 – Queima de gás no Campo Peregrino.



Fonte: ANP (2021d).

Observa-se que a queima de gás foi superior a 2.000 Mm³ e se regularizou por volta de 300 Mm³ nos anos posteriores, tendo um novo pico em 2020 com a instalação da plataforma Peregrino C.

2.3. CONSUMO DE ENERGIA NAS PLATAFORMAS

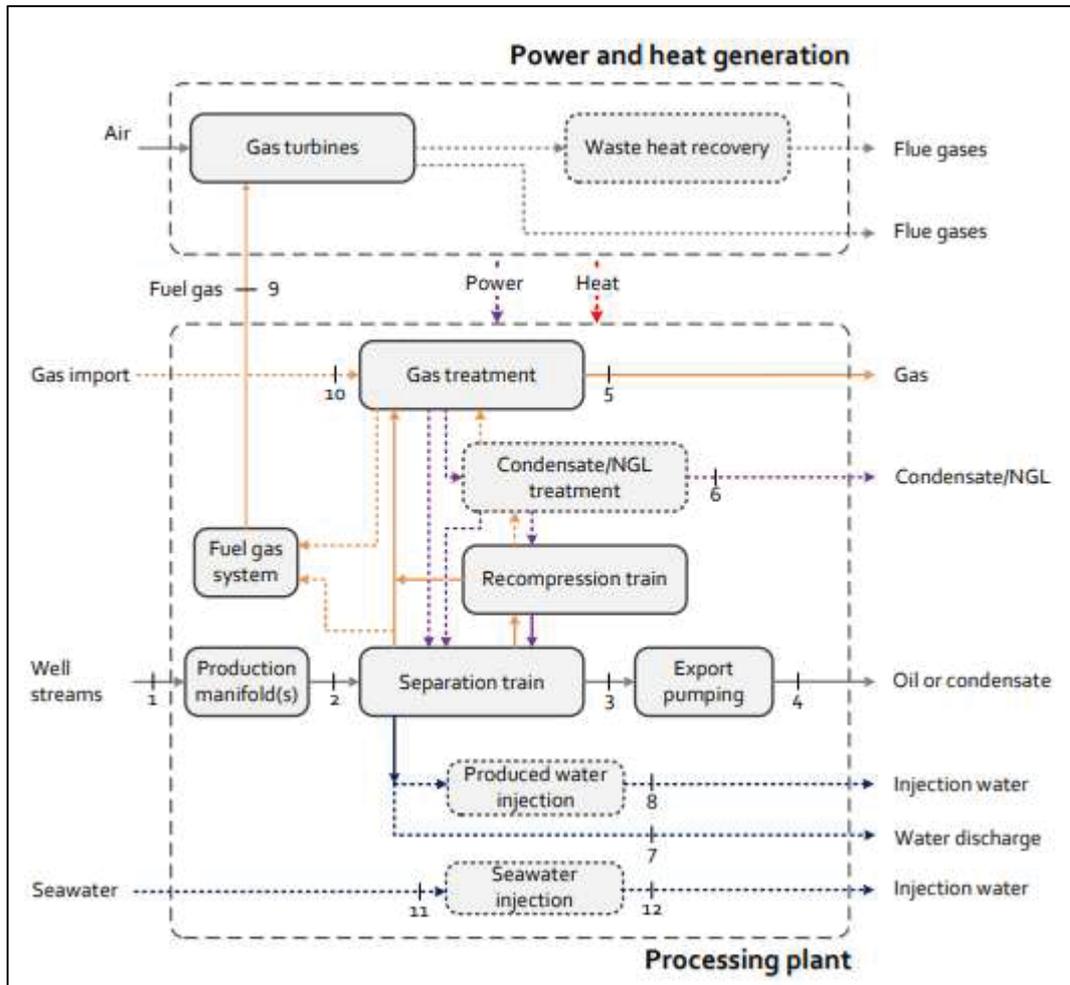
O consumo de energia nas plataformas de petróleo é devido à alimentação de equipamentos pesados que precisam de geradores elétricos de grande capacidade que abastecem maquinários durante as várias etapas do processo.

As atividades durante o processo de perfuração que consomem energia incluem o uso de guindastes e sistemas de içamento, grandes motores, bombas, entre outros equipamentos. Na fase de produção, a energia consumida para a extração e elevação do material se dá, por exemplo, através de hastes sugadoras acionadas por

motores elétricos. Ainda existe um consumo na própria plataforma, a qual precisa suprir as necessidades dos trabalhadores que ali moram e trabalham, como por exemplo, a energia elétrica para eletrodomésticos, dessalinizadores de água, processamento de resíduos etc. A energia utilizada para os processos citados acima é gerada através da queima de óleo diesel ou gás natural e em alguns casos, quando não se há combustível suficiente, a energia é importada da rede elétrica.

De acordo com Nguyen *et al.* (2016), as plataformas de petróleo e gás apresentam estruturas similares entre si, as quais incluem separação, compressão e bombeamento e possuem dois tipos de subsistemas principais: (i) a planta de processamento, na qual o óleo, o gás e a água são processados e separados (a água é rejeitada enquanto o óleo e o gás são exportados e, se necessário, a água e o gás são injetados novamente nas reservas), (ii) central elétrica ou usina de energia, onde o gás extraído no local e é utilizado para o abastecimento das turbinas para produzir energia e calor usadas na planta de processamento, Figura 25.

Figura 25 – Sistema de funcionamento de uma plataforma de petróleo e gás.



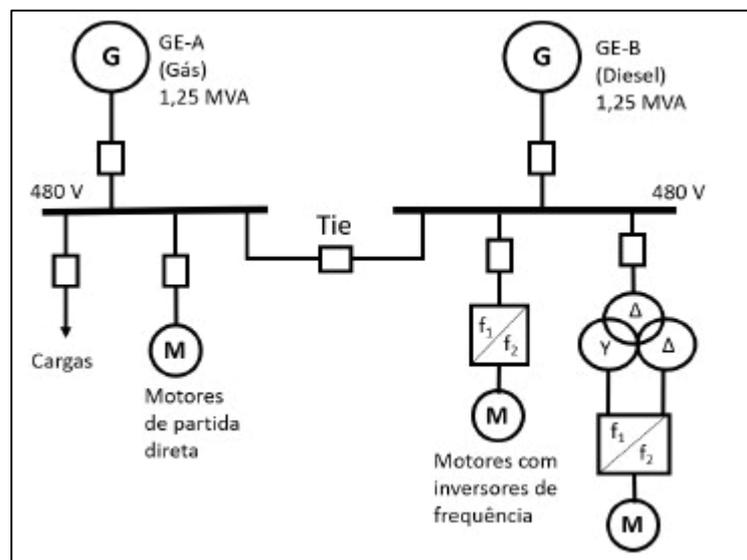
Fonte: Nguyen *et al.* (2016).

De maneira mais detalhada, Nguyen *et al.* (2016) explicam que o petróleo é extraído dos poços e processado no local por meio de coletores de produção operando em diferentes níveis de pressão. Na fase de separação, os três materiais (óleo, água e gás) são separados pela gravidade em vários estágios de operação sob a ação de diferentes pressões e temperaturas. A água recuperada através dos separadores é limpa e descartada ou injetada, enquanto o óleo, em baixa pressão, é bombeado para a sessão de tratamento para depois ser exportado. Já o gás recuperado é resfriado, friccionado e comprimido em um ou vários estágios até a pressão de alimentação inicial na chamada etapa de recompressão. Após comprimido, se necessário para a exportação ou pressão de injeção, o gás pode ser desidratado ou limpo na seção de tratamento de gás.

Contudo, o processo de funcionamento e a quantidade de energia utilizada varia de acordo com o tipo de plataforma e seu tamanho. De acordo com Dias (2018),

a demanda energética de plataformas fixas pode variar de 1,0 a 10,0 MW e seu abastecimento é feito através de geradores síncronos, os quais são acionados por motores a gás ou diesel produzidos na própria plataforma. Dias (2018) esquematizou o sistema elétrico de uma plataforma fixa comum na Figura 26, e explica que para este tipo de plataforma, o fornecimento de energia é realizado através de dois geradores, o principal (GE-A) e o reserva (GE-B), sendo que para a operação da plataforma, apenas o gerador principal permanece ligado enquanto o disjuntor de interligação (*Tie*) permanece fechado fazendo com que as barras fiquem energizadas, esse processo é denominado “L”.

Figura 26 – Diagrama de sistema elétrico de uma plataforma Fixa comum.



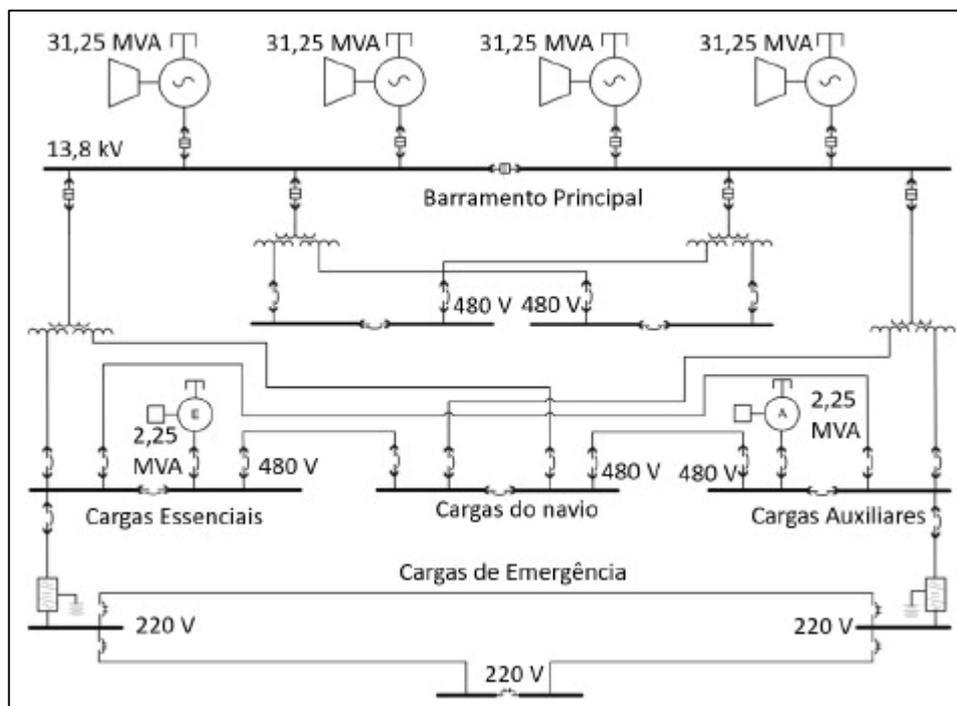
Fonte: Dias (2018).

Para plataformas do tipo FPSO Dias (2018) menciona que a demanda elétrica pode ser de até 70 MW e que a energia é gerada através de quatro geradores síncronos que são acionados por turbinas a gás. Os geradores operam em ciclo aberto, sendo que três deles dividem a carga igualmente e o quarto é o gerador reserva; esse sistema de operação é denominado $4 \times 33\%$.

O diagrama de Oliveira (2013) e Dias (2018), Figura 27, mostra um exemplo da configuração $4 \times 33\%$ de um FPSO comum. Nesta configuração, os quatro geradores são conectados através de um barramento principal que distribui a energia através de ligamentos a três tipos de cargas: cargas essenciais, cargas do navio e cargas auxiliares. As cargas essenciais são aquelas que alimentam os equipamentos

essenciais ao funcionamento do processo e estas são conectadas a geradores auxiliares em casos de interrupção no fornecimento dos geradores principais. As cargas do navio são não essenciais e, apesar de representarem a maior parte das cargas utilizadas nas plataformas, sua interrupção não causa danos ao processo. A interrupção das cargas auxiliares também não impacta o processo, no entanto elas têm um papel importante para retomar o processo e são conectadas a geradores auxiliares. Ainda, as cargas essenciais e auxiliares são conectadas a cargas de emergência, as quais são responsáveis por evitar que o sistema pare por total caso haja falha no abastecimento das cargas essenciais e auxiliares.

Figura 27 – Diagrama do sistema elétrico de uma plataforma tipo FPSO.



Fonte: Oliveira (2013).

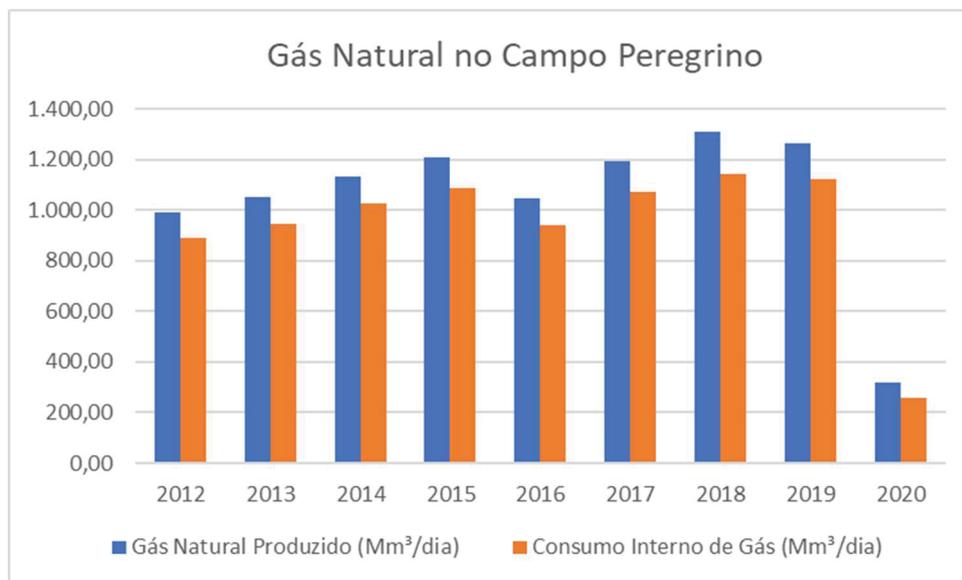
2.3.1. Consumo de Energia no Campo Peregrino

Como mencionado anteriormente, o Campo Peregrino possui 4 plataformas de exploração e produção de petróleo, uma sendo do tipo FPSO e as outras do tipo Fixa. A operadora não forneceu os dados exatos do consumo de energia das plataformas, no entanto, de acordo com TN Petróleo (2014), as plataformas utilizam geradores com capacidade de geração de 44 MW.

Apesar de não haver dados concretos do consumo de energia das plataformas, a ANP (2021d) fornece os dados de movimentação de gás nos campos, através dos quais é possível dimensionar as atividades do campo, tais como produção de petróleo e gás, consumo interno de gás e a queima de gás, as duas últimas sendo as abordadas nesta seção.

Até o último levantamento feito pela ANP (2021d), a produção total de gás natural no Campo Peregrino até 2020 foi de aproximadamente 9,5 mil Mm³/dia, sendo que 89% desse volume é utilizado pelo mercado interno, o que significa que foi utilizado como fonte de energia de termoeletricas, outras indústrias e ainda para as próprias plataformas. Na Figura 28 é possível verificar a produção de gás natural no Campo Peregrino durante os de 2012 e 2020, enquanto esteve em operação.

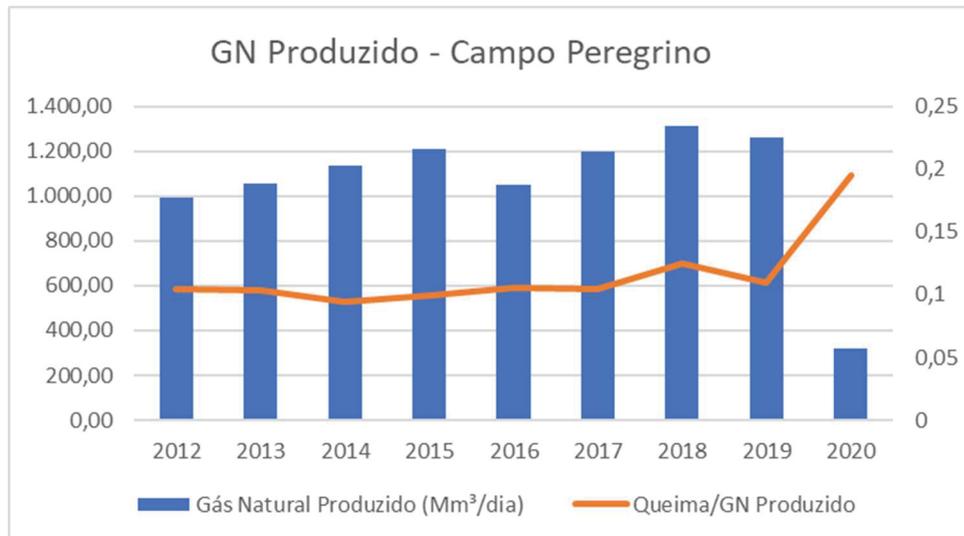
Figura 28 – Gás Natural produzido e seu consumo interno no Campo Peregrino.



Fonte: Adaptado de ANP (2021d).

Os 11% restantes representam queimas que resultam do uso do gás para a geração de energia e do descarte do material através do *flaring* e *venting* (emissões fugitivas). Na Figura 29 é possível analisar a relação entre a produção e a relação constante entre os dois processos.

Figura 29 – Razão entre o Gás Natural Produzido e a Queima de Gás no Campo Peregrino.



Fonte: Adaptado de ANP (2021e).

3. ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS *OFFSHORE*

A eletrificação de plataformas é uma das iniciativas tomadas pelas empresas petrolíferas e pelas organizações governamentais com o intuito de reduzir a emissão de gases do efeito estufa e a intenção é que as plataformas utilizem energia elétrica gerada a partir de outras fontes que não sejam combustíveis fósseis, como por exemplo energia elétrica importada da rede elétrica ou de outras fontes renováveis.

Atualmente, a energia eólica é a matriz renovável que mais tem sido estudada como uma possível fonte de energia com caráter de substituição ao óleo diesel e gás para o abastecimento elétrico das plataformas. Um dos principais motivos dessa preferência é que as tecnologias de parques eólicos *offshore* são as mais avançadas em relação a outras matrizes e assim a integração dos dois setores seria mais facilmente aplicável, tanto tecnicamente quanto economicamente.

O intuito deste capítulo será contextualizar a integração de parques eólicos e plataformas de petróleo a fim de aplicar e adaptar os conceitos já utilizados na matriz eólica para uma usina com geração de energia a partir das ondas. Ainda é importante salientar que a energia das ondas é constante e por isso pode ser uma opção mais interessante como principal fornecedora de energia para as plataformas.

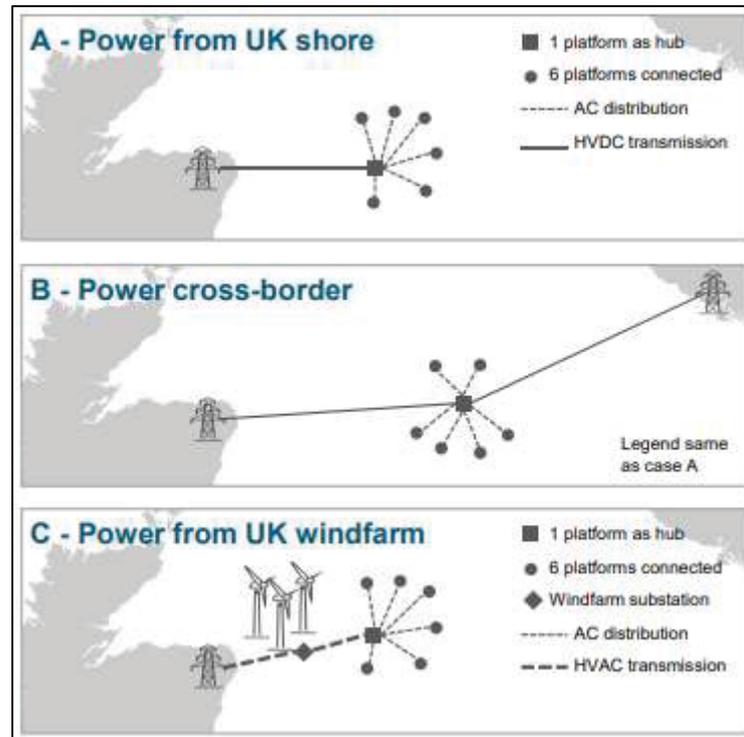
3.1. NO MUNDO

No Reino Unido, a Autoridade de Óleo e Gás (*Oil and Gas Authority* – OGA) fez um levantamento de como seria se as plataformas de óleo e gás fossem eletrificadas usando energia de parques eólicos próximos às instalações tanto para projetos existentes (*brownfields*) e projetos novos (*greenfields*) (OGA, 2020).

O estudo abordou variáveis como redução nas emissões de GEE, viabilidade econômica da adaptação das plataformas existentes, a redução no valor de investimento (CAPEX) das instalações de novas plataformas devido à tecnologia já existente utilizada em ambas as matrizes. Ainda menciona as vantagens e os desafios para a implementação dos projetos híbridos. Para o setor eólico, a vantagem se dá pelo crescimento do setor através do fornecimento de energia elétrica para a indústria de óleo e gás, pois haveria redução de custos de instalação de infraestrutura da rede elétrica uma vez que as duas matrizes utilizariam a mesma rede. Já um dos desafios enfrentados é a necessidade de criar regulamentações para as instalações de parques eólicos dedicados exclusivamente a plataformas de petróleo.

A OGA (2020) ainda separou o estudo em cinco casos diferentes, três deles sendo para plataformas *brownfields* e os outros dois em plataformas *greenfields*. Os projetos *brownfields* (Figura 30) são: caso A – energia do continente, quando a energia elétrica utilizada é vinda da rede elétrica do continente; caso B – energia além da fronteira, quando a energia é importada de países vizinhos; caso C – híbrido, energia provinda de parques eólicos e da rede elétrica do continente.

Figura 30 – Projetos nacionais de eletrificação de plataformas já existentes (*brownfields*).



Fonte: Adaptado de OGA (2020).

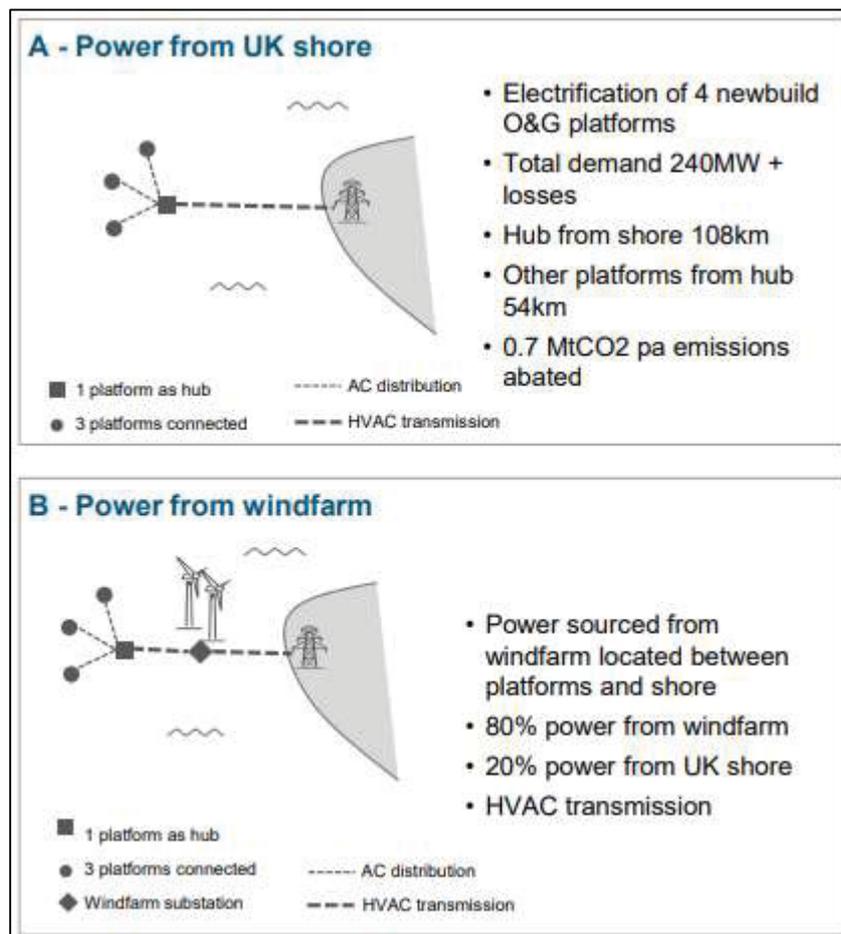
No caso A, o projeto de eletrificação é constituído por sete plataformas, a plataforma eixo, a qual tem a função de plataforma principal a fim de distribuir energia às outras seis plataformas. O projeto define que a plataforma eixo esteja localizada a 230 km do ponto de distribuição instalado em terra e as plataformas restantes estejam conectadas a 60 km da plataforma eixo. A demanda de energia deste campo é de no mínimo 440 MW considerando as perdas do sistema. A transmissão de energia do continente para a plataforma eixo será realizada através de transmissão de corrente contínua de alta tensão (*high voltage direct current* – HVDC) e a distribuição para as plataformas conectadas será através de corrente alternada (*alternating current* – AC). Ainda foi estimado que esse projeto reduziria a emissão de CO₂ em 1,7 Mt (OGA, 2020).

No caso B, o projeto é constituído basicamente da mesma maneira que o caso A, tendo apenas como diferença um interconector. Através deste interconector a energia é importada de outro país, neste caso a Noruega e desta forma a plataforma eixo é alimentada por duas fontes externas. A transmissão de energia também é através de HVDC (OGA, 2020).

No caso C, o sistema é híbrido, sendo que 80% da energia elétrica é provida pelo parque eólico e os outros 20% pela rede de distribuição em terra. A subestação eólica deverá ser instalada entre o ponto de distribuição da rede e a plataforma eixo, ou seja, a cerca de 115 km do continente. A transmissão de energia será realizada através de corrente alternada de alta tensão (*high voltage alternating current* – HVAC) e a distribuição para as plataformas conectadas será através de corrente alternada. Neste caso, ainda haveria redução de custos de CAPEX devido a reutilização e adaptação de equipamentos já existentes nas plataformas, apenas sendo necessárias algumas modificações (OGA, 2020).

Os projetos *greenfields* (Figura 31) são: caso A – energia do continente, quando a energia elétrica utilizada é vinda da rede elétrica do continente; caso B – híbrido, energia provinda de parques eólicos e da rede elétrica do continente.

Figura 31 – Projetos nacionais de eletrificação de novas plataformas (*greenfields*).



Fonte: OGA (2020).

No caso A, o sistema é constituído por quatro novas plataformas, sendo uma delas a plataforma eixo e as outras três sendo abastecidas através da plataforma eixo. A plataforma eixo será instalada a 108 km do ponto de distribuição no continente e as plataformas derivantes a 54 km da plataforma eixo. A demanda total desse sistema seria de no mínimo 240 MW considerando as perdas e estima-se que as emissões de CO₂ seriam de 0,7 Mt. A transmissão de energia seria realizada através de corrente alternada de alta tensão e a distribuição para as plataformas conectadas ocorreria através de corrente alternada (OGA, 2020).

No caso B, o sistema é similar ao caso C para plataformas *brownfields*, apenas as distâncias mudando. Neste caso, a subestação eólica estaria a 54 km do ponto de distribuição de energia no continente (OGA, 2020).

Na Noruega, a iniciativa vem de empresas do setor de óleo e gás com o objetivo de reduzir as emissões de GEE produzidas pelas 160 turbinas a gás utilizadas para o abastecimento das plataformas no país (EQUINOR, 2021b).

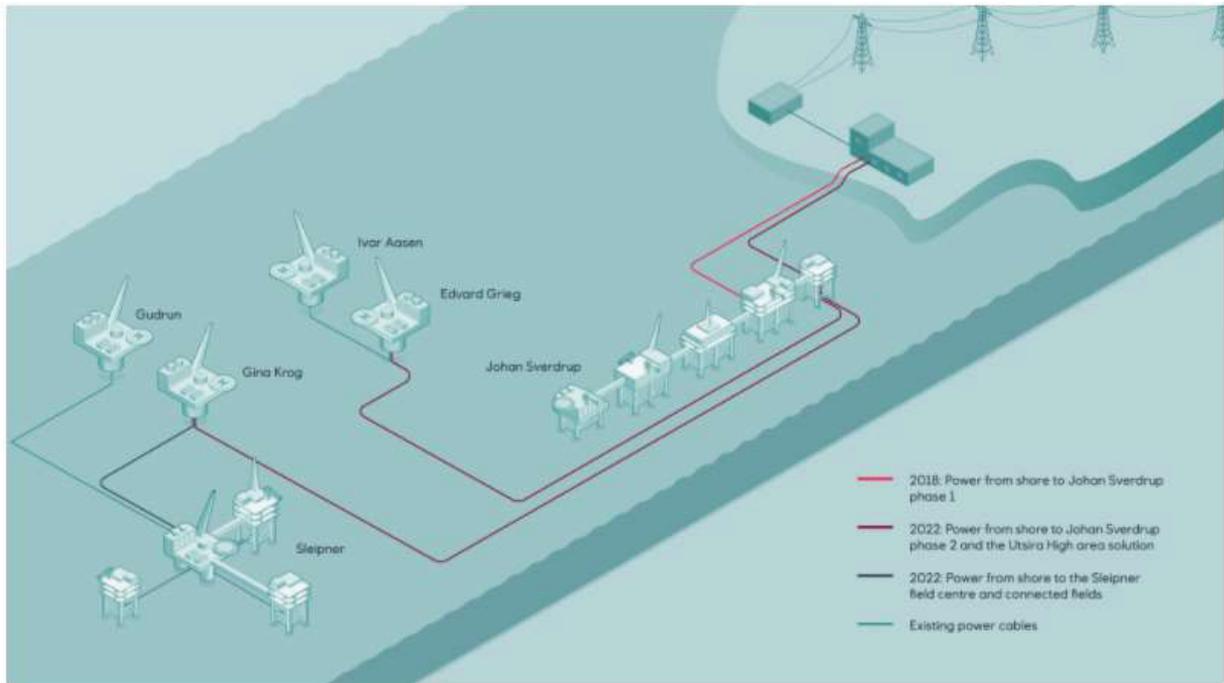
Apesar da eletrificação de plataformas ser uma medida relativamente nova para o mundo, os noruegueses começaram com este método em 1996, com a eletrificação da plataforma Troll A, utilizada para vários estudos de caso.

Atualmente, a companhia norueguesa Equinor (2021b) possui pelo menos 5 campos de exploração e produção com plataformas que são ou serão eletrificadas utilizando como fonte de energia a rede de distribuição de energia elétrica do país.

A estrutura do plano de eletrificação utilizada na Noruega é bastante similar ao diagrama do caso A, a ser implementado no Reino Unido, onde existe um ponto de distribuição na costa terrestre que transmite energia a uma plataforma eixo, a qual distribui energia elétrica para o restante das plataformas conectadas.

Neste caso, a plataforma eixo ou área de solução Utsira High alimenta 9 campos e plataformas de exploração e produção noruegueses, sendo eles: Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen, Gina Krog, Sleipner, Gudrun, Utgard, Gungne e Sigyn, como diagrama mostrado na Figura 32. A transmissão é feita através de cabos colocados no fundo do oceano, alguns já existentes e outros a serem instalados em 2022. Com essas alterações, é esperado que as reduções de emissões de GEE sejam de 150 mil toneladas de CO₂ por ano, o que representa 1% do total de emissões da produção de petróleo e gás na Noruega (EQUINOR, 2021c).

Figura 32 – Diagrama de eletrificação de campos e plataformas *offshore* na Noruega.



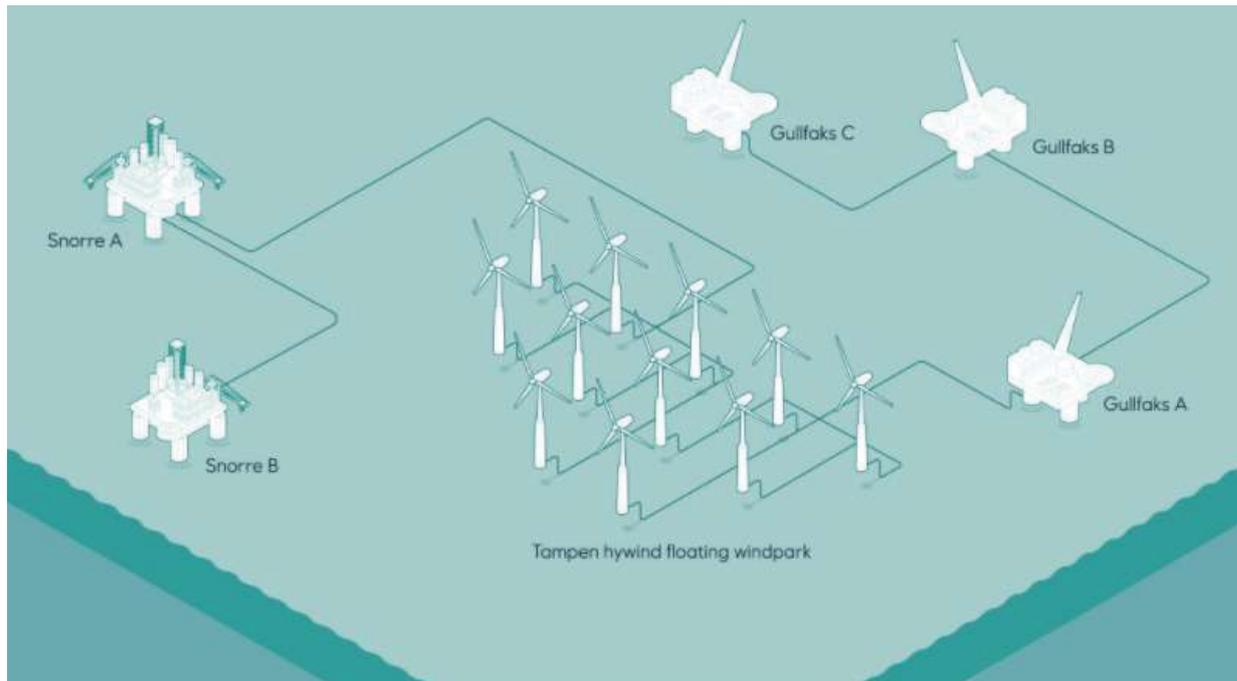
Fonte: Equinor (2021c).

A Equinor (2021d) está estudando a implementação do primeiro parque eólico flutuante com a finalidade de abastecer plataformas de petróleo e gás *offshore*, o Hywind Tampen. O parque eólico será flutuante devido à dificuldade de fixação das estruturas no fundo do mar em profundidades maiores que 60 metros.

A estrutura do plano de eletrificação utilizada em Hywind Tampen é bastante similar ao diagrama do caso C a ser implementado no Reino Unido, onde o ponto de distribuição de energia é através do parque eólico o qual fornece eletricidade às plataformas conectadas, não sendo necessária a utilização de uma plataforma eixo.

O Hywind Tampen estará localizado a aproximadamente 140 km da costa norueguesa, em águas com profundidade entre 260 m e 300 m e irá abastecer 35% da demanda anual de energia de 5 plataformas fixas, Snorre A e B, Gullfaks A, B e C, Figura 33. Com isso, estima-se uma redução de 200.000 tCO₂ emitidas na atmosfera (EQUINOR, 2021d).

Figura 33 – Diagrama de eletrificação a partir do parque eólico Hywind Tampen na Noruega.



Fonte: Equinor (2021d).

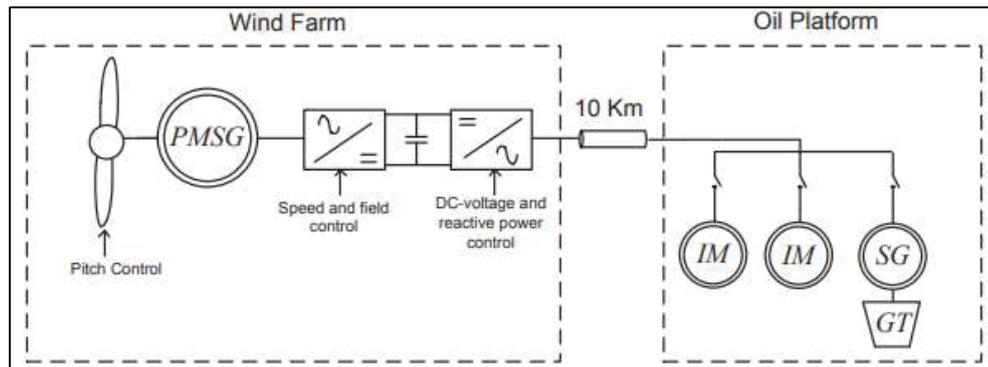
O parque contará com 11 turbinas eólicas do modelo SG 8.0-167 DD da fabricante Siemens Gamesa com uma capacidade total de 88 MW. Com rotor de 167 m de diâmetro e pás de 81,5 m de comprimento, cada turbina do parque eólico terá uma área varrida de 21.900 m². As turbinas eólicas estarão dispostas em formato de cadeia, o que funcionará como um circuito de coleta com a finalidade de transmitir energia às subestações. Para esta conexão serão usados cabos de 2,5 km de comprimento e capacidade de 66 kV. A instalação do parque eólico será montada em subestruturas flutuantes de longarina de concreto com âncoras compartilhadas (EQUINOR, 2021d).

Årdal (2011) estudou a possibilidade de eletrificação de plataformas *offshore* na Noruega a partir da geração eólica em dois sistemas de integração, o Sistema 1 e 2. Em ambos os sistemas a viabilidade técnica dos modelos teve caráter positivo.

No Sistema 1, Årdal (2011) propôs uma configuração composta pela usina eólica conectada à plataforma de petróleo por um sistema de operação isolada, Figura 34. A conversão de energia mecânica para elétrica é feita através de um gerador conectado a um conversor de tensão (*voltage source converter – VSC*). O sistema de transmissão utiliza transformadores e cabos equivalentes em série. A plataforma de petróleo é constituída por uma turbina a gás que é abastecida por um gerador síncrono

e dois motores de indução. O gerador tem a finalidade de abastecer a plataforma quando a velocidade do vento não é suficiente para gerar energia e quando a energia gerada varia muito. As únicas cargas do sistema são devidas aos motores de indução.

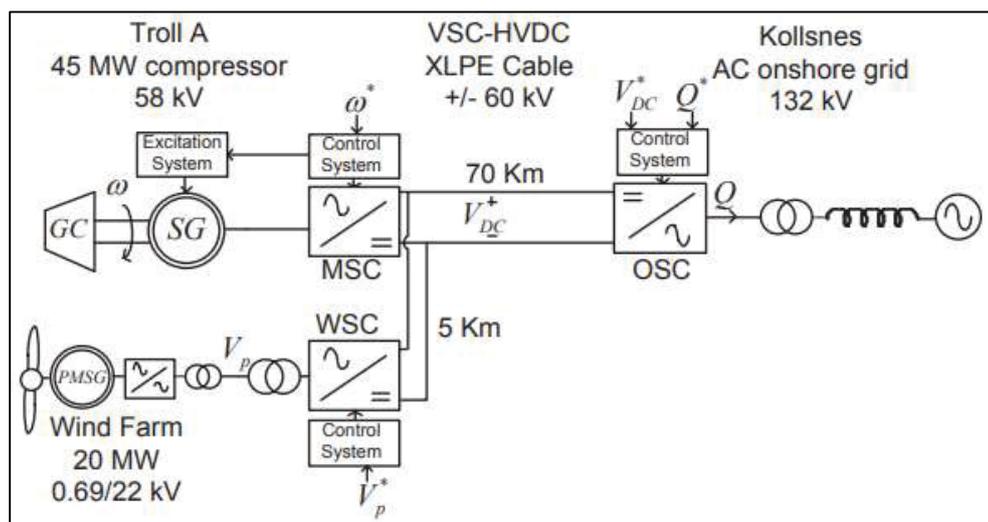
Figura 34 – Esquema do Sistema 1.



Fonte: Årdal (2011).

No Sistema 2, Årdal (2011) analisou a viabilidade de integração de uma usina eólica em uma plataforma já existente que possui um sistema de eletrificação através da rede desde 1996. A configuração do sistema é dividida em três partes principais: a plataforma *offshore* Troll A, a planta de processamento *onshore* Kollsnes e o parque eólico em estudo, Figura 35.

Figura 35 – Esquema do Sistema 2.



Fonte: Årdal (2011).

A plataforma Troll A é conectada tanto na usina eólica quanto na planta de processamento. O sistema de transmissão já existente entre a plataforma e a planta Kollsnes é composto pelo VSC (a título de diferenciação, no diagrama está denominado como *onshore side converter* – OSC) e cabos DC para manter o controle nas estações de conversão. Na plataforma, está localizado o terminal VSC (nomeado como *motor side converter* – MSC) cuja finalidade é acionar o síncrono. O motor é conectado por meio de uma engrenagem a um compressor de gás que extrai o material do poço e o transporta para Kollsnes através de um gasoduto. É comum que no decorrer dos anos de exploração o volume de gás reduza e, com isso, a pressão do poço cai e assim cresce a necessidade de mais compressores para a operação.

Årdal (2011) escolheu estudar a integração de um parque eólico com a plataforma Troll A pela estrutura já existente. Desta forma, a usina eólica poderia ser conectada tanto na linha de transmissão AC quanto na DC do motor da plataforma. No entanto, apesar do autor ressaltar que, para uma maior segurança do sistema, seria recomendado utilizar a transmissão em DC, é inviável fazer uma conversão DC/DC da turbina para a plataforma, sendo necessário que a saída seja em AC. Sendo assim, a turbina eólica contaria com um conversor, um transformador adicional e um terminal VSC extra em uma plataforma extra e um cabo DC, pelo qual a plataforma seria energizada.

3.2. NO BRASIL

No Brasil, a eletrificação de plataformas é ainda bastante recente e se tornou pauta a partir dos últimos acontecimentos no mundo acerca das transições energéticas e dos acordos internacionais para a redução de emissão de carbono. A Petrobras se comprometeu com esses acordos internacionais e vai liderar a transição energética através da eletrificação de suas plataformas no Brasil e de acordo com Ruddy e Ramalho. (2021), o objetivo da petroleira é usar a eletricidade como fonte de energia para todo os equipamentos das unidades de produção marítimas nos projetos que começar a conceber de agora em diante.

Além disso, apesar do governo brasileiro ter se comprometido a neutralizar 100% as emissões de GEE em 2016, com o Acordo de Paris, as emissões já eram regulamentadas no Brasil através da Resolução nº 382/2006 do Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA.

O objetivo da resolução é delimitar os valores máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas. Sendo definido como fonte fixa qualquer instalação, equipamento ou processo, situado em local fixo, que libere ou emita matéria para a atmosfera, por emissão pontual ou fugitiva (CONAMA, 2006, p. s/p). A resolução sofreu alterações em novembro de 2021 a fim de incluir e estabelecer limites máximos de GEE emitidos na atmosfera pela indústria de petróleo e gás *offshore*.

Ainda, de acordo com o Ministério de Minas e Energia – MME (2021), a proposta de eletrificar as plataformas através das substituições do diesel por energia elétrica da rede de distribuição convencional como fonte de energia principal visa reduzir as emissões de GEE em até 20%. A tecnologia a ser utilizada é conhecida como *all electric* (tudo elétrico em português) e o seu modo de funcionamento será através de geração de energia em um ponto focal (centralizada), e a partir deste ponto é que a distribuição de energia será realizada para o restante dos equipamentos da plataforma.

Como mencionado anteriormente, a indústria de óleo e gás é responsável por 42% das emissões de GEE mundiais (BECK *et al.*, 2020). Portanto, é imprescindível que o setor se envolva em iniciativas a fim de reduzir as emissões de GEE em pelo menos 3,4 Gt.CO₂e até 2050. Com a Petrobras (2020) não é diferente, a estatal se comprometeu em reduzir as emissões em 25% até 2030. Desta forma, a petroleira brasileira estuda as melhores formas de cooperar com a transição energética, e a principal é a eletrificação das plataformas.

Atualmente, o abastecimento das plataformas operadas pela Petrobras é feito através da queima de diesel e/ou gás em pequenas usinas termelétricas instaladas nas mesmas, as quais são capazes de gerar até 100 MW. Contudo, em muitos casos, a demanda elétrica em uma plataforma pode ser maior que 100 MW e para o devido funcionamento dos equipamentos é necessário que os turbocompressores gerem energia adicional à quantidade gerada pelas usinas (PORTOS E NAVIOS, 2021).

Em consequência dessa demanda energética da plataforma que a maioria das estruturas existentes utilizam como combustível o próprio material extraído do campo. Desta forma, com as medidas adotadas para a eletrificação das plataformas podem apresentar maior eficiência energética e reduzir a emissão de GEE em até 20% (PORTOS E NAVIOS, 2021).

4. ENERGIA DAS ONDAS

Entre as várias fontes renováveis existentes, a energia das ondas é uma das mais promissoras e isso se dá pelo fato da previsibilidade das ondas, o que torna uma fonte constante. Além disso, é uma das fontes renováveis mais limpas, pois não necessita queima de combustíveis fósseis para a sua extração, sendo assim, não gera emissões de GEE. Desta forma, é uma das opções mais interessantes a ser considerada como fonte de energia para as plataformas de petróleo e gás em alto mar.

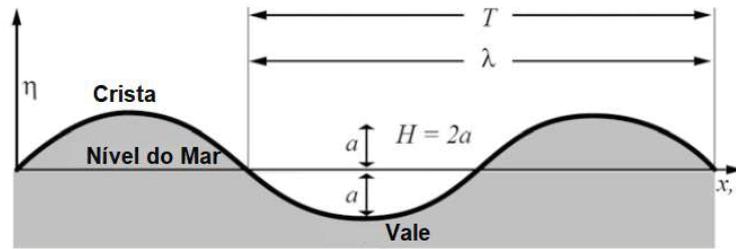
4.1. DEFINIÇÃO DE ONDAS OCEÂNICAS

As ondas oceânicas são consequência da energia solar emitida à Terra, a qual fornece calor e gera diferença de temperatura entre as várias camadas atmosféricas. A partir da diferença de temperatura, os ventos são criados e quando entram em contato com a água do mar, transferem parte de sua energia para o oceano, assim gerando as ondas.

De acordo com Brooke (2003), as ondas oceânicas têm como característica mecânica tanto energia potencial quanto energia cinética. A energia potencial está relacionada com o deslocamento da massa de água, o qual varia de acordo com o nível do mar. A energia cinética está relacionada com o movimento das partículas da água. Desta forma, a quantidade de energia transferida e, portanto, o tamanho das ondas resultantes depende da velocidade do vento, da duração do período em que o vento sopra e da distância em que sopra.

Pecher *et al.* (2017) definiram a onda como uma variação senoidal na elevação da superfície da água e pode ser definida como tendo uma altura H , que é a distância vertical da crista da onda ao vale da onda, um comprimento de onda λ , que é a distância entre dois pontos semelhantes da onda e o período da onda T , que é o tempo necessário para a onda se repetir, como mostra a Figura 36.

Figura 36 – Definição dos parâmetros de uma onda senoidal.



Fonte: Adaptado de Pecher *et al.* (2017).

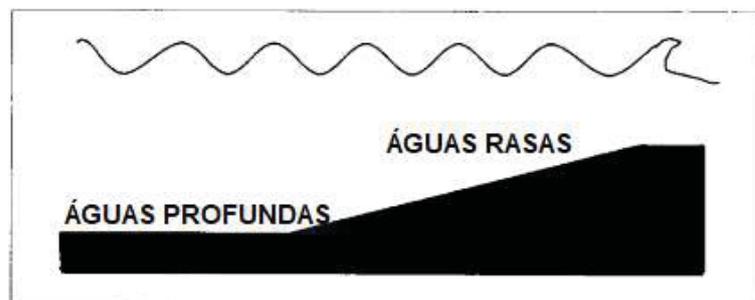
Como as ondas oceânicas são originadas através da força dos ventos, Irizarry-Rivera *et al.* (2009) adicionou que elas variam de local para local, porque o vento constante causa uma maior duração das ondas, e com as estações do ano, pois as ondas são maiores no inverno do que no verão. O autor ainda classificou as ondas oceânicas em dois tipos: as ondas locais e os *swells*. As ondas locais são as ondas oceânicas geradas pela ação dos ventos no local em que sopram e seu comprimento pode chegar a vinte vezes a sua altura. Os *swells* são um conjunto de ondas longas e curtas que podem percorrer longas distâncias de seu ponto de origem e esses tipos de ondas sofrem poucas atenuações e quebram quando chegam a costa.

Além desses dois tipos de ondas, as ondas podem ser classificadas em cinco tipos de variação a partir da profundidade do oceano e da distância da costa. Brooke (2003) as definiu como:

- Empolamento (*shoaling*) ocorre quando a profundidade da água diminui, gerando uma diminuição inicial na altura da onda que é seguida por várias reduções progressivas de maneira lenta e sutil até atingir maiores velocidades (Figura 37)
- Quebra de onda (*wave breaking*) ocorre quando ondas quebram de forma abrupta, perdendo altura e energia sendo responsável pela dissipação da energia contida nas ondas do mar. A rebentação também pode ser mais efetiva se utilizada perto da costa (preferencialmente na linha da costa) onde a água atinge a profundidade máxima de 30 m, pois as maiores ondas resultantes de tempestades rebentam antes de atingirem a linha da costa, evitando assim cargas extremas na central geradora. Ainda também na região próxima à costa, as ondas curtas de amplitudes menores começam a ser reduzidas devido a interação com o fundo do mar (Figura 37)

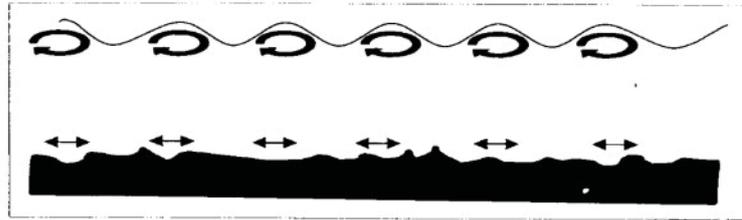
- Atrito no leito marinho (*bottom friction*), ocorre em águas rasas quando a perturbação da água causada pelo movimento das ondas na superfície se estende até ao leito marinho. Este movimento resulta em perda de energia devido ao atrito entre as partículas de água e o leito do mar. A perda de energia aumenta conforme a largura da plataforma continental e a rugosidade do leito marinho (Figura 38)
- Refração depende da variação detalhada da topografia do leito marinho e promove a redistribuição da densidade de energia das ondas. À medida que as ondas se propagam em águas rasas, as frentes de onda são dobradas de modo que se tornam mais paralelas aos contornos de profundidade e à linha de costa. Como consequência, a energia se concentra em formações batimétricas convexas, como as cristas submarinas e os promontórios, onde ocorre concentração de energia (Figura 39). A energia dispersa onde o padrão do fundo do mar é côncavo, por exemplo, em áreas de baía. Mesmo com a dispersão de energia, a mudança de direção devido à refração é de grande importância para dispositivos de energia de ondas de águas rasas cuja eficiência de captura depende da orientação (Figura 40)
- Difração: entre os efeitos decorrentes desse fenômeno está o encurvamento das ondas ao redor e atrás das barreiras. Promove a transferência de energia de áreas de alta concentração de energia para áreas de baixa concentração, sendo geralmente um fator negativo para a extração de energia das ondas. Entretanto, efeitos de difração em costas recuadas podem causar concentração de energia na linha de costa.

Figura 37 – Variações de ondas em águas rasas: empolamento e quebra de onda.



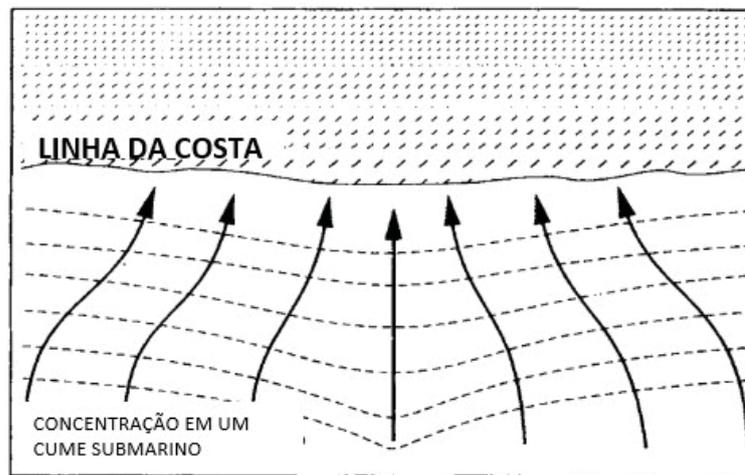
Fonte: Adaptado de Brooke (2003).

Figura 38 – Variações de ondas em águas rasas: atrito no leito marinho.



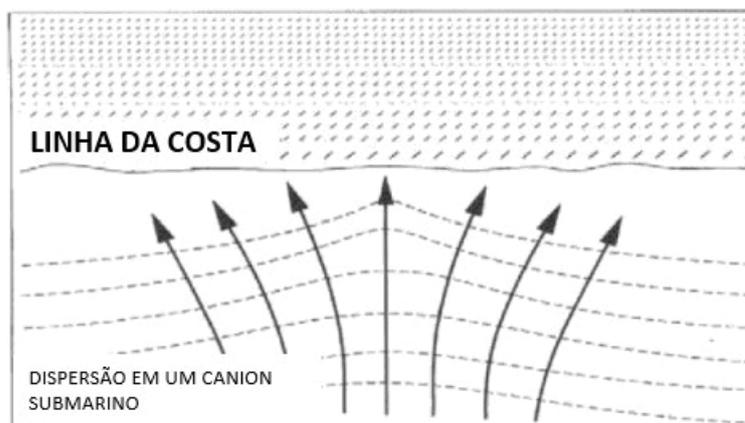
Fonte: Adaptado de Brooke (2003).

Figura 39 – Variações de ondas em águas rasas: refração por concentração.



Fonte: Adaptado de Brooke (2003).

Figura 40 – Variações de ondas em águas rasas: refração por dispersão.



Fonte: Adaptado de Brooke (2003).

Essas características físicas das ondas oceânicas são importantes pois afetam a energia da onda, o que determina a quantidade de energia elétrica que pode ser obtida das ondas (IRIZARRY-RIVERA *et al.*, 2009).

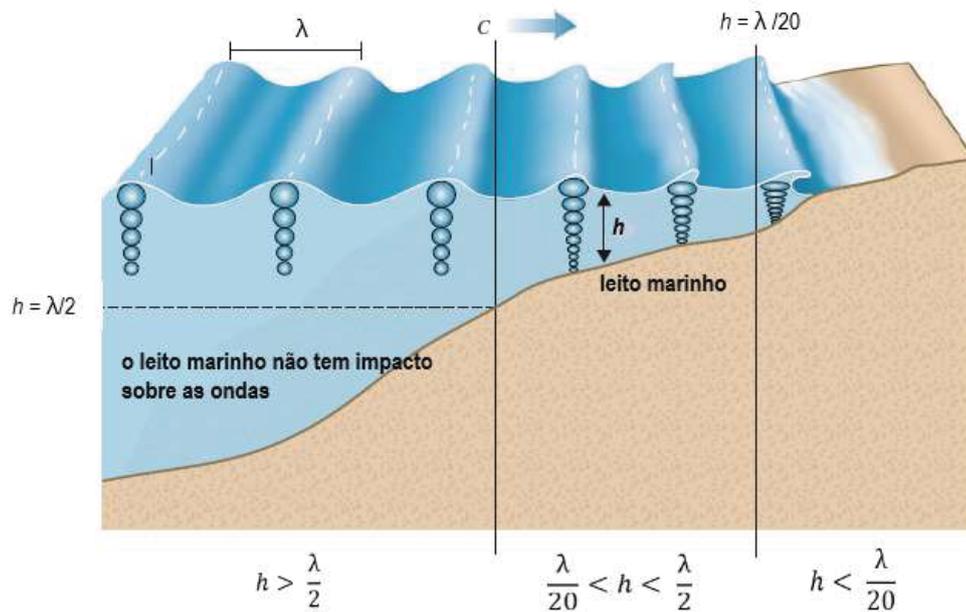
4.2. PROPRIEDADES DAS ONDAS OCEÂNICAS

Para planejar efetivamente os conversores de energia das ondas (*wave energy converters* – WECs) de pequena ou grande escala, é importante ter uma estimativa do potencial total de recursos e do recurso explorável. O recurso energético varia de acordo com o caminho que as ondas percorrem desde áreas de águas profundas até a região costeira e isso se dá porque as suas propriedades físicas variam durante esse percurso. Para otimizar a quantidade de energia extraída é importante a caracterização das propriedades das ondas oceânicas e a aplicação da tecnologia adequada. A captação de energia das ondas deve começar com a caracterização adequada dos recursos de energia das ondas disponíveis numa determinada área (ADERINTO *et al.*, 2018).

Como visto na seção anterior, as dimensões de uma onda são definidas a partir do seu comprimento (λ) e sua altura (H). De acordo com a literatura, existem diferentes teorias que podem ser aplicadas para o estudo de ondas oceânicas e isso se dá porque a profundidade da água (h) e da inclinação da onda devem ser consideradas, pois a energia resultante é diferente nas diferentes condições.

Para Boström (2011), a profundidade da água é determinada a partir do comprimento de onda, sendo considerada como águas profundas aquelas que possuem o comprimento de onda (λ) menor que a metade da profundidade (h), $\lambda < 0,5h$. Já para Pecher *et al.* (2017), a variação na elevação na superfície da água é o resultado de um movimento elíptico das partículas da água que se estende para além da superfície e, com isso, a amplitude do movimento decresce exponencialmente com a profundidade da água. Para os autores, a profundidade da água está associada ao comprimento de onda que, por fim, são parâmetros utilizados para definir a profundidade da água em três regiões (Figura 41): águas profundas, onde o leito marinho não tem impacto sobre as ondas e tipicamente se caracteriza por $h > \lambda/2$; águas rasas, onde não existe variação no movimento horizontal das partículas de água em relação a profundidade da água e tipicamente é caracterizada por $h < \lambda/20$; e águas intermediárias são as que se encontram entre esses dois extremos.

Figura 41 – Movimento das partículas de água.



Fonte: Adaptado de Pecher *et al.* (2017).

Apesar desses parâmetros serem variáveis e os estudiosos discordarem entre as teorias para definir o que pode ser considerada uma região de águas profundas e águas rasas, estas definições ainda são importantes pois elas auxiliam na determinação da energia contida nas ondas e, por final, a sua potência de geração de energia.

Desta forma, Boström (2011) menciona que para determinar a energia das ondas em uma região é necessário analisar a performance do espectro da onda. O autor cita que o espectro mais comumente encontrado na literatura é o espectro da direcional da onda, $S(f, \theta)$, com a finalidade de descrever a distribuição da densidade de energia em frequência (f) e em direção (θ). Para caracterizar o estado do mar, ainda é utilizado um espectro de momento (m_n), onde a variação total de energia do sistema de ondas é identificada por m_0 , como demonstrado na Equação 1.

$$m_n = \int_0^{\infty} f^n S(f) df \quad \text{Equação 1}$$

Cruz (2008) explica que a altura significativa da onda H_s pode ser expressa através dos parâmetros $H_{1/3}$ e H_{m_0} . O termo $H_{1/3}$ é usado para determinar a altura

significativa da onda como a altura média da crista ao vale da onda de um terço das ondas mais altas no espectro. Já o termo H_{m_0} representa a expressão espectral em relação à variação total de energia, Equação 2.

$$H_{m_0} = 4\sqrt{m_0} \quad \text{Equação 2}$$

Os dois parâmetros são aproximadamente iguais, tendo a seguinte relação: $0,9H_{m_0} < H_{1/3} < H_{m_0}$. Outro parâmetro muito importante para a análise do comportamento físico das ondas, é o período (T). De acordo com Irizarry-Rivera *et al.* (2009), na literatura são encontradas duas definições possíveis para período das ondas oceânicas: o período de pico (T_p) e o período energético (T_s). O período de pico é o inverso da frequência de pico, Equação 3.

$$T_p = \frac{1}{f_p} \quad \text{Equação 3}$$

Já o período energético depende da banda de frequência mais baixa, a qual contém mais energia, Equação 4.

$$T_s = \frac{m-1}{m_0} \quad \text{Equação 4}$$

Para a definição do nível de potência ou densidade de potência é utilizada a teoria linear de onda e considerada a condição da profundidade da água (BOSTRÖM, 2011; IRIZARRY-RIVERA *et al.*, 2009), definida como mostra a Equação 5.

$$P = \rho g \int_0^\infty c_g(f, h) S(f, \theta) df = \frac{\rho g^2}{64\pi} T_s H_s^2 \quad \text{Equação 5}$$

Onde,

ρ , é a densidade da água (1025 g/m³)

g , é a aceleração da gravidade (9,81 m/s²)

c_g , é a velocidade de grupo, que é a velocidade na qual a energia de uma onda viaja e é definida como $\frac{g}{4\pi f}$

4.2.1. Potencial energético no mundo

Como já mencionado, o potencial energético das ondas é influenciado pela sua altura, sua velocidade, seu comprimento de onda e pela densidade da água. Desta forma, as ondas com maior potencial energético são localizadas em latitudes entre 30° e 60° (IRENA, 2020). Outro fato importante é que a energia das ondas é distribuída espacialmente e por região, como pode ser visto na Tabela 2, o que faz com que seu potencial teórico global de energia seja cerca de 29.500 TWh por ano, assim podendo suprir a demanda energética mundial (IRENA, 2020).

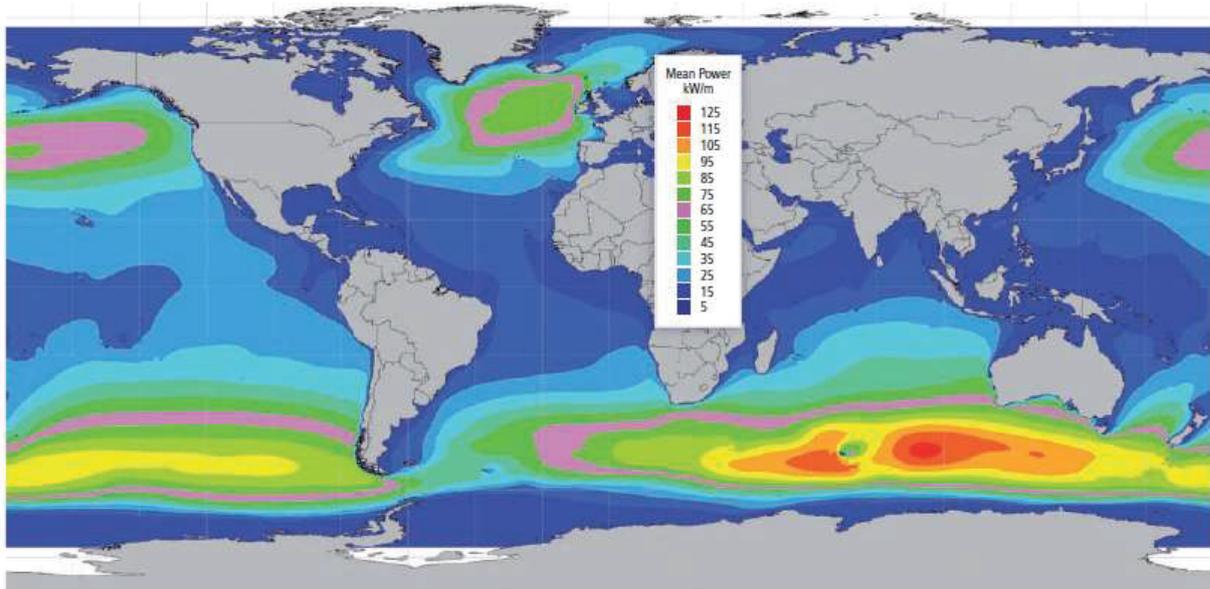
Tabela 2 – Potencial global teórico para a energia das ondas por região.

Região	Energia das Ondas (TWh/ano)
Europa Ocidental e do Norte	2.800
Mediterrâneo	1.300
América do Norte e Groelândia	4.000
América Central	1.500
América do Sul	4.600
África	3.500
Ásia	6.200
Austrália, Nova Zelândia e Ilhas do Pacífico	5.600
TOTAL	29.500

Fonte: Adaptado de Lewis *et al.* (2011).

A Figura 42 apresenta a distribuição de energia média anual global das ondas. Nele são mostrados que os maiores níveis energéticos se encontram na costa oeste dos continentes e nas áreas de latitudes temperadas (entre 30° e 60°) e isso devido aos ventos fortes nessas regiões (LEWIS *et al.*, 2011).

Figura 42 – Distribuição anual global de energia das ondas.

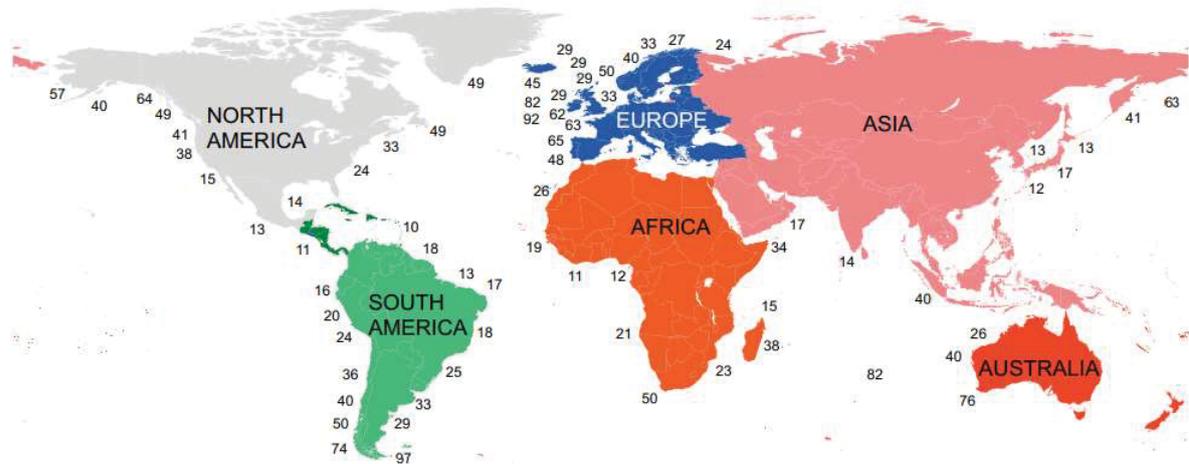


Fonte: Lewis *et al.* (2011).

No entanto, as regiões com maior potencial energético são áreas de difícil acesso e ainda não existem tecnologias disponíveis para alcançá-las, desta forma os índices conhecidos são baseados em estudos através de medidores perto das costas.

Sims *et al.* (2007) obtiveram os resultados mostrados na Figura 43, onde são apresentadas as regiões com as melhores condições para a extração de energia das ondas. Nessas regiões, as águas profundas têm densidades de energia de 60 a 70 kW/m, mas caem para cerca de 20 kW/m na orla. Ainda segundo Sims *et al.* (2007), cerca de 2% dos 800.000 km de costa continental do mundo excedem 30 kW/m, dando um potencial técnico de cerca de 500 GW, assumindo que os dispositivos *offshore* de energia das ondas apresentem 40% de eficiência.

Figura 43 – Fluxo médio anual de densidade de energia das ondas (kW/m em águas profundas).



Fonte: Sims *et al.* (2007).

4.2.2. Potencial energético no Brasil

De acordo com Tolmasquim (2016) no Brasil o regime de ondas pode ser caracterizado por dois sistemas principais de agitação, a vaga (*wind sea*) e a ondulação (*swell*). A vaga é gerada pelos ventos alísios e frequente o ano inteiro e a ondulação está associada a passagens de frentes frias, resultantes da migração dos anticiclones extratropicais. As regiões Sul e Sudeste estão sujeitas a ondulações mais energéticas, associadas às frentes frias em algumas épocas do ano, enquanto o litoral nordeste é caracterizado por ondulações menores, porém constantes no ano todo, causadas pelos ventos alísios.

Ainda em seu relatório, Tolmasquim (2016) explica que através de estudos realizados pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE/UFRJ) foram apresentados dados do potencial teórico de energia oceânica no Brasil, os quais foram levantados através de medições *in situ* e em literatura sobre o tema. Para o levantamento desses dados, foram considerados a extensão do litoral de cada estado brasileiro, a altura significativa de onda média no ano e o período médio no ano. Para a região Norte, incluindo Amapá, Pará e oeste do Maranhão, foi considerado o potencial de marés nas baías e estuários do litoral, totalizando 27 GW. Nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, considerou-se o potencial de ondas, mais significativo em relação à região Norte, resultando em 22 GW, 30 GW e 35 GW, respectivamente. Assim sendo, o potencial brasileiro de ondas e marés foi

estimado em aproximadamente 114 GW. O potencial de cada estado é exposto na Tabela 3.

Tabela 3 – Potencial energético oceânico por estado brasileiro.

UF	Potencial (MW)
Bahia	14.100
Rio Grande do Sul	12.800
Santa Catarina	10.900
Rio de Janeiro	9.800
São Paulo	9.600
Ceará	8.380
Maranhão	8.350
Amapá	7.810
Pará	7.300
Rio Grande do Norte	6.000
Espírito Santo	5.940
Alagoas	3.600
Pernambuco	2.940
Sergipe	2.470
Paraíba	1.840
Paraná	1.510
Piauí	960
Brasil	114.300

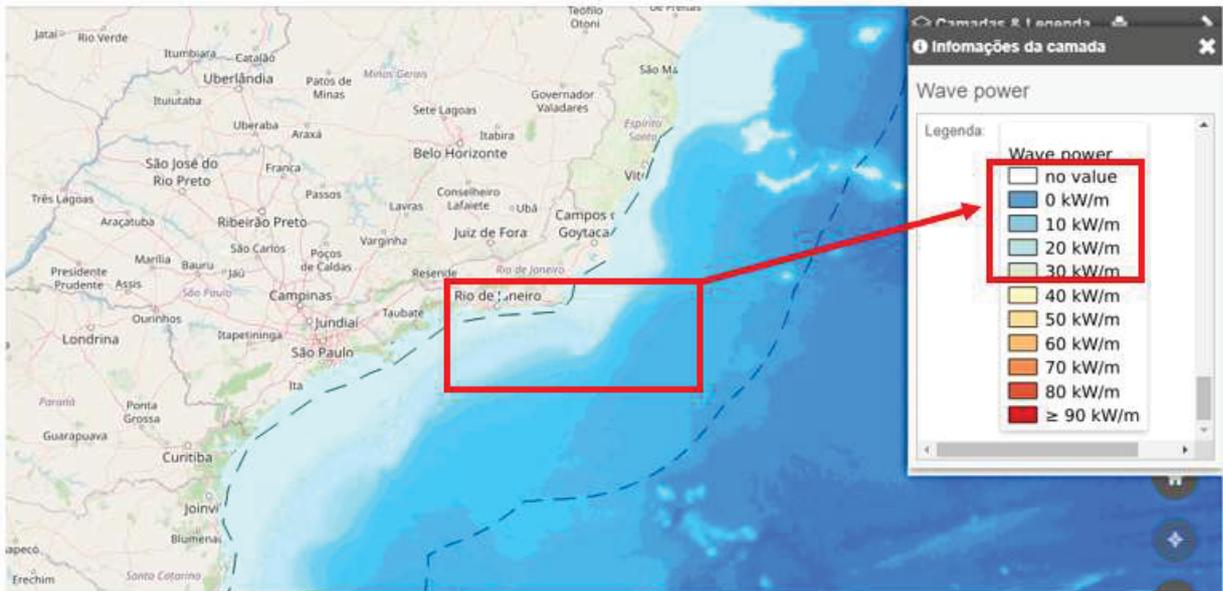
Fonte: Adaptado de Tolmasquim (2016).

4.2.3. Potencial energético no Rio de Janeiro

De acordo com o levantamento apresentado por Tolmasquim (2016) na seção anterior, o estado do Rio de Janeiro é o quarto estado brasileiro com maior potencial energético anual, com estimativa de produção de 9.800 MW de energia.

A iniciativa intergovernamental Ocean Energy Systems (OES, 2022) disponibiliza um gráfico interativo no qual é possível verificar o potencial energético do ano em escala global, e de acordo com esse banco de dados (Figura 44), o potencial energético das ondas na região oceânica perto do Rio de Janeiro pode variar entre 10 e 30 kW/m.

Figura 44 – Potencial energético na região oceânica no Rio de Janeiro.



Fonte: Adaptado de OES (2022).

A Coppe/UFRJ (2013) estudou a instalação de uma usina de geração elétrica utilizando a energia das ondas da praia de Copacabana. A usina estaria localizada a 14 km da costa e possuiria uma capacidade de 100 kW, sendo possível abastecer cerca de 200 casas com a energia elétrica gerada. Apesar das alturas significativas no mar de Copacabana serem baixas, com cerca de 1,5 metros, o resultado ainda é promissor pois as ondas apresentam caráter contínuo, o que eleva o potencial de extração.

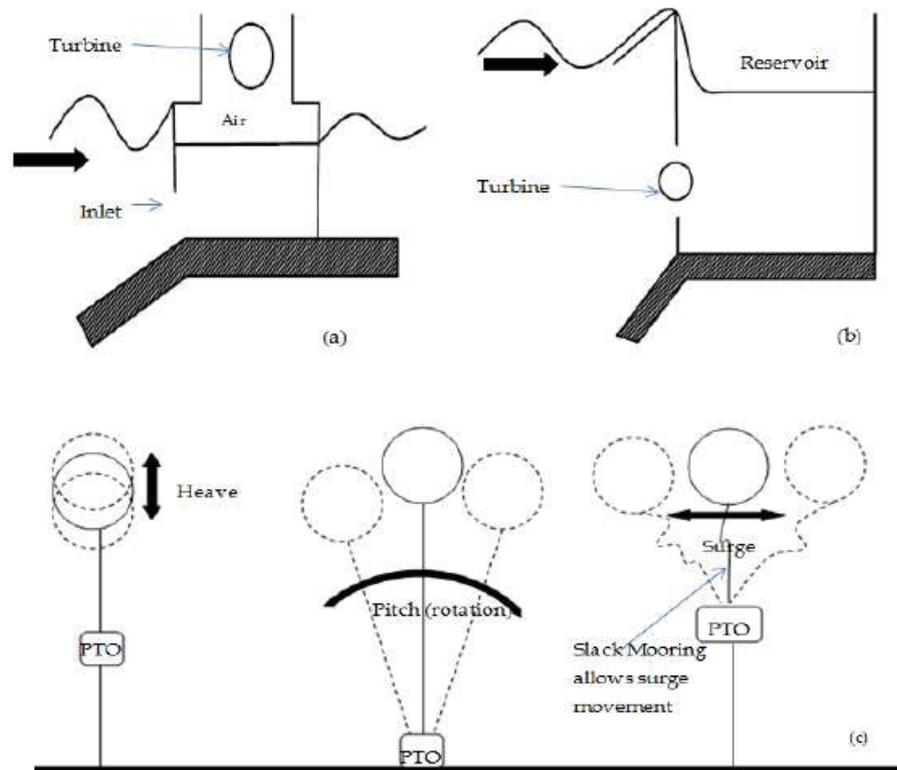
4.3. TECNOLOGIAS EXISTENTES

Os conversores podem ser classificados a partir do modo que a energia será extraída, do mecanismo de conversão de energia das ondas para energia elétrica, da distância no oceano onde está instalado (costa, perto da costa e longe da costa) e da razão entre a magnitude do comprimento de onda sobre a parte de interação do conversor.

Atualmente existem três principais categorias em que os WECs são classificados: absorvedores, terminadores e atenuadores. Os absorvedores são caracterizados por serem menores que o comprimento de onda das ondas de entrada. Os terminadores são utilizados quando a direção de onda dominante é perpendicular à extensão estrutural do WEC. Os atenuadores são utilizados se a extensão estrutural for paralela à direção de onda de entrada (ADERINTO *et al.*, 2018). Na Figura 45 são

apresentados os conversores mais estudados na literatura, são eles: (a) colunas de águas oscilantes (*oscillating water columns – OWC*), (b) conversores de sobreposição (*overtopping converters* e (c) sistemas de corpo oscilantes (*oscillating body systems*).

Figura 45 – Classificação dos conversores de energia das ondas.

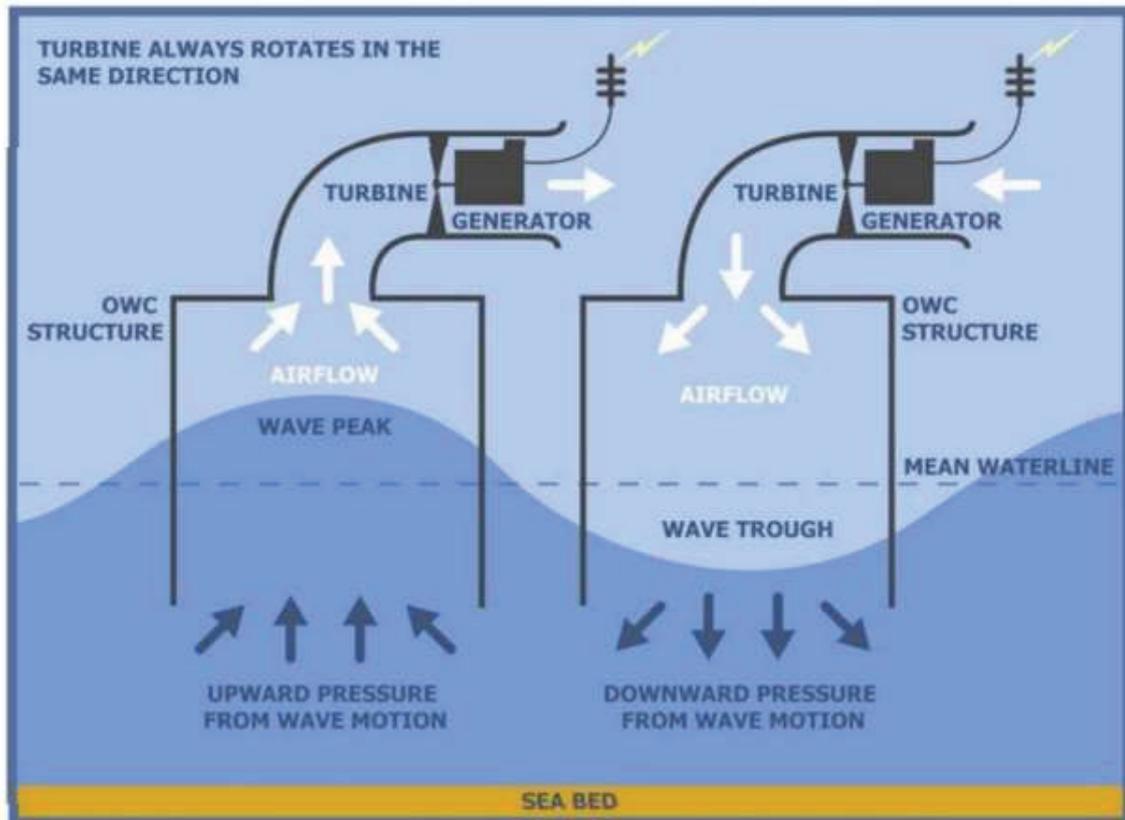


Fonte: Aderinto *et al.*, 2018.

4.3.1. Conversores de colunas de águas oscilantes – OWCs

Os conversores de coluna de água oscilante – OWCs são compostos por uma estrutura parcialmente submersa com uma abertura na seção subaquática, a qual tem a finalidade de confinar o ar acima da superfície interna livre. Na Figura 46 o diagrama demonstra como esse sistema funciona. O ar dentro da superfície interna livre se move de acordo com o movimento oscilatório da coluna de água, que aciona a turbina colocada sobre ela (ADERINTO *et al.*, 2018).

Figura 46 – Funcionamento de um conversor de ondas por coluna – OWC.

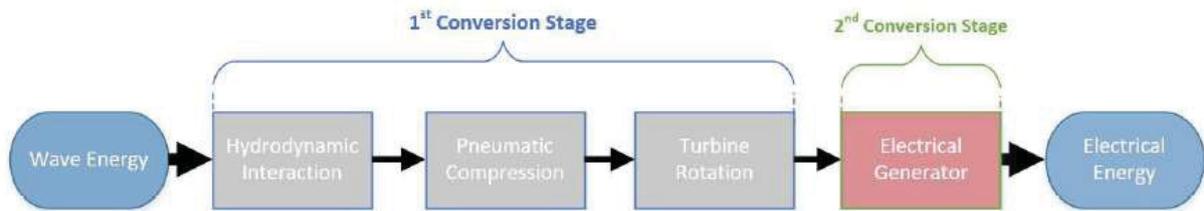


Fonte: Doyle *et al.* (2019).

A elevação da superfície ocorre quando o pico da onda passa e desce quando o vale da onda passa, o que provoca um fluxo de ar bidirecional e gera variações de pressão dentro da câmara, até ter passado também pela turbina. Nestes sistemas onde o fluxo de ar é bidirecional, é necessária uma turbina autorretificadora para fazer com que a rotação seja constante e gire em apenas em uma direção enquanto o fluxo de ar muda de direção (DOYLE *et al.*, 2019).

Para simplificar o funcionamento dos OWCs Doyle *et al.* (2019) exemplificam o processo através do diagrama apresentado na Figura 47. A conversão de onda para a rede requer dois estágios. A primeira etapa é a força pneumática da interação hidrodinâmica em mecânica, onde a energia das ondas pressuriza o fluido de trabalho (ar), que é utilizado pela turbina para a tomada de força (*power take-off* – PTO). A segunda etapa é então a conversão de energia mecânica para elétrica usando um gerador.

Figura 47 – Processo de conversão de energia através do OWC.

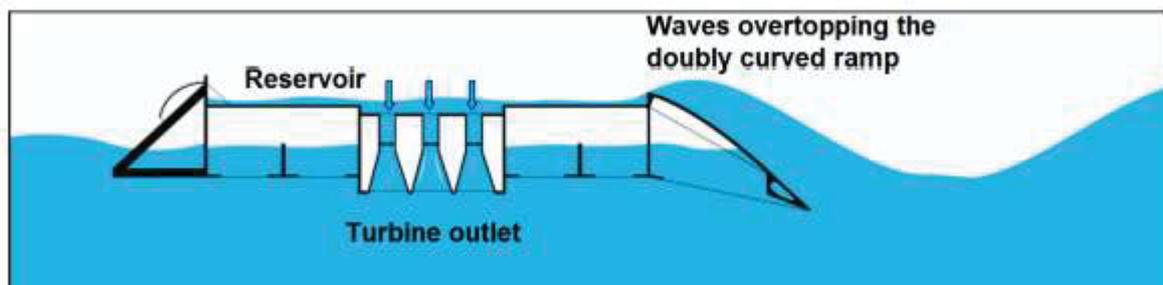


Fonte: Doyle *et al.* (2019).

4.3.2. Conversores de Sobreposição (*Overtopping*)

Este tipo de conversor depende da captação física da água das ondas que é mantida em um reservatório acima do nível do mar, antes de ser devolvida ao mar através de turbinas convencionais abaixo do nível da água que geram energia, Figura 48. Um dispositivo de sobreposição pode requerer o uso coletores da energia das ondas (LAGOUN *et al.*, 2010).

Figura 48 – Diagrama simples de um conversor de sobreposição.



Fonte: Parmeggiani *et al.* (2013)

A hidrodinâmica dos dispositivos de sobreposição é não linear e esses dispositivos podem ser usados no litoral se integrados com estruturas de quebra-mar. No entanto, para otimizar o potencial do dispositivo e coletar mais energia o uso em águas profundas com auxílio de flutuadores seria o recomendado (ADERINTO *et al.*, 2018).

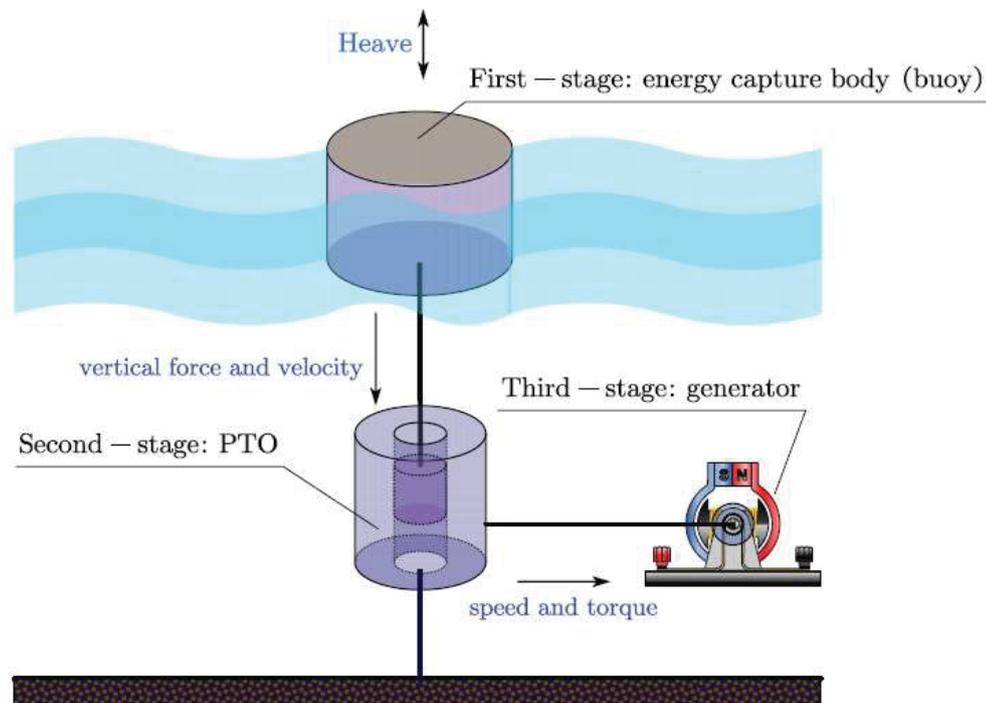
4.3.3. Sistemas de Corpo Oscilante

Os conversores dessa categoria podem ser tanto flutuantes quanto submersos e são os dispositivos com mais potencial a serem instalados em águas profundas.

Aderinto *et al.* (2018) explicam que ele capta energia a partir do movimento das ondas oceânicas, que podem ser translacionais (principalmente de agitação) ou rotacionais (principalmente de inclinação).

O processo de conversão de energia por esses dispositivos pode ser dividido em três etapas, como mostrado na Figura 49. A primeira etapa é a transformação da energia da onda em energia mecânica, a segunda etapa é a transferência da energia mecânica ou a transformação da energia mecânica em energia hidráulica e novamente em energia mecânica e a terceira etapa é a transformação da energia mecânica em energia elétrica (QIAO *et al.*, 2021).

Figura 49 – Diagrama simples de um conversor de sistema de corpo oscilante.



Fonte: Qiao *et al.* (2021).

Qiao *et al.* (2021) explicam detalhadamente como as três etapas funcionam. A primeira etapa refere-se ao corpo oscilante de captura de energia, a qual tem a finalidade de converter a energia cinética e potencial das ondas em energia mecânica e depois transferi-la para a parte da segunda etapa, e a energia capturada na primeira etapa pode ser calculada multiplicando-se a velocidade da boia e a força da tomada de força (PTO). A segunda etapa refere-se ao PTO que conecta o corpo de captação de energia ao gerador, com a finalidade de converter a energia transferida do corpo oscilante em energia que impulsiona o gerador a operar. A terceira etapa refere-se ao

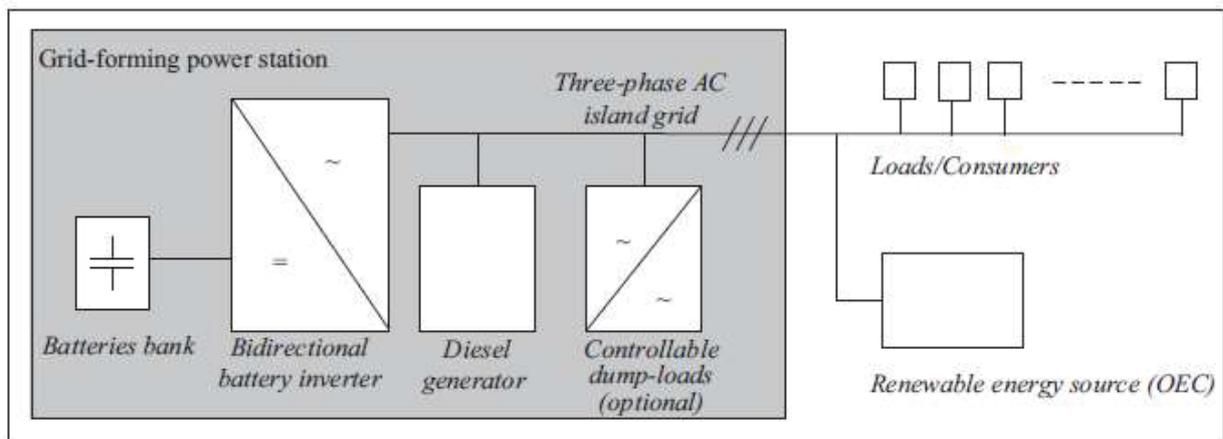
gerador, o qual converte a energia transferida do PTO durante a segunda etapa em energia elétrica e transmite para a rede ou a armazena.

4.3.4. Transmissão da energia elétrica

Existem estudos que demonstram a características de usinas de energia das ondas com a rede, mas nesta seção será apresentado o que a literatura apresenta para usinas que operariam sem conexão com a rede elétrica, pois estariam conectados com a plataforma de petróleo em zonas remotas.

De acordo com as informações levantada por Garces *et al.* (2013) na Figura 50, os sistemas utilizados para áreas remotas são chamados de ilhas de rede e utilizam geradores convencionais a diesel. O ponto central da ilha é uma bateria com funções bidirecionais que forma uma rede de três fases e oferece estabilidade ao sistema ao controlar a frequência e a tensão. Também é necessário um sistema de descarga ou redutores de potência, em casos que haja excesso de energia na rede.

Figura 50 – Diagrama de uma ilha de rede para regiões de difícil acesso.



Fonte: Garces *et al.* (2013).

5. METODOLOGIA E PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

5.1. REGIÃO A SER ESTUDADA

Para a análise de potencial energético das ondas na região oceânica no litoral do estado do Rio de Janeiro foram escolhidos três pontos principais, os quais estão apresentados na Tabela 4 e Figura 51.

Tabela 4 – Localização dos pontos A, B e C.

Ponto	Nome	Latitude	Longitude
A	Boia RJ-4 (Ilha de Cotunduba)	-22.971550	-43.1502167
B	Praia do Arraial do Cabo	-23.005020	-41.9943820
C	Plataformas Peregrino	-23.295941	-41.2077842

Fonte: Autoria própria (2022) baseado em: ponto A – SiMCosta (2020), ponto B – autoria própria (2022) e ponto C – ANP (2016).

Figura 51 – Localização dos pontos A, B e C.



Fonte: Autoria própria (2021) utilizando a ferramenta Google Mapas a partir de SiMCosta (2020) e ANP (2016).

O ponto A foi escolhido pois é onde está localizada a boia de medição RJ-4, Figura 52, do Sistema de Monitoramento da Costa Brasileira (SiMCosta, 2020) e onde existem medições exatas de H_s e T_s das ondas durante um período de cinco anos (entre 2017 e 2021), os quais serão utilizados como suporte e parâmetro principal para as

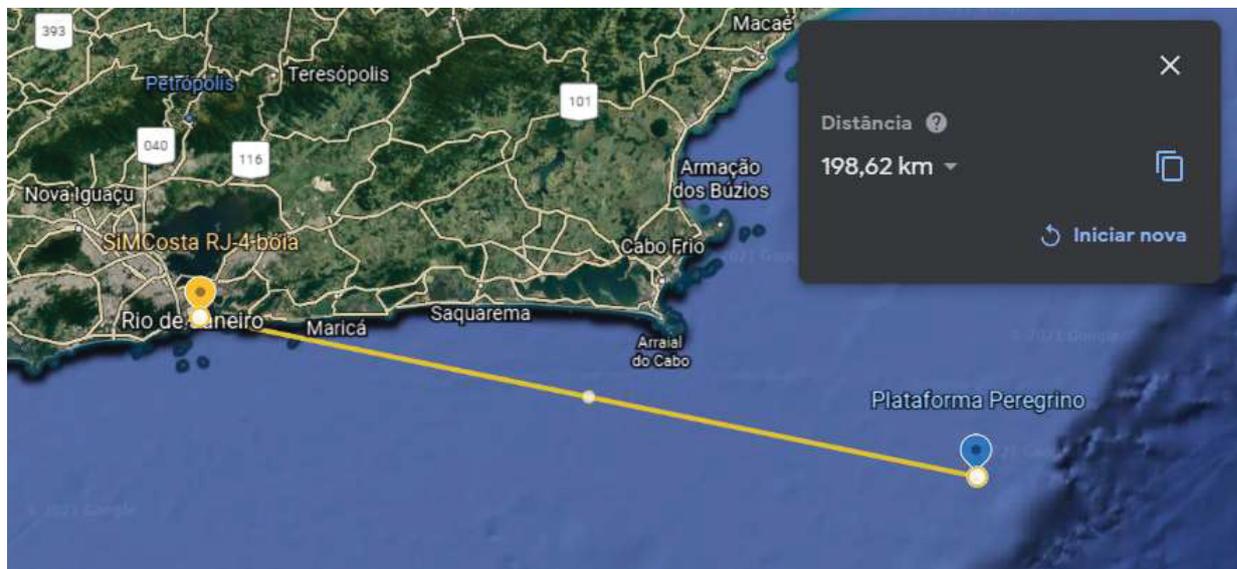
análises posteriores que serão apresentadas neste capítulo na análise de potencial das ondas no ponto C, o qual está a 199 km do ponto A, Figura 53.

Figura 52 – Localização da boia 4.



Fonte: Autoria própria (2021) utilizando a ferramenta Google Mapas a partir de ANP (2016).

Figura 53 – Distância entre o ponto A e C.



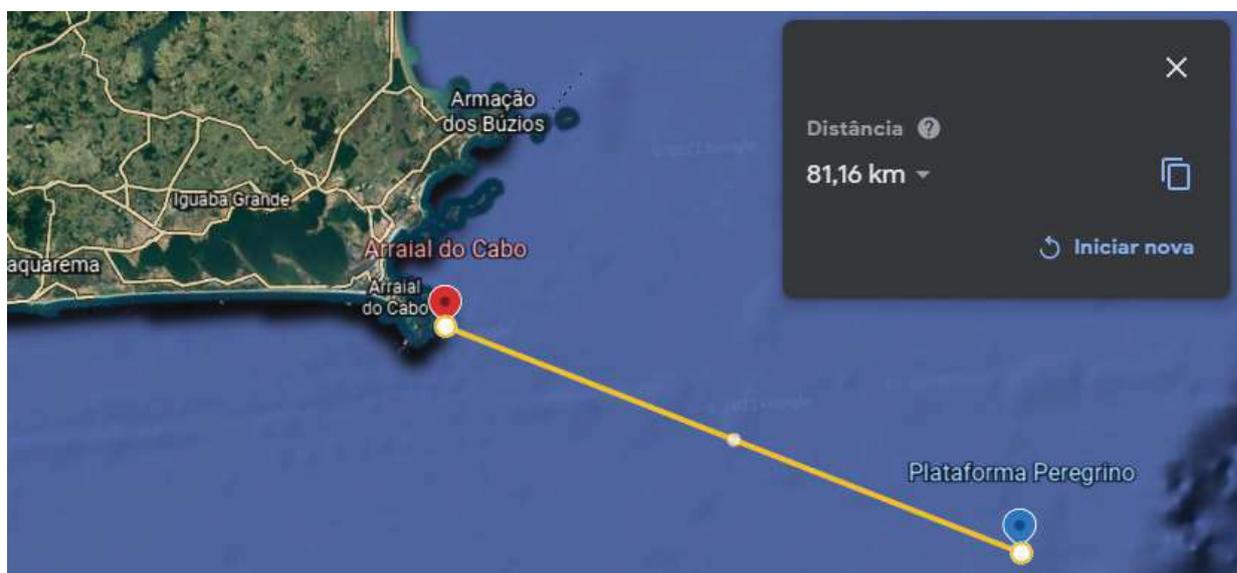
Fonte: Autoria própria (2021) utilizando Google Mapas (2021).

O ponto B foi escolhido por três motivos principais, (a) seria onde a plataforma e a usina oceânica teriam conexão com a rede elétrica no continente, se necessário; (b) porque possui coordenadas muito similares onde o ponto C está localizado e (c) por

ser uma praia muito conhecida, existe a opção de consulta dos parâmetros das ondas em *websites* de consulta de dados de ondas.

O ponto C é onde estão localizadas as quatro plataformas Peregrino, e por falta de dados reais das ondas no local, os dados a serem apresentados serão estimados a partir dos dados no ponto A e B e a partir de consulta aproximada em *websites* de consulta de dados de ondas. O ponto C está localizado a 85 km de Arraial do Cabo (ponto B), Figura 54.

Figura 54 – Localização da plataforma Peregrino da costa.



Fonte: Autoria própria (2021) utilizando Google Maps (2021).

5.2. PARÂMETROS DO OCEANO NOS TRÊS PONTOS

5.2.1. Ponto A

Para o ponto A, como já foi mencionado, os dados foram extraídos do banco de dados do SiMCosta (2020) e as alturas significativas médias anuais (em metros) e períodos significativos médios anuais (em segundos) estão apresentados na Tabela 5 e 6 respectivamente.

Tabela 5 – Alturas significativas médias anuais (em metros).

Estação / Ano	2017	2018	2019	2020	2021
Inverno	1,18	1,25	1,33	1,29	1,33
Outono		1,19	1,17	1,29	1,41
Primavera	1,07	1,19	1,16	1,07	
Verão		0,88	0,99	1,09	
Total Geral	1,10	1,13	1,17	1,19	1,36

Fonte: Adaptado de SiMCosta (2020).

Tabela 6 - Períodos significativos médios anuais (em segundos).

Estação / Ano	2017	2018	2019	2020	2021
Inverno	3,96	4,31	4,46	0,00	4,38
Outono		4,57	4,29	2,29	3,45
Primavera	3,86	4,21	4,09	7,79	
Verão		3,78	3,50	4,02	
Total Geral	3,88	4,22	4,10	3,19	4,01

Fonte: Adaptado de SiMCosta (2020).

Na Tabela 7 estão apresentados a média da H_S em metros e a média do T_S em segundos durante os três anos de medição e separados por estação do ano e o total geral é a média geral.

Tabela 7 – Médias da altura e períodos significativos captados pela boia RJ-4.

Estação do ano	Média de H_S (m)	Média de T_S (s)
Inverno	1,29	3,36
Outono	1,24	3,63
Primavera	1,13	4,75
Verão	0,99	3,77
Total Geral	1,17	3,87

Fonte: Adaptado de SiMCosta (2020).

A partir da altura significativa média \bar{H}_S igual a 1,17 m e do período significativo médio \bar{T}_S igual a 3,87 segundos, o potencial energético médio neste ponto foi calculado a partir da Equação 5 e atingiu 2,599 kW/m.

5.2.2. Ponto B

Para o ponto B, os dados de partida foram extraídos do *website* de consulta Surf guru (2022) no dia 23 de agosto de 2022 durante o inverno no Hemisfério Sul e estão apresentados na Figura 55. É importante salientar que o banco de dados do Surf guru também é derivado do SiMCosta.

Figura 55 – Características das ondas no ponto B.

	TER 23	QUA 24	QUI 25	SEX 26	SAB 27	DOM 28	SEG 29	TER 30
Dia	TERÇA-FEIRA 23							
Hora	00h	03h	06h	09h	12h	15h	18h	21h
Surf	1 m	1 m	1 m	1 m	1.1 m	1.1 m	1.2 m	1.2 m
Altura Total	0.9 m	0.8 m	0.8 m	0.9 m	0.9 m	1 m	1 m	1 m
Período Prim.	11 s	11 s	17 s	16 s	16 s	15 s	14 s	14 s
	00h	03h	06h	09h	12h	15h	18h	21h
Energia (J/m ²)	514	406	406	514	514	635	635	635
Potência kW/m	4,5	3,5	5,4	6,5	6,5	7,5	7	7

Fonte: Adaptado de Surf guru (2022).

A partir dos dados disponibilizados durante esse dia, foram calculadas as médias dos parâmetros físicos das ondas na região, os quais estão na Tabela 8.

Tabela 8 – Médias dos parâmetros físicos do oceano no ponto B.

\bar{H}_S (m)	\bar{T}_S (s)	\bar{E} (J/m ²)	\bar{P} (kW/m)
0,91	14,25	532,38	5,99

Fonte: Adaptado de Surf guru (2022).

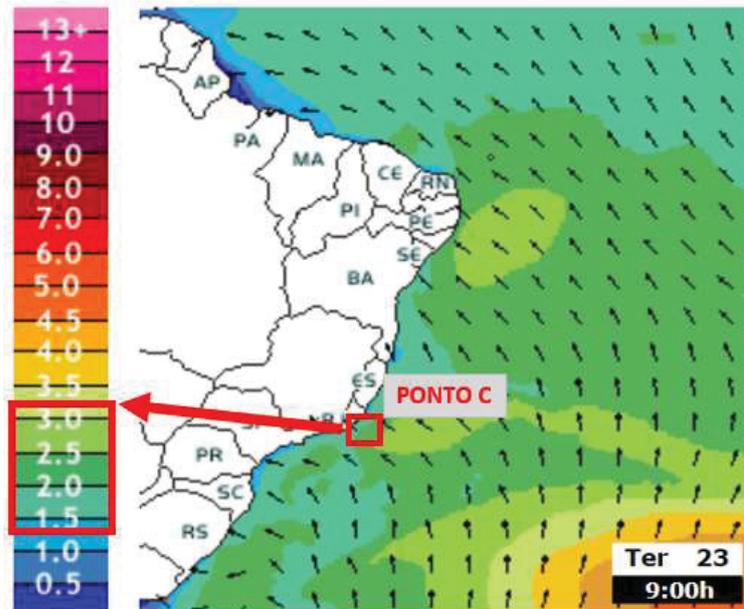
5.2.3. Ponto C

Para o ponto C não foi possível levantar dados reais por falta de aparelhos técnicos instalados nesta região. Desta forma, os parâmetros a serem utilizados foram obtidos através de dois métodos: (1) estimativa a partir do *website* Surf guru (2022) e (2) estimativa a partir de um fator de aproximação calculado a partir dos parâmetros obtidos para o ponto B.

Para o método 1, a extração dos dados foi realizada através de inspeção visual por meio das ferramentas de buscas para previsão de ondas no Brasil no estado do

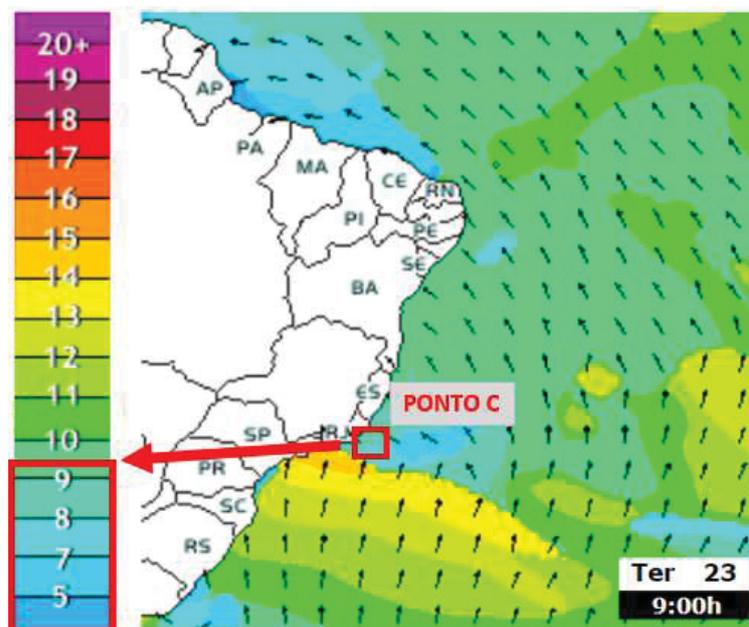
Rio de Janeiro do Surfuru (2022). A partir disso, foi possível determinar um intervalo para H_S de 1,5 m até 3,0 m, Figura 56, e um intervalo para T_S de 5 s a 9 s, Figura 57. Para o cálculo do potencial energético no método 1, foram utilizadas as médias \bar{H}_S igual a 2,25 m e \bar{T}_S igual a 7 s.

Figura 56 – Método 1: altura significativa no ponto C.



Fonte: Adaptado de Surfuru (2022).

Figura 57 – Método 1: período significativo no ponto C.



Fonte: Adaptado de Surfuru (2022).

Para o método 2, decidiu-se utilizar um fator de aproximação para o ponto C a partir das características das ondas obtidas no ponto B, uma vez que os parâmetros físicos das ondas são diretamente afetados pela sua localização geográfica, pois como visto no capítulo 4, elas são geradas a partir da força dos ventos e da topografia do leito marinho. Desta forma, a fim de obter dados mais próximos da realidade geográfica do ponto C, foi decidido utilizar a distância geodésica entre os dois pontos ao invés da distância linear direta do ponto C do ponto B. Portanto, para a determinação do fator de aproximação seguiram-se as seguintes etapas: a) cálculo da distância geodésica entre os pontos B e C; b) transformação das coordenadas geográficas para coordenadas Universal Transversa de Mercator – UTM em cada ponto e c) cálculo da relação de H_s e T_s nos pontos e as coordenadas UTM em cada ponto.

Para o cálculo da distância geodésica entre os pontos B e C utilizou-se a calculadora de coordenadas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2022). A distância obtida foi de 86,57 km, como apresentado na Figura 58.

Figura 58 – Distância geográfica em metros entre o ponto B e C.

Calcula distancia entre 2 puntos			
Entre Longitude Inicial			
Oeste ▾	41	59	39
Entre Latitude Inicial			
Sul ▾	23	00	18
Entre Longitude Final			
Oeste ▾	41	12	28
Entre Latitude Final			
Sul ▾	23	17	45
Selecione o Datum			
SAD 69 ▾			
Calcular			

Longitude Inicial	o 41 59 39 (-41.994166666667)
Latitude Inicial	s 23 00 18 (-23.005)
Longitude Final	o 41 12 28 (-41.207777777778)
Latitude Final	s 23 17 45 (-23.295833333333)
Distancia Geodesica	86573.955 metros

Fonte: Adaptado de INPE (2022).

Também foram encontradas as coordenadas UTM para cada ponto, como apresentadas na Figura 59 e na Figura 60, para o ponto B e C respectivamente.

Figura 59 – Coordenadas UTM no ponto B.

Converte Coordenadas				Resultado	
Sua coordenada esta em:				Datum Entrada	SAD69
GEOGRAFICA (Grau Minuto Segundo) ▾				Datum Saida	SAD69
Entre Longitude ou X				Resultado da conversao:	Veja a região no Google Maps
Oeste ▾	41	59	39	--	--
Entre Latitude ou Y				Longitude em GMS	O 41 59 39.000
Sul ▾	23	00	18	Longitude em GD	-41.994166666667
Selecione o Datum de entrada				Coord X UTM em metros	193065.7243809
SAD 69 ▾				--	--
Avançar				Latitude em GMS	S 23 0 18.000
Use ponto (.) para separação decimal				Latitude em GD	-23.005
Selecione a Projecao de saida				Coord Y UTM em metros	7452781.7310225
UTM ▾				Meridiano Central = -39 /// Fuso UTM = 24	
Selecione o Datum de saida					
SAD 69 ▾					
Avançar					

Fonte: Adaptado de INPE (2022).

Figura 60 – Coordenadas UTM no ponto C.

Converte Coordenadas				Resultado	
Sua coordenada esta em:				Datum Entrada	SAD69
GEOGRAFICA (Grau Minuto Segundo) ▾				Datum Saida	SAD69
Entre Longitude ou X				Resultado da conversao:	Veja a região no Google Maps
Oeste ▾	41	12	28	--	--
Entre Latitude ou Y				Longitude em GMS	O 41 12 28.000
Sul ▾	23	17	45	Longitude em GD	-41.207777777778
Selecione o Datum de entrada				Coord X UTM em metros	274200.15140385
SAD 69 ▾				--	--
Avançar				Latitude em GMS	S 23 17 45.000
Use ponto (.) para separação decimal				Latitude em GD	-23.295833333333
Selecione a Projecao de saida				Coord Y UTM em metros	7422000.9957384
UTM ▾				Meridiano Central = -39 /// Fuso UTM = 24	
Selecione o Datum de saida					
SAD 69 ▾					
Avançar					

Fonte: Adaptado de INPE (2022).

Para estimar as médias da altura significativa e do período significativo no ponto C foi utilizado uma relação entre as latitudes e longitudes em UTM, como mostrado na Tabela 9.

Tabela 9 – Médias de H_S (m) e T_S (s).

Ponto	Distância UTM (km)		\bar{H}_S (m)			\bar{T}_S (s)		
	Lat	Lon	Lat	Lon	Média	Lat	Lon	Média
B	193,06	7.452,78	0,91	0,91	0,91	14,25	14,25	14,25
C	2.742,00	7.422,00	1,29	0,91	1,1	20,24	14,19	17,21

Fonte: Autoria própria (2022).

Desta forma, utilizando as médias obtidas nos dois métodos foram obtidos os potenciais energéticos apresentado na Tabela 10.

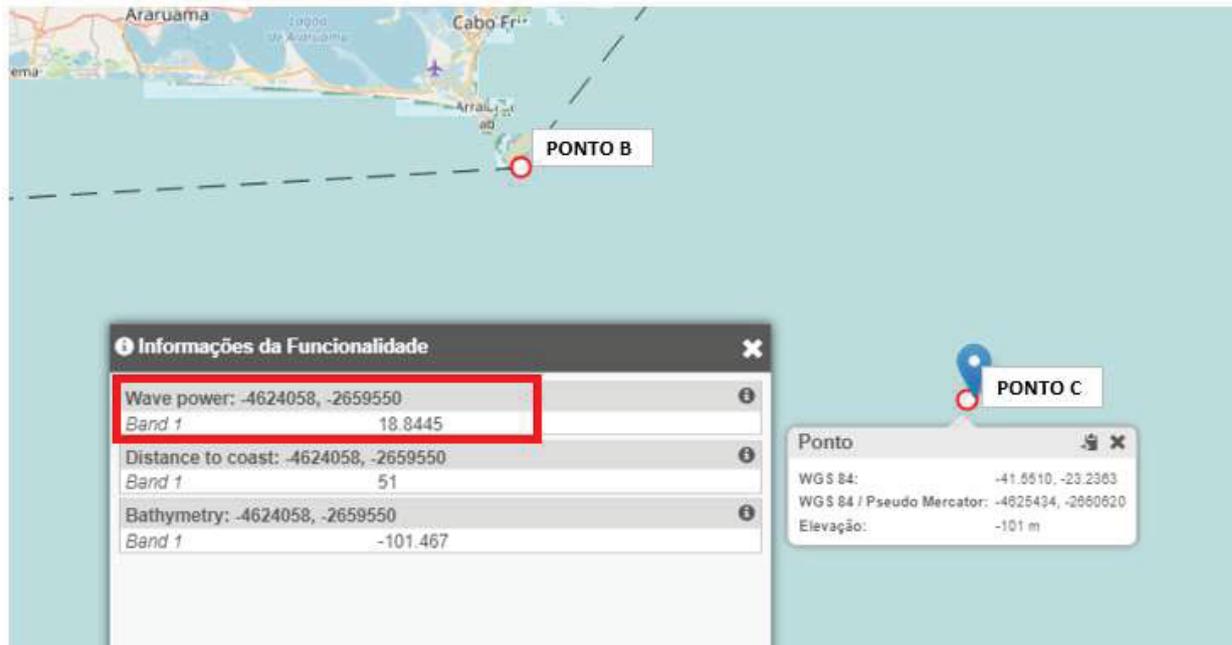
Tabela 10 – Potencial energético através dos métodos 1 e 2.

	Método 1	Método 2
\bar{H}_S (m)	2,25	1,10
\bar{T}_S (s)	7,00	17,21
P (kW/m)	17,36	10,20

Fonte: Autoria própria (2022).

O método 1 está próximo do valor fornecido pela OES (2022) de cerca de 18,8 kW/m, Figura 61. O método 2 resulta em valor 46% menor que o da OES (2022).

Figura 61 – Potencial energético das ondas no ponto C.



Fonte: Adaptado de OES (2022).

Para a análise dos resultados foi escolhido utilizar o potencial energético encontrado através do método 1, de 17,36 kW/m.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme informações fornecidas pela operadora norueguesa Equinor (TN PETRÓLEO, 2014), a Plataforma Peregrino produz cerca de 104 mil barris por dia e demanda 44 MW de energia elétrica gerados a partir de geradores abastecidos com óleo diesel e gás natural para a produção de petróleo na região.

A fim de substituir a demanda energética de 44 MW no campo foi calculada a capacidade instalada e a energia gerada em um dispositivo coletor. Para dimensionar a capacidade da usina, a energia gerada e a quantidade de dispositivos coletores necessários a serem instalados foram utilizados os parâmetros iniciais apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Dados de entrada.

Dados de Entrada	Média
Altura Significativa H_S (m)	2,3
Período Significativo T_S (m)	7,0
Potência de Onda P_{onda} (kW/m)	17,4
Horas de Geração H_G (h/mês)	720
Potência de Projeto P_P (MW)	44
Potência de Projeto P_P (MW/m)	19,6

Fonte: Autoria própria (2022).

Para encontrar a capacidade instalada C_I de 39,1 kW foi utilizada a Equação 6.

$$C_I (kW) = P_{onda} \times H_S = 17,4 * 2,3 = 39,1 kW \quad \text{Equação 6}$$

A energia gerada E_G em MWh foi encontrada a partir da Equação 7.

$$E_G (MWh/mês) = C_I \times H_G \times \eta \quad \text{Equação 7}$$

onde η é a eficiência de conversão, dada pela Equação 8. Para conversores de colunas de água Aderinto *et al.* (2018) determinou uma eficiência mínima de 15% e uma eficiência máxima de 40% e para conversores de sobreposição foi encontrada uma eficiência de 12%.

$$\eta = \frac{P_G}{P_{max}} \quad \text{Equação 8}$$

onde P_G é a potência gerada (em kW) pelo WEC e $P_{max} = P_{onda}$ é a potência da onda.

Sendo assim, foram obtidos os valores de E_G e P_G para os três valores de eficiência encontrados por Aderinto *et al.* (2018) e para uma eficiência média de 22% com um desvio padrão de 0,15, como apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Eficiência dos conversores.

η	$E_G \left(\frac{kWh}{mês} \right)$	$P_G (kW)$
12%	3.378,24	2,09
15%	4.222,80	2,61
22%	6.193,44	3,83
40%	11.260,80	6,96

Fonte: Autoria própria (2022).

Desta forma, para suprir a demanda energética do campo Peregrino a usina a ser instalada deveria ter dispositivos coletores de energia dispostos ao longo de no mínimo 9.377,66 m para conversores de sobreposição com eficiência de 12%. Já para conversores de colunas d'água o mínimo encontrado foi de 7.502,13 m para conversores com eficiência mínima de 15% e 2.813,3 m para eficiência máxima de 40%. E para a eficiência média de 22%, os conversores deveriam ser dispostos ao longo de 5.115,1 m.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho consistiu em avaliar o potencial energético no litoral do Rio de Janeiro com o intuito de utilizar a energia das ondas como fonte de energia elétrica para as plataformas do campo Peregrino substituindo o uso de combustível como para a geração de energia nas mesmas. Desta forma, reduzindo a emissão de gases do efeito estufa e fomentar o uso de fontes renováveis como principais recursos energéticos para a indústria de óleo e gás.

Os potenciais energéticos encontrados pelo método 1 e 2, de 17,36 kW/m e 10,20 kW/m respectivamente, estão dentro dos valores disponibilizados pela OES (2022) e Surf guru (2022) de 10 kW/m a 30 kW/m. A partir do potencial energético encontrado, obteve-se a capacidade instalada 39,1 kW e energia instalada de 28,12 MWh/mês. Consequentemente, conclui-se que é possível ter bons resultados de geração de energia elétrica utilizando a energia das ondas na região estudada. Para esse projeto se tornar possível e a usina ter capacidade de suprir energia suficiente para as quatro plataformas, em um total de 44 MW, seria necessário instalar uma usina com conversores instalados ao longo de 5.115,1 metros, para uma eficiência de 22% dos conversores. Ainda foi possível observar, que quanto maior a eficiência dos coletores instalados, menor a distância a ser utilizada, desta forma reduzindo possíveis materiais prejudiciais ao bioma aquático local.

Adicionalmente, se em comparação com Coppe/UFRJ (2013) e Tolmasquim (2016), os resultados obtidos ainda são menores do que os apresentados pela literatura, demonstrando que o potencial a uma distância de 86 km da costa pode ainda ser maior do que o encontrado, pois nesta localização a profundidade da água é maior do que a metade do comprimento de onda, portanto definidas como águas ultra profundas pela literatura e pelas petroleiras.

Já no âmbito ambiental, com a instalação da usina, as emissões de GEE poderiam ser reduzidas em até a 2.000 Mm³ (ANP, 2021), pois este é o valor da queima de combustível fóssil no campo Peregrino. Esta redução seria maior do que a prevista pela operadora Equinor (2019b) de 100.000 tCO₂.

A partir destas análises, conclui-se que o projeto seria viável de um ponto de vista técnico e o ganho para o meio ambiente seria alto. No entanto, as tecnologias existentes ainda são poucas e experimentais e por isso o uso da energia das ondas por empresas do setor de óleo e gás seria o pontapé inicial para o desenvolvimento

das tecnologias para extração da energia dos oceanos, pois a indústria já possui tecnologias para operar em regiões de difícil acesso e capital financeiro para o investimento inicial.

7.1. SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Durante a análise e discussão dos resultados surgiram alguns questionamentos que não puderam ser confirmados neste trabalho, mas que serviram para apontar sugestões para a continuidade dos estudos. Essas sugestões são listadas na sequência:

- Viabilidade econômica do projeto
- Conexão da usina de ondas com as plataformas

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADERINTO, Tunde; LI, Hua. **Ocean Wave Energy Converters: Status and Challenges**. 2018. *Energies* 2018, 11(5), 1250; <https://doi.org/10.3390/en11051250>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1250/htm>. Acesso em: 21 ago. 2022.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução nº 0704/2016. **Peregrino: Plano de Desenvolvimento Aprovado**, [S.I.], 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/peregrino.pdf/view>. Acesso em: 23 out. 2021.

_____. **Exploração e Produção de Óleo e Gás**. Brasil, 10 jul. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>. Acesso em: 16 out. 2020.

_____. **Exploração e Produção de Óleo e Gás**. Brasil, 10 jul. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>. Acesso em: 16 out. 2021.

_____. **Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural: Produção Nacional**. Brasil, 2 out. 2021a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ltNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 16 out. 2021.

_____. Localização das Instalações. *In: Localização das Instalações*. [S.I.], 2021b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ltNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 16 out. 2021.

_____. Distribuição da Produção por Instalação. *In: Distribuição da Produção por Instalação*. [S.I.], 2021c. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ltNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 18 out. 2021.

_____. Gás movimentado. *In: Gás movimentado: Campo Peregrino*. [S.I.], 2021d. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ltNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acesso em: 6 nov. 2021.

ÅRDAL, Atle Rygg. **Feasibility Studies on Integrating Offshore Wind Power with Oil Platforms**. 2011. Monografia (Master of Science in Energy and Environment) - Norwegian University of Science and Technology, [S.I.], 2011. Disponível em: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu->

xmlui/bitstream/handle/11250/257082/441752_FULLTEXT01.pdf?sequence=2&isAlloved=y. Acesso em: 27 nov. 2021.

BECK, Chantal; RASHIDBEIGI, Sahar; ROELOFSEN, Occo; SPEELMAN, Eveline. **The future is now: How oil and gas companies can decarbonize**. McKinsey & Company, [S.I.], p. 1-1, 7 jan. 2020. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>. Acesso em: 9 ago. 2022.

BENJAMINSEN, Christina. **We can electrify offshore oil rigs without electricity cables**. [S.I.]: SINTEF, 25 maio 2022. Disponível em: <https://partner.sciencenorway.no/ammonia-energy-environment/we-can-electrify-offshore-oil-rigs-without-electricity-cables/2024579>. Acesso em: 29 ago. 2022.

BOSTRÖM, Cecilia. **Electrical Systems for Wave Energy Conversion**. 2011. Dissertação (Doutorado, Filosofia) - Uppsala University, [S.I.], 2011. Disponível em: <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:383042/FULLTEXT02.pdf>. Acesso em: 18 ago. 2021.

BROOKE, John. **Wave Energy Conversion**. In: Elsevier Ocean Engineering Book Series. 1. ed. [S.I.]: Elsevier Science Ltd., 2003. v. 1, cap. 2, p. 1-135. Disponível em: <https://books.google.de/books?hl=pt-BR&lr&id=UGAXRwoLZY4C&oi=fnd&pg=PP1&dq=wave+energy+conversion+john+brooke&ots=LH6ZGeZO4Z&sig=deQHML0C8pCUFV6Z37UbCH03hBk&pli=1#v=onepage&q=wave%20energy%20conversion%20john%20brooke&f=false>. Acesso em: 12 ago. 2022.

CALDAS, José. Plataforma Navio-sonda NS-16. Banco de Imagens Petrobras, 2021a. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

CALDAS, José. Plataforma Navio-sonda NS-21. Banco de Imagens Petrobras, 2021b. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

CARREGOSA, Lais. **Equinor retomará produção em Peregrino em 2021**: FPSO Peregrino. 29 out. 2020. Fotografia disponibilizada pela Petrobras. Disponível em: <https://petroleo hoje.editorabrasilenergia.com.br/equinor-retomara-producao-em-peregrino-no-proximo-ano/>. Acesso em: 24 out. 2021.

CARVALHO, André. **Nova plataforma do Campo de Peregrino é instalada**: Peregrino C. 2020. Fotografia. Disponível em: <https://opetroleo.com.br/nova-plataforma-do-campo-de-peregrino-e-instalada/>. Acesso em: 24 out. 2021.

CEGLINSKI, João Paulo. Plataforma semissubmersível P-55. JP Digital, 2021. Fotografia disponibilizada pela Petrobras. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

CLIENTEARTH (ed.). **Fossil fuels and climate change: the facts**. [S.I.], 2022. Disponível em: <https://www.clientearth.org/latest/latest-updates/stories/fossil-fuels->

[and-climate-change-the-facts/#:~:text=The%20Intergovernmental%20Panel%20on%20Climate,from%20fossil%20fuels%20and%20industry](#). Acesso em: 29 ago. 2022.

CONAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente (Brasil). RESOLUÇÃO CONAMA Nº 382, de 26/12/2006. **Resolução CONAMA Nº 382, de 26/12/2006**, [S.I.], p. s/p, 26 dez. 2006. Disponível em: <http://www.ipaam.am.gov.br/wp-content/uploads/2021/01/Conama-382-Poluentes-atmosfericos.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2021.

COPPE/UFRJ. **Rio de Janeiro terá geração de energia pelas ondas do mar**. Planeta COPPE Notícias, Planeta COPPE Notícias, p. 1-1, 18 nov. 2013. Disponível em: <https://coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/rio-de-janeiro-tera-geracao-de-energia-pelas-ondas-do-mar>. Acesso em: 20 ago. 2022.

CRUZ, João. **Ocean Wave Energy: Current Status and Future Perspectives**. Springer, 2008.

DIAS, Rodrigo. **Análise da viabilidade de utilização de geração eólica offshore para eletrificação de plataformas de petróleo**. 2018. 156 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, 2018. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1061M.PDF>. Acesso em: 11 nov. 2021.

DOYLE, Simeon; AGGIDIS, George A. **Development of Multi-Oscillating Water Columns as Wave Energy Converters**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 107, June 2019, Pages 75-86

EESI. Environmental and Energy Study Institute. **Fossil Fuels**. [S.I.], 2020. Disponível em: <https://www.eesi.org/topics/fossil-fuels/description#:~:text=Overview,percent%20of%20the%20world's%20energy>. Acesso em: 29 ago. 2022.

EPE (Brasil). Empresa de Pesquisa Energética. Reservas e produção de petróleo e gás natural. Plano Decenal de Energia 2008-2017 – Capítulo IV, 2008. Disponível em: https://www.nossasaopaulo.org.br/portal/files/Reservas_Producao_Petrleo_x_Gas.pdf. Acesso em: 3 nov. 2021.

EQUINOR (ed.). **Equinor retoma produção do campo de Peregrino**. [S.I.], 19 jul. 2022. Disponível em: <https://www.equinor.com/news/20220719-restarts-peregrino-field-production>. Acesso em: 6 ago. 2022.

EQUINOR. Peregrino phase 2. In: **Peregrino phase 2**. [S.I.], 2021a. Disponível em: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/new-field-developments/peregrino-phase-2.html>. Acesso em: 25 out. 2021.

EQUINOR (Noruega). Equinor. **Electrification of oil and gas operations**. In: **Electrification of oil and gas operations**. [S.I.], 2021b. Disponível em: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/electrification.html>. Acesso em: 14 nov. 2021.

EQUINOR (Noruega). Equinor. **Partial electrification of Sleipner approved**. In: **Partial electrification of Sleipner approved**. [S.I.], 11 fev. 2021c. Disponível em:

<https://www.equinor.com/en/news/20210211-partial-sleipner-electrification-approved.html>. Acesso em: 14 nov. 2021.

EQUINOR (Noruega). Equinor. **Hywind Tampen: The world's first renewable power for offshore oil and gas**. In: Hywind Tampen. [S.l.], 2021d. Disponível em: <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>. Acesso em: 14 nov. 2021.

FALCÃO, Geraldo. **Plataforma FPSO monocoluna Sevan Piranema**. Banco de Imagens Petrobras, 2021. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

FARIA, Steferson. **Plataforma FPSO Cidade de Paraty**. Banco de Imagens Petrobras, 2021. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

FOGAÇA, Jennifer Rocha Vargas. Definição de pré-sal. In: Portal PrePara Enem, [2020]. Disponível em: <https://www.preparaenem.com/quimica/definicao-presal.htm>. Acesso em: 16 out. 2021.

GARCES, Alejandro; FOSSO, Olav Bjarte; MOLINAS, Marta. **Grid integration: part I – power system interactions of wave energy generators**. 2013. In: Electrical Design for Ocean Wave and Tidal Energy Systems. ALCORN, Raymond; O'SULLIVAN, Dara (eds.) Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/306443834_Interaction_of_wave_energy_generation_with_the_electrical_grid. Acesso em: 22 ago. 2022.

HAGEN, Øyvind. **Plataform A - Peregrino field**. 2021. Fotografia. Cortesia da Statoil. Disponível em: <https://www.offshore-technology.com/projects/peregrino-phase-2-development-campos-basin/>. Acesso em: 27 out. 2021.

HARGREAVES, Fernanda Martins. **Opções de mitigação das emissões de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural brasileira**. Orientador: Emilio Lèbre La Rovere. 2019. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. p. 148. Disponível em: http://www.ppe.ufri.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/dissertacao_Fernanda_Hargreaves_revfinal.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

HEEDE, Richard. **Carbon Majors: Updating activity data, adding entities, & calculating emissions: A Training Manual**. Climate Accountability Institute, p. 1-64, 30 set. 2019. Disponível em: <https://climateaccountability.org/pdf/TrainingManual%20CAI%2030Sep19lores.pdf>. Acesso em: 31 jul. 2022.

HOEGH-GULDBERG, Ove; NORTHROP, Eliza; ROY, Joyashree; KONAR, Mansi; LUBCHENCO, Jane. Turning the Tide: Ocean-Based Solutions Could Close Emission Gap by 21%. **World Resources Institute**, [S. l.], p. 1-8, 23 set. 2019. Disponível em: <https://www.wri.org/insights/turning-tide-ocean-based-solutions-could-close-emission-gap-21>. Acesso em: 26 jul. 2022.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (Brasil). Número de plataformas no Brasil (Dez/2019). In: **Número de plataformas no Brasil (Dez/2019)**. Brasil, 2020. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/numero-de-plataformas-no-brasil-dez-2019/N>. Acesso em: 16 out. 2021.

IEA. International Energy Agency. Methane from oil & gas. **Methane Tracker 2020**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-from-oil-gas>. Acesso em: 1 ago. 2022.

INPE. **Calculadora Geográfica**. [S.l.], 2022. Calculadora Geográfica. Disponível em: <http://www.dpi.inpe.br/calcula/>. Acesso em: 27 ago. 2022.

IPIECA. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. **Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability reporting. Reporting 2015**, [S.l.], 2015. Disponível em: https://www.ipieca.org/media/1404/reporting_guidance_3rd_edition_lr_endorsement.pdf. Acesso em: 2 nov. 2021.

IRENA (2020), Innovation outlook: Ocean energy technologies, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Innovation_Outlook_Ocean_Energy_2020.pdf. Acesso em: 20 out. 2022.

IRIZARRY-RIVERA, Agustín A.; . **Achievable Renewable Energy Targets For Puerto Rico's Renewable Energy Portfolio Standard**, [S.l.], 2009. Final Report Disponível em: <https://www.uprm.edu/aret/>. Acesso em: 14 ago. 2022.

KAMMERZELL, Jaime. **Peregrino Success Escalates Statoil Status Offshore Brazil**. *Rigzone*, p. 1, 3 jun. 2011. Disponível em: https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/107733/peregrino_success_escalates_statoil_status_offshore_brazil/. Acesso em: 24 out. 2021.

LAGOUN, Mouna; BENALIA, Atallah; BENBOUZID, Mohamed. **Ocean Wave Converters: State of the Art and Current Status**. 2010 IEEE International Energy Conference, Dec 2010, Manama, Bahrain. pp.636641. Disponível em: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00599003/document>. Acesso em: 21 ago. 2022.

LEWIS, A., S. ESTEFEN, J. HUCKERBY, W. MUSIAL, T. PONTES, J. TORRES-MARTINEZ, 2011: **Ocean Energy**. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/Chapter-6-Ocean-Energy-1.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2022.

MARINE CONTRACTORS (ed.). **Peregrino**: Peregrino B. 2021. Fotografia. Disponível em: <https://www.heerema.com/heerema-marine-contractors/transport-and-installation?hsLang=en>. Acesso em: 24 out. 2021.

MCCLAY, Rebecca. **How the Oil and Gas Industry Works**. [S.l.]: Investopedia, 9 jul. 2022. Disponível em: <https://www.investopedia.com/investing/oil-gas-industry-overview/>. Acesso em: 29 ago. 2022.

MME. Ministério de Minas e Energia - Brasil. **Conama aprova pedido de urgência do MME para eletrificação de plataformas buscando reduzir em até 20% as emissões**. [S.l.], 10 ago. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conama-aprova-pedido-do-mme-para-eletrificacao-de-plataformas-buscando-reduzir-em-ate-20-as-emissoes>. Acesso em: 15 nov. 2021.

NGUYEN, Tuong-Van; VOLDSUND, Mari; BREUHAUS, Peter; ELMGAARD, Brian. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. **Energy**, 2016, v. 117 (part 2), pp. 325-340.

OES. Ocean Energy in the World. 2022. **Offshore installations worldwide**. Disponível em: <https://www.ocean-energy-systems.org/ocean-energy/gis-map-tool/>. Acesso em: 20 ago. 2022.

OFFSHORE TECHNOLOGY (ed.). **Peregrino Phase Two Development, Campos Basin**: Peregrino A. 2021. Fotografia. Disponível em: <https://www.offshore-technology.com/projects/peregrino-phase-2-development-campos-basin/>. Acesso em: 24 out. 2021.

OGA. Oil & Gas Authority. **UKCS Energy Integration – Final Report (Annex 1 – Offshore electrification)**, United Kingdom, 2020. Disponível em: https://www.ogauthority.co.uk/media/6629/ukcs_energy_integration_annex-1-offshore-electrification-final-august-2020.pdf. Acesso em: 14 nov. 2021.

OLIVEIRA, Maurício Figueiredo de. **Metodologia para aplicação de fontes renováveis de energia elétrica em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural**. 2013. 181 f. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-01082013-162018/publico/TESE_MauriciodeOliveira_unprotected.pdf.

PARMEGGIANI, Stefano; KOFOED, Jens Peter, FRIIS-MADSEN, Erik. **Experimental Update of the Overtopping Model Used for the Wave Dragon Wave Energy Converter**. *Energies* 2013, 6, 1961-1992; doi:10.3390/en6041961. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/6/4/1961>. Acesso em: 21 ago. 2022.

PECHER, Arthur; KOFOED, Jens Peter. **Handbook of Ocean Wave Energy**. Springer Book series "Ocean Engineering & Oceanography", 2017. v. 7. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-39889-1>. Acesso em: 12 ago. 2022.

PETROBRAS (Brasil). **Relatório de Sustentabilidade 2020**, [S.l.], 2020. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/57a92cd8-58d1-f41f-67f4-428abb0c1554?origin=1>. Acesso em: 13 set. 2021.

PETROBRAS (Brasil). **Tipos de Plataforma**. [S.l.], 2021a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 18 out. 2021.

PETROBRAS (Brasil). **FPSO CIDADE DE PARATY**. [S.l.], 2021b. Disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/content/fpso-cidade-de-paraty.html>. Acesso em: 23 out. 2021.

PORTOS E NAVIOS. **Petrobras eletrifica plataformas para cortar emissões**, p. s/p, 12 out. 2021. Disponível em: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/offshore/petrobras-eletrifica-plataformas-para-cortar-emissoes>. Acesso em: 15 nov. 2021.

QIAO, Dongsheng; ZHI, Guangning; LIANG, Haizhi; NING, Dezhi; YAN, Jun; LI, Binbin. **Scaling Orchestration in Physical Model Test of Oscillating Buoy Wave Energy Converter**. *Frontiers in Marine Science*, Volume 8, Article 627453. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2021.627453/full>. Acesso em: 21 ago. 2022.

RUDDY, Gabriela; RAMALHO, André. **Petrobras eletrifica plataformas para cortar emissões**. *Econômico Valor*, [S.l.], p. 1-1, 11 out. 2021. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/10/11/petrobras-eletrifica-plataformas-para-cortar-emissoes.ghtml>. Acesso em: 8 ago. 2022.

SEEG. Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa. In: **Emissões por setor**. 2021. Disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/sectors/energia>. Acesso em: 2 nov. 2021.

SILVA, Sílvia. **Plataforma Autoelevável P-59**. Agência Petrobras, [2021]. Banco de Dados da Petrobras. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

SIMCOSTA. Mapa Interativo. In: Portal SiMCosta . **Dados das Ondas**. [S.l.], 7 jan. 2020. Disponível em: <https://simcosta.furg.br/home>. Acesso em: 9 nov. 2021.

SIMS, R.E.H., R.N. Schock, A. Adegbululgbé, J. Fenhann, I. Konstantinaviciute, W. Moomaw, H.B. Nimir, B. Schlamadinger, J. Torres-Martínez, C. Turner, Y. Uchiyama, S.J.V. Vuori, N. Wamukonya, X. Zhang, 2007: **Energy supply**. In *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg3-chapter4-1.pdf>. Acesso em: 20 out. 2022.

SOUZA, André Motta de. **Plataforma fixa de Mexilhão operando na Baía de Santos**. Banco de Imagens Petrobras, 2021a. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

SOUZA, André Motta de. **Plataforma semissubmersível P-10**. Banco de Imagens Petrobras, [2021b]. Fotografia. Disponível em:

<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.

SURFGURU. Previsão: Rio de Janeiro. *In*: SURFGURU (coord.). **Previsão das Ondas: Rio de Janeiro**. Brasil, 2022. Disponível em: <https://surfguru.com.br/>. Acesso em: 23 ago. 2022.

TEIXEIRA, Bia. Desenvolvimento de Campos: ANP revê planos de exploração das principais áreas produtoras do país. *In*: PORTAL PETRÓLEO E ENERGIA. **Desenvolvimento de Campos: ANP revê planos de exploração das principais áreas produtoras do país**. 2020. Disponível em: <https://www.petroleoenergia.com.br/desenvolvimento-de-campos-anp-reve-planos-de-exploracao-das-principais-areas-produtoras-pais/3/>. Acesso em: 26 out. 2021.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. [S.l.]: EPE, 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2022.

TN PETRÓLEO (Brasil). Statoil quer gerar energia em Peregrino com petróleo. **TN Petróleo** (a partir de matéria do Valor Econômico), Brasil, p. 1, 23 jun. 2014. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/statoil-quer-gerar-energia-em-peregrino-com-petroleo/>. Acesso em: 12 set. 2021.

UNFCCC. *United Nations Framework Convention on Climate Change*. The Paris Agreement. 2021. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Acesso em: 28 out. 2021.

VIDALES, Thelma. **Plataforma TLWP P-61**. Banco de Imagens Petrobras, 2021. Fotografia. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em: 27 out. 2021.