

Universidade de São Paulo
Escola Politécnica

João Flesch Fortes

Modelo para estudo de complementaridade
entre fontes intermitentes em plantas
híbridas com energias marinhas renováveis,
solar e eólica.

São Paulo

2023

João Flesch Fortes

**Modelo para estudo de complementaridade
entre fontes intermitentes em plantas
híbridas com energias marinhas renováveis,
solar e eólica.**

Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Potência.

Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso
Grimoni

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

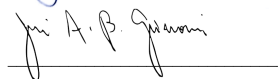
Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 2 de dezembro de 2023

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



Catálogo-na-publicação

Fortes, João Flesch

Modelo para estudo de complementaridade entre fontes intermitentes em plantas híbridas com energias marinhas renováveis, solar e eólica. / J. F. Fortes -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

216 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.ENERGIA MARÉMOTRIZ 2.ENERGIA SOLAR 3.ENERGIA EÓLICA
4.FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Autor: João Flesch Fortes

Título: Modelo para estudo de complementaridade entre fontes intermitentes em plantas híbridas com energias marinhas renováveis, solar e eólica.

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Doutor em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Potência.

Banca Examinadora

Prof(a). Dr(a). _____

Instituição _____

Julgamento _____

Prof(a). Dr(a). _____

Instituição _____

Julgamento _____

Prof(a). Dr(a). _____

Instituição _____

Julgamento _____

Prof(a). Dr(a). _____

Instituição _____

Julgamento _____

Prof(a). Dr(a). _____

Instituição _____

Julgamento _____

Julgada em ____ / ____ / _____

Sumário

1. <i>Introdução</i>	29
2. <i>Objetivos</i>	37
3. <i>Contextualização</i>	39
3.1 <i>Energias Marinhas Renováveis</i>	39
3.1.1 <i>Energia das Ondas</i>	41
3.1.2 <i>Energia de Marés</i>	44
3.1.3 <i>Energia das Correntes</i>	47
3.1.4 <i>Gradiente Térmico</i>	53
3.1.5 <i>Gradiente de Salinidade</i>	54
3.2 <i>Energia Solar</i>	55
3.3 <i>Energia Eólica</i>	58
3.4 <i>Complementaridade e Plantas Híbridas</i>	60
3.5 <i>Área de Estudo</i>	68
3.5.1 <i>Geografia/Batimetria</i>	70
3.5.2 <i>Forçantes Principais</i>	71
4. <i>Energias Marinhas Renováveis</i>	75
4.1 <i>Ondas</i>	75
4.1.1 <i>Forçantes e Características Físicas</i>	76
4.1.2 <i>Potencial Energético</i>	80
4.1.3 <i>Tecnologias de Extração</i>	85
4.1.4 <i>Variabilidade Sazonal</i>	88

4.1.5	Variabilidade de Alta Frequência	92
4.2	Correntes	95
4.2.1	Forçantes e Características Físicas	95
4.2.2	Potencial Energético	97
4.2.3	Tecnologias de Extração	100
4.2.4	Variabilidade Sazonal	104
4.2.5	Variabilidade de Alta Frequência	107
4.3	Discussão	108
5.	<i>Solar</i>	111
5.1	Painéis Fotovoltaicos no Mar	111
5.1.1	Plantas <i>Offshore</i>	112
5.1.2	Plantas Solares em Lagos e Represas	114
5.1.3	Painéis Submersos	118
5.1.4	Espectro Debaixo da Água	118
5.1.5	Painéis Flexíveis Flutuantes	122
5.1.6	Desafios Tecnológicos	123
5.2	Variabilidade Temporal	126
5.3	Estudo de Planta Flutuante	131
5.3.1	Estimativas Econômicas	133
5.4	Discussão	137
6.	<i>Eólica</i>	139
6.1	Materiais e Métodos	139
6.1.1	Estimativa da Densidade de Potência	139
6.1.2	Modelo <i>Weather Research and Forecasting</i> (WRF)	140
6.2	Resultados	142
6.2.1	Comparação dos Resultados do Modelo com Dados do PNBOIA	143
6.2.2	Densidade de Potência	143
6.2.2.1	Variabilidade Temporal	143
6.2.2.2	Variabilidade Sazonal	144
6.2.3	Parâmetros de Weibull	146
6.2.4	Direções Predominantes	147

6.3	Discussão	149
7.	<i>Complementaridade e Estudo de Caso</i>	151
7.1	Trabalhos Anteriores	151
7.2	Modelo de Análise Sazonal	155
7.2.1	Algoritmo	157
7.3	Estudo de Caso	159
7.3.1	Metodologia	159
7.3.2	Modelo de Otimização da Estabilidade de Energia Gerada	162
7.3.3	Modelo de Otimização para Maior Disponibilidade Mensal	169
7.4	Complementaridade de Alta Frequência	172
7.4.1	Modelo para Alta Frequência	175
7.4.2	Aplicações	177
7.5	Discussão	179
8.	<i>Conclusões</i>	183
8.1	Conclusões	183
8.2	Limitações do Trabalho	186
8.3	Sugestões para Trabalhos Futuros	187
	<i>Referências</i>	189

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Ao meu orientador, José Aquiles Baesso Grimoni, pela paciência e confiança.

Ao professor Ricardo de Camargo e ao Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo (USP), pela grande ajuda com dados meteorológicos e sua compreensão.

À toda equipe do Laboratório de Hidrodinâmica Costeira (LHiCo) do Instituto Oceanográfico (IOUSP), em especial o prof. Marcelo Dottori, pelo acolhimento, companheirismo e ajuda em todos os aspectos práticos, teóricos e burocráticos encontrados pelo caminho.

Aos professores Eduardo Lorenzetti Pellini e Edson Satoshi Gomi e seus departamentos (Engenharia de Energia e Automação Elétricas e Engenharia de Computação e Sistemas Digitais) e à Escola Politécnica da USP, pelo enorme aprendizado estagiando como auxiliar dos docentes nas disciplinas de Introdução à Engenharia Elétrica e Introdução à Engenharia de Computação.

Ao Programa Nacional de Boias (PNBOIA), à Marinha do Brasil, à Rede Ondas, ao Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb) e ao Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE), pela produção e disponibilização de dados oceanográficos e meteorológicos que são fruto de extenso, contínuo, difícil e importantíssimo trabalho. Sem eles, esta e inúmeras outras pesquisas no país não seriam possíveis.

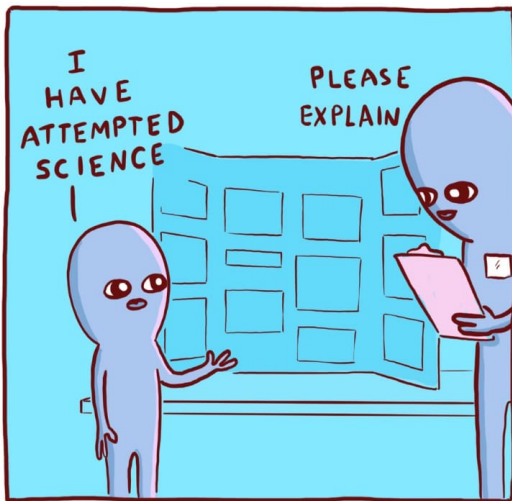
Aos professores Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas, Ivan Eduardo Chabu e Belmiro Mendes de Castro Filho pela orientação durante a graduação, mestrado e após, por todos os ensinamentos dentro e fora do mundo acadêmico.

À EMATU e o projeto Escolas ao Mar, em especial Raul Oliveira Costa Dias, pela oportunidade de trabalhar tantos anos juntando minha área de pesquisa com atividades de ensino e extensão.

Às equipes do Laboratório de Instrumentação Oceanográfica (LIO) do IOUSP e do Centro de Biologia Marinha (CEBIMar), às tripulações das embarcações de pesquisa dessas instituições e aos colegas e alunos dos cursos de instrumentação científica, pela vivência e conhecimento prático adquirido e que norteiam grande parte desta pesquisa.

A todas as instituições, grupos e pessoas que estiveram ao meu lado nesse percurso e indiretamente possibilitaram a finalização deste trabalho: Grupo Amudi de Arte e Tecnologia e todos seus membros; a equipe Demônios de Maxwell; Karumbé, Centro de Tortugas Marinas, em especial Alejandro Fallabrino e Florencia David; o pessoal do Robótica em Libras; a Teodoro; Sandra Kaffka e seus interessantes projetos; os luthiers Walter Gabriel e Henrique Oliveira da Luthieria W. Gabriel e Beto da Flutter/Ecoguitar pelos valiosos ensinamentos e inúmeras horas de lixa; a Dive for Fun e todos colegas do mergulho; a Kona Blue; o Rugby Unesp Rio Claro (RURC); o curso e colegas da Eco; meus instrumentos musicais e os passarinhos.

E, principalmente, a todos os amigos e familiares que me apoiam incondicionalmente em todas as empreitadas.



NATHANWPLYE

Resumo

FORTES, J.F. Modelo para estudo de complementaridade entre fontes intermitentes em plantas híbridas com energias marinhas renováveis, solar e eólica. 2023. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

Este trabalho visa estudar a complementaridade em uma planta híbrida com energias marinhas renováveis (EMR) e fontes intermitentes solar e eólica. Para isso, inicia-se caracterizando os recursos de forma transdisciplinar e destacando suas variabilidades temporais em diferentes escalas de tempo. Em seguida, é apresentado um modelo para otimizar a participação relativa de cada forma de geração, cujo objetivo é ser simples e flexível para ser compreendido e aplicado por todos os profissionais envolvidos na área. Todas as etapas são exemplificadas com resultados de modelos numéricos e/ou dados coletados em campo da plataforma continental sudeste brasileira, com foco especial no Estado de São Paulo, em particular a região de São Sebastião. Por fim, se discute de forma horizontal a complexidade do cenário e destaca-se como a geração nos oceanos podem contribuir num contexto de transição energética.

Palavras-chave: Complementaridade, Planta híbrida, Energia de Ondas, Energia de Correntes, Energia Solar, Energia Eólica

Abstract

FORTES, J.F. Modelo para estudo de complementaridade entre fontes intermitentes em plantas híbridas com energias marinhas renováveis, solar e eólica. 2023. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

This research focuses on the study of the complementarity in a hybrid plant with marine renewable energy (MRE) and variable sources solar and wind. For this, it begins by describing the resources in a transdisciplinary way and highlighting their temporal variability in different time scales. Then, a model is presented to optimize the relative share of each resource, whose objective is to be simple and flexible to be understood and applied by all professionals involved in the area. All steps are exemplified with results from numerical models and/or data collected in the field from the southeastern Brazilian continental shelf, with a focus on the State of São Paulo and the region of São Sebastião. Finally, the complexity of the scenario is discussed horizontally and it is pointed out how generation in the oceans can contribute in a context of energy transition.

Keywords: Complementarity, Hybrid Power, Wave Energy, Marine Current Energy, Solar Energy, Wind Energy

Lista de Figuras

1.1	Série temporal da anomalia de temperatura média global de 1850 a 2020. Fonte: Lee et al. (2023).	30
1.2	Emissões per capita de CO_2 para EUA, China, Brasil e países europeus da OCDE. Fonte: EPE (2023).	31
1.3	Série temporal das emissões setoriais de carbono do Brasil. Onde IPPU, em vermelho, é Processos Industriais e Uso de Produtos e LULUCF, em verde, é Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas. Fonte: MCTI (2022).	32
1.4	Participação de Fontes Renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE). Fonte: EPE (2023).	33
1.5	Matriz elétrica do Brasil nos anos de 2021 e 2022. Fonte: EPE (2023). . . .	34
1.6	Repartição por fontes da Oferta Interna de Energia no Brasil em 2022. Fonte: EPE (2023).	35

3.1	Diversidades de fontes EMR e suas tecnologias de extração. (a) Energia de maré extraída por barragem. (b) Energia de maré extraída por bloqueamento parcial. (c) Energia de maré com turbina do tipo bulbo. (d) Corrente de maré aproveitada por turbina de eixo horizontal. (e) Corrente aproveitada por turbina de eixo vertical. (f) Corrente aproveitada por hidrofólio oscilante. (g) Energia de onda aproveitada por coluna de ar oscilante. (h) Energia de onda aproveitada por dispositivo de <i>overtopping</i> . (i) Energia de onda aproveitada por sistema oscilante. (j) Energia de gradiente térmico com coleta por sistema de circulação fechado. (k) Energia de gradiente térmico com coleta por sistema de circulação aberto. (l) Energia de gradiente térmico com coleta por sistema de circulação híbrido. (m) Energia de gradiente salino extraído com sistema baseado em <i>pressure-retarded osmosis</i> . (n) Energia de gradiente salino extraído por eletrodíálise reversa. (o) Energia de gradiente salino extraído pela diferença da pressão de vapor. Fonte: Hu et al. (2022)	40
3.2	Mapa global de distribuição de fluxo de energia de ondas em kW/m . Fonte: Mork et al. (2010).	42
3.3	Média anual do fluxo de energia das ondas em kW/m para a costa brasileira. Fonte: Espindola e Araújo (2017).	43
3.4	Batimetria do estuário de La Rance e diagrama da barragem e usina. Adaptado de: Rtimi et al. (2022).	45
3.5	Turbina D10 da fabricante francesa Sabella. Fonte: site da fabricante, www.sabella.bzh/	47
3.6	Média anual da densidade de potência de correntes em oito localidades ao redor do globo identificadas por resultados do modelo HYCOM. Fonte: VanZwieten et al. (2014).	49
3.7	Imagem da plataforma sul-sudeste com detalhe em três localidades identificadas por Kirinus (2017) como propícias à instalação de turbinas. Fonte: Kirinus (2017).	51

3.8	Médias verticais na superfície da densidade de potência na região de São Sebastião, em W/m^2 , obtida com o modelo sECOM para as diferentes estações do ano. Fonte: Fortes (2018).	52
3.9	Densidade de potência efetiva de OTEC em kW/km^2 . Fonte: Rajagopalan e Nihous (2013).	53
3.10	Mapa global de energia extraível da fonte de gradiente halino. A - Energia Extraível em TWh/a . B - Densidade de energia em $MJ/m^3/s$. Fonte: Alvarez-Silva et al. (2016).	55
3.11	Série histórica de 2017 a 2021 da geração e crescimento das fontes renováveis em todo mundo. Fonte: IRENA (2023).	56
3.12	Série histórica de 2015 a 2022 da micro e minigeração distribuída solar no Brasil. Fonte: EPE (2023).	57
3.13	Custo de energia estimado para eólica <i>offshore</i> e médio para diversas fontes no Brasil. Fonte: EPE (2020).	59
3.14	Velocidade média dos ventos em regiões costeiras, esquerda, e considerando restrições técnicas, meio, e ambientais e sociais, direita. Fonte: Vinhoza e Schaeffer (2021).	60
3.15	Potência média horária solar e eólica para duas localidades, Hami e Golmud, na China. Fonte: Ren et al. (2019).	61
3.16	Potência média mensal solar e eólica para duas localidades, Hami e Golmud, na China. Fonte: Ren et al. (2019).	62
3.17	Médias mensais da vazão normalizada para três usinas hidrelétricas em três bacias hidrográficas diferentes. Fonte: Cantão et al. (2017).	63
3.18	Esquerda: vazão mensal média da barragem de Sobradinho em m^3/s . Direita: velocidade média dos ventos em m/s no parque eólico Pedra Branca. Ambos no Estado da Bahia. Fonte: Ávila et al. (2021).	65

3.19	Diagrama de plataforma <i>offshore</i> flutuante eólica com geradores de energia de ondas. Fonte: Ghafari et al. (2022).	66
3.20	Diagrama esquemático de gerador flutuante eólico/correntes com turbinas de eixo vertical. Fonte: Aktaş e Kırçiçek (2020).	67
3.21	Diagrama esquemático de gerador de ondas e correntes marinhas para a Baía de São Marcos, MA. Fonte: Silva et al. (2023).	67
3.22	Plataforma Continental Sudeste (PCSE). Isóbatas em metros. Fonte: Moraes (2016).	69
3.23	Distribuição da população absoluta do Brasil segundo o Censo Demográfico de 2022. Fonte: IBGE (2023), elaborado por: www.poder360.com.br	70
3.24	Mapa da irradiação global horizontal em $kWh/m^2/dia$ na ZEE brasileira. Fonte: EPE (2018).	71
3.25	Mapa esquemático dos principais sistemas atmosféricos da América do Sul. Fonte: Reboita et al. (2010).	72
3.26	Histograma polar do fluxo de energia, em kW/m , ao largo de São Sebastião em frequência de ocorrência. Fonte: Fortes (2018).	74
4.1	Espectro da energia relativa de ondas no mar. Fonte: Ardhuin e Orfila (2018).	76
4.2	Série temporal de elevação do nível do mar em m à esquerda e densidade espectral em m^2s à direita com valores de altura significativa, H_s , e período de pico, T_p . Fonte: Lee et al. (2022).	77
4.3	Distribuição da frequência relativa de ondas em altura significativa, H_s e período de pico, T_p para dados de boia do PNBOIAS. Fonte: Pegorelli et al. (2018).	78
4.4	Espectro da energia relativa direcional em um instante para um determinado ponto ao largo de São Sebastião de um resultado de modelagem numérica.	79

4.5	Distribuição da frequência relativa da ocorrência de ondas em altura significativa, H_s e período de pico, T_p , na esquerda e distribuição da energia na direita, ambos para dados de boia do PNBOIAS. Fonte: Pegorelli et al. (2018).	82
4.6	Batimetria em metros da grade do Atlântico Sul. Em vermelho o detalhe do contorno da grade da plataforma continental sudeste. Fonte: Fortes (2018).	84
4.7	Algumas categorias de tecnologias para extração de energia de ondas. Fonte: Rusu e Onea (2018).	85
4.8	Matriz da potência de um dispositivo de extração de energia de ondas. Fonte: Robertson et al. (2016).	86
4.9	Comparação entre o fator de capacidade calculado para três tecnologias diferentes em diversos pontos da costa brasileira. Fonte: Espindola e Araújo (2017).	87
4.10	Esquerda: modelo do protótipo em teste em tanque de ondas; Direita: usina do porto de Pecém-CE. Fonte: Shadman et al. (2019).	88
4.11	Séries temporais de fluxo de energia médio em kW/m por estação para três pontos diferentes da costa europeia, um ao largo da Espanha (Cabo Silleiro), um ao largo da Bretanha, França (Brittany) e outro ao largo da Irlanda (Galway). Fonte: Ulazia et al. (2019).	89
4.12	Variação temporal da média mensal do fluxo de energia em kW/m calculadas de 1948 a 2008 para quatro pontos localizados nos oceanos: Atlântico Norte (sup. esq.), Índico Norte (sup. dir.), Pacífico Norte (inf. esq.) e Atlântico Sul (inf. dir.). Fonte: Reguero et al. (2015).	90
4.13	Mapas da média sazonal do fluxo de energia em kW/m para a Plataforma Continental do Estado de São Paulo. Fonte: Fortes (2018).	91

4.14	Séries de tempo de alturas significativas, em m , das grades do UMWM do Atlântico sul (grossa) e da plataforma continental sudeste (fina), dos dados do Rede Ondas e dos resultados do modelo Wavewatch III (WW3) para o mês de dezembro de 2016. Fonte: Fortes (2018).	93
4.15	Médias semanais, mensais e anual do fluxo de energia em kW/m para um ponto ao largo da ilha de São Sebastião ao longo do período de julho de 2016 a junho de 2017. Fonte: Fortes (2018).	94
4.16	Superior esquerdo: Velocidades médias na superfície; Superior direito: velocidades médias na profundidade; Inferior: série temporal do fluxo de energia cinética para a Corrente da Flórida. Adaptado de: Haas (2013).	96
4.17	Grade curvilínea utilizada no modelo numérico hidrodinâmico sECOM com batimetria e isóbatas em metros. Fonte: LHiCo-USP.	99
4.18	Exemplos de turbinas para aproveitamento de correntes marinhas. Fonte: Tyana Awada - Canadian Geographic.	101
4.19	Diagrama esquemático da <i>tidal kite Deep Green</i> da empresa Minesto. Fonte: Lieber et al. (2017).	102
4.20	Evolução do número de instalações de turbinas marinhas por tipo de dispositivo. Fonte: Walker e Thies (2021).	103
4.21	Comparativo da evolução do custo da energia extraídas de eólicas em terra e <i>offshore</i> e correntes de maré no Reino Unido. Fonte: Coles et al. (2021).	104
4.22	Variação sazonal da velocidade integrada na profundidade do núcleo, em m^2/s , de três correntes de contorno oeste: Agulhas, Corrente Leste da Austrália e Kuroshio. Adaptado de: Chandler et al. (2022).	105
4.23	Médias verticais na coluna de água da densidade de potência na região de São Sebastião, em W/m^2 , obtida com o modelo sECOM para as diferentes estações do ano. Fonte: Fortes (2018).	106

4.24	Espectro da amplitude da corrente média na coluna para o ponto ao largo da Ilha de São Sebastião ao longo do período de um ano. Frequência em ciclos por dia (<i>cpd</i>). Fonte: Fortes (2018).	108
5.1	Irradiância solar média na superfície entre 1994 e 2005. Fonte: Trentmann (2013).	113
5.2	Instalações mundiais de painéis fotovoltaicos flutuantes. Fonte: Vo et al. (2021).	115
5.3	Imagem de duas plantas flutuantes na Coreia do Sul. Fonte: Choi (2014).	116
5.4	Comparação da energia média gerada das plantas flutuantes (azul) com a planta em terra (vermelho). Fonte: Choi (2014).	117
5.5	Comparação da temperatura de uma planta flutuante (azul) com uma planta em terra (vermelho). Fonte: Choi (2014).	117
5.6	Irradiância espectral para diferentes profundidades e resposta do silício. Fonte: Rosa-Clot et al. (2010).	119
5.7	Eficiência relativa em função da profundidade para três tecnologias diferentes. Fonte: Rosa-Clot et al. (2010).	120
5.8	Profundidade máxima de alcance do espectro de luz em diferentes tipos de águas.	121
5.9	Comparação entre temperaturas e potências de painéis submersos e na superfície. Fonte: Rosa-Clot et al. (2010).	122
5.10	Diagrama esquemático de instalação de painéis solares flutuantes. Fonte: Trapani et al. (2013).	123
5.11	Evolução da transmitância em função do tempo para painéis colocados em cinco condições diferentes. Fonte: Cheng-qing et al. (2010).	124

5.12	Veículo submersível autônomo militar alimentado por energia solar após 26 dias de operação. Fonte: Crimmins et al. (2006).	125
5.13	Irradiação solar no plano horizontal diária média em $kWh/m^2/dia$ para três localidades do Brasil.	127
5.14	Irradiação solar diária média em $kWh/m^2/dia$ para planos inclinados em quatro diferentes ângulos para Santa Vitória do Palmar, RS.	128
5.15	Curva de irradiância em W/m^2 para três dias com condições atmosféricas diferentes na Estônia. Superior: dia ensolarado (<i>july</i> , 5) e dia completamente nublado (<i>april</i> , 15). Inferior: dia com nuvens esparsas. Adaptado de: Tomson e Tamm (2006).	130
5.16	Localização do CEBIMAR – Centro de Biologia Marinha da USP.	132
5.17	Custos fixos estimados de SFCR flutuante proposto para a região de São Sebastião.	134
5.18	Imagem do painel do software Pvsyst mostrando os custos do SFCR flutuante.	135
5.19	Imagem do painel do software Pvsyst detalhando o custo da energia (receita).	136
5.20	Imagem do painel do software Pvsyst com o resumo da avaliação econômica.	137
6.1	Área da grade utilizada no modelo WRF, <i>Weather Research and Forecast</i>	142
6.2	Comparação entre resultados de intensidade de vento (m/s) modelados com <i>Weather Research and Forecast</i> (WRF) em azul e dados do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) em vermelho para Arraial do Cabo, RJ.	143
6.3	Séries temporais de densidades de potência do vento a 10 m (vermelho) e a 100 m (azul) em W/m para Arraial do Cabo, RJ.	144
6.4	Médias anuais e sazonais de densidades de potências do vento a 10 m (vermelho) e a 100 m (azul) em W/m^2 para o ponto Arraial do Cabo-RJ.	145

6.5	Distribuição de Weibull de ventos para seis pontos ao longo da costa e seus parâmetros. Adaptado de Gomes et al. (2019).	146
6.6	Histograma de ocorrência de intensidade de vento a 100 m para o ponto de Arraial do Cabo-RJ.	147
6.7	Histogramas de direção e intensidade do vento para o ponto Arraial do Cabo-RJ. A escala corresponde à frequência de ocorrência normalizada (número de observações no ponto/total de observações). A esquerda a 10 m, a direita 100 m.	148
6.8	Histogramas de direção e intensidade do vento para o ponto Arraial do Cabo-RJ a 100 m. A escala corresponde à frequência de ocorrência normalizada (número de observações no ponto/total de observações). Superior esquerda: verão, superior direita: outono, inferior esquerda: inverno e inferior direita: primavera.	149
7.1	Produção de energia estimada por mês para uma planta híbrida solar flutuante e eólica <i>offshore</i> no litoral das Astúrias, Espanha. Fonte: López et al. (2020).	152
7.2	Potência média mensal normalizada solar, eólica e de corrente marinha para o Canal de São Sebastião, SP.	153
7.3	Médias horárias de período (a) e altura (b) de ondas, velocidade de corrente (c), potenciais de corrente (verde) e ondas (azul) (d) e curva de potência da planta híbrida proposta com duas turbinas e um absorvedor pontual (e). Fonte: Silva et al. (2023).	154
7.4	Diagrama de bloco do modelo proposto para estudo da complementaridade de plantas híbridas.	156
7.5	Comparação entre velocidades componente v norte-sul para o ponto Itajaí-SC. Em azul o resultado do modelo e vermelho os dados do Programa Nacional de Boias (PNBOIA).	160

7.6	Médias mensais de potencial eólico em W/m^2 (azul - eixo à esquerda) e de potencial solar no plano inclinado em kWh/m^2 (vermelho - eixo à direita).	162
7.7	Médias mensais de potencial energético normalizado para São Sebastião. Densidade de potência eólica (azul), irradiação solar (vermelho) e planta híbrida 63,5% solar e 36,5% eólica (amarelo).	163
7.8	Médias mensais de potencial energético normalizado para Laje de Santos. Densidade de potência eólica (azul), irradiação solar (vermelho) e planta híbrida 66% solar e 34% eólica (amarelo).	164
7.9	Médias mensais de potencial energético normalizado para Cananéia. Densidade de potência eólica (azul), irradiação solar (vermelho) e planta híbrida 49% solar e 51% eólica (amarelo).	165
7.10	Médias mensais do potencial energético de ventos (azul), sol (vermelho) e correntes marinhas (amarelo) normalizadas para São Sebastião.	167
7.11	Médias mensais de potencial energético eólico (azul), solar (vermelho), EMR (amarelo) e planta híbrida (verde) normalizadas para São Sebastião.	168
7.12	Médias mensais de potencial energético eólico (azul), solar (vermelho), EMR (amarelo) e planta híbrida (verde) otimizada para maior disponibilidade normalizadas para São Sebastião.	169
7.13	Médias mensais ponderadas por custo de energia dos potencial energéticos eólico (azul), solar (vermelho), EMR (amarelo) e planta híbrida (verde) otimizada para maior disponibilidade normalizadas para São Sebastião.	171
7.14	Médias de potencial energético normalizado para correntes marinhas a cada 15 min (azul) e ventos a cada 3 horas (vermelho) e irradiação idealizada solar (amarelo) para a região de São Sebastião.	172
7.15	Média a cada três horas de densidade de potência do vento em W/m^2 a 100 m para os três pontos de estudo. São Sebastião em azul, Laje de Santos em amarelo e Cananéia em vermelho.	173

7.16 Médias horárias normalizadas para potencial eólico estudado (São Sebastião-azul, Laje de Santos - verde e Cananéia - vermelho) e curva de geração solar idealizada (amarelo).	174
7.17 Espectro da amplitude da corrente média na coluna para a região de São Sebastião ao longo do período de um ano. Frequência em ciclos por dia (cpd). Fonte: Fortes (2018).	175

Lista de Tabelas

3.1	Coeficiente de correlação de Kendall para os recursos solar e eólico em diferentes escalas de tempo para duas localidades na China. Adaptado de: Ren et al. (2019).	64
4.1	Médias por estação do ano do fluxo de energia, em kW/m na literatura para pontos ao largo da Plataforma Continental do Estado de São Paulo. Fonte: Fortes (2018).	92
5.1	Valores do coeficiente de temperatura de potência para cinco modelos de painéis solares do tipo Silício policristalino. Fonte: NeoSolar (2018).	118
5.2	Irradiação solar diária média em kWh/m^2 para quatro planos inclinados de três cidades brasileiras.	129
6.1	Médias anuais e sazonais de densidades de potências do vento a 10 m (esquerda) e a 100 m (direita) em W/m^2 para o ponto Arraial do Cabo-RJ.	145
7.1	Coordenadas geográficas dos pontos estudados.	161
7.2	Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e fatores de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior geração de energia em três localidades do litoral paulista.	166

7.3	Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e de correntes marinhas, γ^c , e fator de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior estabilidade da geração de energia para a região de São Sebastião.	168
7.4	Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e de correntes marinhas, γ^c , e fator de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior geração de energia e para maior disponibilidade para a região de São Sebastião.	170
7.5	Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e de correntes marinhas, γ^c , e fator de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior disponibilidade em situação com e sem ponderação dos potenciais para a região de São Sebastião.	171

Introdução

No início do século XXI fica claro a necessidade de se alterar o modo como a sociedade está estruturada para se enfrentar o grande conjunto de mudanças causadas pelo homem ao planeta. Acidificação dos oceanos, poluição plástica e perda acelerada da biodiversidade são algumas delas (Kolbert, 2014). Mas talvez a maior e mais complexa seja a emergência climática, ou seja, o aumento da temperatura média global causada pela liberação excessiva de gases de efeito estufa na atmosfera. Segundo o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), o mundo já apresentou em 2020 uma média cerca de $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ maior que o século XIX como apresentado na figura 1.1 (Lee et al., 2023). E os cenários que indicavam as medidas para se limitar o aumento até 2100 em $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ não parecem mais possíveis de ser alcançados e o de $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ já pode ser considerado bastante otimista. Sem alterações nos padrões e políticas adotadas atualmente já há simulações que apontam para um aquecimento de $5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

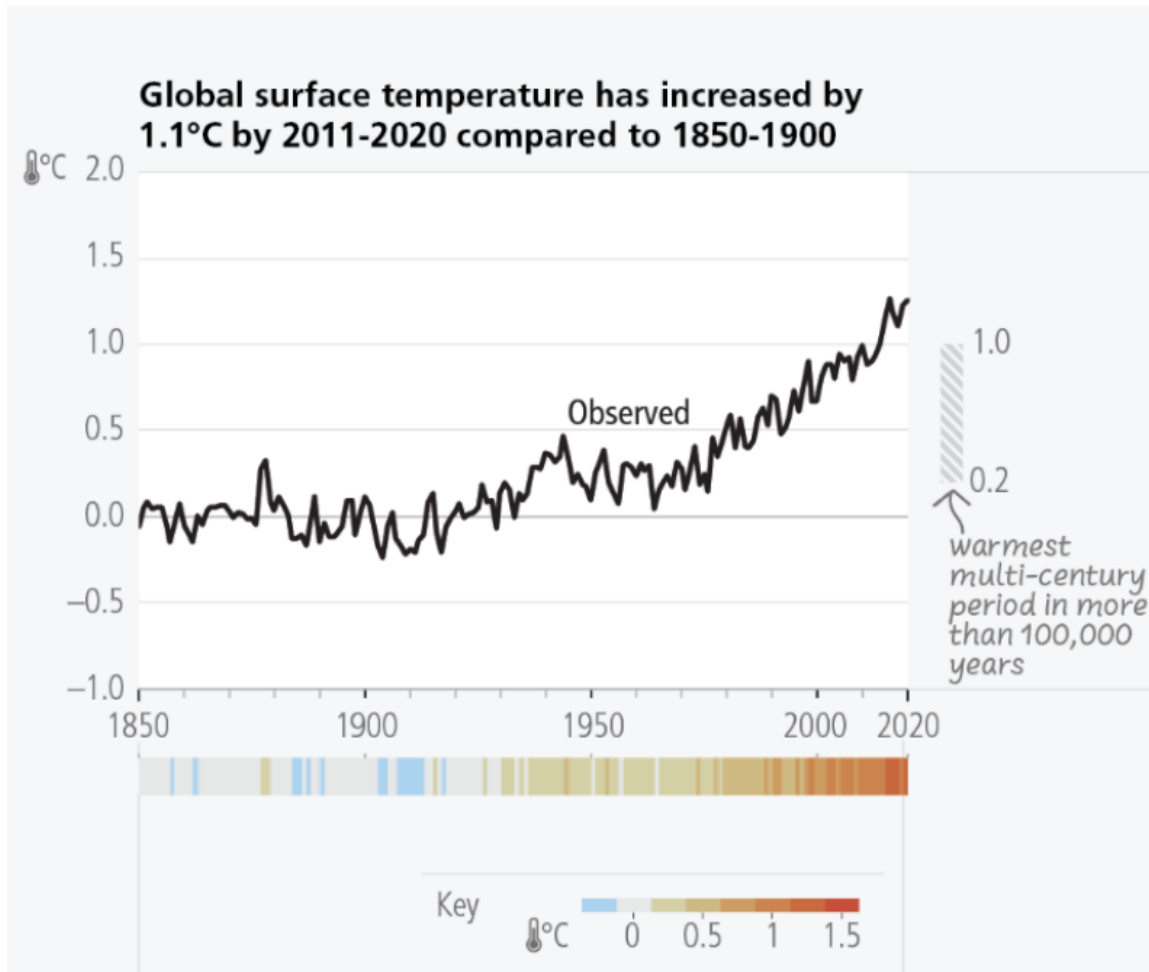


Figura 1.1: Série temporal da anomalia de temperatura média global de 1850 a 2020. Fonte: Lee et al. (2023).

Nesse cenário, os combustíveis fósseis são um dos grandes responsáveis pela piora, pois liberam carbono que estava aprisionado há milênios no subsolo e que não serão recapturados pelos ciclos naturais. Dentro dos setores que mais utilizam esses recursos são o de transporte e de energia (Lee et al., 2023). Assim se faz necessária a adoção de recursos mais adequados para os desafios do século e que tenham menor liberação de Gases de Efeito Estufa (GEE). Esse movimento de adoção de fontes renováveis em substituição ao carvão, ao gás e ao petróleo é denominado de Transição Energética e sua necessidade é unânime entre governos e empresas, ainda que os esforços nesse sentido estejam mais lentos que o adequado. Esse é também um dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU: 7 - Energia Limpa e Acessível, além de indiretamente relacionar com diversos outros.

Nesse contexto, essa tese visa apresentar ferramentas que visam incentivar o uso de energias marinhas renováveis (EMR) e outras fontes intermitentes como solar e eólica no ambiente oceânico para que contribuam para uma descarbonização dos sistemas produtivos. Dentro desse contexto, o Brasil se destaca por estar numa posição de mais avançada em relação aos demais países em diversos indicadores. Um claro que se pode destacar é que a emissão per capita de CO_2 nacional é menos de um terço da chinesa e um sexto da estadunidense (EPE, 2023), como pode ser visto na figura 1.2.

Emissões de CO_2 per capita

Emissões de CO_2 per capita (2020) em t CO_2 /hab.

Fonte: Agência Internacional de Energia. Elaboração: EPE

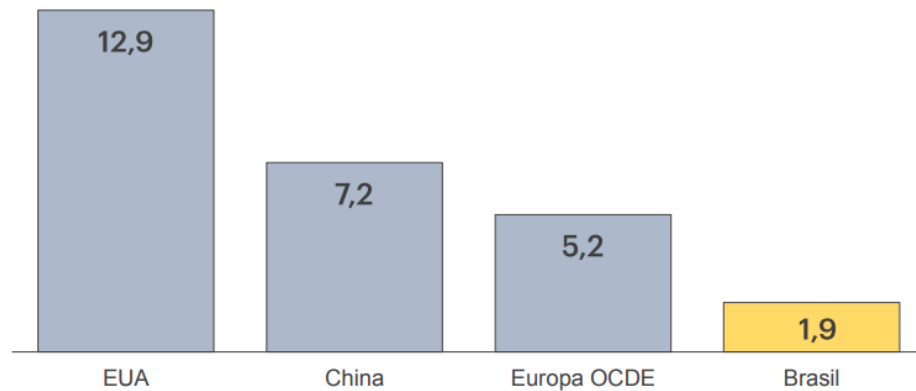


Figura 1.2: Emissões per capita de CO_2 para EUA, China, Brasil e países europeus da OCDE. Fonte: EPE (2023).

Por outro lado, esse nível de emissão poderia ser ainda mais baixo, pois grande parte dele, mais de um terço, está relacionado com o Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas segundo a 6ª edição do Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil, (MCTI, 2022). Este termo está diretamente relacionado ao desmatamento e queimadas que afetam todos os biomas, mas em maior intensidade o Cerrado e a Floresta Amazônica. Na figura 1.3 pode-se ver uma série histórica do impacto por setor na liberação de carbono. Nota-se que a produção de energia é a terceira em emissão, e num cenário de desmatamento nulo, os setores energéticos e industriais somados se equiparariam com o de agropecuária.

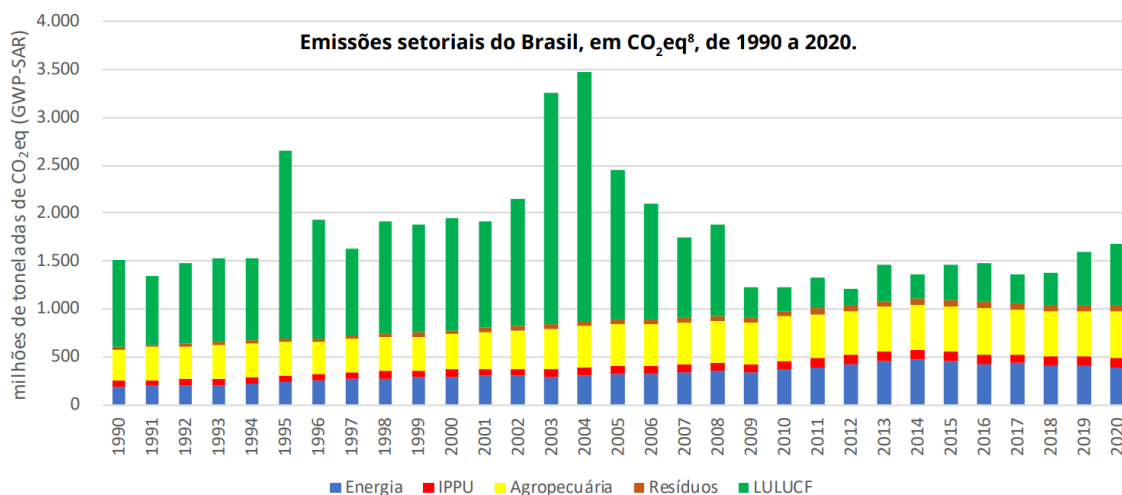


Figura 1.3: Série temporal das emissões setoriais de carbono do Brasil. Onde IPPU, em vermelho, é Processos Industriais e Uso de Produtos e LULUCF, em verde, é Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas. Fonte: MCTI (2022).

Essa característica fica bastante evidenciada quando observada a matriz energética brasileira em relação ao resto do mundo, (figura 1.4). Globalmente, mais de 85% da energia vem de fontes não renováveis, enquanto no Brasil esse valor é quase metade (52,6%) (EPE, 2023). Quando focado os países da OCDE, onde estão os países mais ricos e em teoria com maior recursos e flexibilidade para a transição energética, a diferença é ainda mais impactante.

Participação das renováveis na OIE

Fonte: Agência Internacional de Energia (AIE) e EPE para o Brasil. Elaboração: EPE

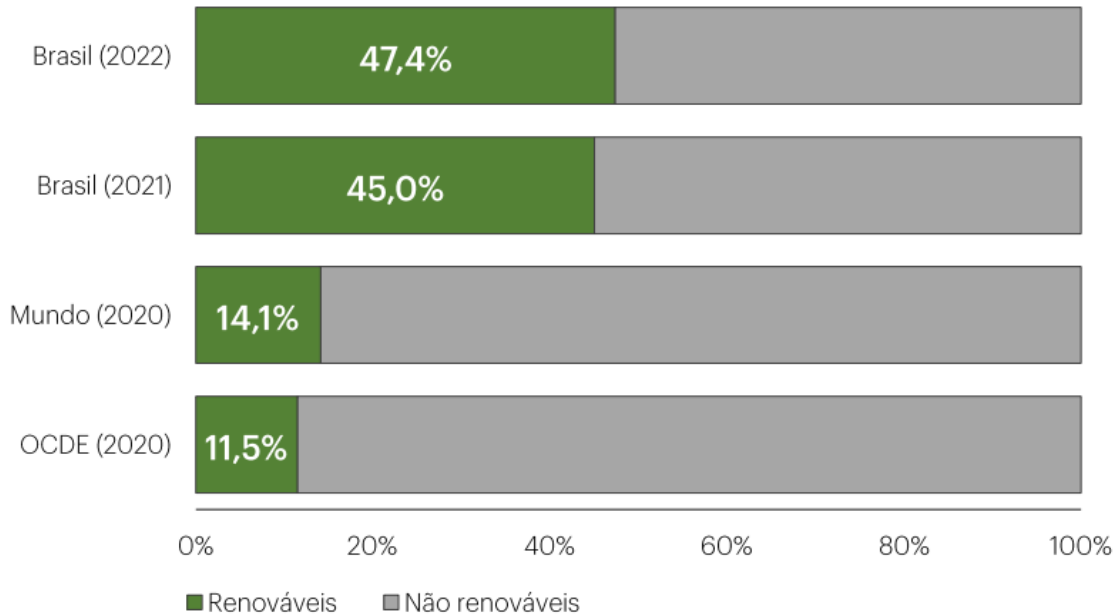


Figura 1.4: Participação de Fontes Renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE). Fonte: EPE (2023).

Dentro de toda Oferta Interna de Energia (OIE) pode se destacar apenas aquela utilizada para a geração de eletricidade, a Matriz Elétrica. Na figura 1.5 ela é apresentada de forma esquemática para 2021 e 2022 para o Brasil. Nesse último ano, a participação de fontes renováveis superou os 85% com a grande participação esperada da hidráulica, mas com fatias significativas para biomassa (8,0%), eólica (11,8%) e solar (4,4%). Essas duas últimas com crescimento da potência instalada significativo nos últimos anos como nesse último período que foi de 14,3% e 82,4%, respectivamente (EPE, 2023).

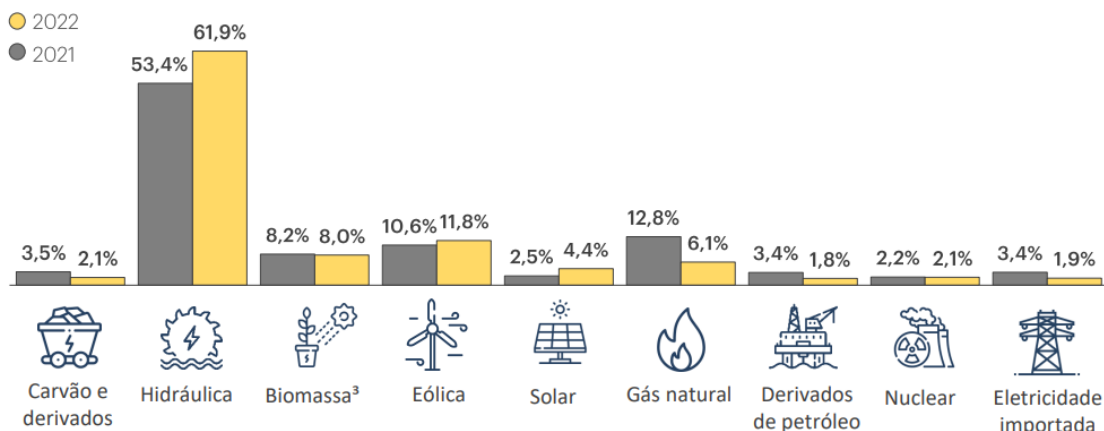


Figura 1.5: Matriz elétrica do Brasil nos anos de 2021 e 2022. Fonte: EPE (2023).

Com esse contexto, pode parecer que não há muito espaço para transição energética no país, ou que ele já passou por uma e que não é preciso incentivar e ampliar o uso de recursos provenientes de fontes mais sustentáveis. Mas é possível citar pelo menos quatro fatores a favor: 1 - pelo menos 10% da matriz elétrica ainda é composta por fontes fósseis que a substituição seria benéfica, 2 - as oscilações do consumo e a tendência de crescimento gera pressão para um constante aumento na oferta de energia, 3 - algumas fontes menos poluentes, como nuclear, importação e alguns tipos de biomassa, têm particularidades que também podem trazer vantagens se abandonadas e, por fim 4 - a mais complexa, há que se levar em conta todas as formas de energia e não apenas a elétrica, e nesse cenário fica claro que há muito por se fazer, sobretudo no setor de transporte. A figura 1.6 apresenta a repartição por fontes da OIE no Brasil em 2022, onde é possível ver que o petróleo e seus derivados ainda representam mais de um terço dos recursos utilizados (EPE, 2023), sobretudo na mobilidade que pode e deve passar por um processo de eletrificação da frota nas próximas décadas; assim como o carvão mineral e o gás natural utilizados em processos industriais, que podem em muitos casos serem trocados por recursos menos poluentes, como o hidrogênio verde.

Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2022

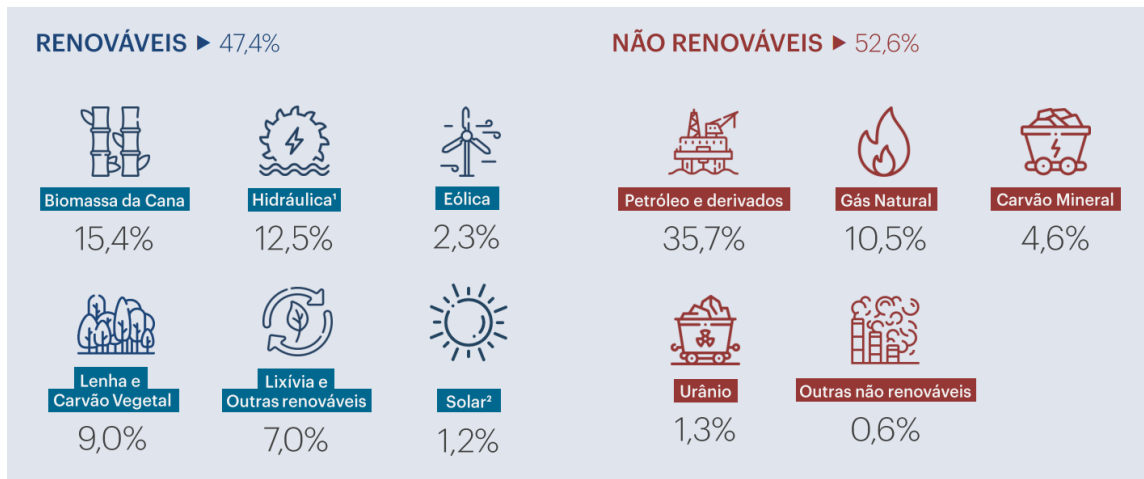


Figura 1.6: Repartição por fontes da Oferta Interna de Energia no Brasil em 2022. Fonte: EPE (2023).

Essa tese busca explorar o papel da complementaridade das energias renováveis no ambiente marinho neste cenário. Ela está organizada em sete capítulos. Este primeiro apresenta uma introdução e é seguido pelos objetivos do trabalho. O terceiro apresenta uma contextualização dos principais tópicos a serem discutidos. Os capítulos quatro, cinco e seis trazem a caracterização das fontes, estudos de caso e uma breve discussão de cada recurso estudado, respectivamente: Energias Marinhas Renováveis, Solar e Eólica.

O capítulo sete traz a proposta de modelo para análise de complementaridade de plantas híbridas em duas diferentes escalas temporais utilizando as metodologias propostas. A primeira aborda a escala de sazonal ou anual e a seguinte estuda as variações de alta frequência com ordem de grandeza de horas e dias. Por fim, a oitava seção traz uma conclusão fazendo uma análise conjunta de todos os capítulos anteriores.

Esta pesquisa tem caráter fortemente interdisciplinar e permeia diversas áreas do conhecimento, das ciências da Terra às ciências aplicadas, principalmente Meteorologia, Oceanografia e Engenharias. Consequentemente, as metodologias e dados também serão emprestados desses campos. Elas vão das discussões com os colaboradores das diferentes disciplinas à proposta de um modelo, passando por uma revisão da literatura com análises de trabalhos anteriores e novos de forma quantitativa e qualitativa.

Para isso são usadas informações provenientes de diversas fontes, de dados da literatura

e de bancos reconhecidos a medições de campo coletadas e tratadas para essa pesquisa. Também são utilizados resultados de modelos numéricos atmosféricos e hidrodinâmicos, além de softwares de simulação e análise energética. Por essa enorme variedade de abordagens, optou-se por apresentar e explicar as ferramentas e as formas de trabalho para cada capítulo em uma seção dentro dele. Assim, espera-se apresentar um texto mais conciso, coeso e de fácil leitura.

Objetivos

Este trabalho visa estudar a complementaridade entre fontes renováveis intermitentes no ambiente oceânico, especificamente ondas e correntes marinhas, solar e eólica com uma abordagem transdisciplinar. O foco específico é dado em uma planta geradora hipotética sobre o mar, que faça uso de duas ou mais dessas fontes, denominada híbrida. Para isso é proposto um modelo multi prioridades e flexível que possa quantificar de forma simples as relações entre os recursos e ajudar na avaliação horizontal da viabilidade e estudos na área. Para exemplificar parte dos cálculos, são usados dados referentes à plataforma continental sudeste brasileira, especialmente a região ao largo de São Sebastião, que é uma das áreas mais energéticas ao longo da costa do Estado de São Paulo.

Os objetivos específicos são:

1. Caracterizar interdisciplinarmente as principais fontes renováveis intermitentes disponíveis no mar, suas variabilidades e suas escalas de tempo.
2. Fornecer modelo para estudo da complementaridade sazonal e de alta frequência (diária a semanal) entre as diferentes fontes.
3. Explicitar vantagens da utilização de plantas híbridas na exploração de recursos renováveis no ambiente oceânico.

Contextualização

3.1 *Energias Marinhas Renováveis*

As energias marinhas renováveis (EMR) vem ganhando cada vez mais atenção e espaço no contexto da transição energética (Castro et al., 2017). O termo é utilizado para englobar os diversos recursos energéticos do mar como as ondas, marés, correntes, gradientes térmicos e gradientes de salinidade. Alguns autores incorporam outras fontes nesse termo, como a eólica *offshore* e solar flutuante, mas este trabalho opta por abordá-las individualmente. Assim em EMR serão consideradas apenas as formas cujo elemento principal venha dos oceanos, ou seja, que não possam ser encontrados em terra. A figura 3.1 traz um exemplo da diversidade de recursos e tecnologias de extração que estão englobadas nesse conjunto (Hu et al., 2022).

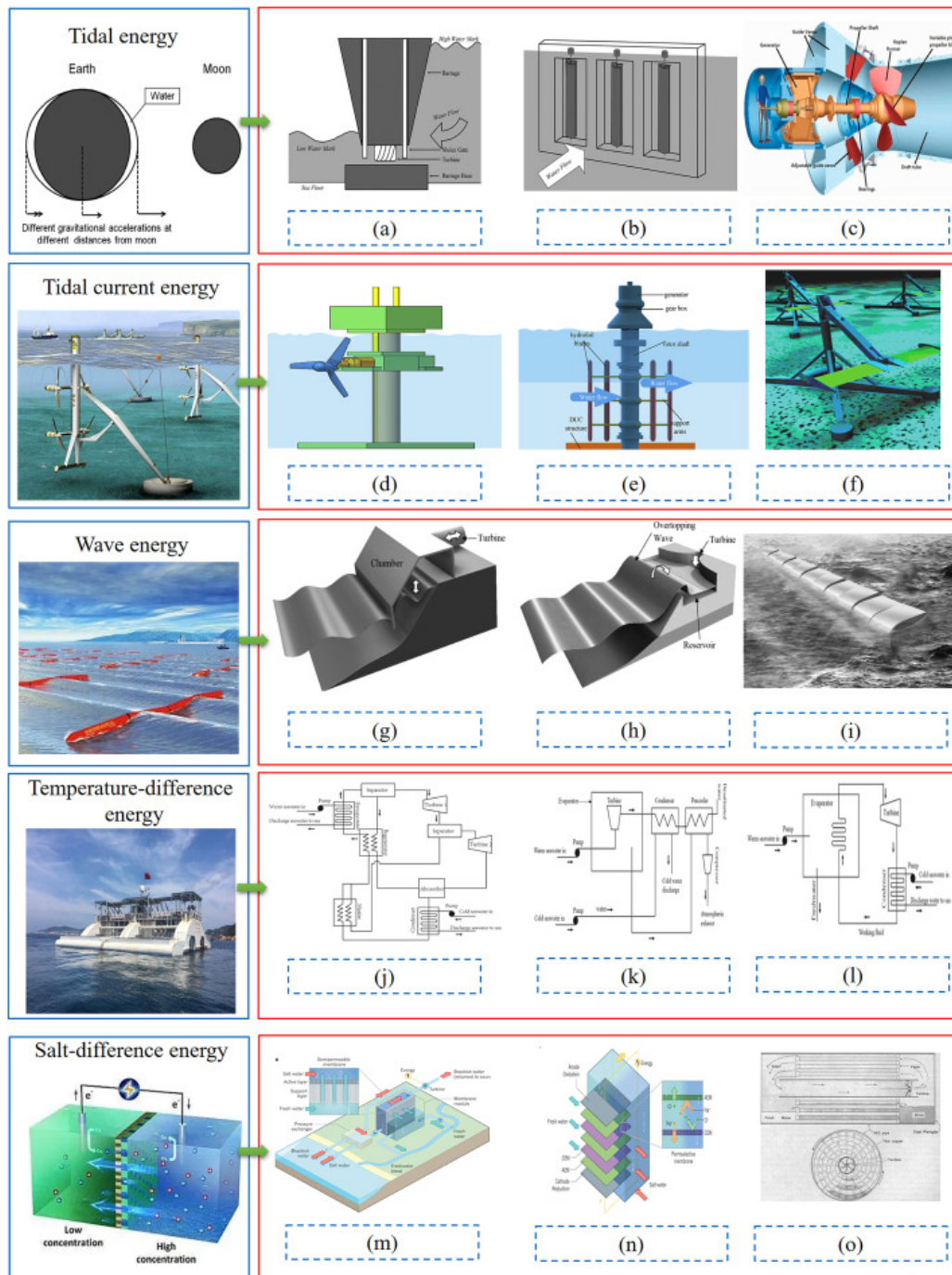


Figura 3.1: Diversidades de fontes EMR e suas tecnologias de extração. (a) Energia de maré extraída por barragem. (b) Energia de maré extraída por bloqueamento parcial. (c) Energia de maré com turbina do tipo bulbo. (d) Corrente de maré aproveitada por turbina de eixo horizontal. (e) Corrente aproveitada por turbina de eixo vertical. (f) Corrente aproveitada por hidrofólio oscilante. (g) Energia de onda aproveitada por coluna de ar oscilante. (h) Energia de onda aproveitada por dispositivo de *overtopping*. (i) Energia de onda aproveitada por sistema oscilante. (j) Energia de gradiente térmico com coleta por sistema de circulação fechado. (k) Energia de gradiente térmico com coleta por sistema de circulação aberto. (l) Energia de gradiente térmico com coleta por sistema de circulação híbrido. (m) Energia de gradiente salino extraído com sistema baseado em *pressure-retarded osmosis*. (n) Energia de gradiente salino extraído por eletrodíálise reversa. (o) Energia de gradiente salino extraído pela diferença da pressão de vapor. Fonte: Hu et al. (2022)

As diferentes EMR, apesar de estarem num estágio mais anterior de desenvolvimento tecnológico e implementação em relação a outras fontes renováveis como solar e eólica, já foram bastante estudadas (Hu et al., 2022). Na literatura, diversas vantagens são apontadas como: alta densidade de energia (Hu et al., 2022; Bhuiyan et al., 2022), previsibilidade (Forrest et al., 2022), complementaridade com outras fontes e segurança energética (Ellabban et al., 2014; Forrest et al., 2022), aplicação em veículos e instrumentação oceânica (Tian e Yu, 2019), proteção costeira (Manasseh et al., 2017; Kularathna et al., 2019), benefícios sociais para comunidades litorâneas (Lam e Roy, 2014; Dalton et al., 2015; Forrest et al., 2022; Kazimierczuk et al., 2023), não competição por terra (Cui e Zhao, 2022; Rahman et al., 2022) e proximidade com consumidores (Fortes, 2018; Bhuiyan et al., 2022; Kazimierczuk et al., 2023).

O fato de as diferentes EMR estarem em fase pré-comercial faz com que os valores da energia produzida por elas ainda sejam mais altos que a solar e eólica, que já têm escala para diminuir os seus custos e riscos. Assim, um dos focos deste trabalho é mostrar abordagens que aumentem a viabilidade dos recursos oceânicos e sua implementação.

3.1.1 Energia das Ondas

Energia das ondas, muitas vezes citada pela sigla em inglês WEC (de *Wave Energy Converters*), se aproveita das oscilações na superfície do mar gerada por ventos e que se propagam horizontalmente por grandes distâncias. Geralmente apresenta maiores intensidades em latitudes mais altas, conforme pode ser observado na figura 3.2 (Mork et al., 2010). Isso condiz com a maior intensidade dos fenômenos meteorológicos que ocorrem nessas regiões, principalmente nos invernos. As tecnologias de extração são diversas sem que uma delas desponte como solução ideal (Falcão, 2010) e isso se deve às particularidades do recurso e das soluções técnicas propostas (Drew et al., 2009; Thorpe, 1999; Falcão, 2010; Vakis et al., 2014; Uihlein e Magagna, 2016; Manasseh et al., 2017; Zhang et al., 2021).

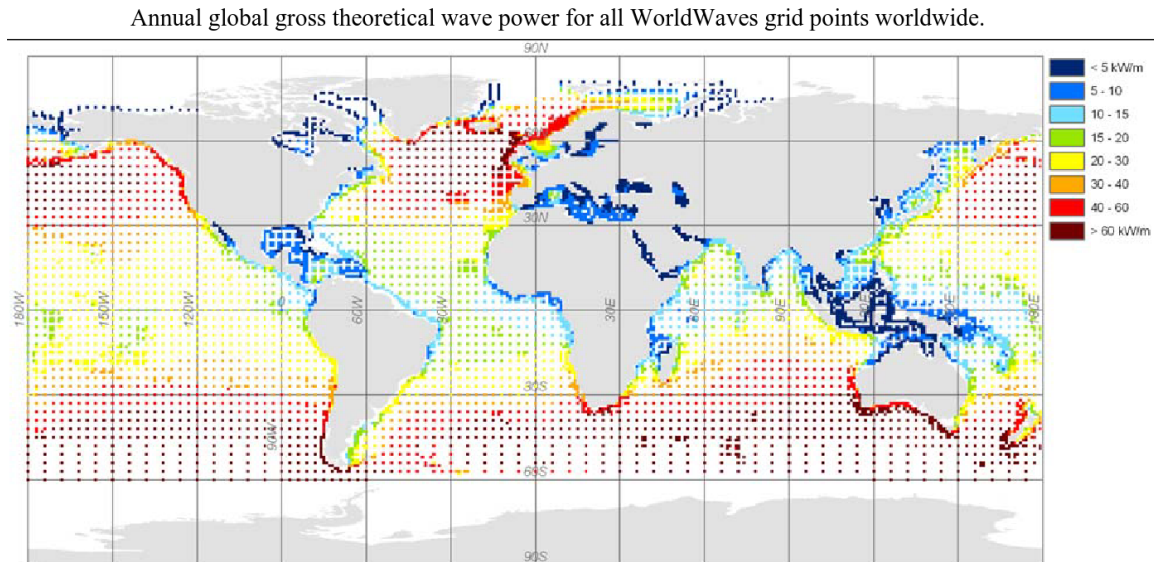


Figura 3.2: Mapa global de distribuição de fluxo de energia de ondas em kW/m . Fonte: Mork et al. (2010).

No Brasil, o potencial já foi avaliado para diferentes regiões nas últimas décadas, inicialmente com um grupo da COPPE-UFRJ e em seguida por diversos outros autores. Entre eles destacam-se os trabalhos de Carvalho (2010), Pianca et al. (2010), Ostritz (2012), Oleinik et al. (2016a), Lisboa et al. (2017), Guimarães et al. (2019). Em Pegorelli et al. (2018), os autores mostram que a costa brasileira possui fluxo de energia médio entre 10 e 15 kW/m . Outros trabalhos como Espindola e Araújo (2017), Fortes (2018) e Bastos et al. (2023) apontam que esse valor pode superar 20 kW/m em algumas localidades. A figura 3.3 traz uma avaliação do potencial da energia de ondas para costa brasileira que apresenta a mesma tendência de ondas mais energéticas mais ao sul.

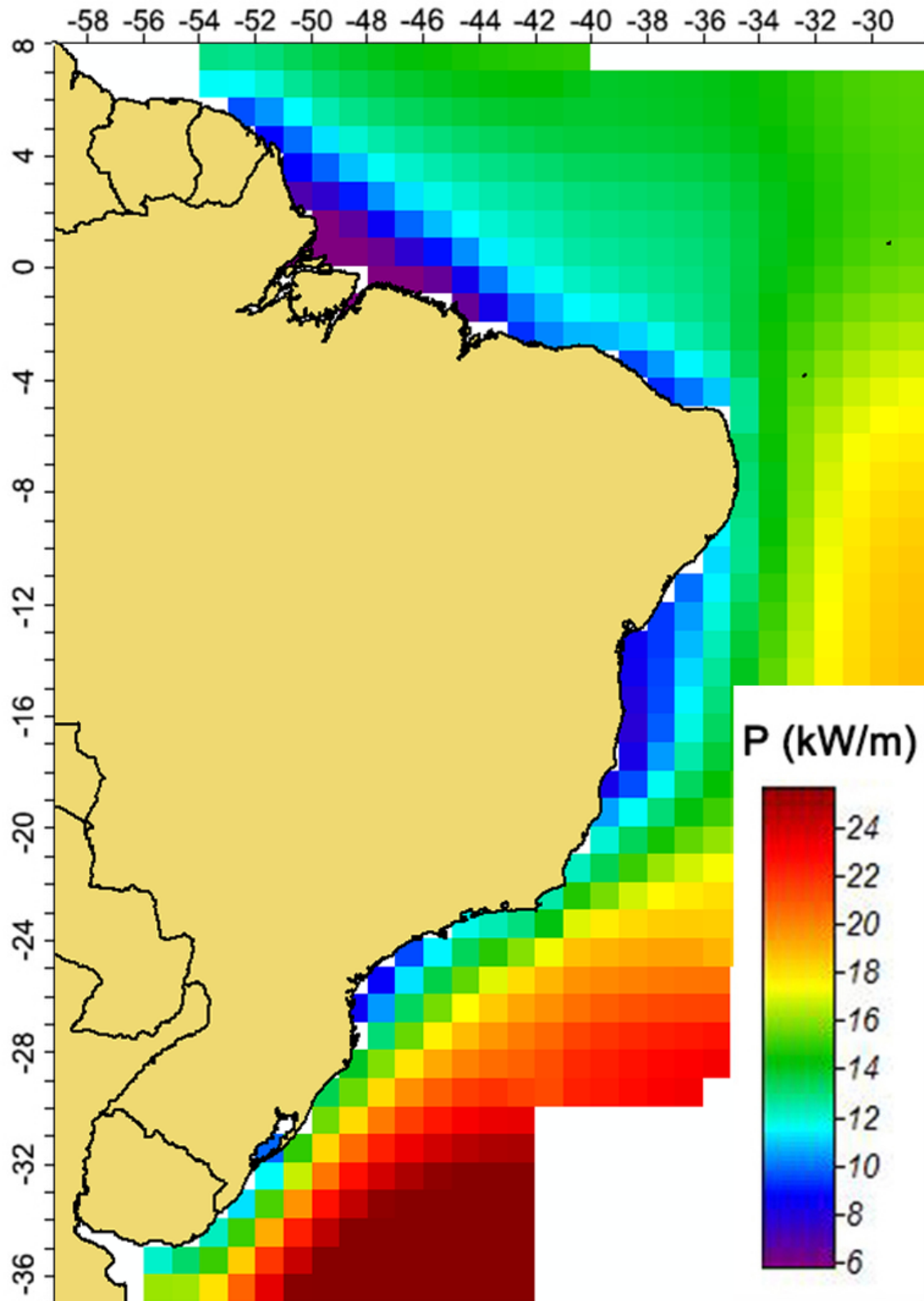


Figura 3.3: Média anual do fluxo de energia das ondas em kW/m para a costa brasileira. Fonte: Espindola e Araújo (2017).

3.1.2 Energia de Marés

A energia de marés está associada aos diferenciais de força gravitacional gerados pelos astros, principalmente a Lua e o Sol, em uma camada de água num planeta que gira. Essas resultantes forçam ondas de larga escala em períodos grandes e bem determinados. O comportamento local das águas vai ser bastante determinado pela batimetria e conformação de costa. Por essas características é uma fonte bastante periódica e previsível, mas também restrita a locais determinados. A depender das intensidades de correntes produzidas e altura do nível do mar, vão se diferenciar no modo de extração e de tecnologias utilizadas no seu aproveitamento.

Em locais onde há grande amplitude do desnível entre a maré alta e baixa que tenham conformação geográfica favorável, pode se fazer uma barragem para o aproveitamento dessa diferença de cotas, numa construção com funcionamento muito similar a uma hidrelétrica com turbinas do tipo bulbo (Waters e Aggidis, 2016). Em inglês é conhecido por *Tidal Range* e é o caso da conhecida usina de La Rance de 1967 na Bretanha, França (figura 3.4) com amplitude de até 8 m. Mas ela não é única no mundo: há outras como Kislaya Guba na Rússia, Annapolis Royal Generating Station no Canadá, Jiangxia na China e Lake Sihwa na Coreia do Sul (Neill et al., 2018). Elas são de difícil construção e, em geral, tem um grande impacto ambiental como a obstrução de deslocamento da fauna local e a mudança nos padrões de transporte de sedimentos (Hooper e Austen, 2013; Rahman et al., 2022).

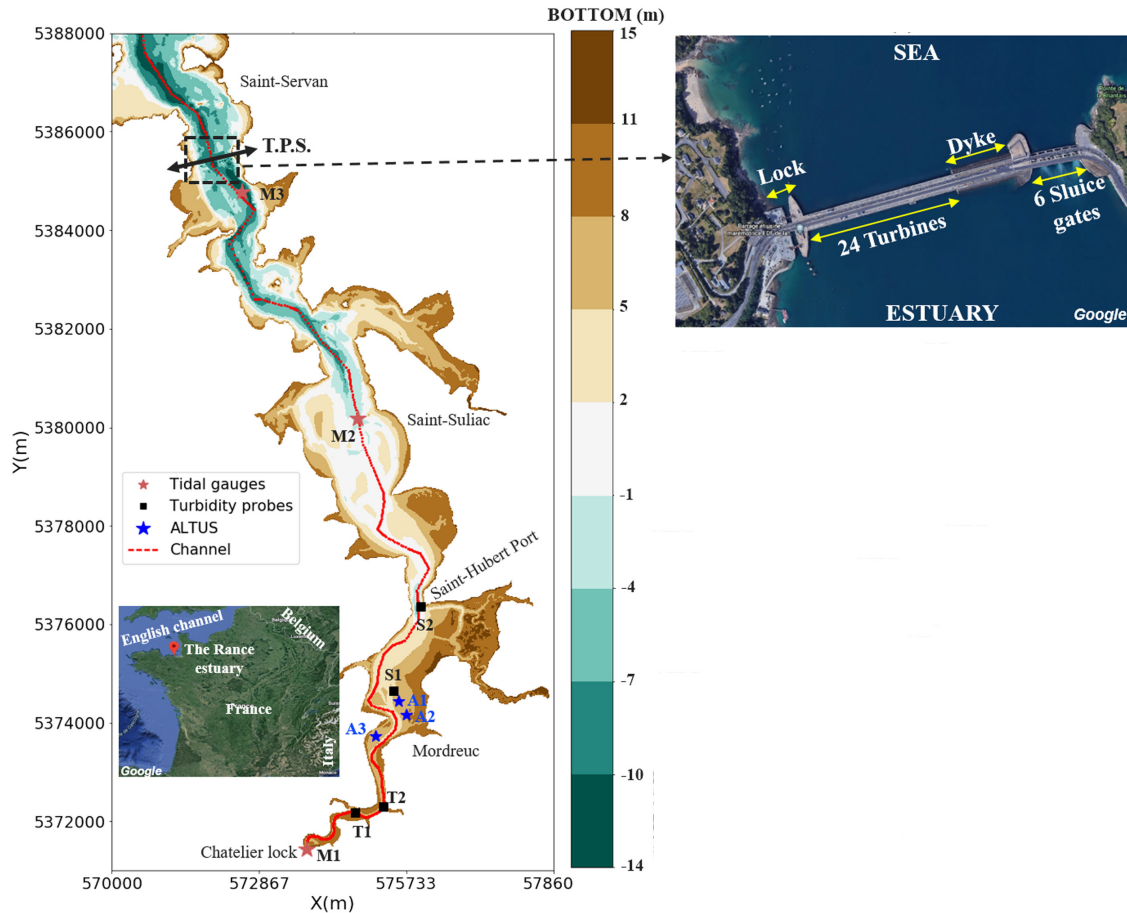


Figura 3.4: Batimetria do estuário de La Rance e diagrama da barragem e usina. Adaptado de: Rtimi et al. (2022).

No Brasil, na maior parte da costa é classificada como micro maré, ou seja, a amplitude não ultrapassa os dois metros. Assim, não há muitas condições propícias para o aproveitamento. Uma notável exceção é a Barragem do Rio Bacanga no Maranhão: a região estuarina da baía de São Marcos possui uma amplitude máxima de maré que ultrapassa cinco metros. Nesse local, na década de 1960 foi iniciada a construção da obra civil com intenção de controle da vazão e a construção de uma pista para automóveis sobre ela. Aparentemente, na década de 1970 a Eletrobrás investigou a possibilidade de se adaptar uma usina no local, mas não prosperou. Hoje em dia o projeto não seria mais possível pelo crescimento da cidade, o que impossibilitaria a inundação de certas áreas atualmente habitadas (Lima et al., 2003; Ferreira, 2011; González-Gorbeña et al., 2015).

A outra variedade de aproveitamento das marés é se valendo das fortes correntes que

podem ser geradas por elas em determinadas regiões. Nesse caso, conhecido como *Tidal Current* e *Tidal Stream* em inglês, a energia é extraída por turbinas submersas estrategicamente posicionadas em locais onde os fluxos são máximos. Elas vão ter um aproveitamento menor que em uma barragem, já que o fluxo não é confinado, mas são muito mais simples e baratas de serem implementadas, além de causarem um impacto ambiental significativamente menor (Rahman et al., 2022).

Essa modalidade é provavelmente a EMR em estado mais avançado de desenvolvimento e implementação com diversas implementações como o Seagen na Inglaterra e Sabella na França (Laws e Epps, 2016). A grande variação das tecnologias se dá no formato das turbinas e na forma de fixação, com atenção à minimização do impacto ambiental e a maior robustez ao ambiente marinho (Taylor et al., 2001; Khan et al., 2009; Rourke et al., 2010; Liu et al., 2011; Zhou et al., 2014; Laws e Epps, 2016; Nachtane et al., 2020; Sun et al., 2022). Na figura 3.5 se exemplifica uma das soluções com uma turbina de 1 MW da fabricante Sabella instalada na costa da ilha de Ouessant, na França, onde foi conectada à rede local, a primeira do país. A avaliação do recurso também é bastante estudada e gera previsões bastante acuradas dado a natureza extremamente cíclica do movimento dos astros (Cornett, 2006; Hagerman et al., 2006; Rourke et al., 2010; Characterization e Costs, 2013; Artal et al., 2019; Fairley et al., 2022).

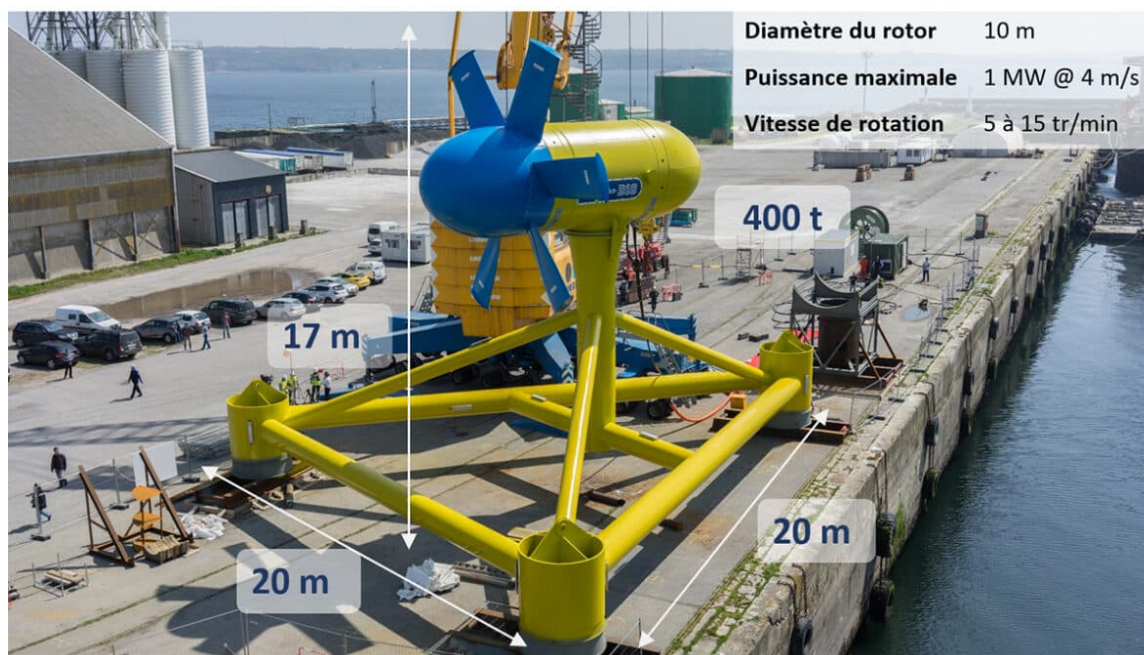


Figura 3.5: Turbina D10 da fabricante francesa Sabella. Fonte: site da fabricante, www.sabella.bzh/.

Como a energia das marés não é fonte intermitente, já que é possível prever com precisão sua disponibilidade e variabilidade, e como apresenta locais de alto potenciais apenas em poucos pontos da costa brasileira, se optou por não incluir essa EMR no presente estudo.

3.1.3 Energia das Correntes

As correntes dos mares não são causadas apenas pelas marés (fenômeno ondulatório que idealmente transportaria apenas energia e não massa), ao contrário, a maioria dos fluxos é gerada por outras forçantes como ventos, gradiente de densidade e Força de Coriolis. Elas podem ser estudadas nas mais diferentes escalas de tempo (de minutos a décadas) e abrangência (de local e regional a global). Na escala planetária há um padrão conhecido como circulação termohalina que abrange todos os oceanos, de polo a polo, e diversas profundidades. Ela é de fundamental importância para a distribuição de calor no planeta, gases dissolvidos na água, nutrientes, plâncton, sais e outras características e impacta diretamente no clima da Terra. Apesar de carregar grande quantidade de energia, do ponto de vista de extração elétrica não é considerada relevante por apresentar dificuldades técnicas no seu aproveitamento, já que possui velocidades da ordem de 1 cm/s e apresentam

ciclos da ordem de décadas.

Numa escala de bacia, como o Atlântico Sul, por exemplo, há os giros subtropicais que são resultantes dos padrões gerais de ventos na atmosfera e efeito de Coriolis. Eles apresentam circulações anticiclônicas com intensificação da porção no contorno oeste podendo atingir intensidades superiores a 1 m/s (VanZwieten et al., 2014). Em geral, essas correntes estão ao largo da plataforma continental, em águas mais profundas (abaixo de 1000 m), o que dificulta seu aproveitamento. Mas em algumas localidades, a depender da geografia local, podem ter uma alta possibilidade de aproveitamento como na Corrente do Golfo ou Corrente do Kuroshio (Liu et al., 2017), como apresentado na figura 3.6. Vale lembrar que, apesar dos fluxos de água serem mais lentos que os de ar, ela é aproximadamente 800 vezes mais densa, ou seja, uma parcela em deslocamento de 1 m/s no mar transporta a mesma energia que um vento de $9,5\text{ m/s}$.

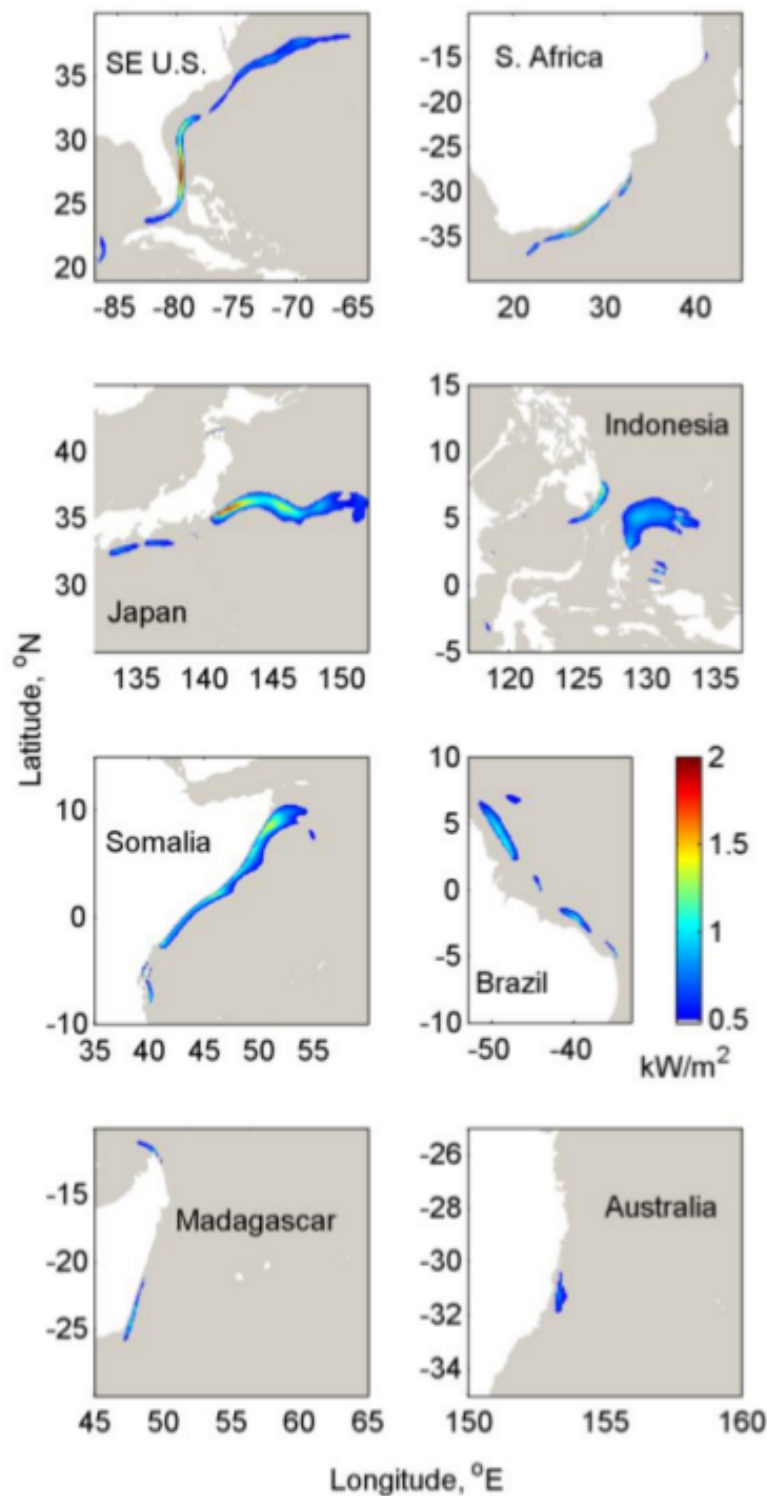


Figura 3.6: Média anual da densidade de potência de correntes em oito localidades ao redor do globo identificadas por resultados do modelo HYCOM. Fonte: VanZwieten et al. (2014).

Numa escala mais regional e local, as correntes vão ser bastante influenciadas pelos

ventos, gradientes de densidades (muitos causados pelas descargas fluviais do continente), marés e condições de contorno (como a Corrente do Brasil na Plataforma Continental Sudeste). Dessa forma, os estudos que buscam avaliar o potencial de determinados pontos se valem geralmente de modelos hidrodinâmicos nos quais simulam as condições regionais e buscam os locais mais energéticos, como pode ser vista na figura 3.7 do trabalho de Kirinus (2017). Diversos pontos da costa brasileira já foram avaliados dessa maneira indicando locais de alto potencial (Kirinus et al., 2012; Fischer, 2014; Kirinus e Marques, 2015a,b; Kirinus, 2017; Fortes, 2018; Shadman et al., 2019; Barnier et al., 2020).

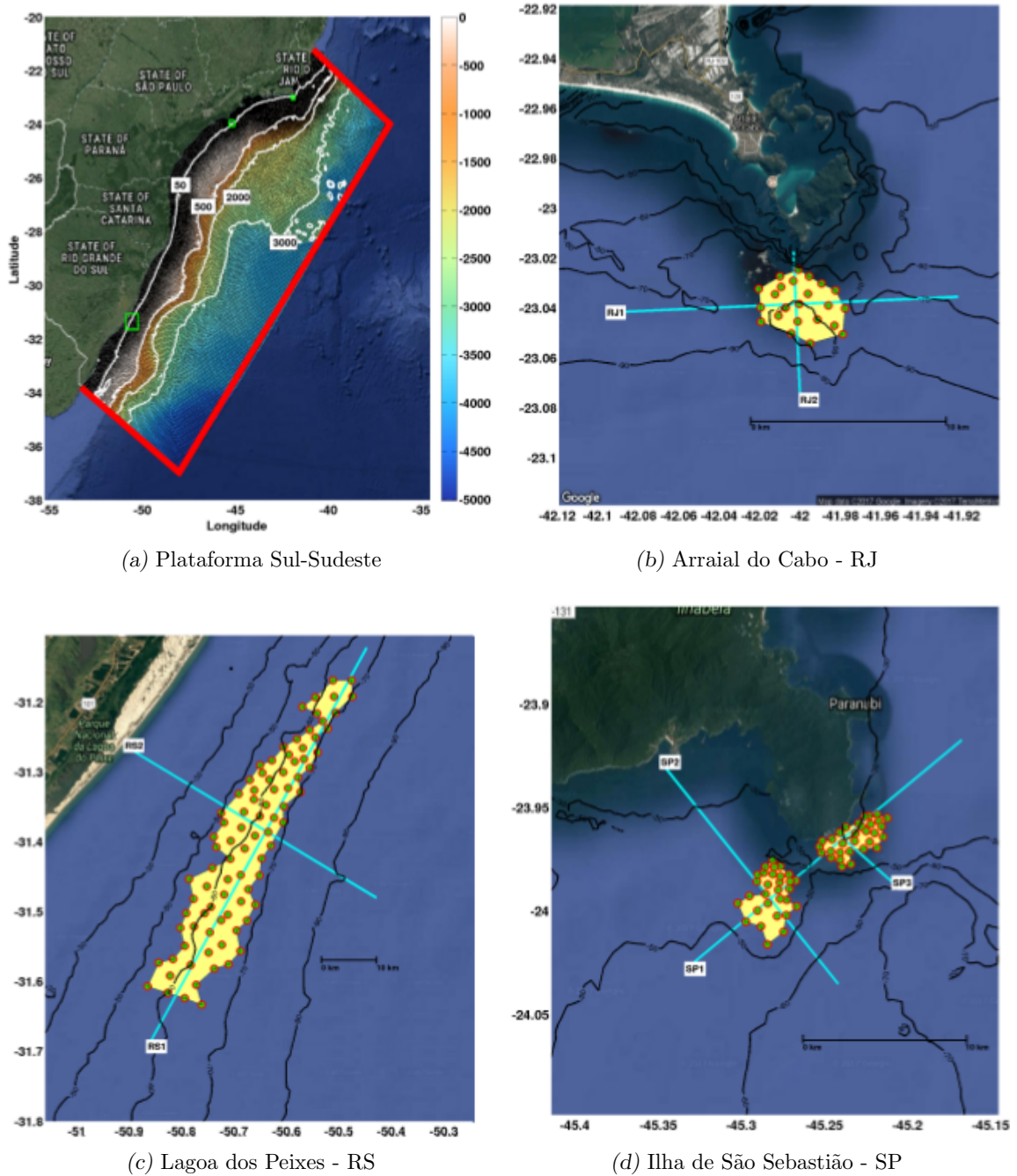


Figura 3.7: Imagem da plataforma sul-sudeste com detalhe em três localidades identificadas por Kirinus (2017) como propícias à instalação de turbinas. Fonte: Kirinus (2017).

Na escala local, o potencial vai estar bastante ligado às características morfológicas e às oscilações das forçantes. A figura 3.8 mostra um pouco essa variabilidade para região do Canal de São Sebastião (CSS) e ao largo da Ilha de São Sebastião (ISS): os verões

apresentam uma densidade de potência significativamente menor, sobretudo causada pelos ventos menos intensos e de direções diferentes. Ainda é possível ver como o relevo marinho direciona e canaliza a energia em determinadas áreas mais energéticas, especificamente o centro do CSS (ponto laranja) e a sudeste da ISS próximo à Ponta do Boi (ponto vermelho).

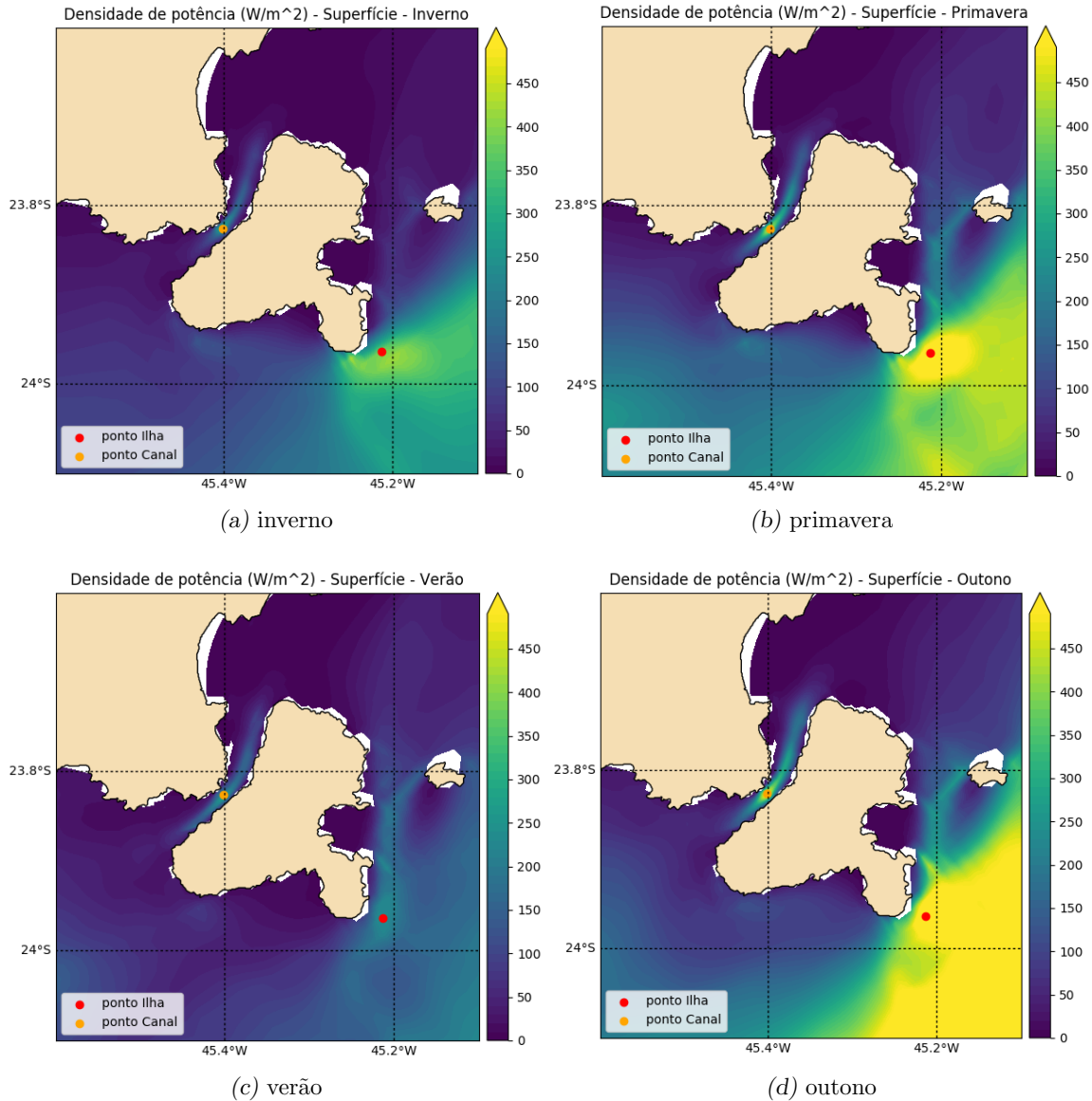


Figura 3.8: Médias verticais na superfície da densidade de potência na região de São Sebastião, em W/m^2 , obtida com o modelo sECOM para as diferentes estações do ano. Fonte: Fortes (2018).

3.1.4 Gradiente Térmico

Os oceanos são estratificados com várias massas de águas apresentando diferentes características de temperatura e salinidade (entre outras mais relevantes para os processos bioquímicos, como gases dissolvidos, nutrientes, ...) e se encontram organizadas dinamicamente pelos gradientes de densidade e outras forçantes. De uma maneira geral, as camadas superficiais (entre 0 *m* e 100 *m* aproximadamente) tendem a ser mais quentes que as águas profundas (mais de 1000 *m*) que vão estar próximos de 5 °C em praticamente todas as latitudes. Nas regiões tropicais, onde há maior insolação, a diferença entre os extremos da coluna de água normalmente ultrapassam os 20 °C e nessa condição é possível extrair energia com um ciclo termodinâmico (Etemadi et al., 2011; VanZwieten et al., 2017; Herrera et al., 2021). Na figura 3.9 pode se observar um potencial estimado dessa fonte conhecida em inglês pela sigla OTEC de *Ocean thermal energy conversion*.

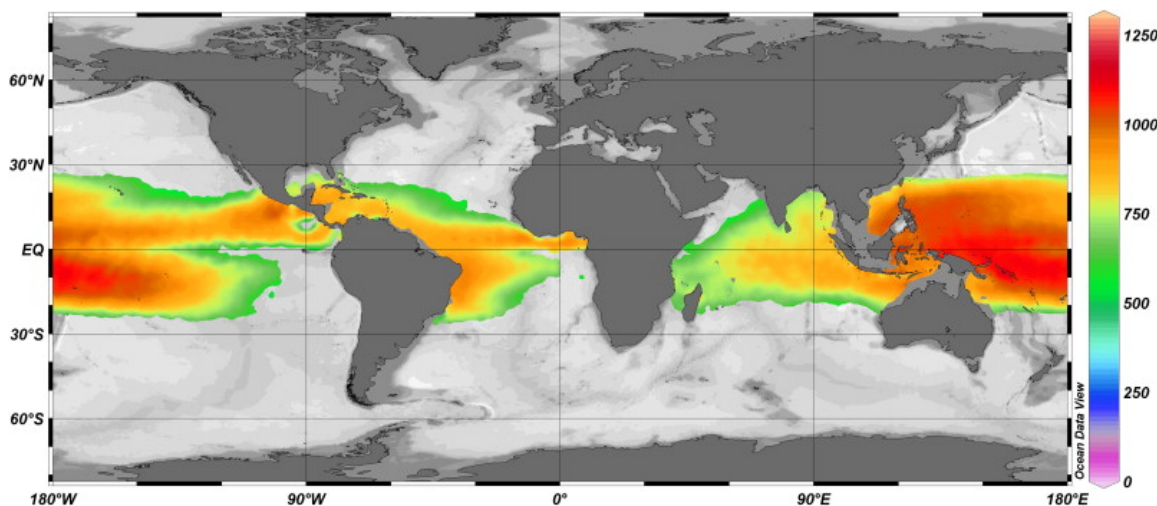


Figura 3.9: Densidade de potência efetiva de OTEC em kW/km^2 . Fonte: Rajagopalan e Nihous (2013).

No Brasil, diversos trabalhos apontaram que existe um potencial na costa Nordeste do país (Neves, 2015; Souza e Marques, 2016; Shadman et al., 2019), mas geralmente para empreendimentos que estejam fora da plataforma continental, ou seja, em profundidades maiores que 200 *m*, já que necessitam desse acesso à fonte fria que geralmente está em águas abaixo de 1000 *m*. Por essa característica, essa fonte é mais adequada a ilhas oceânicas, onde a distância da costa às fontes é curta, como o caso do Havaí, onde já há uma planta experimental. Nesses locais, também pode trazer benefícios associados a outros processos

como dessalinização e condicionamento de temperatura (Herrera et al., 2021; Rahman et al., 2022).

Essa fonte não foi estudada neste trabalho por estar ainda em estágios bastantes iniciais do seu desenvolvimento tecnológico, por apresentar viabilidade muito dependente da batimetria, sendo assim pouco distribuída ao longo das costas. Mas principalmente por não ser um recurso intermitente, já que um ciclo termodinâmico de fontes que pouco alteram suas temperaturas ao longo do tempo é bastante previsível e despachável.

3.1.5 *Gradiente de Salinidade*

A energia que se pode extrair da diferença de salinidade entre massas de água ainda está em estágio embrionário e apresenta grandes dificuldades técnicas (Tufa et al., 2018) e com potencial bastante focado em locais de descargas fluviais significativas (Alvarez-Silva et al., 2016) e com custos estimados muito maiores que outras EMR (Rahman et al., 2022). Por outro lado, alguns autores citam algumas vantagens como um alto fator de capacidade, quase sendo despachável (Alvarez-Silva et al., 2016) e possível aplicação em sistemas autônomos e boias meteorológicas de baixo consumo de energia (Jung et al., 2022; Rahman et al., 2022). Na figura 3.10 é apresentado um mapa da distribuição do potencial de gradiente salino pelo mundo. Neste trabalho optou-se por não aprofundar nesse recurso por estar ainda em um grau de maturidade bastante diferente dos demais.

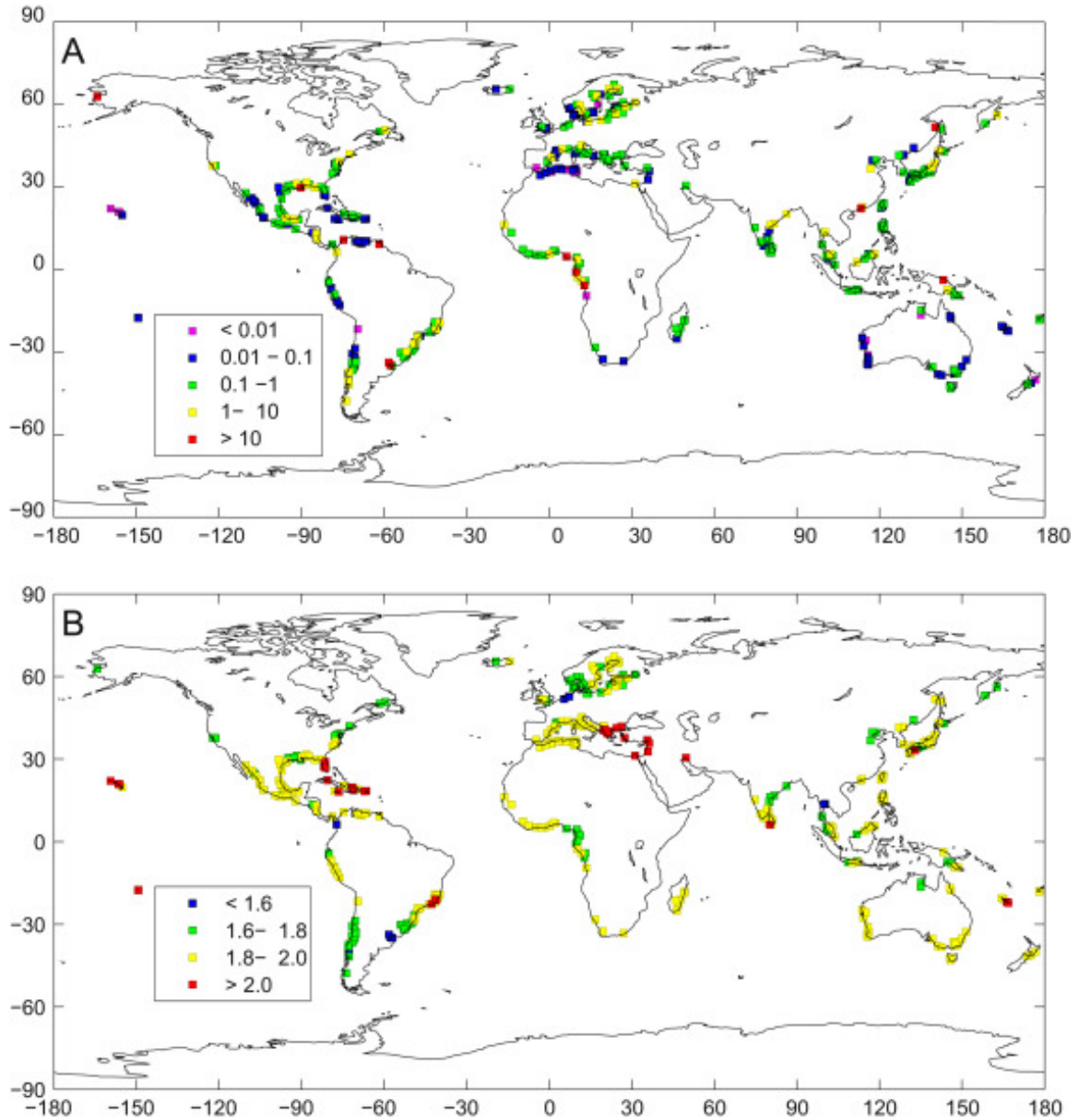


Figura 3.10: Mapa global de energia extraível da fonte de gradiente halino. A - Energia Extraível em TWh/a . B - Densidade de energia em $MJ/m^3/s$. Fonte: Alvarez-Silva et al. (2016).

3.2 Energia Solar

O Sol é a fonte primária para a Terra, o constante fluxo de energia de baixa entropia vai provocar todos os principais processos do planeta, dos ventos, chuvas, ondas e correntes oceânicas até os processos biológicos da fotossíntese que sustentam quase toda vida da biosfera. A humanidade criou diversas tecnologias para se aproveitar dela e no século

XX iniciou-se a utilização de painéis fotovoltaicos que convertem a irradiação solar diretamente em corrente contínua. Inicialmente eram usados em aplicações específicas como satélites e alimentação de eletrônicos em regiões isoladas, mas com o aumento da eficiência e confiabilidade, os ganhos de escala e desenvolvimento de melhores materiais e processos, eles são atualmente a principal forma de geração de eletricidade a partir desse recurso.

No mundo, ela cresce em ritmo acelerado, 22,7% de 2020 para 2021, sendo o recurso com maior avanço (IRENA, 2023). Na figura 3.11 é possível observar que a solar já é a terceira maior fonte renovável em geração de eletricidade, só perdendo para hidráulica e eólica. Segundo IEA (2022) essa taxa de expansão deve se manter até 2030 para viabilizar o cenário *Net Zero* de balanço nulo de emissões de CO_2 até 2050. No Brasil, como visto na figura 1.5, a sua participação na matriz elétrica já é de 4,4 % e com crescimento de 79,8% de 2021 para 2022.

Growth in renewable electricity generation

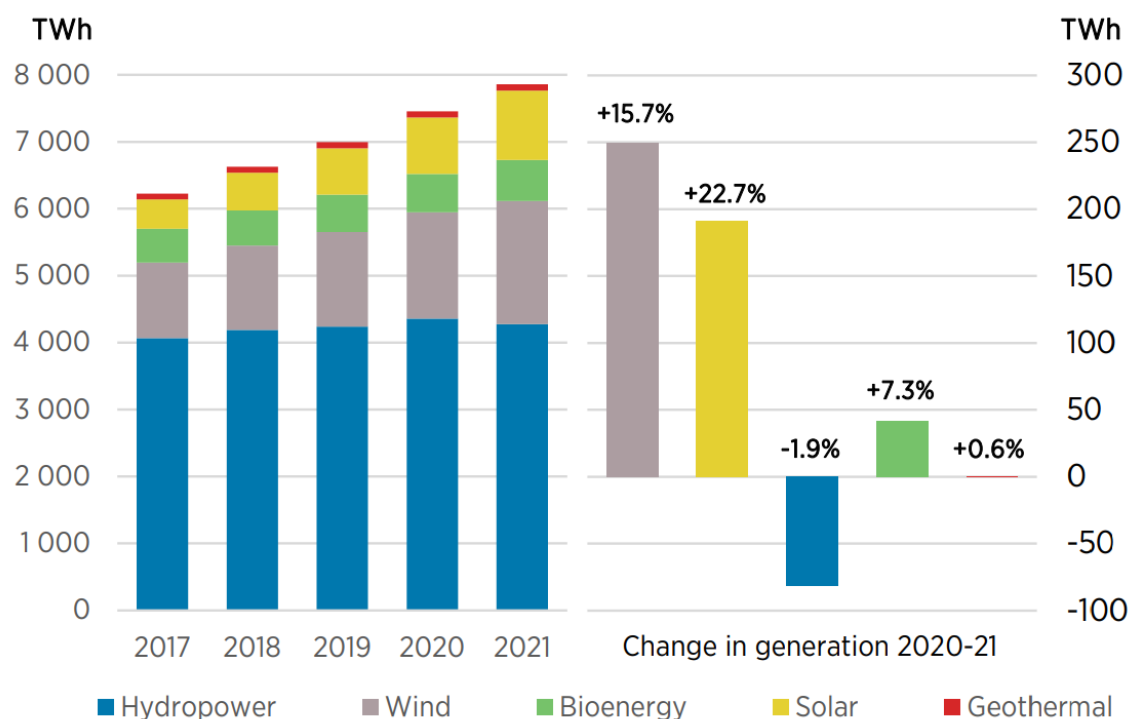


Figura 3.11: Série histórica de 2017 a 2021 da geração e crescimento das fontes renováveis em todo mundo. Fonte: IRENA (2023).

Os painéis fotovoltaicos são muito utilizados na geração distribuída e autoprodutores.

E nesse setor a expansão também ocorre em grande velocidade, como pode ser observado na figura 3.12. Ela apresenta a série histórica da utilização de energia solar em comparação com outras fontes nessa modalidade no Brasil.

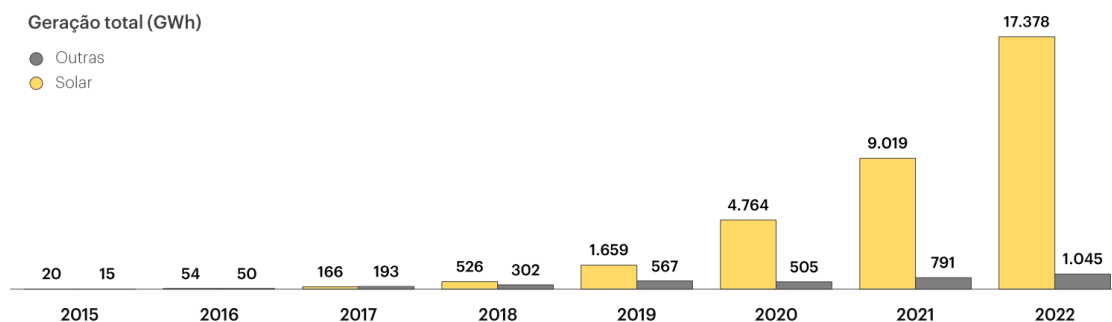


Figura 3.12: Série histórica de 2015 a 2022 da micro e minigeração distribuída solar no Brasil. Fonte: EPE (2023).

A geração solar sobre o mar ainda é incipiente no mundo, com algumas pequenas plantas (Hooper et al., 2021), mas a sua utilização sobre corpos de água já é comum (Choi, 2014; Sahu et al., 2016; Kirbaş e Çifci, 2019) e é até mencionada no Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 (EPE, 2018). Diversas vantagens são apontadas para o modelo, como a redução da temperatura de operação que faz com que se aumenta a produção da planta e a não disputa por solo, além de ajudar no controle de qualidade e evaporação em reservatórios (Liu et al., 2017; Wang et al., 2019; Elshafei et al., 2021; Rahman et al., 2022). Por outro lado, como não existe grande diferença entre a irradiação no mar e na costa, a utilização de painéis em terra pode resultar em um menor preço de energia por contas dos altos custos de operação e manutenção no mar (Hooper et al., 2021).

Uma situação marinha onde os painéis fotovoltaicos são muito utilizados é em boias oceanográficas fundeadas com sensores, *dataloggers* e outros equipamentos para fazer medições dos mais diversos parâmetros físico, químico, biológicos, meteorológicos, entre outros (Chen et al., 2018; Hegarty et al., 2019; Hariri et al., 2023). Outro nicho que se vale bastante da energia solar, talvez uma subcategoria do anterior, é de veículos autônomos de superfície e subaquáticos (como *gliders*) que podem fazer a mesma variedade de amostragens citadas anteriormente, mas podem se deslocar vertical e horizontalmente permitindo uma varie-

dade espacial muito maior nos dados (Arima et al., 2014; Jones et al., 2016; Friebe et al., 2017; Tian e Yu, 2019).

Apesar de não fazer parte do escopo do presente trabalho, é importante apontar que existe um grande número de pesquisas que aponta também a utilização de energia solar térmica em ambientes marinhos. Elas estão principalmente relacionadas com aproveitamentos do tipo OTEC com placa aquecedoras ou reservatórios, *ponds*, aquecidos com energia solar amplificando o gradiente de temperatura entre fontes frias e quentes. Entre os autores que fizeram essa abordagem, pode se destacar Straatman e Van Sark (2008); Park et al. (2017); Malik et al. (2020) e Dezhdar et al. (2023).

3.3 Energia Eólica

Dentro das energias renováveis, se destaca a fonte eólica que triplicou sua capacidade instalada na última década, chegando a 906 *GW* em todo mundo (GWEC, 2023). Entretanto, com a demanda crescente, busca-se sempre torres mais altas e locais com potencial ainda não explorado, o que tem levado as turbinas ao mar. Assim, a instalação de aproveitamentos *offshore* segue numa taxa maior que o dobro que as *onshore* nos últimos anos (IRENA, 2019) e só o Mar do Norte já contava com mais de 3500 torres no final de 2016 (Andersen et al., 2018).

No Brasil, em 2023 não há turbinas instaladas no mar, sobretudo pelo grande potencial ainda disponível em terra de menor custo (figura 3.13) e avanços no tema de regulamentação (Araujo, 2021). Apesar disso, a energia eólica já representa cerca de 11,8% da matriz elétrica do país (EPE, 2023) (figura 1.5) com 25,6 *GW* instalados, o que o coloca em sexto lugar no ranking das nações com maior capacidade de geração a partir dos ventos no continente (ABEEÓLICA, 2023).

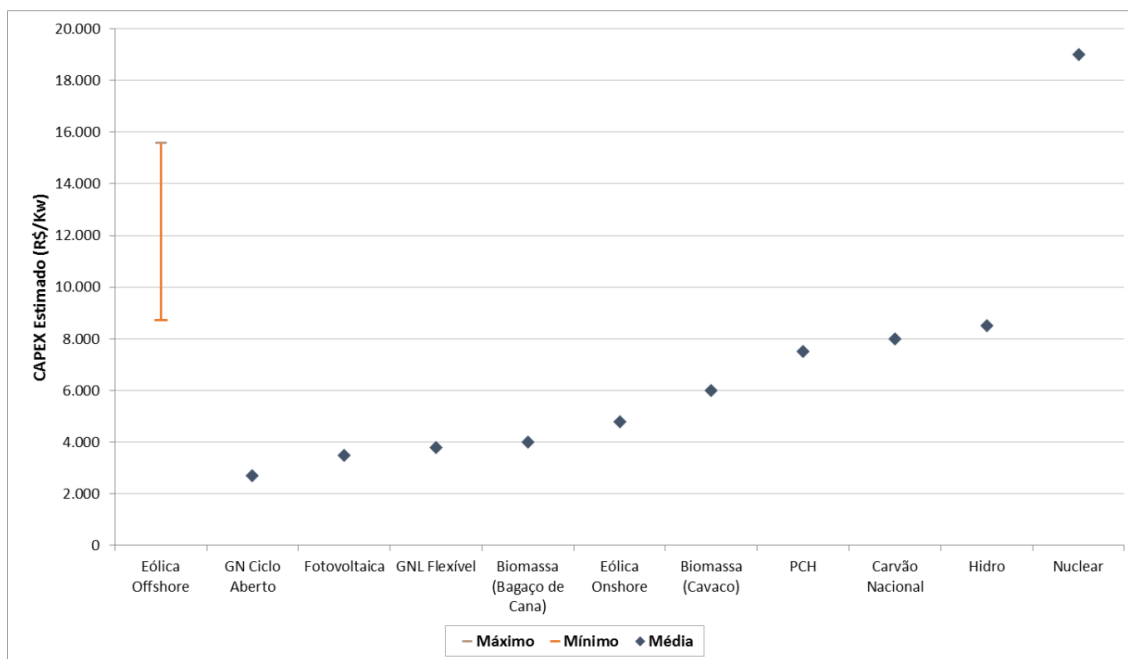


Figura 3.13: Custo de energia estimado para eólica *offshore* e médio para diversas fontes no Brasil. Fonte: EPE (2020).

Diversos trabalhos estudam a possibilidade do aproveitamento dos ventos na costa brasileira, como o de Souza et al. (2013) que indica a região nordeste do país como principal candidata a receber turbinas *offshore*, com densidades de potência de cerca de 800 a 900 W/m^2 . Lima et al. (2015) utiliza o modelo numérico *Regional Atmospheric Modelling System* (RAMS) e chega em valores acima de 700 W/m^2 ao largo da costa do Estado do Ceará. E Gomes et al. (2019) propõem a utilização da energia eólica na plataforma continental sudeste com potencial significativo. Adicionalmente, o regime de ventos na costa brasileira pode se mostrar complementar à geração hidrelétrica que é a principal fonte do país, o que pode fornecer benefícios sistêmicos ao setor que funciona de maneira interligada (Silva et al., 2016).

Em 2020, a Empresa de Pesquisa Energética, EPE, lançou o Roadmap Eólica Offshore Brasil - Perspectivas e Caminhos para Energia Eólica Marítima (EPE, 2020) que indica um claro esforço governamental seguido pelo início de diversos processos de prospecção e licenciamento ambiental para diversos parques. O trabalho de Vinhoza e Schaeffer (2021) traz uma avaliação do potencial, mas analisando a viabilidade a partir de diversos fatores técnicos (velocidade dos ventos, profundidade das águas), ambientais (áreas de proteção

e conservação, focos de biodiversidade), sociais (impacto visual, pesca, zonas de exclusão) e econômicos (intensidade do recurso, custo de instalação, distância da costa e portos) (figura 3.14).

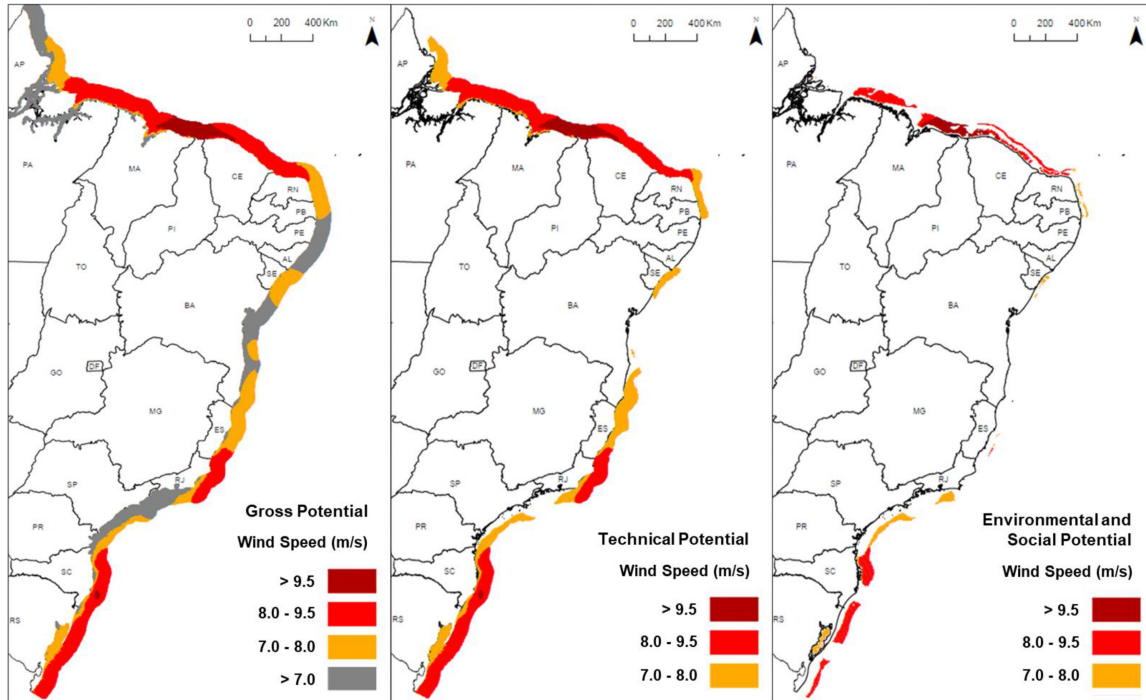


Figura 3.14: Velocidade média dos ventos em regiões costeiras, esquerda, e considerando restrições técnicas, meio, e ambientais e sociais, direita. Fonte: Vinhoza e Schaeffer (2021).

3.4 Complementaridade e Plantas Híbridas

Atualmente é grande a preocupação com a confiabilidade e estabilidade dos sistemas interligados com a inclusão cada vez maior de fontes intermitentes como solar e eólica. No Brasil, em 2022, os ventos chegaram a uma participação expressiva de mais de 11% da energia gerada e os painéis solares representam 4,4% e seguem com um forte crescimento de 75% (EPE, 2023). Por outro lado, as Energias Marinhas Renováveis (EMR) ainda estão em fase pré-comercial e não têm nenhuma participação no Sistema Interligado Nacional (SIN) atual.

Dentro desse cenário, a complementaridade é frequentemente citada e bem definida, mas não muito quantificada e apresentando uma diversidade de propostas de índices, coe-

ficientes e formas de estudos (Jurasz et al., 2020; Bekirsky et al., 2022; Iung et al., 2023). De uma maneira simples, ela pode ser definida como a característica entre dois ou mais recursos que vão produzir uma série temporal mais bem distribuída quando somadas suas gerações. Assim, quanto mais complementar forem duas fontes, mais elas tenderão a uma curva plana em torno de um valor médio. Geralmente são divididas em duas categorias: temporal e espacial (Risso et al., 2018; Ren et al., 2019; Jurasz et al., 2020).

A complementaridade temporal diz respeito a fontes que apresentem variações nas séries temporais que se relacionam em diferentes períodos, de minutos a meses. Por exemplo, sol e vento no litoral do Rio Grande do Sul: no verão o recurso solar é mais abundante e o eólico menos intenso; no inverno o contrário acontece (Pianezzola et al., 2017). Geralmente se refere ao potencial de diferentes tipos de extração numa mesma localidade.

Para a complementaridade temporal, a escala de observação de análise é muito importante nessa avaliação, pois podem indicar diferentes caminhos. As figuras 3.15 e 3.16 do trabalho de Ren et al. (2019) exemplificam muito bem isso apresentando as potências médias eólica e solar em dois intervalos diferentes para as mesmas duas localidades. No ciclo diário, se nota que Hami tem curvas mais complementares; já na avaliação sazonal, Golmud se beneficiaria mais da junção dos recursos do sol e dos ventos.

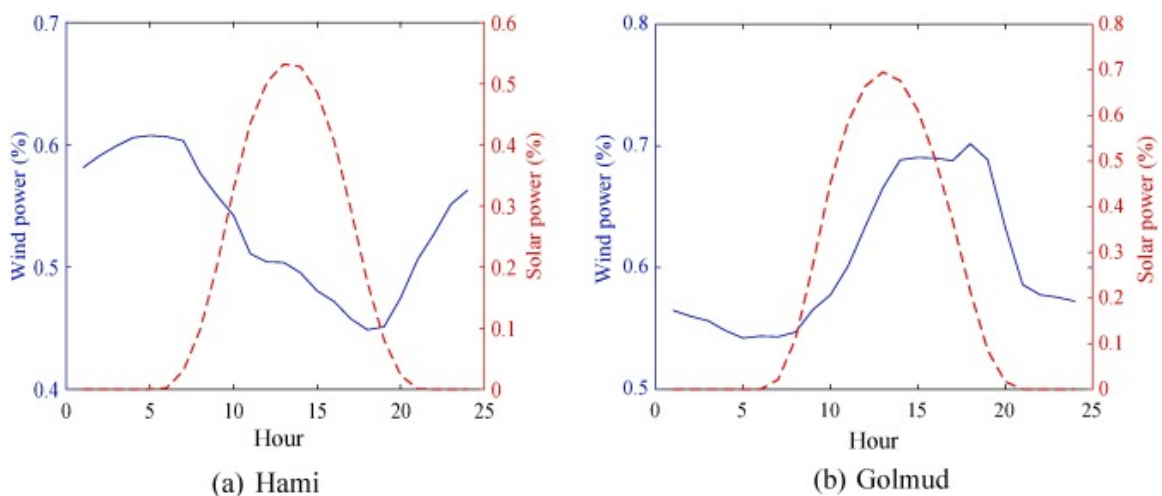


Figura 3.15: Potência média horária solar e eólica para duas localidades, Hami e Golmud, na China. Fonte: Ren et al. (2019).

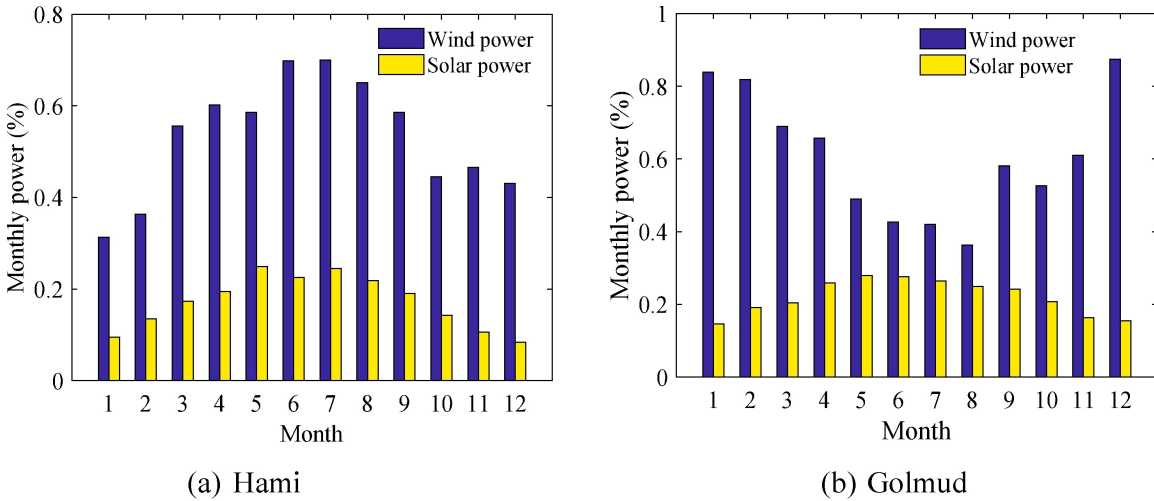


Figura 3.16: Potência média mensal solar e eólica para duas localidades, Hami e Golmud, na China. Fonte: Ren et al. (2019).

A complementaridade espacial se refere à distribuição desigual de recursos (de mesma fonte ou não) numa área, podendo ser de diferentes escalas, de quilômetros quadrados à nacional ou continental (Rosa et al., 2020; Guezgouz et al., 2021; Gonzalez-Salazar e Poganietz, 2022). Por exemplo, a geração hidrelétrica entre duas bacias que tenham regime de chuvas diferentes ao longo do ano vão poder participar com mais potência em momentos diferentes, proporcionando a um sistema interligado uma maior estabilidade na oferta de energia. Isso é exemplificado na figura 3.17, do trabalho de Cantão et al. (2017), que apresenta a vazão normalizada para três conjuntos de usinas com distintos regimes hidrológicos.

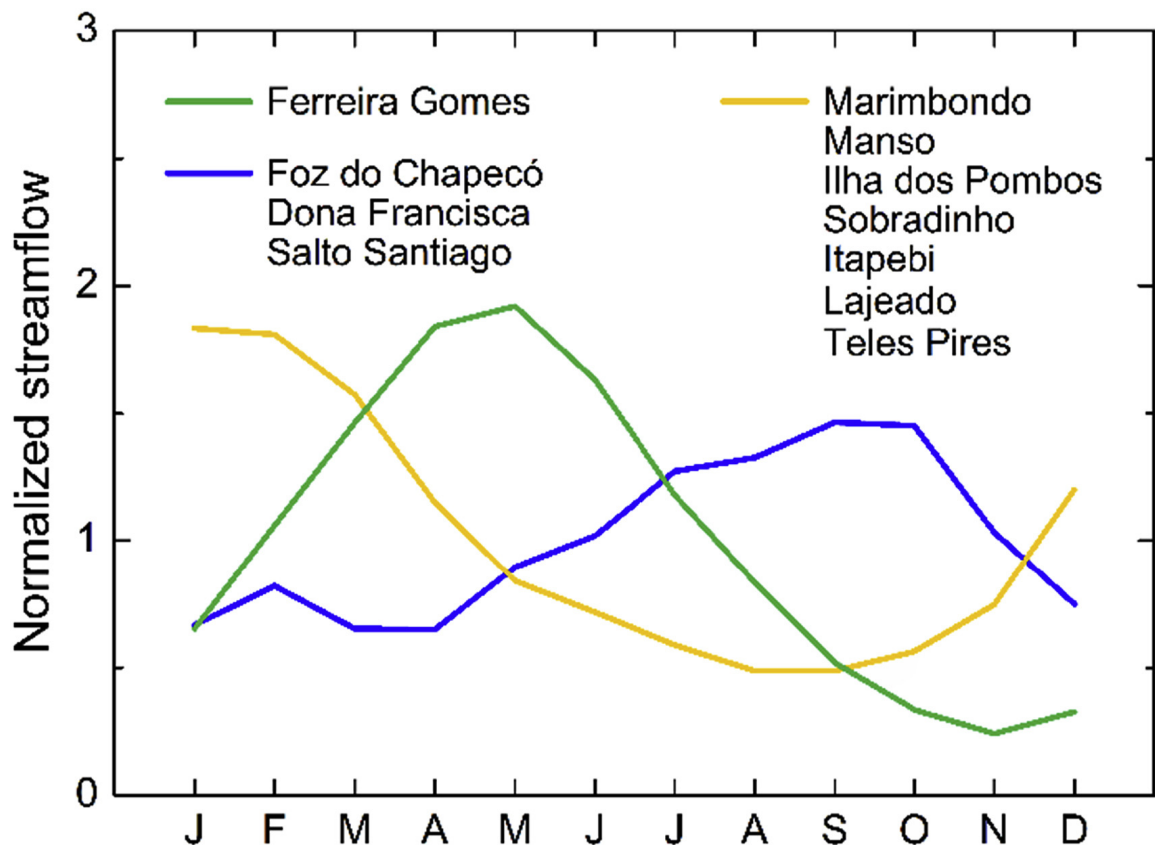


Figura 3.17: Médias mensais da vazão normalizada para três usinas hidrelétricas em três bacias hidrográficas diferentes. Fonte: Cantão et al. (2017).

No caso da complementaridade temporal para um mesmo local, a análise sempre é entre duas ou mais fontes diferentes. No caso espacial pode ser um único recurso ou mais, mas obrigatoriamente observados em localidades diferentes. Pode haver uma sobreposição de ambas chamadas por vezes de *spatio-temporal complementarity* em inglês (Iung et al., 2023).

A literatura no assunto não é pequena, de pelo menos algumas centenas de trabalhos na área (Jurasz et al., 2020; Bekirsky et al., 2022) com grande foco em nos recursos continentais de hidráulica, solar e eólica (Tang et al., 2020; Karadöl et al., 2021; Huang et al., 2022). Na maioria dos trabalhos o foco é de analisar a correlação entre pares de fontes, buscando por curvas que tenham o menor valor, indicando uma melhor complementaridade. Para isso são utilizadas diversas metodologias (coeficiente de Pearson, coeficiente de correlação de postos de Spearman, tau de Kendall, análise de correlação canônica, entre outros) (Cantão et al., 2017; Jurasz et al., 2020; Canales et al., 2020; Gallardo et al., 2020; Cantor et al.,

2022; Bekirsky et al., 2022; Iung et al., 2023; Luz et al., 2023).

A tabela 3.1 apresenta os coeficientes de correlação de Kendall para os mesmo dois locais apresentados nas figuras 3.15 e 3.16 do trabalho de Ren et al. (2019). Com ela é possível observar que os valores variam bastante dependendo da escala temporal de análise e que são de difícil compreensão e utilização isoladamente.

Coeficiente de correlação de Kendall para diferentes escalas de tempo			
	Horário	Diário	Mensal
Hami	-0,0183	0,1952	0,6305
Golmud	0,0406	-0,2068	-0,4701

Tabela 3.1 - Coeficiente de correlação de Kendall para os recursos solar e eólico em diferentes escalas de tempo para duas localidades na China. Adaptado de: Ren et al. (2019).

No Brasil existe uma grande quantidade de trabalhos, sobretudo relacionados ao Sistema Interligado Nacional e as fontes hidráulica e eólica, que são majoritariamente responsáveis pela produção de eletricidade no país. Eles apontam que há diversas complementaridades como: espacial de hidráulica entre regiões (Cantão et al., 2017; Luz e Moura, 2019; Luz et al., 2023); entre hidrelétricas e eólicas locais e regionais (Palfi e Zambon, 2013; Neto et al., 2014; Cantão et al., 2017; Araujo e Marinho, 2019; Ávila et al., 2020, 2021; Luz et al., 2023); entre hidráulica e eólica *offshore* (Silva et al., 2016; Bagatini et al., 2017); entre solar e outras fontes (Beluco et al., 2008; Bagatini et al., 2017; Santos et al., 2020; Campos et al., 2020; Weschenfelder et al., 2020; Carpio, 2021; Nascimento et al., 2022). A figura 3.18 apresenta a imagem de um desses trabalhos que indica os recursos de duas usinas próximas na Bahia, uma eólica e outra hidrelétrica (Ávila et al., 2021). Nota-se claramente que seus máximos e mínimos ocorrem em estações opostas.

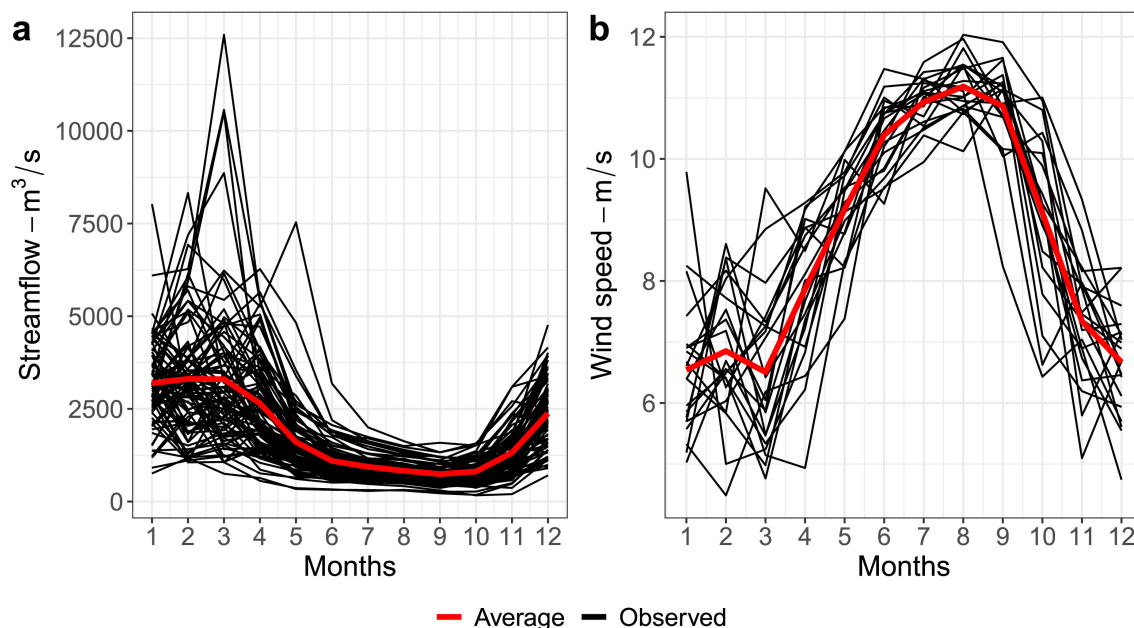


Figura 3.18: Esquerda: vazão mensal média da barragem de Sobradinho em m^3/s . Direita: velocidade média dos ventos em m/s no parque eólico Pedra Branca. Ambos no Estado da Bahia. Fonte: Ávila et al. (2021).

A literatura específica de complementaridade no ambiente marinho é menor, apesar de que muitos trabalhos de EMR e solar *offshore* citam com frequência as vantagens de múltiplas fontes sem se aprofundar. Dentro das análises destacam-se: o trabalho de Nascimento et al. (2022) analisa a complementaridade eólica e solar *offshore* quantificando-a a partir da quantidade de horas em que uma das fontes não é capaz de gerar energia; Gao et al. (2022), que traz um estudo do potencial de uma usina de ondas e ventos na Austrália; Zhou et al. (2022) propõem uma planta híbrida solar flutuante/corrente de maré para fornecer condicionamento de ar e zerar as emissões de prédio comercial em Hong Kong; Neto et al. (2020) que propõem uma minirrede isolada com corrente de marés, solar, eólica e banco de bateria no litoral do Maranhão.

Vários trabalhos também se dedicam a cogitar como seriam plantas híbridas no ambiente marinho. Nesse sentido pode se destacar: Ghafari et al. (2022) que trazem um estudo aprofundado de uma proposta de eólica flutuante com braços articulados para o aproveitamento de energia de ondas, como pode ser visto na figura 3.19; Jurasz et al. (2018) que apresentam um estudo detalhado de uma planta híbrida solar/eólica; Purba et al. (2014) avaliam a possibilidade de alimentar um Farol com ventos e correntes oceânicas; Aktaş

e Kirçiçek (2020) propõem um interessante gerador flutuante com duas turbinas de eixo vertical, uma para vento e outra para correntes, além de baterias e supercapacitores (figura 3.20); Solomin et al. (2021) que apontam diversos benefícios de plantas híbridas solares flutuantes com outras fontes renováveis, mas sem analisar a questão da variabilidade da geração; Silva et al. (2023) propõem uma turbina de correntes flutuantes numa base absorvedora pontual de energia de ondas para a região da Baía de São Marcos, MA (figura 3.21); o trabalho de Jiang et al. (2020) também apresenta uma proposta de estrutura flutuante com turbina para correntes marinhas e gerador de ondas, mas compartilhando um único eixo para extração de energia.

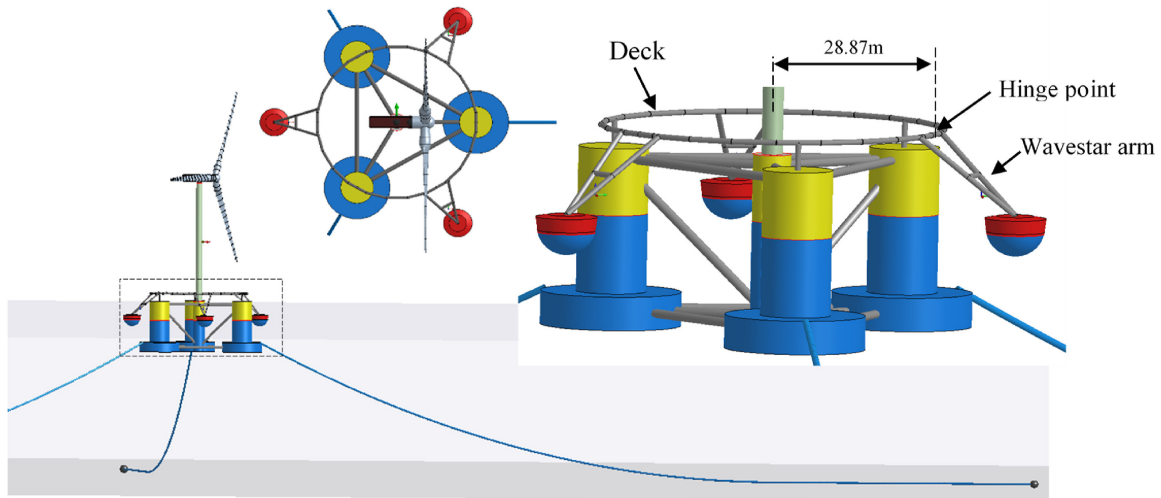


Figura 3.19: Diagrama de plataforma *offshore* flutuante eólica com geradores de energia de ondas. Fonte: Ghafari et al. (2022).

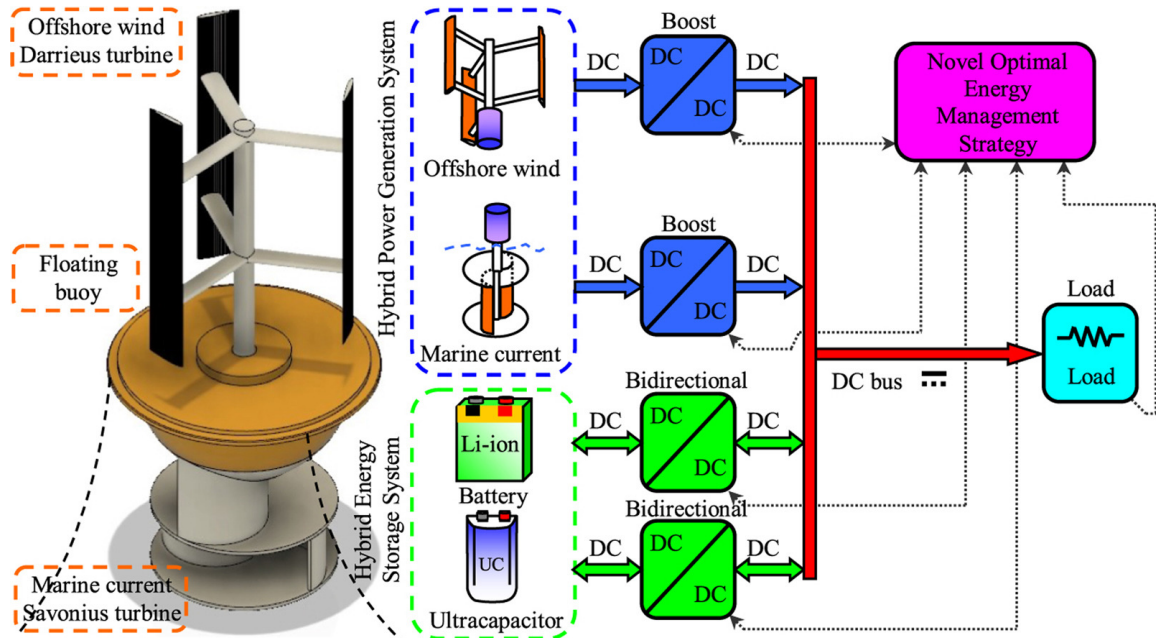


Figura 3.20: Diagrama esquemático de gerador flutuante eólico/correntes com turbinas de eixo vertical. Fonte: Aktaş e Kırçiçek (2020).

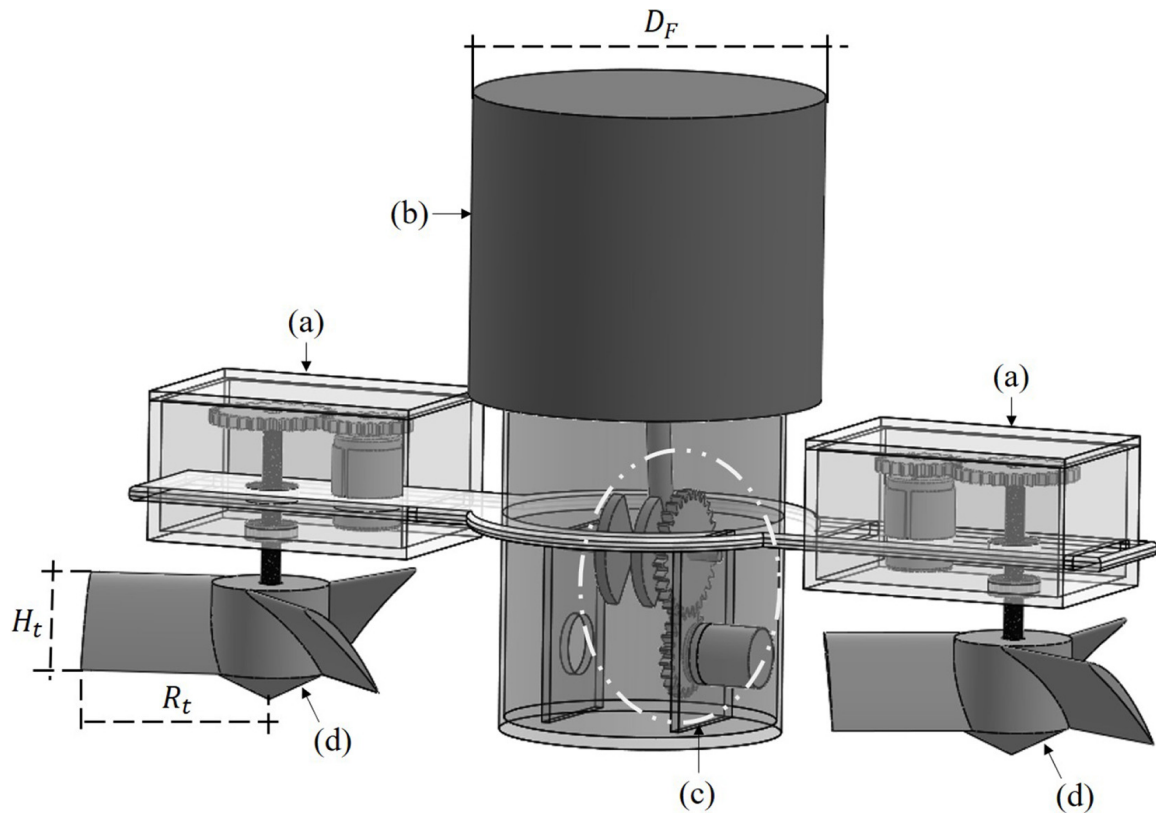


Figura 3.21: Diagrama esquemático de gerador de ondas e correntes marinhas para a Baía de São Marcos, MA. Fonte: Silva et al. (2023).

Pode-se ainda destacar que o desenvolvimento de plantas no mar utilizando fontes renováveis pode ter outros benefícios como: proteção de costa, estar perto de centros consumidores sem a disputa por espaço de terra em regiões insulares com pouca oferta de energia tradicional, pode promover reparação de habitat em alguns casos, entre outros. Mas talvez o mais importante seja ajudar na transição energética e na diminuição da utilização de combustíveis fósseis, mas sem esquecer da complexidade socioeconômica. Nesse sentido, o Brasil tem a possibilidade de se aproveitar da infraestrutura e experiência da indústria de óleo e gás para ajudar nesse processo enquanto se consolida no mercado de energias limpas. Um exemplo é o trabalho de Braga et al. (2022) que propõe a reutilização de plataformas descomissionadas para projeto de energias renováveis no oceano.

Por fim, vale ressaltar que, como o foco deste trabalho é a análise de possíveis benefícios da geração a partir de diversas fontes numa única usina híbrida no mar, não será assim observada a qualidade espacial da complementaridade. Logo, sempre que o termo aparecer, salvo claramente indicado, vai estar relacionado às variações temporais. Também é o objetivo propor uma ferramenta de estudo que seja simples e objetiva para os tomadores de decisão envolvidos, já que coeficientes de correlação e a maioria dos métodos atuais são significativamente complexos, não intuitivos e sem uma correspondência clara às características físicas da proposta de plantas com várias fontes.

3.5 Área de Estudo

Este trabalho traz uma abordagem geral do tema que pode ser aplicada em diversas regiões, entretanto para exemplificação optou-se por apresentar exemplos de uma região cujo autor tem experiência e conhecimento dos principais processos físicos. Assim foi escolhida a área da Plataforma Continental Sudeste (PCSE), figura 3.22, que está compreendida entre as latitudes de $22^{\circ}S$ e $29^{\circ}S$ e as longitudes de $40^{\circ}W$ e $49^{\circ}W$. Por conta de trabalhos anteriores apontarem o grande potencial energético da região (Kirinus, 2017; Fortes, 2018). Um foco especial é dado ao largo de São Sebastião próxima à Ilha de São Sebastião, que é uma região de grande interesse econômico e social.

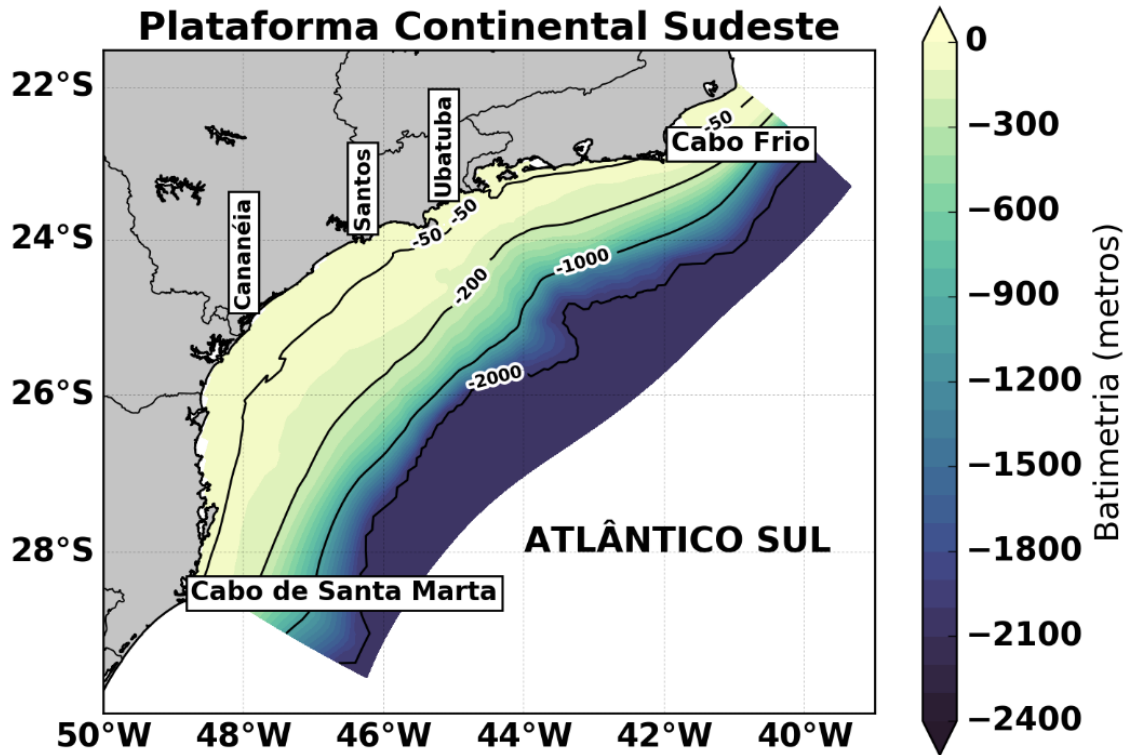


Figura 3.22: Plataforma Continental Sudeste (PCSE). Isóbatas em metros. Fonte: Morais (2016).

Ademais, a região costeira e *offshore* do Estado de São Paulo tem um grande potencial para fontes intermitentes. Existe uma série de ilhas e comunidades remotas que se beneficiariam de sistemas híbridos isolados como Laje de Santos, Alcatrazes e o Bonete na Ilha de São Sebastião. Por outro lado, grandes aproveitamentos conectados à rede também seriam interessantes, já que estão próximos do maior centro consumidor do hemisfério sul, e grande parte da população brasileira vive a menos de 100 *km* da costa, como é possível observar na figura 3.23; além de ser uma região com grande infraestrutura naval ligada ao comércio e a indústria de óleo e gás que pode facilitar a implementação das EMR na região e manter o setor participante da transição energética.

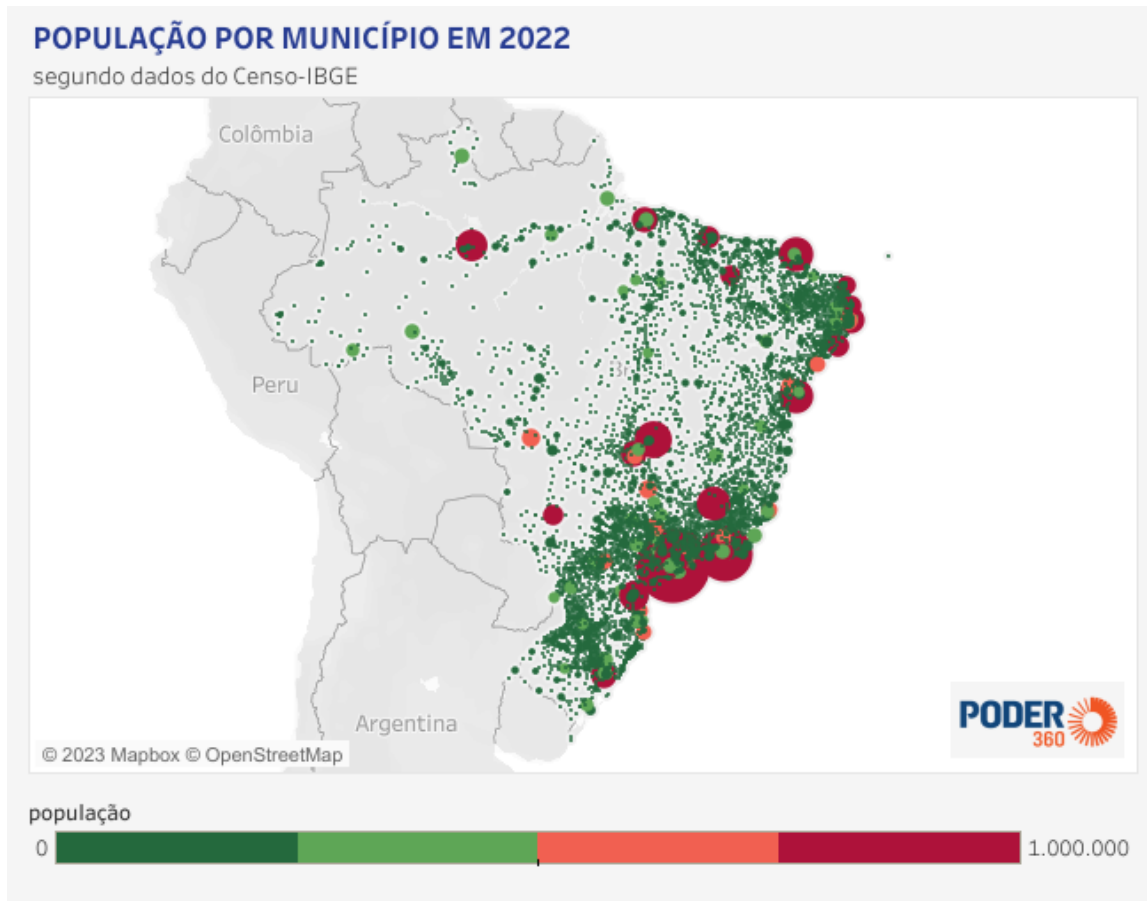


Figura 3.23: Distribuição da população absoluta do Brasil segundo o Censo Demográfico de 2022. Fonte: IBGE (2023), elaborado por: www.poder360.com.br.

3.5.1 Geografia/Batimetria

A região apresenta uma plataforma continental larga (de 50 *km* a 200 *km*) com uma vasta área de águas rasas (menor que 200 *m*) próximas ao continente, o que facilita a instalação e operação de projetos de energias renováveis no mar (figura 3.22). Seu litoral apresenta linha de costa voltada para sul, sudeste e leste de forma não abrigada por massas de terra, diretamente expostas ao Atlântico Sul e às forçantes principais de ventos, ondas e correntes produzidas nessa bacia. Nela também podem ser encontradas baías grandes e pequenas com águas calmas que seriam bastante adequadas a aproveitamentos de energia solar flutuante.

3.5.2 Forçantes Principais

A irradiação solar ao largo da costa é similar às áreas em terra firme, com a tendência de regiões de menores latitudes apresentarem uma média energética mais alta. Na figura 3.24 pode se observar o potencial para a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do Brasil, onde perto do continente a tendência é ser um pouco menor por conta da nebulosidade. Ainda que a região sudeste apresente valores menores comparados às outras do país, ela ainda ultrapassa os $5 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$, o que é um valor alto comparado globalmente, maior que qualquer ponto na Alemanha, por exemplo. Como toda a zona de estudo está na faixa tropical e subtropical austral, o recurso apresenta uma sazonalidade bem definida, com meses de verão com médias maiores e os de inverno, menores.

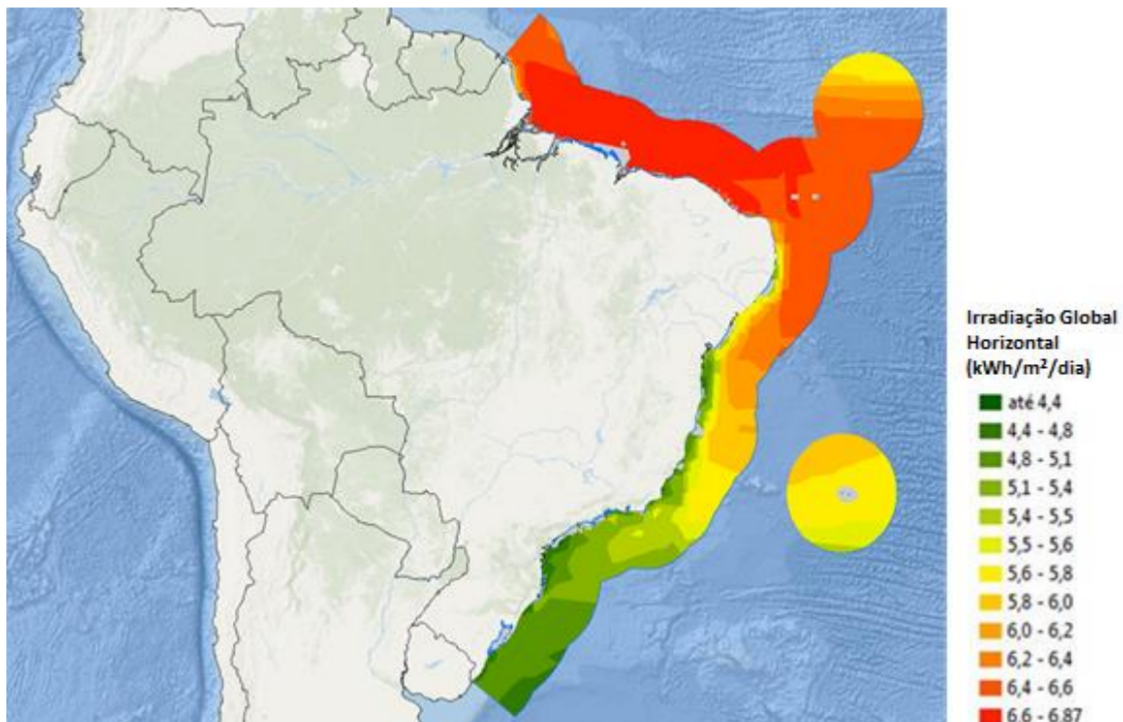


Figura 3.24: Mapa da irradiação global horizontal em $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$ na ZEE brasileira. Fonte: EPE (2018).

O recurso eólico na região é ditado por dois principais fenômenos meteorológicos: a Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) e Sistemas Frontais (frentes frias) (Reboita et al., 2010, 2019). A ASAS é um sistema de alta pressão com circulação anticiclônica e localização dinâmica e de presença constante que gera ventos predominantemente de

leste e nordeste na região de estudo e age na maior parte do tempo. As frentes frias, por outro lado, são fenômenos eventuais associados a centros de baixas pressões em mais altas latitudes, gerando ventos intensos e esporádicos de sul (Stech e Lorenzetti, 1992), que vão ser mais influentes quanto mais próximo da região Sul do Brasil. Na figura 3.25, pode-se ver um diagrama esquemático dos principais sistemas atmosféricos que influenciam o tempo e clima da América do Sul.

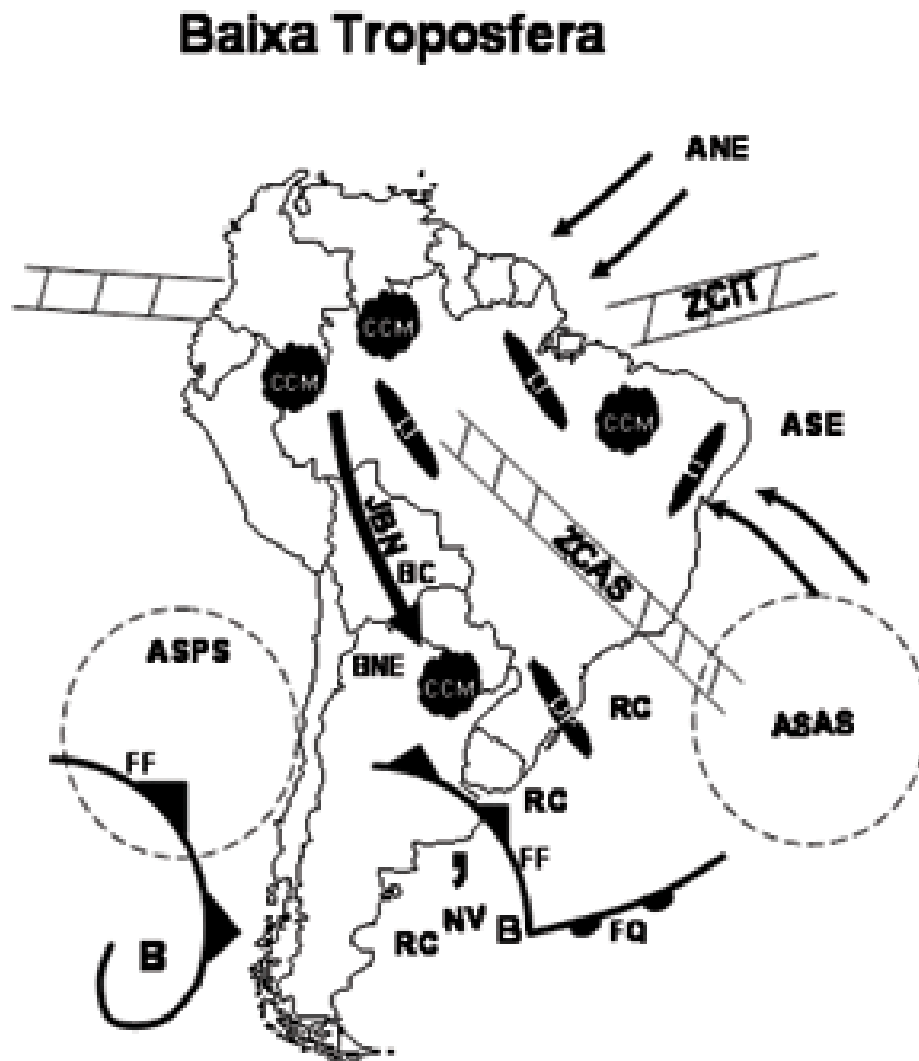


Figura 3.25: Mapa esquemático dos principais sistemas atmosféricos da América do Sul. Fonte: Reboita et al. (2010).

Nessa região, as correntes costeiras superficiais são majoritariamente geradas pelos

ventos (Miranda e Castro, 1995; Fontes, 1995; Coelho, 1997; Dottori e Castro, 2009; Morais, 2016), sendo que a ASAS tende a criar correntes para sudoeste fluindo paralelas à costa, enquanto as frentes frias forçam no sentido oposto, deixando o litoral à esquerda. As velocidades provocadas por marés tendem a ser pequenas, da ordem de 5 cm/s (Pereira et al., 2007), representando menos de 15% da energia relativa (Morais, 2016). Ao largo da plataforma continental, próximo ao talude (entre 200 m e 2000 m de profundidade), passa a Corrente do Brasil (CB) que é uma corrente de borda oeste do Giro Subtropical do Atlântico Sul que traz águas quentes e salinas do equador para latitudes mais altas. Apesar de um grande transporte de massa, suas velocidades não são tão intensas e não contribuem significativamente na circulação da plataforma continental interna (Silveira et al., 2000).

As ondas na região vão estar relacionadas bastante aos ventos, sendo assim há grande presença de ondas de sul, sudeste e leste (Pegorelli et al., 2018), sendo que o alinhamento da costa e a conformação de massas de terra (ilhas e continente) ditará qual a porcentagem de cada recurso chegará ao litoral. A figura 3.26 apresenta um histograma polar do fluxo de energia de ondas para o litoral ao largo da ISS. Nele, pode-se observar claramente a presença de ondas de leste associadas predominantemente aos ventos das ASAS e de sul geradas pelas altas intensidades das frentes frias (Fortes, 2018). Nota-se também que as ondas de sul são mais energéticas conforme o esperado pela natureza do sistema que as cria.

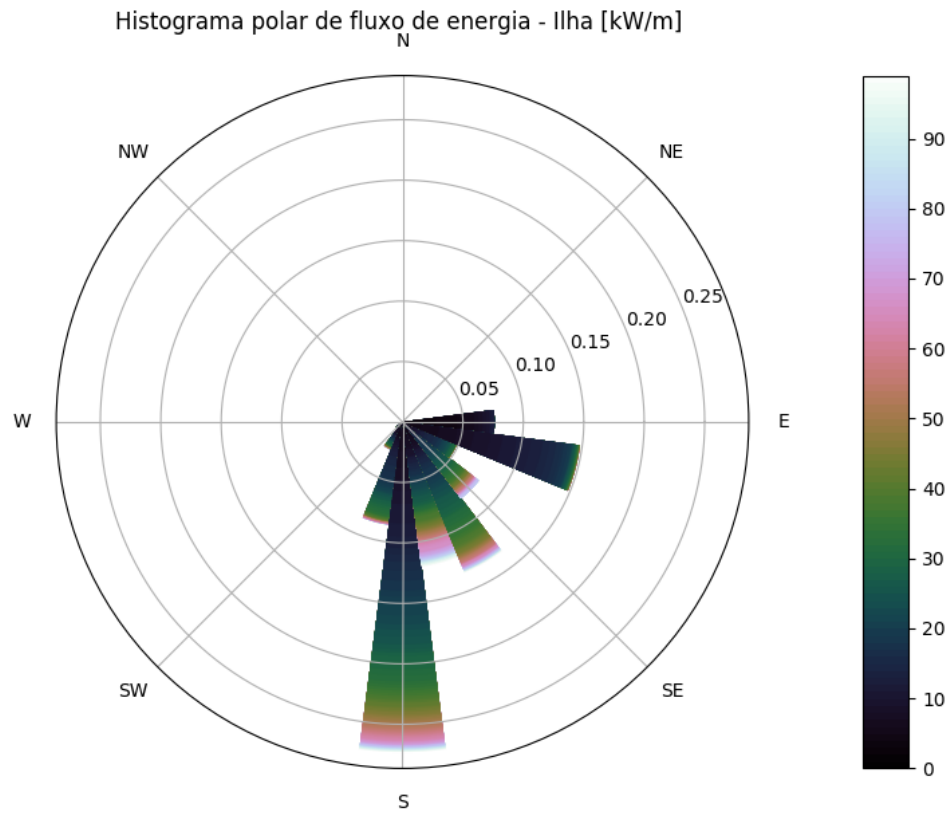


Figura 3.26: Histograma polar do fluxo de energia, em kW/m , ao largo de São Sebastião em frequência de ocorrência. Fonte: Fortes (2018).

Energias Marinhas Renováveis

Neste capítulo são apresentadas as características das duas principais fontes marinhas renováveis: ondas e correntes. Para tal, se utilizarão bastantes exemplos da região ao largo do Estado de São Paulo. A energia de marés astronômicas, e correntes geradas por elas, não foram consideradas por terem características muito particulares de previsibilidade e disponibilidade. As fontes a partir de gradientes térmicos e de salinidade não foram observadas por estarem em estágios longe do aproveitamento em larga escala, além de terem a possibilidade de serem despacháveis.

4.1 Ondas

No mar existem diversos processos cíclicos chamados de ondas pelos oceanógrafos. Eles podem transportar energia de maneiras diferentes (tensão superficial, potencial gravitacional, temperatura, vorticidade) e podem ter escalas muito variadas tanto de tempo (de segundos a anos) e de espaço (de milímetros a milhares de quilômetros); alguns podem ser vistos na figura 4.1. Assim, tecnicamente o que vai ser abordado nesse tópico são Ondas de Gravidade de Superfície geradas pelo vento. Ou seja, as perturbações verticais na interface ar-mar causadas pela transferência de energia da atmosfera para o oceano, onde a força restauradora é a gravidade.

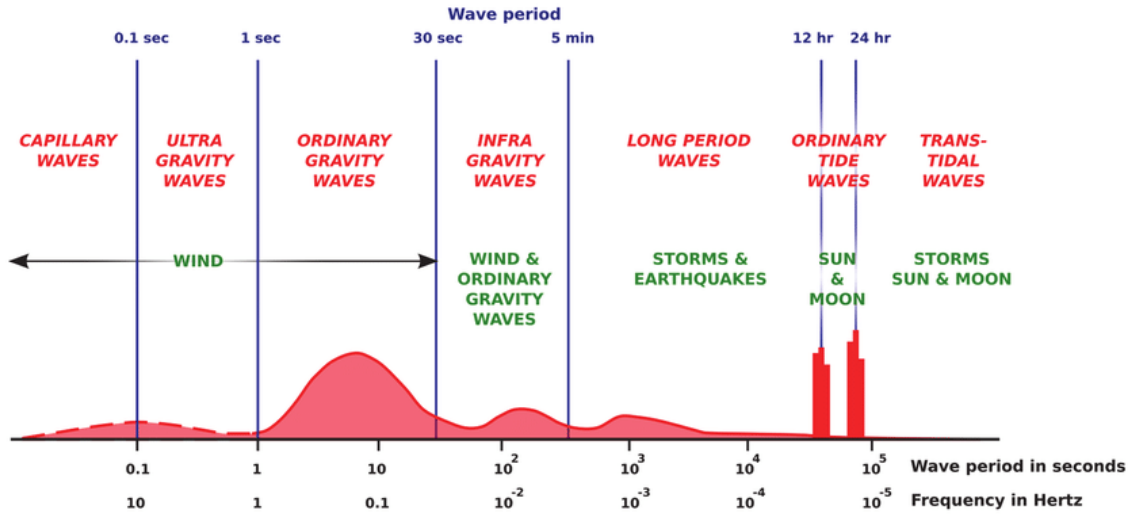


Figura 4.1: Espectro da energia relativa de ondas no mar. Fonte: Ardhuin e Orfila (2018).

A convenção de sentidos utilizada para as ondas é a meteorológica, ou seja, de onde vem: uma onda de leste é aquela que se propaga de leste para oeste.

4.1.1 Forçantes e Características Físicas

As ondas são geradas pelos ventos e são proporcionais a três características: intensidade do vento, pista (a área em que esse vento atua) e duração dessa transferência de energia. Nessas zonas de formação são criadas perturbações de diversas amplitudes e frequências que se propagam horizontalmente no sentido de desenvolvimento. Essas ondulações têm característica dispersiva, ou seja, a velocidade (velocidade de grupo, c_g) com que se deslocam depende do período. As de menor frequência se propagam mais rápido que as de maior. Essas últimas também se dissipam mais facilmente, não percorrendo grandes distâncias. As que conseguem atingir pontos longe da sua zona de formação são geralmente chamadas de *swell*.

De maneira geral, se caracterizam essas ondas com períodos de 1 s a 30 s, podendo variar levemente segundo o autor. As amplitudes, na ordem de metros, podem variar e são geralmente estudadas de forma agrupada utilizando o parâmetro de altura significativa (H_s) que é a média da terça parte das maiores alturas observadas em um intervalo. A frequência também é normalmente analisada de forma estatística utilizando o período de

pico do espectro (T_p), o período médio (T_m) ou período energético (T_e). O comprimento de onda também é proporcional, variando de cerca de 20 m a 200 m. Na figura 4.2 é apresentado um exemplo de uma série temporal de altura do nível do mar e de seu espectro, bem como dos parâmetros H_s e T_p associados a ela.

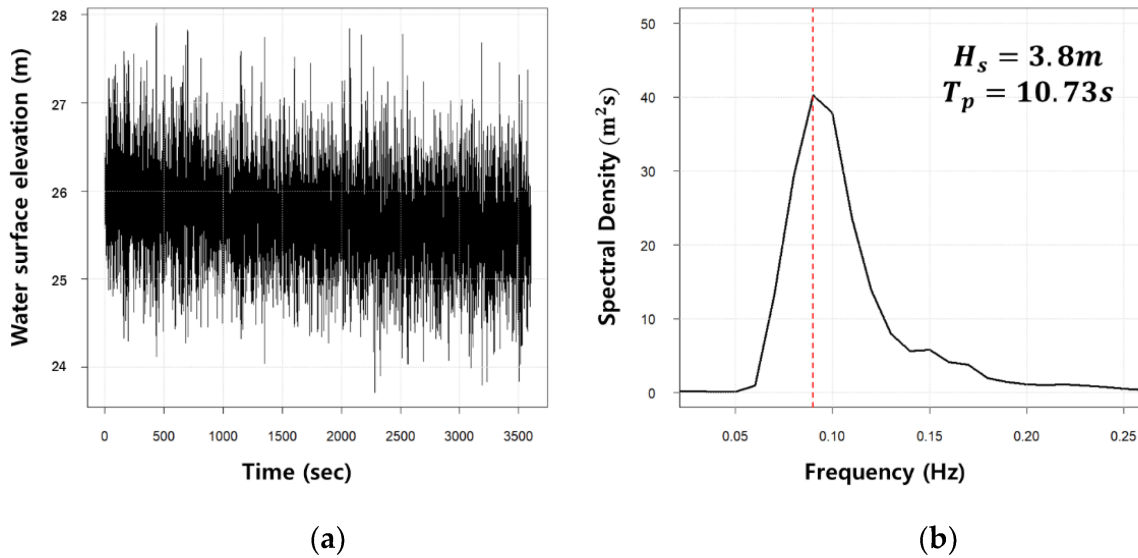


Figura 4.2: Série temporal de elevação do nível do mar em m à esquerda e densidade espectral em m^2s à direita com valores de altura significativa, H_s , e período de pico, T_p . Fonte: Lee et al. (2022).

Geralmente os dados adquiridos e os resultados modelados são observados em um histograma bidimensional, como o da figura 4.3. Dessa forma pode se avaliar as características do clima de ondas e fazer diversas outras avaliações, como o cálculo do potencial energético e estudos da tecnologia de extração mais adequada à região.

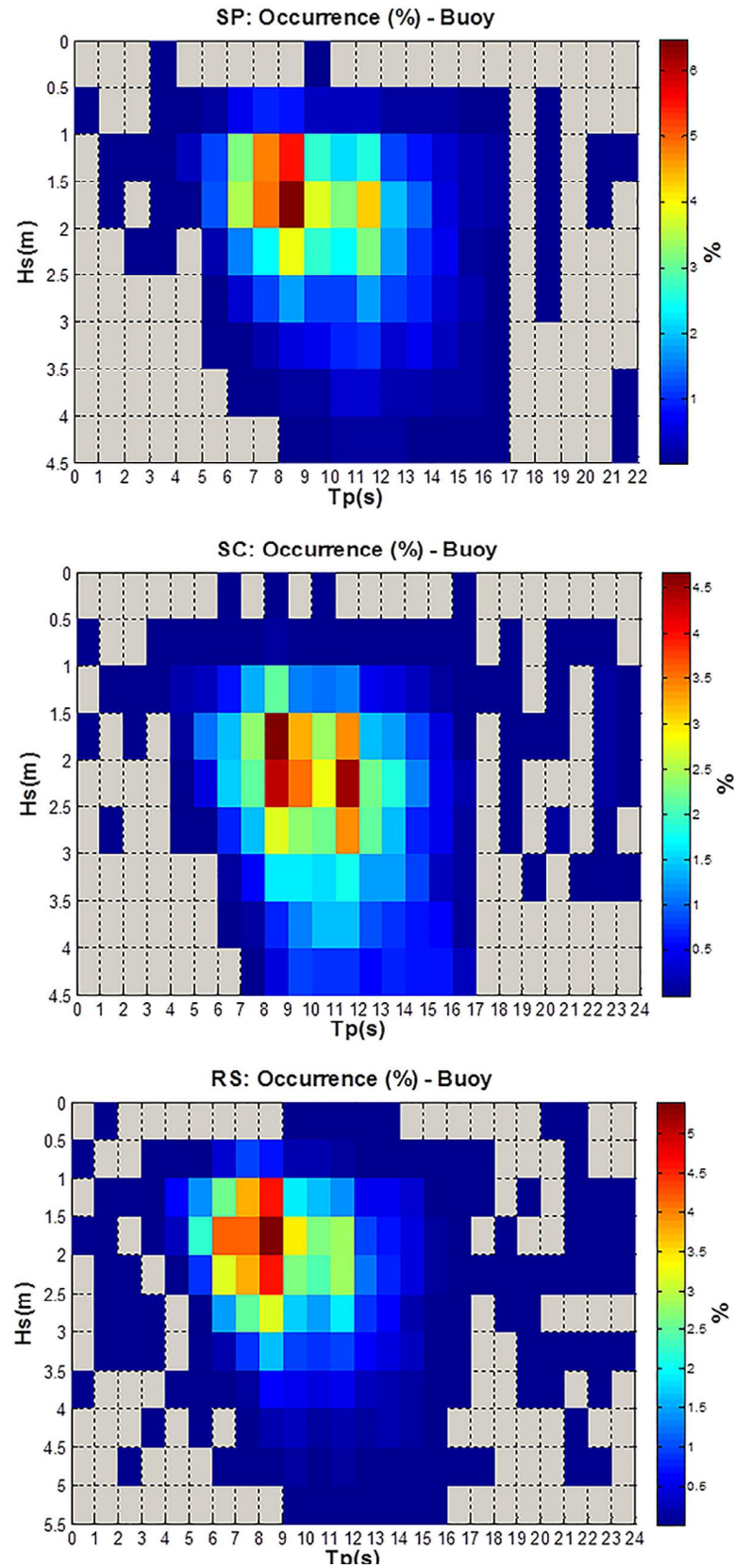


Figura 4.3: Distribuição da frequência relativa de ondas em altura significativa, H_s e período de pico, T_p para dados de boia do PNBOIAS. Fonte: Pegorelli et al. (2018).

Apesar da aparente simplicidade da figura 4.3, é importante lembrar que ela já se baseia em simplificações de espectros complexos e também que nesse caso não se está levando em conta que as ondas podem vir de mais de uma direção e se sobreponem. Por exemplo, não raro há ocasiões onde em uma praia pode estar chegando um *swell* de sul com H_s de 2 m e T_p de 12 s enquanto, ao mesmo tempo, há uma agitação causada por ventos regionais vindos de leste com H_s de 1 m e T_p de 8 s. Esse é a interpretação do cenário apresentado na figura 4.4, que mostra o espectro direcional de energia para um instante de simulação em um ponto ao largo de São Sebastião, resultado do UMWM (*University of Miami Wave Model*).

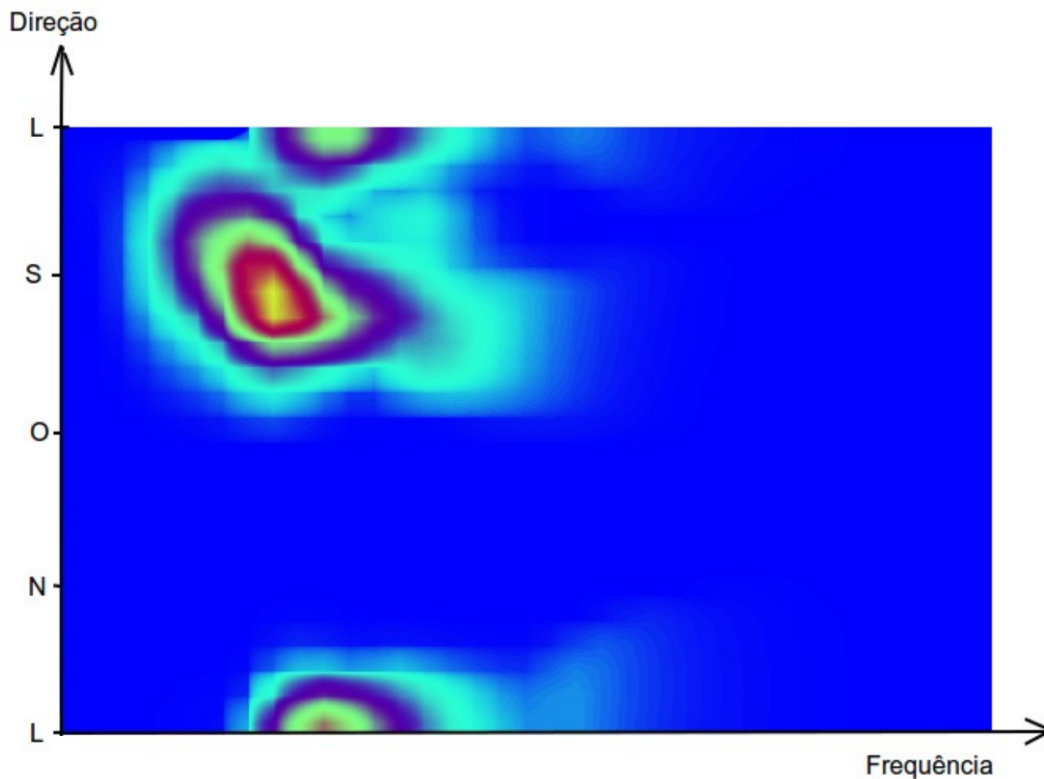


Figura 4.4: Espectro da energia relativa direcional em um instante para um determinado ponto ao largo de São Sebastião de um resultado de modelagem numérica.

Essa complexidade explica um pouco da dificuldade na extração desse recurso e o grande número de tecnologias diferentes desenvolvidas, algo que é bastante particular dessa fonte e a diferencia das demais. Energia eólica é diretamente associada às grandes turbinas de três pás; a solar aos painéis fotovoltaicos; hidrelétrica às barragens; correntes marinhas às turbinas. Para energia das ondas não há um modelo de extração consolidado, mas centenas

de propostas agrupadas em pelo menos uma dezena de categorias (Titah-Benbouzid e Benbouzid, 2014; Neary et al., 2018; Rusu e Onea, 2018; Curto et al., 2021).

4.1.2 Potencial Energético

O potencial energético da fonte é estimado pelo fluxo de energia FE que é a densidade linear de potência por distância perpendicular à direção de propagação de onda. Assim, um ponto no plano horizontal pode ter FE de diversos sentidos ao mesmo tempo, conforme ressaltado na seção anterior, o que apresenta uma complexidade muitas vezes simplificada para apenas um único valor médio da contribuição vinda de todos os ângulos. A unidade de medida é W/m , mas é mais usual a utilização de seu múltiplo kW/m .

Segundo Kundu e Cohen (2008) a energia da onda é transportada pela velocidade de grupo, c_g , e pode se estimar o seu fluxo por:

$$FE = \frac{1}{8}g \times \rho \times H^2 \times c_g, \quad (4.1)$$

onde g é a gravidade, ρ é a densidade do fluido (água do mar) e H é a altura da onda.

Como é difícil trabalhar diretamente com H , a fórmula é geralmente adaptada para se trabalhar com H_s . A altura significativa de onda observada é a média da terça parte das maiores alturas medidas. Nos modelos numéricos não se trabalha diretamente com ondas individuais, mas sim com pacotes de energia com intensidade, sentido e frequência. Essa H_s , é aproximada por quatro vezes o desvio padrão, $H_s = 4\sqrt{\sigma^2}$ e σ se relaciona com a amplitude da onda, $H/2$, por $\sigma^2 = \frac{1}{2}(\frac{H}{2})^2$ (Thorpe, 1999). Substituindo $H^2 = \frac{H_s^2}{2}$ na equação 4.1 se obtém:

$$FE = \frac{1}{16}g \times \rho \times H_s^2 \times c_g. \quad (4.2)$$

A fórmula 4.2 pode então ser utilizada para calcular o potencial de energia das ondas facilmente a partir de resultados de simulações. Dela se nota que a potência é proporcional ao quadrado da altura e linearmente proporcional à velocidade de propagação. Geralmente,

como essa última não é um valor medido nem tão modelado, a c_g é simplificada em função do período.

De Kundu e Cohen (2008), tem-se a relação de dispersão na aproximação de ondas curtas de gravidade é:

$$\omega^2 = g \times K, \quad (4.3)$$

onde ω é a frequência e K é o número de onda (inverso da comprimento de onda). Nessa aproximação, a velocidade de grupo é expressa por:

$$c_g = \frac{\partial \omega}{\partial K} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{g}{K}}. \quad (4.4)$$

Como a relação entre frequência e o período (T) da onda é:

$$\omega = \frac{2\pi}{T}, \quad (4.5)$$

pode-se escrever a velocidade de grupo em função do período:

$$c_g = \frac{gT}{4\pi}. \quad (4.6)$$

Assim se chega numa equação de fluxo de energia em função de H_s e T para ondas curtas ou de águas profundas:

$$FE = k \times H_s^2 \times T \quad (4.7)$$

onde k é assumido como constante por ser função apenas da gravidade e da densidade da água, que pode variar no mar, mas essa tende a ser pequena (menos de 1 %). Sua fórmula é:

$$k = \frac{\rho g^2}{64\pi}. \quad (4.8)$$

O período T na fórmula para ondas curtas, equação 4.7, pode ser entendido como período de pico do espectro (T_p), o período médio do espectro (T_m) ou o período energético (T_e) a depender do autor. Por exemplo, Cornett (2006) e Pegorelli et al. (2018) utilizam $T_e = 0,9T_p$ de forma a não sobrestimar o valor de FE .

Importante notar que as equações 4.2 e 4.7 para estimar FE em função da velocidade de grupo ou do período são bastante similares se for retomado o conceito de que são ondas dispersivas. Ou seja, as ondas de menor frequência viajam mais rápido e assim transportam mais energia. E com base nessas fórmulas é possível entender como a distribuição do potencial da fonte apresentará suas características como observado na figura 4.5. Nela é apresentada a distribuição da frequência relativa da ocorrência de ondas e a distribuição da energia para um mesmo conjunto de dados coletados na costa do Estado de São Paulo (Pegorelli et al., 2018). Nota-se que há um deslocamento da frequência de ocorrência da energia em direção a maiores H_s e T_p : as ondas mais frequentes são de $1,5m < H_s < 2,0m$ e $8s < T_p < 9s$ enquanto a maior disponibilidade do recurso se dá com $2,0m < H_s < 2,5m$ e $11s < T_p < 12s$

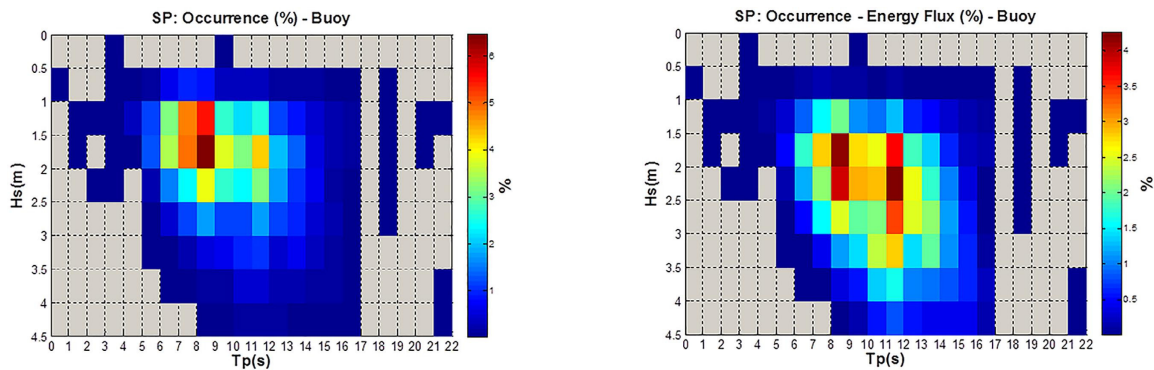


Figura 4.5: Distribuição da frequência relativa da ocorrência de ondas em altura significativa, H_s e período de pico, T_p , na esquerda e distribuição da energia na direita, ambos para dados de boia do PNBOIAS. Fonte: Pegorelli et al. (2018).

Em sua maioria, os trabalhos de avaliação do potencial de energia de ondas se valem de modelos matemáticos para simular condições e avaliar a partir dos resultados os locais com maior FE , validando-os com os dados disponíveis em alguns pontos. Dentro deles o

mais utilizado é o *WAVEWATCH III* (WW3), uma referência na área. Alguns trabalhos que o utilizam são Carvalho (2010); Ostritz (2012); Silva (2012); Pelli et al. (2016); Zheng et al. (2017); Pegorelli et al. (2018) e Sun et al. (2020). Outros softwares de modelagem conhecidos da área também foram utilizados para avaliar esse recurso como SWAN (Rusu, 2014; Akpınar et al., 2017; Lin et al., 2019), TOMAWAC (Guillou, 2015; Oleinik et al., 2016b,a; Guimarães et al., 2019) e UMWM (Fortes, 2018; Kang et al., 2023).

Nesses modelos, mesmo que o foco do estudo seja uma região específica, é necessário a análise de uma área bastante maior, de forma que consiga abranger todas as fontes geradoras. A figura 4.6, por exemplo, apresenta a grade utilizada no trabalho de Fortes (2018) que avalia a energia de ondas ao largo do Estado de São Paulo. Nela pode-se ver a inclusão de grande parte do Atlântico Sul na superfície simulada e cujos resultados eram alimentados numa segunda grade menor (em vermelho) onde era feito o refinamento e avaliação do recurso no litoral estudado.

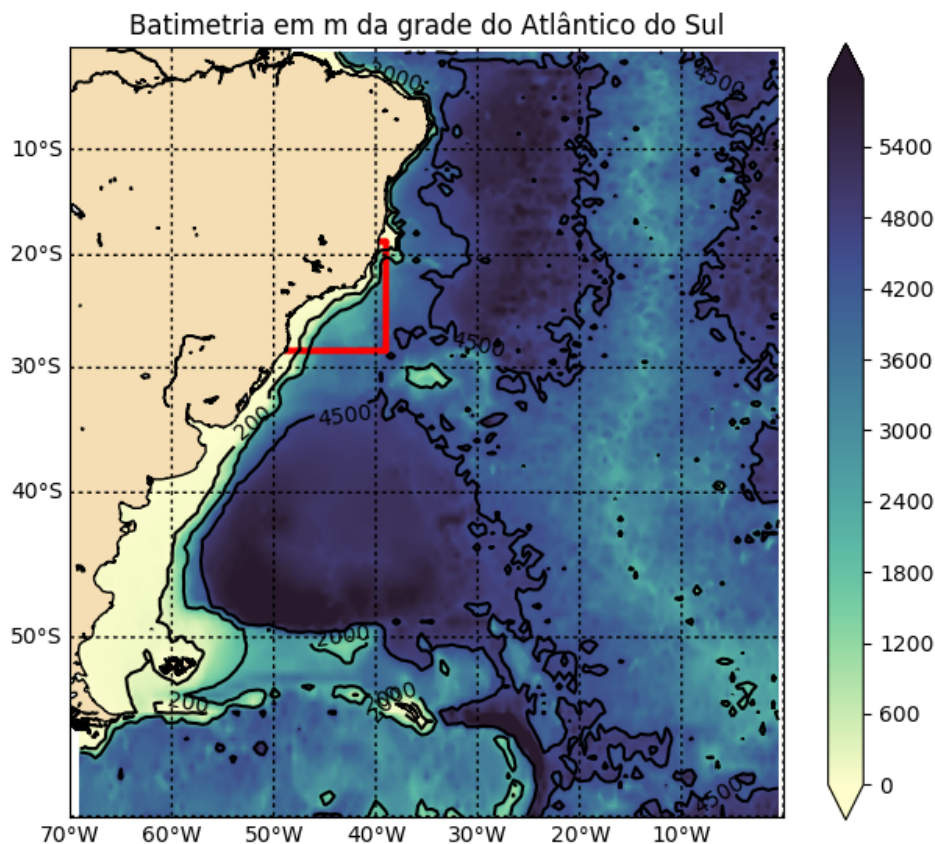


Figura 4.6: Batimetria em metros da grade do Atlântico Sul. Em vermelho o detalhe do contorno da grade da plataforma continental sudeste. Fonte: Fortes (2018).

Por fim é importante destacar outra limitação desses estudos que é a utilização de valores de ventos que também são resultados de modelos atmosféricos, que também sofrem com o fato de medições em campo só serem realizadas em determinados pontos escassos sobre os oceanos. O sensoriamento por satélite revolucionou a área pela grande abrangência, frequência e tipos de dados que conseguem captar, e segue em constante evolução. Apesar disso, o mais comum é a utilização de campos de ventos de reanálise, com assimilação de dados, o que leva em grande medida a uma certa suavização espacial quando comparados aos fenômenos meteorológicos (Appendini et al., 2013; Stopa e Cheung, 2014; Gualtieri, 2022). E no eixo do tempo o intervalo de atualização também é da ordem de horas, podendo chegar até dias em muitos casos.

4.1.3 Tecnologias de Extração

Atualmente existem mais de mil propostas de modelos para extração de energia e podem ser classificados em diversas categorias quanto à localização (na costa, próximo ao litoral ou *offshore*), tipo de conversão de eletricidade, fixação e forma de aproveitamento da energia mecânica (Falcão, 2010; Rusu e Onea, 2018; Sheng, 2019; Wilberforce et al., 2019; Ahamed et al., 2020; Zhang et al., 2021; Curto et al., 2021). A figura 4.7 apresenta algumas delas e nota-se que são bastante díspares como:

1. *Attenuator*, que se vale do movimento relativo entre duas estruturas flutuantes;
2. *point absorber*, que se utiliza do deslocamento vertical de uma boia;
3. *oscillating wave surge converter*, que se aproveita da corrente horizontal que surge localmente na passagem da ondulação;
4. *oscillating water column*, onde a água do mar funciona como um êmbolo que pressuriza ar e esse que vai para uma turbina;
5. *overtopping/ terminator device*, que direciona um volume de água para um reservatório ligeiramente mais alto que o nível do mar para então ser turbinada e
6. *rotating mass*, onde uma massa é conectada excentricamente a um eixo que está num casco desenhado para girar conforme a passagem de ondas.

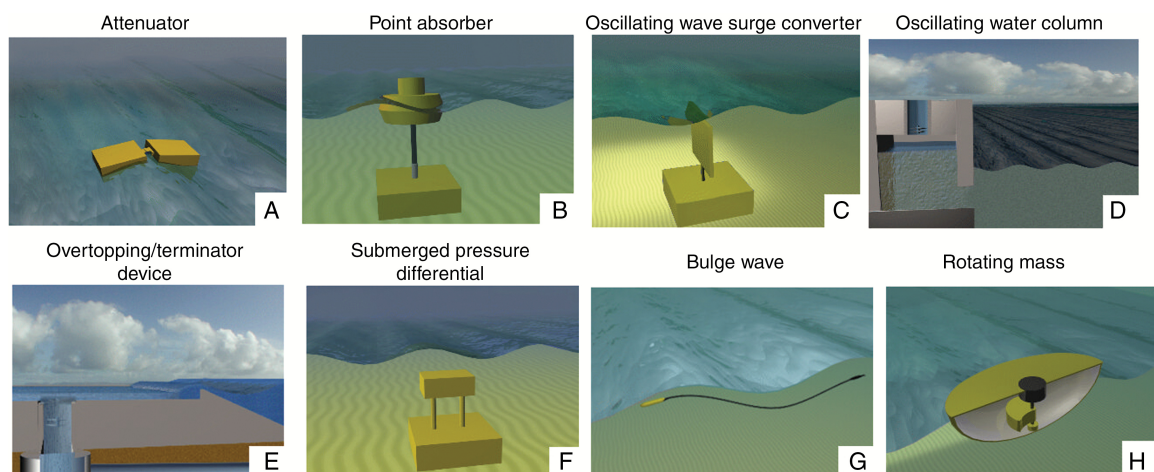


Figura 4.7: Algumas categorias de tecnologias para extração de energia de ondas. Fonte: Rusu e Onea (2018).

E cada uma dessas tecnologias e implementações responderá de maneira diferente à direcionalidade, às frequências e amplitudes do recurso (Espindola e Araújo, 2017; Guillou e Chapalain, 2018). O trabalho de Manasseh et al. (2017) explora em profundidade as diversas características e como elas influenciarão na relação entre a disponibilidade da eletricidade gerada. Babarit et al. (2012) modela o comportamento de diversas tecnologias de extração e suas respectivas matrizes de potência. Na figura 4.8 é possível ver uma dessas e como ela é complexa: na amplitude há uma limitação da potência que pode ser gerada e na frequência ela é claramente não linear, apresentando uma melhor geração em períodos de 8 s, ainda que ondas de ciclos maiores são mais energéticas.

Hs (m)	7.0		68	106	500	500	500	500	500	500	500	500	500	489	432	371	301
	6.5		58	91	500	500	500	500	500	500	499	414	364	310	265		
	6.0		50	78	500	500	500	500	500	500	441	364	313	297	236		
	5.5		42	66	500	500	500	500	500	386	325	275	246	134			
	5.0	15	35	382	500	500	500	500	408	323	274	249	216	181			
	4.5	12	28	329	500	500	500	450	376	267	228	208	166	145			
	4.0	10	22	270	424	444	416	360	304	226	202	163	151	112			
	3.5	7	17	212	338	343	336	276	240	166	148	136	119	95			
	3.0	5	114	157	257	270	258	208	190	133	121	103	83	72			
	2.5	4	83	116	176	197	170	152	136	103	92	75	63	51			
	2.0	29	54	97	117	131	118	103	88	72	65	52	44	35			
	1.5	42	52	61	68	81	69	70	53	50	44	34	27	21			
	1.0	27	31	36	43	38	33	30	27	26	23	14	13	9			
	0.0		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
		Period (s)															

Figura 4.8: Matriz da potência de um dispositivo de extração de energia de ondas. Fonte: Robertson et al. (2016).

O trabalho de Robertson et al. (2016) mostra como essas peculiaridades são fundamentais para avaliação da produção efetiva de um conjunto de geradores e a consequente avaliação de custos e preço da energia. Em Espindola e Araújo (2017) são comparadas três tecnologias para diversos pontos da costa brasileira e o gráfico do fator de capacidade de cada uma delas para os diferentes locais é apresentado na figura 4.9. Nela, observar-se claramente que cada tecnologia irá produzir uma quantidade diferente dependendo da localização e a relação entre elas também se altera dependendo da região e seu clima de onda. E ainda poderia se destacar como a direcionalidade influencia, sobretudo aproveitamentos na costa ou próximas a ela; nesse cenário a distância de 1 km pode implicar numa enorme diferença na produção final.

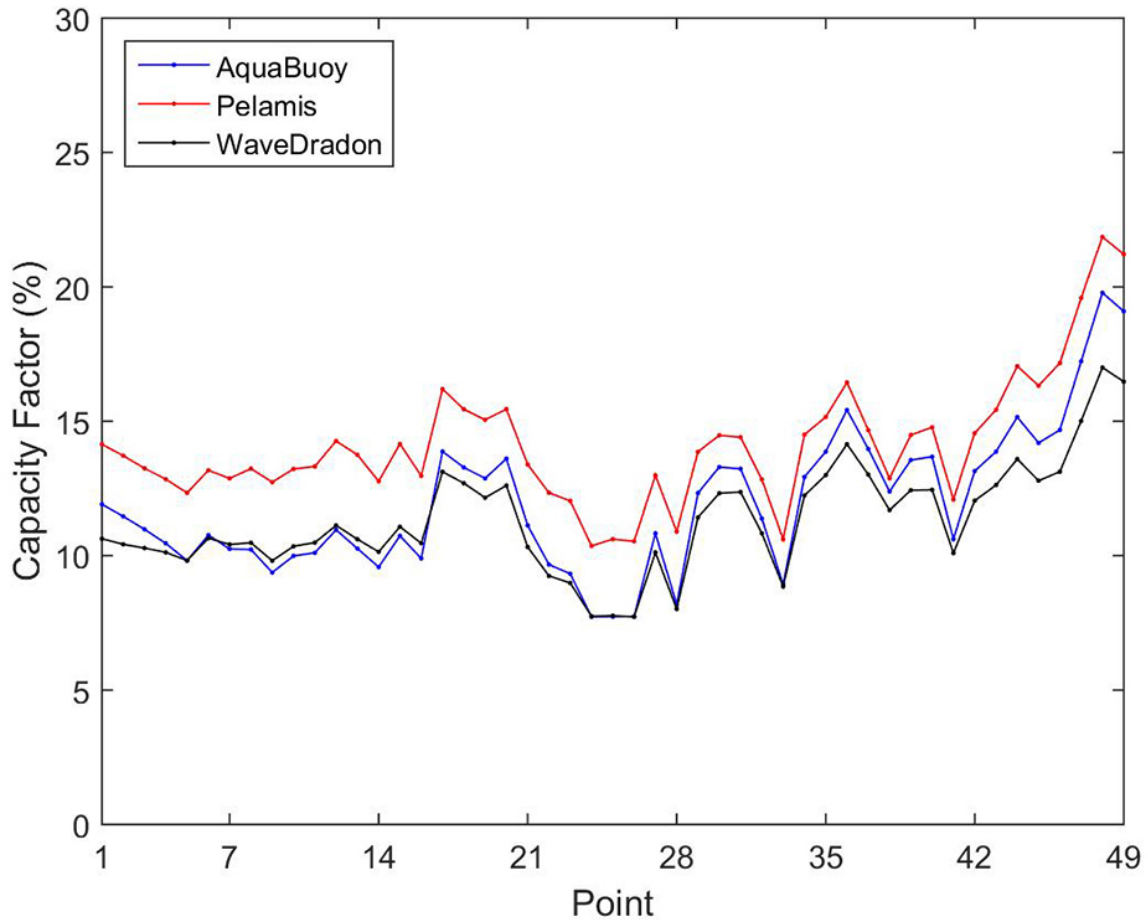


Figura 4.9: Comparação entre o fator de capacidade calculado para três tecnologias diferentes em diversos pontos da costa brasileira. Fonte: Espindola e Araújo (2017).

Já existem dezenas de projetos em operação em diversas escalas e de diversas tecnologias. E de uma maneira geral os custos ainda são significativamente maiores que outras formas de energia (Andres et al., 2017; Shadman et al., 2023). Por ainda não estarem em escala comercial, é difícil precisar o custo de energia real desses projetos. O trabalho Astariz e Iglesias (2015) estimou detalhadamente o custo à época entre 90 *euros/MWh* e 140 *euros/MWh* para plantas na costa ou próximas (*onshore* e *nearshore*). Para regiões mais afastadas, *offshore*, foi de 180 *euros/MWh* a 490 *euros/MWh*. No período do estudo, a eólica em terra na Europa tinha valor médio de 67,68 *euros/MWh* e a em mar 101,43 *euros/MWh*. Topper et al. (2019) avaliaram que os gastos de operação são bastante altos (podendo ser mais da metade do total) e que a implementação em escala pode reduzir o valor final, estimado em 110 *euros/MWh* para uma planta com dez geradores e 69 *euros/MWh* para cem geradores.

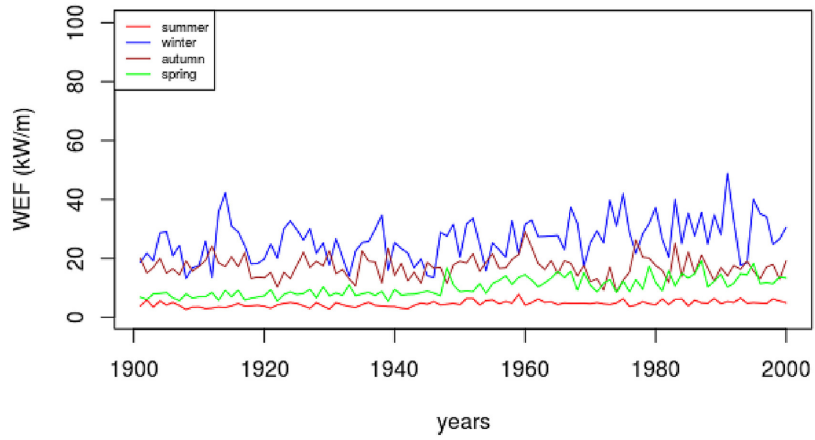
No Brasil houve um projeto do tipo absorvedor pontual instalado na costa, mais especificamente no porto de Pecém-CE, figura 4.10. Foi um projeto de P&D da empresa Tractebel com a COPPE-UFRJ de valor estimado de 15 milhões de Reais e tinha 100 kW de potência instalada (Shadman et al., 2019; Bastos et al., 2023). Operou por cerca de dois anos e promoveu diversos trabalhos na área, entre eles Beserra (2007); Siffert (2010); Costa et al. (2010); Martín (2012); Garcia-Rosa et al. (2014).



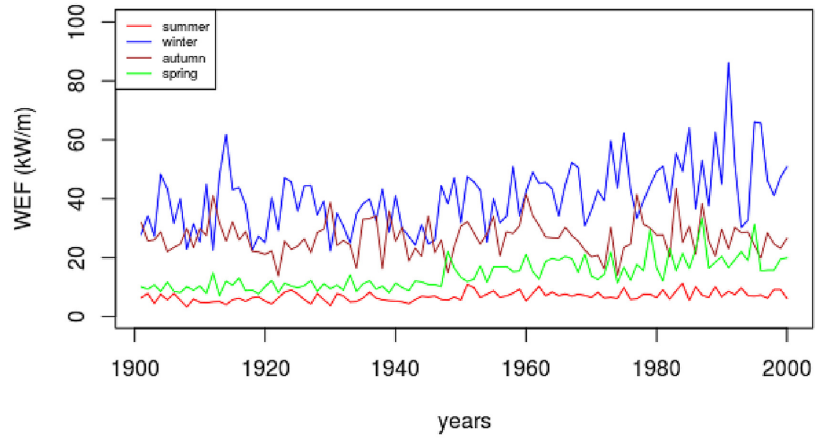
Figura 4.10: Esquerda: modelo do protótipo em teste em tanque de ondas; Direita: usina do porto de Pecém-CE. Fonte: Shadman et al. (2019).

4.1.4 Variabilidade Sazonal

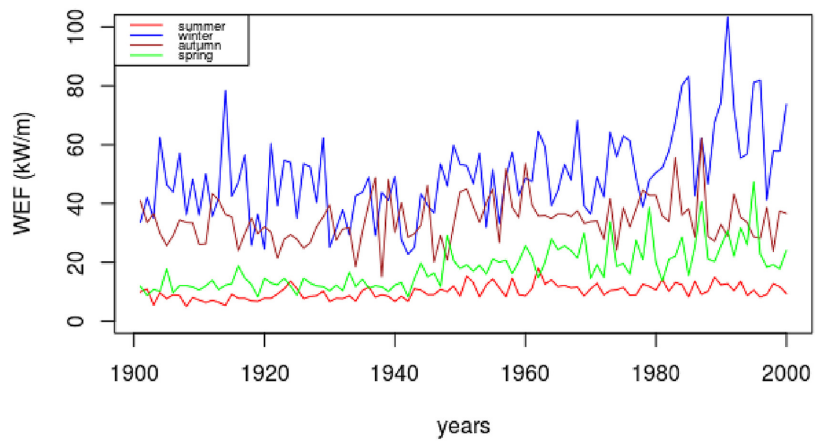
As ondas apresentam uma variação sazonal clara seguindo as oscilações dos sistemas atmosféricos que as criam. De uma maneira geral, para ambos os hemisférios e diferentes oceanos, os invernos são mais energéticos e os verões os menos (Zheng et al., 2013; Guillou e Chapalain, 2018; Ulazia et al., 2019; Cuttler et al., 2020). A figura 4.11 exemplifica com séries temporais de fluxo de energia médio por estação para três pontos diferentes da costa europeia, um ao largo da Espanha (Cabo Silleiro), um ao largo da Bretanha, França (Brittany) e outro ao largo da Irlanda (Galway).



(a) Cabo Silleiro



(b) Brittany



(c) Galway, M1

Figura 4.11: Séries temporais de fluxo de energia médio em kW/m por estação para três pontos diferentes da costa europeia, um ao largo da Espanha (Cabo Silleiro), um ao largo da Bretanha, França (Brittany) e outro ao largo da Irlanda (Galway). Fonte: Ulazia et al. (2019).

O trabalho de Reguero et al. (2015) estudou as variações sazonais, interanuais e de longo termo da energia de ondas e corrobora que os invernos são mais energéticos, independente do hemisfério. A figura 4.12, do trabalho citado, apresenta a variação temporal da média mensal do fluxo de energia de 1948 a 2008 para quatro pontos localizados em diferentes bacias. Importante notar que o Oceano Índico é bastante singular por não apresentar uma grande porção de águas ao norte do equador, assim ele apresenta características particulares com bastante similaridade com o Atlântico Sul e o Pacífico Sul.

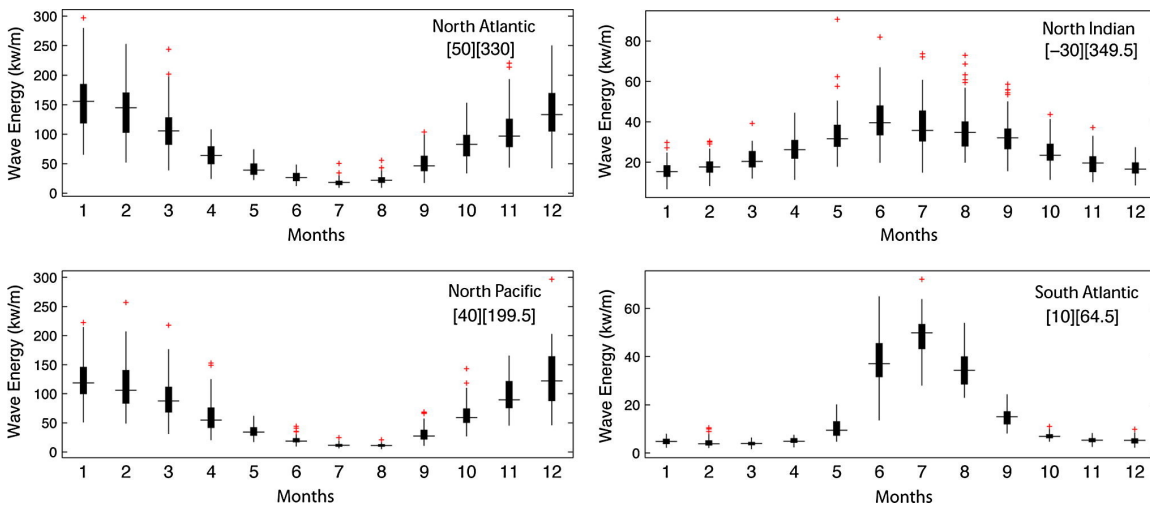


Figura 4.12: Variação temporal da média mensal do fluxo de energia em kW/m calculadas de 1948 a 2008 para quatro pontos localizados nos oceanos: Atlântico Norte (sup. esq.), Índico Norte (sup. dir.), Pacífico Norte (inf. esq.) e Atlântico Sul (inf. dir.). Fonte: Reguero et al. (2015).

Sobre o quesito de regime de ondas, o Brasil é praticamente dividido em dois. O litoral que se estende do Amapá ao Rio Grande do Norte, que está próximo ao equador, com sua linha de costa voltada para o Atlântico Norte, vai ter influência direta dos ventos alísios, da zona de convergência intertropical e sistemas dessa bacia. Isso implica que os meses com mais energia são os do verão no hemisfério sul (janeiro, fevereiro e março), mas mesmo nesses períodos os valores médios de FE são baixos, de menos de $10 kW/m$ (Pianca et al., 2010). Já na porção que está voltada para o Atlântico Sul, a situação é inversa, como exemplificado na figura 4.13, onde se vê o fluxo de energia médio no litoral do Estado de São Paulo em quatro estações.

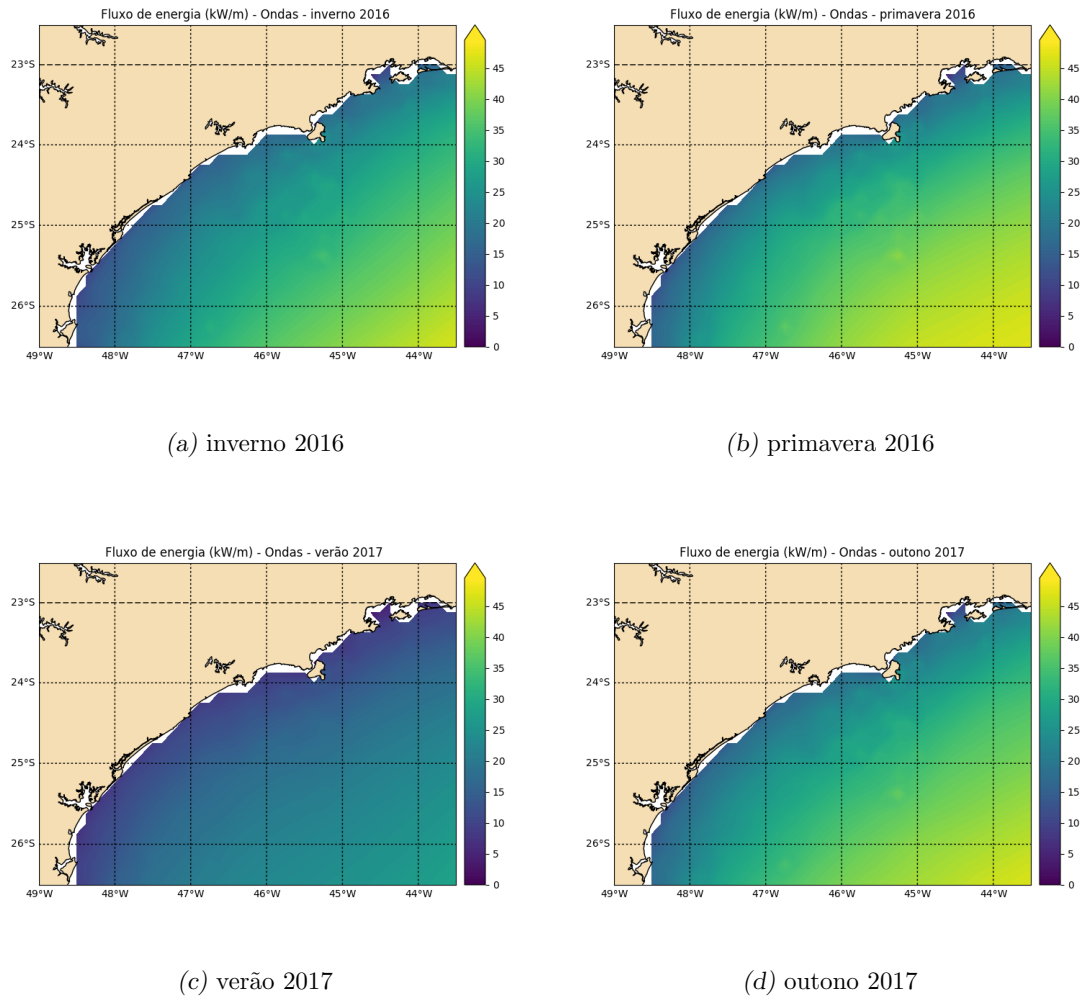


Figura 4.13: Mapas da média sazonal do fluxo de energia em kW/m para a Plataforma Continental do Estado de São Paulo. Fonte: Fortes (2018).

Esta variabilidade sazonal clara é bastante complementar à irradiação solar na região e corroborada em diversos trabalhos (Carvalho, 2010; Ostritz, 2012; Pegorelli et al., 2018). Na tabela 4.1 é apresentado, o fluxo de energia média por estação para pontos ao largo da Plataforma Continental Sudeste da literatura.

Estação	Média do fluxo de energia em kW/m			
	Carvalho (2010)	Ostritz (2012)	Pegorelli et al. (2018)	Fortes (2018)
inverno	16,0	19,2	17,5	23,8
primavera	11,5	13,5	12,0	26,9
verão	8,5	10,3	8,5	13,0
outono	14,7	17,5	18,0	25,4

Tabela 4.1 - Médias por estação do ano do fluxo de energia, em kW/m na literatura para pontos ao largo da Plataforma Continental do Estado de São Paulo. Fonte: Fortes (2018).

4.1.5 Variabilidade de Alta Frequência

As ondas de gravidade de superfície estudadas têm períodos da ordem de 10 s, mas vale lembrar que elas não são senoides perfeitas e quando se estuda é observado um conjunto de onda que é reduzido a um espectro com uma altura significativa, H_s , e período de pico, T_p . Esses grupos são geralmente da ordem de minuto, sendo que uma abordagem bastante comum é aquisição de dados de onda em pulsos; por exemplo, um dado a cada 15 minutos, sendo que cada entrada é resultado espectral de três minutos de amostragem do nível do mar. Isso para economizar bateria (algo essencial em fundeios oceanográficos) e porque os fenômenos de interesse habituais são de escala maior. Assim, pode-se imaginar que a mais alta frequência de variabilidade de interesse em energia de ondas é da ordem de $1/(30min)$. Essa taxa também é a geralmente utilizada entre os passos de atualização dos modelos numéricos.

Há vários fenômenos atmosféricos na ordem de horas, como tempestades, e dias como as frentes frias que causam alterações significativas nas ondas. Assim, pode-se definir que as variabilidades de alta frequência de interesse são as com períodos de uma hora a dez dias. Nessa faixa está o ciclo diário, mas não é possível observar um padrão claro de intervalo de 24h nesse recurso. Isso é exemplificado na figura 4.14, onde é apresentada a série temporal do resultado de altura significativa de onda para três modelos (curvas) e para dados coletados por boia oceanográfica.

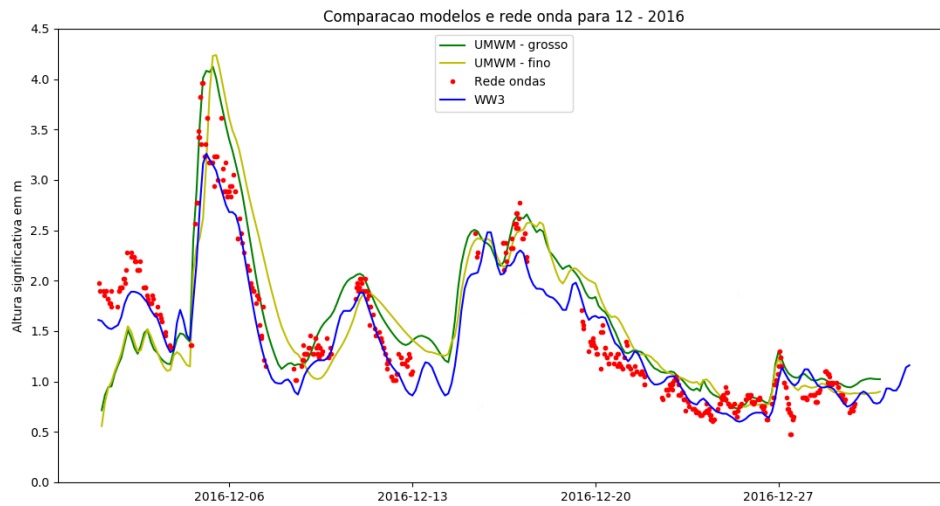


Figura 4.14: Séries de tempo de alturas significativas, em m , das grades do UMWM do Atlântico sul (grossa) e da plataforma continental sudeste (fina), dos dados do Rede Ondas e dos resultados do modelo Wavewatch III (WW3) para o mês de dezembro de 2016. Fonte: Fortes (2018).

E como ondas vão estar geralmente associadas a fenômenos de ventos persistentes por dezenas de horas, nessa escala de tempo vai ser possível observar uma grande variabilidade. Na figura 4.15 pode-se observar as médias semanais, mensais e anual do fluxo de energia para um mesmo ponto ao largo da Ilha de São Sebastião. Praticamente todos os meses tem semanas em que a média semanal difere mais de 50% da média mensal.

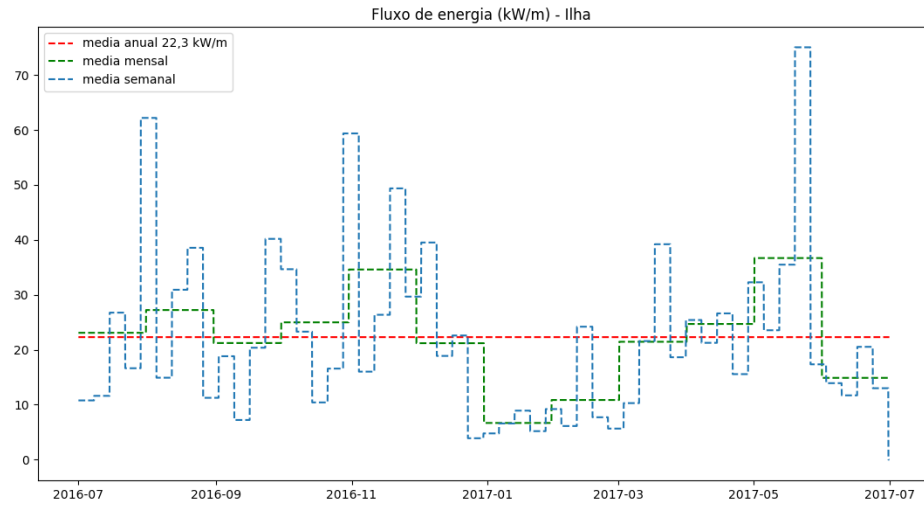


Figura 4.15: Médias semanais, mensais e anual do fluxo de energia em kW/m para um ponto ao largo da ilha de São Sebastião ao longo do período de julho de 2016 a junho de 2017. Fonte: Fortes (2018).

4.2 Correntes

As correntes marinhas são geradas por uma diversidade grande de forçantes oceânicas e atmosféricas, de escala local a global, mas é importante destacar que para a parcela de água o importante é a resultante naquele ponto. Isso quer dizer, olhando apenas para um ponto num instante não se pode atribuir diretamente um fluxo às marés e outro aos ventos, por exemplo. São todos fenômenos complexos que interagem entre si e que produzem um resultado relativamente simples: o movimento de parcelas de fluido no espaço ao longo do tempo.

Assim, não se pode dizer que em um lugar existe unicamente corrente de maré e em outro corrente de vento, já que ambas forçantes estão presentes em todo planeta. O que se pode afirmar é que há regiões onde as forças gravitacionais são as que mais contribuem para o deslocamento da água, podendo ser mais de 90%. Nesses locais onde são focados os aproveitamentos de *tidal stream/current* e por essas oscilações serem muito conhecidas e estarem relacionadas a ciclos bastante periódicos, são muito previsíveis com frequências muito bem definidas (Ex: $M_2 = 12,421$ horas; $K_1 = 23,934$ horas; $S_2 = 12,000$ horas). Esse recurso está associado a velocidades bastante grandes (ultrapassando 4 m/s) (Tawil et al., 2017; Hardwick et al., 2021), mas está limitado a algumas localidades pelo mundo que têm características favoráveis.

Neste trabalho se estuda então o que é chamado de *ocean current*, correntes no mar em locais onde não há uma predominante participação da maré astronômica nos processos de geração. Também são focados locais que tenham um fluxo com velocidades moderadas a altas (acima de $0,5\text{ m/s}$). O padrão de orientação adotado para correntes é a oceanográfica, indicando o sentido para onde vai, ou seja, uma corrente sudoeste é aquela que flui de nordeste para sudoeste.

4.2.1 Forçantes e Características Físicas

Como apresentado no capítulo 3, as correntes são forçadas por gradientes de densidade, ventos, marés e efeito Coriolis e podem ter padrões da ordem de dezena de quilômetros à dezena de milhares de quilômetros. Os giros oceânicos, e especialmente as correntes de

borda oeste, podem ser recursos com alto potencial energético, e apesar de se encontrarem em águas mais profundas e distantes da costa, apresentam velocidades altas e com pouca variabilidade sazonal (Haas, 2013; VanZwieten et al., 2014; Liu et al., 2017; Haas et al., 2017; Barnier et al., 2020; Shadman et al., 2023). Um exemplo pode ser visto na figura 4.16 que apresenta velocidades médias e uma série temporal da variação da energia cinética transportada por parte da Corrente do Golfo ao largo do litoral da Florida.

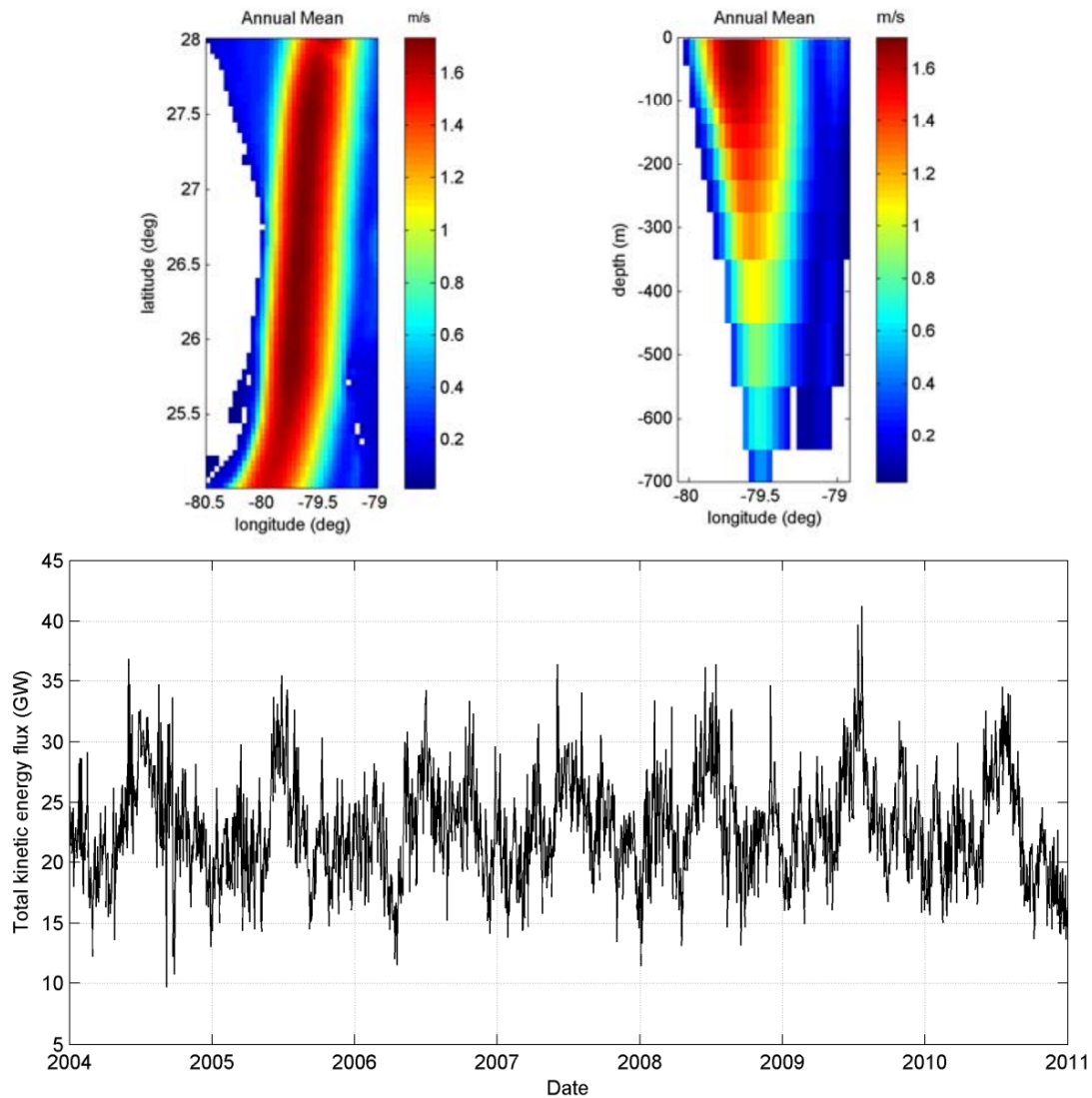


Figura 4.16: Superior esquerdo: Velocidades médias na superfície; Superior direito: velocidades médias na profundidade; Inferior: série temporal do fluxo de energia cinética para a Corrente da Flórida. Adaptado de: Haas (2013).

Em escala local, o recurso é geralmente avaliado com modelos numéricos que computam

as interações a partir das forçantes (ventos, marés, gradientes de densidade, calor, ...) e de condições de contorno (correntes, nível do mar, salinidade, temperatura, ...) (Kabir et al., 2015; Parker, 2015; Meyer e Van Niekerk, 2016; Alcérreca-Huerta et al., 2019). Na região costeira, um dos fatores que mais influencia a velocidade do fluxo é o relevo oceânico, pois ele conforma e cria estreitamentos que diminuem a área de passagem, acelerando seu movimento.

No litoral sul e sudeste brasileiro as circulações são bastante determinadas pelo vento, sendo assim elas vão responder principalmente às variações dos sistemas meteorológicos (Castro, 1990; Miranda e Castro, 1995; Dottori et al., 2015; Morais, 2016; Mancio, 2019). Dessa forma, a ASAS com seus ventos de leste correlacionam com as correntes que deixam a costa à direita. Por outro lado, as frentes frias de sul, mais intensas e frequentes no meio do ano, forçam correntes para nordeste.

A água é um fluido mais denso que o ar, logo, tem uma inércia maior, e mais viscosa e incompressível, assim, de maneira geral, as movimentações do mar são mais lentas e consistentes que na atmosfera. E também por esses motivos, existe um atraso não linear entre a ação dos ventos e a resposta das correntes que depende de diversas condições dinâmicas (rugosidade da superfície, altura do nível, gradientes de densidades, ...) e da conformação do fundo marinho. Essas relações são tão complexas que os fenômenos meteorológicos causam também alterações no nível do mar que na costa da Região Sudeste podem ultrapassar as variações por maré astronômicas, no que são chamadas de ressacas ou maré meteorológica. Essas são causadas principalmente pelos ventos paralelos à costa (Castro e Lee, 1995; Dottori e Castro, 2009).

4.2.2 *Potencial Energético*

A avaliação do potencial de correntes é muito similar ao eólico, visto que ambos derivam da energia cinética transportada por um fluido num escoamento não confinado. No capítulo 6 é apresentada a dedução que se chega a fórmula 4.9, que é a potência por unidade de área perpendicular ao fluxo.

$$DP = \frac{\rho \times v^3}{2}. \quad (4.9)$$

Nela v é a velocidade da corrente e ρ é a densidade do fluido. A equação 4.9 é amplamente utilizada na literatura e ρ é geralmente considerada constante na ordem de 1025 kg/m^3 (Hagerman et al., 2006; Rourke et al., 2010; Fischer et al., 2015; Kirinus, 2017; Alonso et al., 2017; Yang et al., 2020; Cossu et al., 2021; Khare e Ahmed, 2022).

Na avaliação do potencial, se destaca a proporcionalidade com o cubo da velocidade, logo, diferenças relativamente pequenas na intensidade das correntes podem ser bastante significativas na densidade de potência. E também é importante ressaltar como isso impacta na escolha de passo de tempo adequado, seja em dados medidos ou na utilização de modelos computacionais, já que a média dos cubos de um conjunto é diferente do cubo da média do conjunto. Assim, intervalos de amostragem maiores que três horas são bastante desencorajados para avaliação da energia que pode ser gerada por essa fonte.

Grande parte das avaliações de potencial utilizam modelos numéricos hidrodinâmicos tridimensionais que simulam as condições da região de interesse ao longo de um período, tendo seus resultados validados com dados medidos em alguns locais dentro do domínio. Alguns exemplos que podem ser citados são os trabalhos de Fischer (2014); Kirinus (2017); Fortes (2018); Shadman et al. (2019) e Kirinus et al. (2022). Na figura 4.17 é apresentada um exemplo de grade utilizada no trabalho de Fortes (2018) onde se pode-se notar a grande área de abrangência para poder se representar com acurácia as correntes costeiras. E há de se lembrar que em todas as bordas há condições de contorno que também devem ser incluídas para se levar em conta os fenômenos de escalas maiores que o domínio pode representar como a Corrente do Brasil e a advecção de parâmetros por frentes frias.

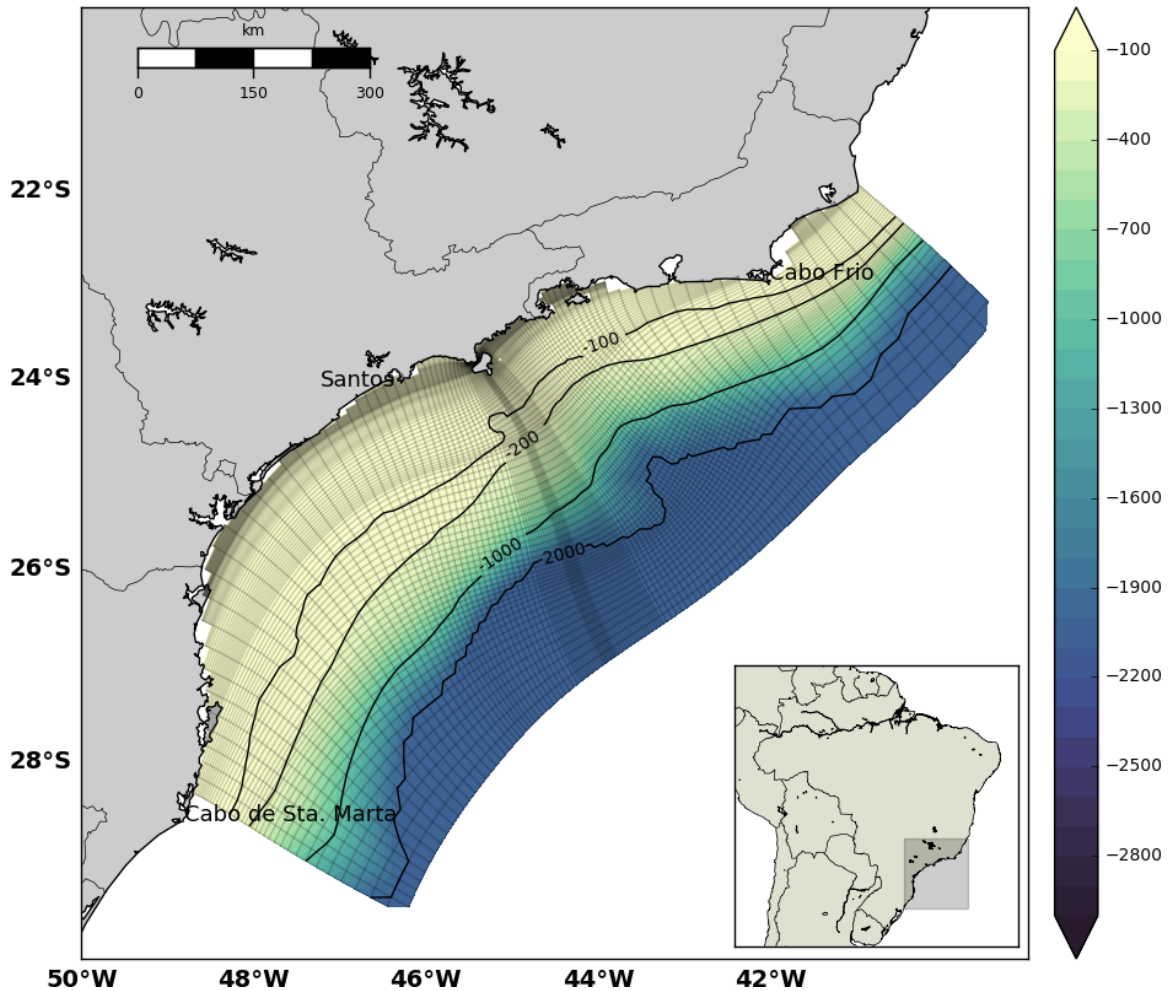


Figura 4.17: Grade curvilínea utilizada no modelo numérico hidrodinâmico sECOM com batimetria e isóbatas em metros. Fonte: LHiCo-USP.

Na figura 4.17 também é possível notar o grande adensamento de células na região do Canal de São Sebastião, já que era um objetivo do trabalho estudar essa região que anedoticamente teria bom potencial de correntes. Entretanto, essa grade não era adequada para estudar outros canais e regiões estuarinas que também podem ter correntes intensas, como o canal do Porto de Santos (Harari e Camargo, 1998; Costa et al., 2020) e a região da Ilha Comprida (Miranda et al., 1995). Dessa forma, procura-se exemplificar que a avaliação de potencial em zonas costeiras é bastante complexo e exige conhecimento local e grande esforço de pesquisa; mas também é importante ressaltar que locais próximos ao continente (que teriam facilidades para instalação e menores custos de operação) podem apresentar um recurso viável e muitas vezes ainda subestimado quando não mesmo totalmente ignorado.

4.2.3 Tecnologias de Extração

Entre as fontes renováveis marinhas, as tecnologias para aproveitamento de correntes geradas por maré são as que estão em estágio mais avançado de desenvolvimento. A grande maioria deles se utiliza de turbinas para extrair energia do fluxo e movimentar um gerador elétrico que fará a conversão eletromecânica. Há alguma variedade nas características, não apresentando uma homogeneidade como nas eólicas, mas todas seguem um princípio comum, diferentemente das *WECs*. Como os dispositivos para extração são similares independentemente se a corrente é gerada por marés ou ventos, esta seção irá abordar ambos indistintamente (notando que a maioria, se não todos, são de *tidal stream* já que é a que tem maior quantidade e projetos em escala real e operacional).

Apesar de trabalharem com água em movimento como hidrelétricas, as turbinas marinhas têm funcionamento mais similar às turbinas eólicas, já que trabalham com fluxos não confinados. Analogia não é perfeita, pois os ventos são limitados apenas na base e a altura é considerada praticamente infinita, enquanto no mar a lâmina é limitada na parte superior (interface com o ar) e inferior (fundo marinho). Isso pode até, em situações adequadas, ser utilizado para o aumento da produção de uma planta com vários geradores bloqueando parcialmente um canal (Giachero, 2022). Por outro lado, se a área do rotor for significativamente menor que a do local, o aproveitamento vai seguir o limite de Betz.

As turbinas podem: apresentar eixo horizontal ou vertical, sendo a primeira mais comum; estar fixas no fundo, fundeadas a meia água ou abaixo de estruturas flutuantes (lembrando que as correntes tendem a ser mais intensas na superfície); variar na quantidade e formato das pás; apresentar a parte central vazada (Segura et al., 2017; Guo et al., 2020; Jo e Hwang, 2020; Chowdhury et al., 2021; Shetty e Priyam, 2022; Masood Ahmad et al., 2022). A figura 4.18 traz alguns exemplos diferentes.

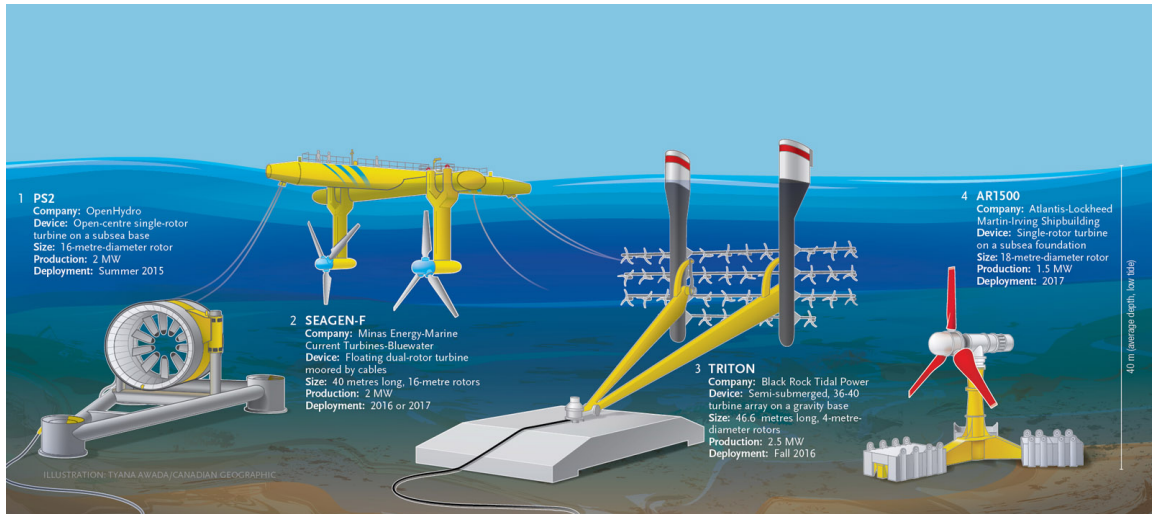


Figura 4.18: Exemplos de turbinas para aproveitamento de correntes marinhas. Fonte: Tyana Awada - Canadian Geographic.

Existem alguns outros tipos de extração de energia das correntes, sendo que vários deles podem ser incluídos na categoria de osciladores (Zhou et al., 2014; Roberts et al., 2016; Walker e Thies, 2021). Os chamados FIV (*flow-induced vibrations*), segundo Wang et al. (2020) podem ser categorizados em quatro grupos, sendo um deles o VIV (*vortex-induced vibrations*). Esses dispositivos extraem energia a partir da vibração criada pelo escoamento do fluido por sua estrutura e tendem a serem mais robustos por não terem partes rotativas. Existem diversas conformações e tipos de conversores eletromecânicos em estudo, mas são tecnologias, em geral, em fase menos avançada de desenvolvimento com *outputs* menores (Wang et al., 2020; Träsch et al., 2020; Walker e Thies, 2021).

Por fim, uma tecnologia com alguma participação e estudos são as *tidal kites*, estruturas móveis de subsuperfície ancoradas por cabo a uma poita que apresentam um movimento perpendicular ao fluxo. Dessa forma, uma turbina acoplada em seu corpo irá interagir com uma velocidade relativa da água maior que aquela do fluxo local, aumentando a sua área de extração efetiva (Andersson et al., 2018; Kaddoura et al., 2020; Mademlis et al., 2020). A figura 4.19 apresenta um exemplo desse tipo de extração, a *Deep Green* da Minesto que já apresenta protótipo em escala real testado no mar e conectado à rede. Essa formato pode ser interessante futuramente para extração em locais onde as correntes não são tão intensas, mas transportam um grande volume de água.

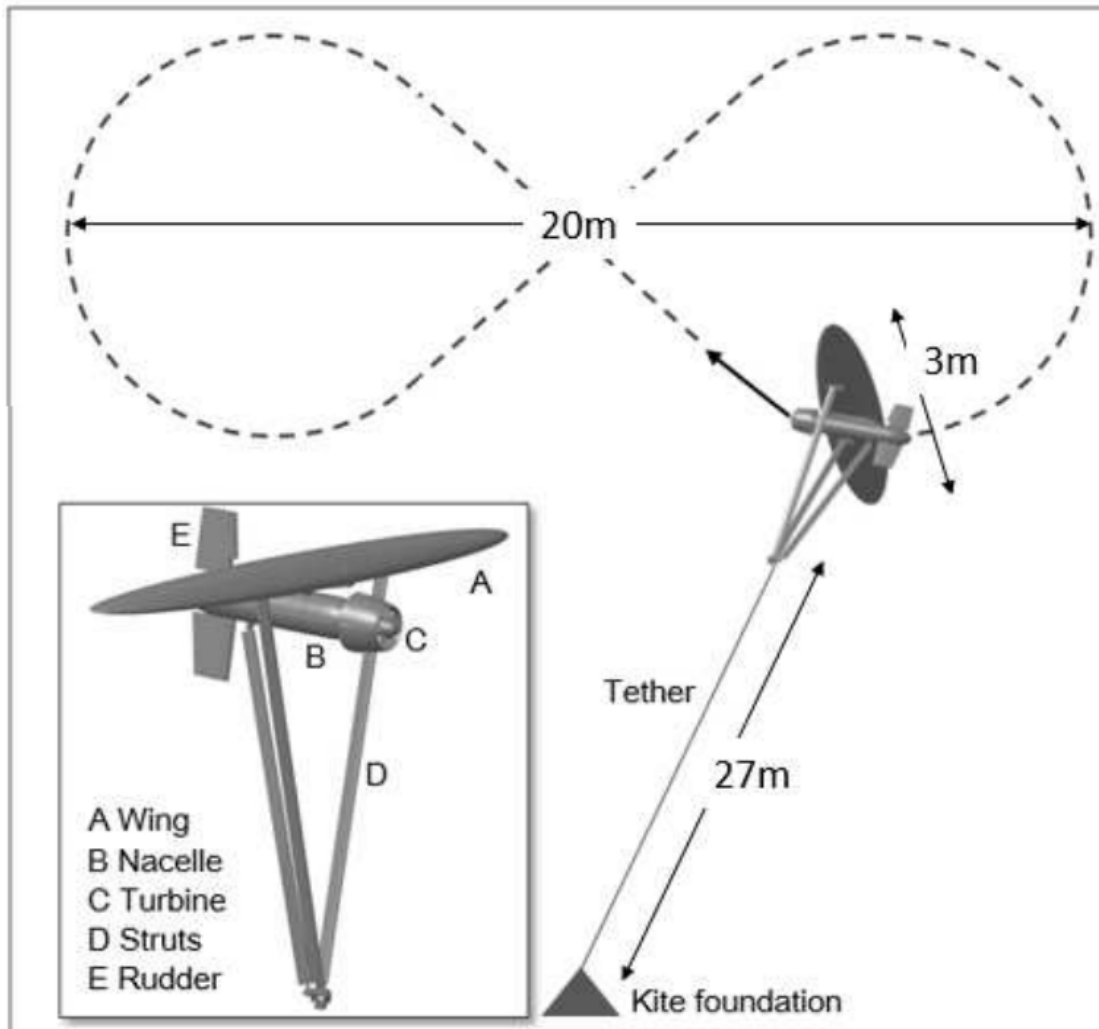


Figura 4.19: Diagrama esquemático da *tidal kite Deep Green* da empresa Minesto. Fonte: Lieber et al. (2017).

O trabalho Walker e Thies (2021) traz uma análise das diversas instalações feitas até 2020, contabilizando 58 projetos. A maioria, 66%, conectadas à rede e concentradas em três países: Escócia (34,4%), França (17,2%) e Canadá (12,1%). A figura 4.20 apresenta a série temporal da quantidade de projetos por tipo, onde HATT é *Horizontal Axis Tidal Turbine* (turbina de eixo horizontal) e VATT é *Vertical Axis Tidal Turbine* (turbina de eixo vertical).

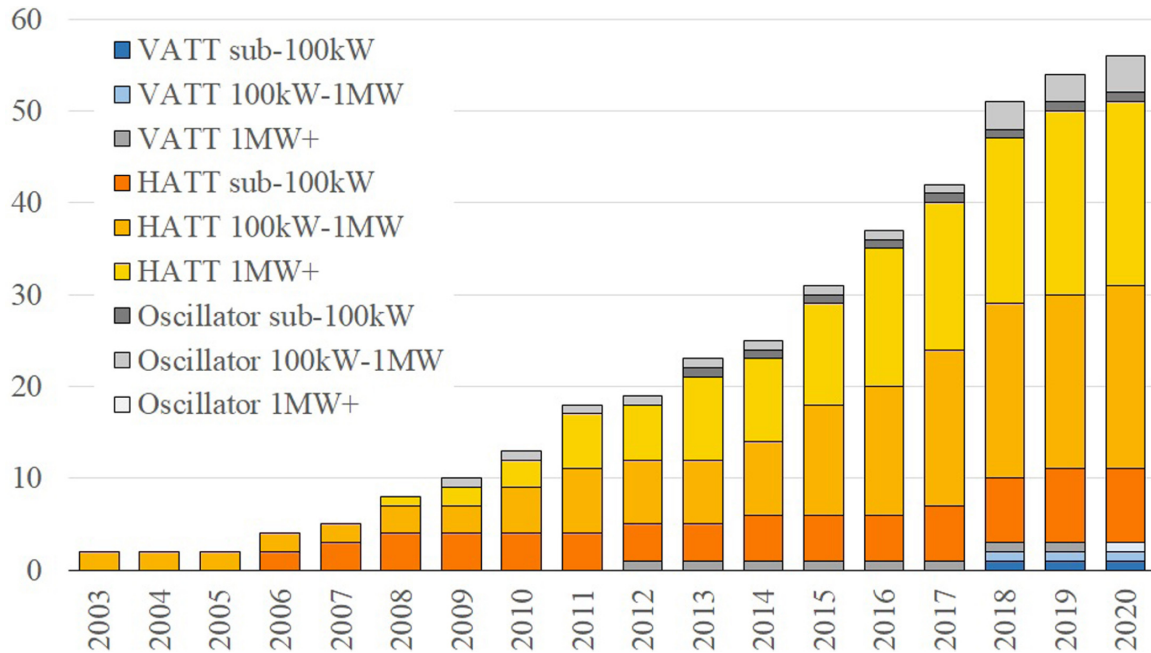


Figura 4.20: Evolução do número de instalações de turbinas marinhas por tipo de dispositivo. Fonte: Walker e Thies (2021).

Como esperado para uma tecnologia em estágio pré-comercial, os seus custos de geração são relativamente altos, mas com tendência de queda com o aumento dos testes, o crescimento em escala e a diminuição de riscos (técnicos e econômicos) associados (Vazquez e Iglesias, 2016; Segura et al., 2017; Walker e Thies, 2021). O trabalho de Coles et al. (2021) traz uma minuciosa avaliação do custo de energia de marés no Reino Unido, local com maior quantidade de instalações do tipo. A figura 4.21 apresenta essas informações e pode-se observar que mesmo com a redução prevista para a próxima década, as turbinas de correntes marinhas ainda deverão produzir uma energia cerca de duas vezes mais cara que as eólicas *offshore*.

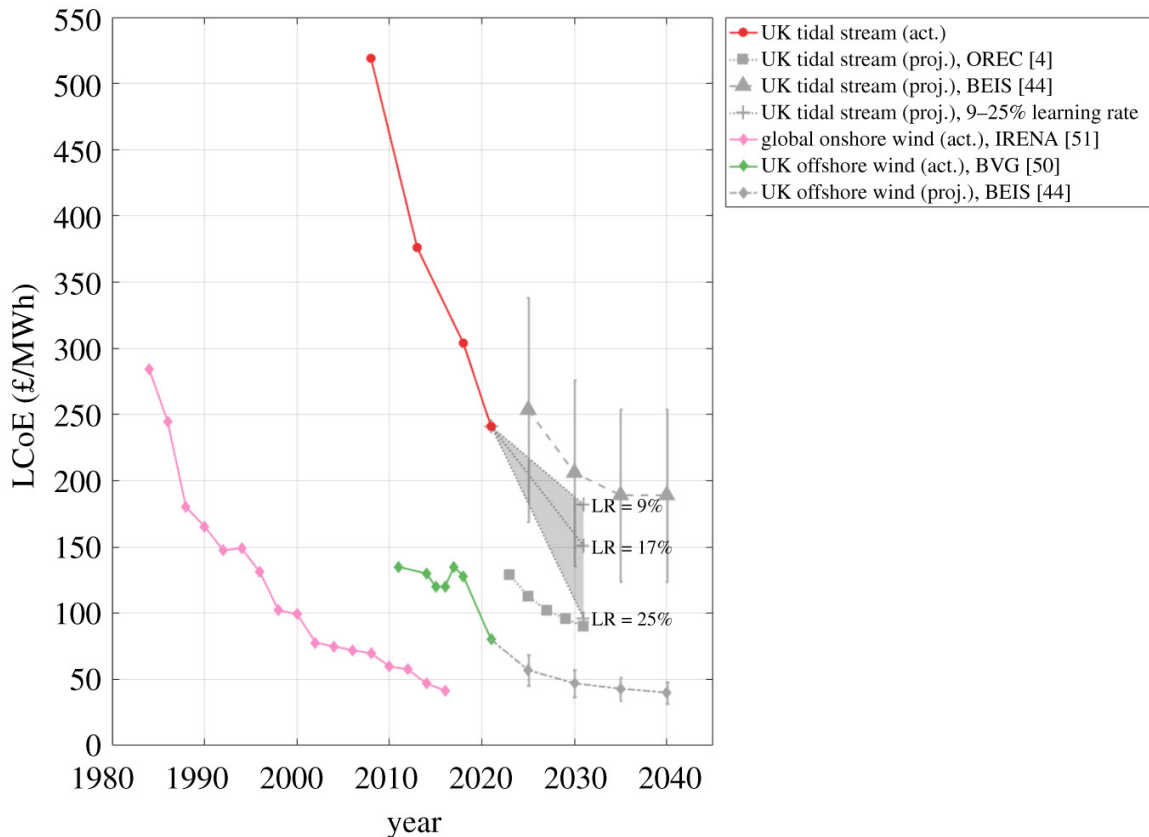


Figura 4.21: Comparativo da evolução do custo da energia extraídas de eólicas em terra e *offshore* e correntes de maré no Reino Unido. Fonte: Coles et al. (2021).

Para o Brasil, ainda que não haja nenhum aproveitamento do tipo, já há estudos sendo feitos na área como Giachero (2022), que apresenta um modelo para avaliação do custo de energia usando como estudo de caso uma planta instalada no Canal de São Sebastião. E também estudos de possíveis impactos que as fontes podem causar, como é o caso no trabalho de Kirinus et al. (2022) que mostra como as turbinas podem afetar o transporte de material em suspensão e padrões de sedimentação na plataforma continental sul-sudeste brasileira.

4.2.4 Variabilidade Sazonal

As correntes de uma maneira geral vão ter variações sazonais, pois suas forçantes vento e gradiente de densidade (associada à pluviosidade, evaporação, descarga fluvial, irradiação solar e degelo) têm ciclos anuais bem definidos. Mas, diferentemente das ondas (que podem

se sobrepor), essa associação não é direta (por exemplo: no inverno há ventos mais intensos, logo, maiores fluxos). Nos grandes giros subtropicais há uma variação sazonal, mas ela não é tão intensa ou diretamente associada a um único fator (Kang et al., 2016; Goes et al., 2019; Chandler et al., 2022). Isso é exemplificado na figura 4.22, onde é apresentada a variação sazonal de velocidade integrada na profundidade de três correntes de borda oeste (parte mais intensa do giro): Agulhas, Corrente Leste da Austrália e Kuroshio, onde há uma intensificação do transporte nos verões, mas da ordem de 10% dos valores médios.

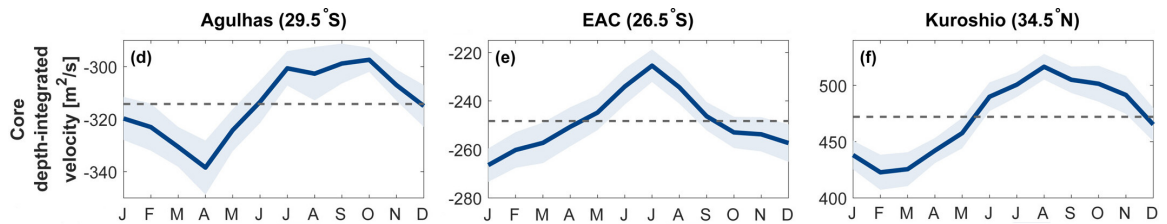


Figura 4.22: Variação sazonal da velocidade integrada na profundidade do núcleo, em m^2/s , de três correntes de contorno oeste: Agulhas, Corrente Leste da Austrália e Kuroshio. Adaptado de: Chandler et al. (2022).

Em menor escala espacial, as variações vão ser muito particulares de cada região. No Brasil, de uma maneira geral, elas vão ter oscilações sazonais pela variação das forçantes como: deslocamento regular da Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) e da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) (Nascimento, 2017); a maior frequência de formação e intensidade de ciclones na bacia e as frentes associadas a eles; variações de pluviosidade, insolação, descarga fluvial e outros fenômenos de ciclo anual que causam variações na densidade. Dessa forma, cada localidade deve ser estudada independentemente para uma clara avaliação da sazonalidade do recurso de correntes.

Na região da plataforma continental ao largo do Estado de São Paulo, as condições hidrodinâmicas são bastante estudadas em Morais (2016), é mostrado que o vento é a forçante mais significativa, sendo pelo menos uma ordem de grandeza maior que as marés astronômicas. Importante ressaltar que essa componente atmosférica pode ser local ou remota, ou seja, frentes frias ao sul do domínio podem gerar advecções significativas de massas de água para a região (Nascimento, 2017). O trabalho de Fortes (2018), que faz a avaliação do potencial de correntes no litoral paulista, mostra que há uma forte

sazonalidade na densidade de potência, como pode ser visto na figura 4.23. Nela pode-se observar que nos verões há uma menor intensidade do recurso diretamente relacionada às forçantes meteorológicas.

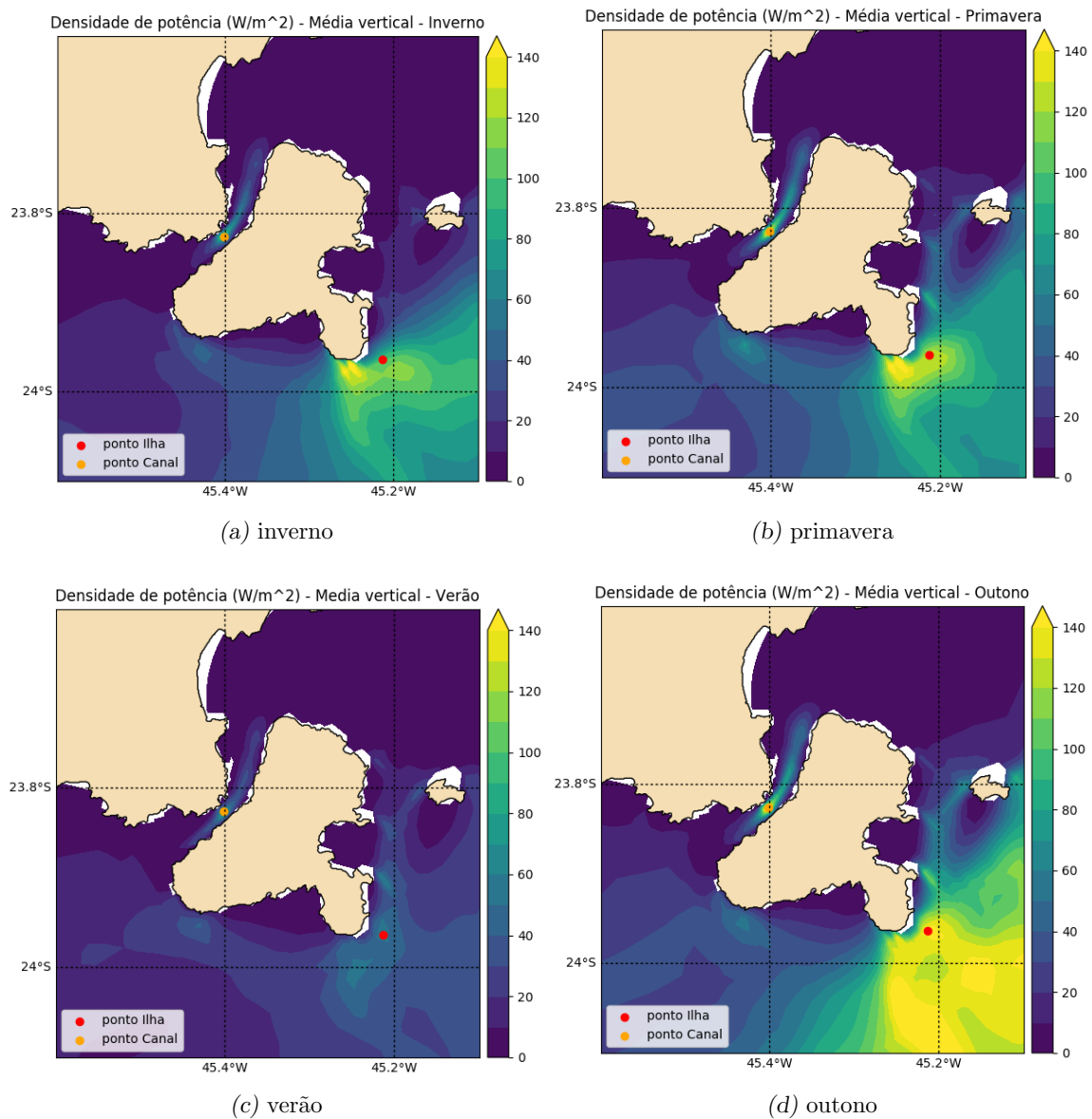


Figura 4.23: Médias verticais na coluna de água da densidade de potência na região de São Sebastião, em W/m^2 , obtida com o modelo sECOM para as diferentes estações do ano. Fonte: Fortes (2018).

Em resumo, as correntes geralmente apresentam variações sazonais que podem ser complementares ao recurso solar, como na plataforma continental sudeste do Brasil. Já as circulações associadas aos giros subtropicais, especialmente as porções de contorno oeste

(mais energéticas) podem ter seu pico de energia nos meses de verão, contrastando com ventos e ondas que costumam ser mais intensos nos invernos dos respectivos hemisférios.

4.2.5 Variabilidade de Alta Frequência

Nos oceanos, a principal forçante que pode apresentar uma variabilidade de alta frequência, da ordem de horas e dias, são os ventos. Assim, ainda que menos rápidas, as correntes vão apresentar variações nessa escala. Como citado anteriormente, essas oscilações são complexas e não há uma relação linear entre ambas. E mesmo onde há uma grande correlação, as curvas vão apresentar um atraso que pode ser da ordem de horas a dia (Mazzini, 2009; Lana et al., 2016). Logo as avaliações devem ser feitas de forma bastante localizada e focadas nessa granularidade temporal.

Pode-se tomar como exemplo o trabalho de Fortes (2018), onde foi identificado um grande potencial de correntes ao largo da Ilha de São Sebastião fortemente associada a ventos. Nela, as velocidades apresentaram grande variabilidade temporal, sobretudo em períodos maiores que os típicos de maré. Isso é exemplificado na figura 4.24, que apresenta o espectro da corrente média vertical no ponto mais energético do estudo. Nele se nota que a faixa de maior amplitude está entre 0,1 *cpd* e 0,25 *cpd* (onde *cpd* é ciclos por dia), ou seja, com períodos de 4 a 10 dias, sendo o pico próximo a 0,2 *cpd* ou 5 dias. Vale notar que os picos em 1 *cpd* e próximos a 2 *cpd* são associados às marés astronômicas e têm menor relevância no local.

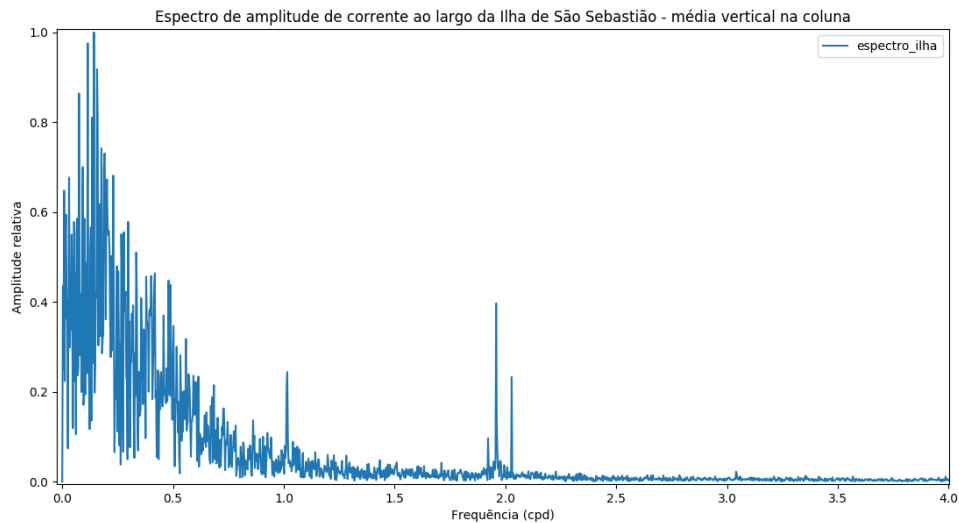


Figura 4.24: Espectro da amplitude da corrente média na coluna para o ponto ao largo da Ilha de São Sebastião ao longo do período de um ano. Frequência em ciclos por dia (*cpd*). Fonte: Fortes (2018).

4.3 Discussão

As ondas são geradas por um único processo e forçante (mesmo que localizada a grandes distâncias), mas que dão resultado a um fenômeno de grande complexidade e de aproveitamento não trivial. Há centenas de tecnologias para extração, mas seu custo, em geral, ainda é alto e se encontram nos primeiros estágios de desenvolvimento. Essa variedade também dificulta uma avaliação unificada já que, a depender do protótipo, os critérios de relevância vão variar (pode até haver uma complementaridade onda-onda num mesmo local com duas tecnologias diferentes). Grande parte do valor da energia é associada à operação e pode beneficiar da sua utilização junto a outras atividades *offshore*, além de poder ser incorporada de forma a trazer outros benefícios como a proteção de costa.

As correntes são geradas por diversas forçantes e são de difícil previsão quando não são principalmente geradas pelas forças gravitacionais. Por outro lado, seu aproveitamento é mais simples e consolidado que de ondas, sobretudo pela tecnologia desenvolvida para aproveitamento de fluxos majoritariamente causados por marés e que podem ser transferidos para qualquer outro empreendimento de águas não confinadas. Atualmente seu custo é significativamente maior que outras renováveis, mas é a EMR com desenvolvimento mais

avanzado e que pode crescer mais rápido.

Ambas as fontes tendem a apresentar claras variações sazonais que são bastante constantes na climatologia nas várias escalas espaciais, de local a global. Isso em grande parte porque os ventos, a principal forçante dessas EMR, tendem a ter essa mudança por estação de forma regular. Com isso, podem apresentar complementaridade com os recursos solares e eólicos, como na costa do Estado de São Paulo, onde há correntes e ondas mais intensas justamente nos meses de menor irradiação do Sol.

Numa escala de tempo menor as previsões e correlações são bem mais complexas e não triviais, necessitando assim de estudos específicos para cada localidade. E devem se atentar aos passos de integração/frequências de amostragem, pois podem influenciar bastante os resultados nessa faixa de períodos. No caso do litoral paulista, por exemplo, se nota grande variação das alturas significativas das ondas e velocidades das correntes associadas a fenômenos como frentes frias que acontecem na escala de dias, num intervalo não constante e de difícil previsão.

Por fim, vale ressaltar que a geração de ambas as fontes pode ter grande benefício quando associadas a outras para minimização de riscos e custos operacionais. Uma possibilidade interessante é a associação delas com a infraestrutura e conhecimento da indústria de óleo e gás, que em parte já ocorre, mas pode ser ainda mais incentivada. Sobretudo no Brasil, aonde grande parte dessa exploração de recursos fósseis é feita em alto mar e onde há uma grande companhia estatal que pode e deve focar cada vez mais na transição energética e consolidar o país como um dos principais expoentes na área.

Solar

Neste capítulo são apresentadas algumas considerações sobre a utilização de energia solar no ambiente marinho, suas características temporais, seguido por um breve estudo de uma pequena usina flutuante e finalizando com uma discussão sobre o tema.

5.1 Painéis Fotovoltaicos no Mar

A partir da segunda metade do século XX, os painéis solares fotovoltaicos começaram a sair dos laboratórios e entrar no cotidiano das pessoas. Devido ao seu alto custo e baixa eficiência, eram inicialmente utilizados em projetos bastantes específicos, principalmente em dispositivos eletrônicos de baixa potência em sistemas isolados (como satélites, por exemplo). Ao longo do século seguinte, com o aumento de produção e aperfeiçoamento das tecnologias de manufatura, o preço dos módulos seguiu em constante e significativa queda, o que levou a um aumento gradativo de sua aplicação. Inicialmente em pequenos dispositivos, depois em sistemas isolados de cada vez maior porte, em sistemas individuais conectados à rede até chegar em plantas ocupando grandes áreas e sendo economicamente viáveis.

Em se tratando do ambiente marítimo, oceânico e insular, a progressão seguiu a mesma. Inicialmente se utilizaram painéis em instrumentação meteoceanográfica, sobretudo em boias de medição que poderiam ficar um tempo maior em campo sem a necessidade de reposição. Geralmente esses equipamentos eram alimentados por baterias, que são caras e

de curta vida útil, e requeriam uma manutenção periódica, o que é bastante difícil e caro em ambiente marítimo. Pequenos painéis solares também foram aos poucos se tornando comuns em pequenas embarcações, sobretudo de lazer, para a alimentação dos sistemas de navegação e comunicação, servindo muitas vezes de retaguarda a um sistema principal alimentado por um alternador.

Em seguida, cargas maiores começaram a ser alimentadas com energia solar, como balizas e faróis. Esses últimos, até pouco tempo, necessitavam de um ser humano dedicado para operação e manutenção, algo que está se tornando cada vez menos comum. As ilhas sem conexão à rede elétrica, que em grande parte são alimentadas com geradores a combustíveis fósseis, também têm cada vez mais introduzido a utilização de sistemas fotovoltaicos. Essa introdução pode ser em pequenos grupos isolados, mas também em minirredes, muitas vezes utilizando o *back-up* diesel.

Atualmente, a maioria dos equipamentos no mar possuem um painel solar. Pela ausência de partes móveis, baixa manutenção e custos cada vez menores, os tetos de silício têm se tornado cada vez mais presentes no ambiente marítimo e insular. Entretanto, ainda há diversas aplicações onde há uma pequena ou nenhuma presença, como em grandes embarcações de carga ou em plantas *offshore*. Essa última é uma tendência da energia eólica em diversos países, que começaram a apostar em colocar turbinas no mar.

Assim, a intenção desse capítulo é pontuar algumas questões relativas à aplicação de painéis solares em ambiente marítimo, tentando observar as vantagens e desvantagens e procurar fazer suposições sobre futuras utilizações.

5.1.1 Plantas Offshore

Um das possibilidades de evolução da energia solar é seguir o caminho em direção ao mar que as eólicas fizeram. No caso dos ventos, esse movimento foi impulsionado por dois grandes fatores: a diminuição de locais adequados *onshore* e o maior potencial encontrado *offshore*. Sobre o mar, que tem uma baixa rugosidade e ausência de relevo, sopram ventos mais intensos e constantes, o que explica a maior disponibilidade energética. Em relação aos terrenos, em muitos países os melhores aproveitamentos já foram construídos e os locais

restantes ou são menos energéticos, de mais difícil acesso ou mesmo apresentam restrições socioambientais na sua utilização. Essa tecnologia por vezes é chamada de FPV, do inglês *Floating Photovoltaics*, e até *float voltaic*.

Em se tratando de irradiação solar, o potencial sobre as águas não é significativamente maior que em terra, como é possível ver na figura 5.1 (Trentmann, 2013; Solanki et al., 2017). No caso das eólicas, o ganho em potência é muito maior, assim, por esse primeiro fator já se indica que não se irá ao mar em busca de maior disponibilidade de recurso solar.

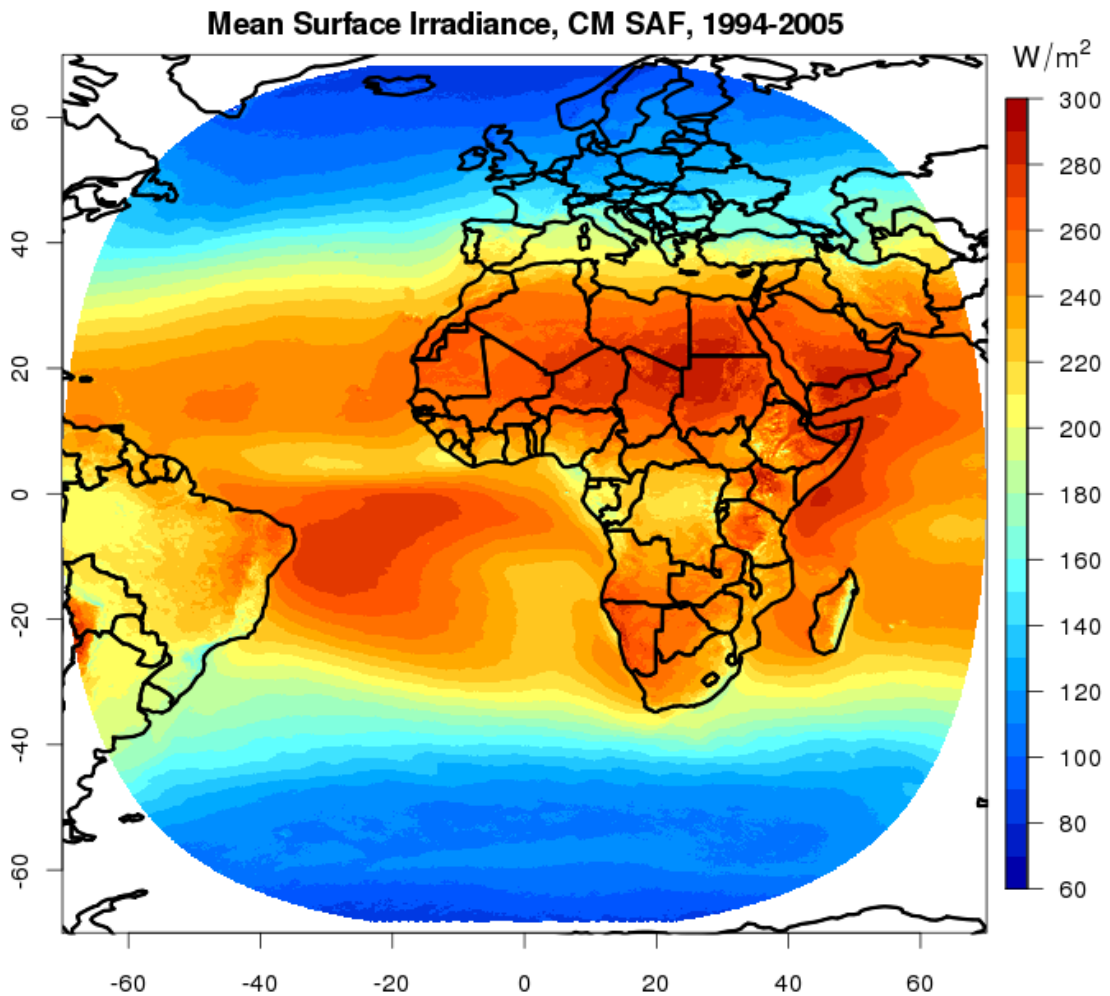


Figura 5.1: Irradiância solar média na superfície entre 1994 e 2005. Fonte: Trentmann (2013).

Na questão de espaço, a solar também ainda não tem grandes motivos para buscar terreno no mar. A grande maioria dos países ainda está começando a instalação de grandes

plantas em locais de alta irradiância e a facilidade de integração arquitetônica e facilidade de instalação em locais onde há conexão à rede fazem com que a busca por instalações de parques no mar seja pequena ou nula. Exceções são locais onde o terreno é escasso e as fontes de energia também, como é o caso de uma grande quantidade de ilhas. O trabalho de Trapani e Millar (2013), por exemplo, propõe a instalação de uma usina fotovoltaica no mar para as Ilhas Maltesas. Nesse caso há também um interesse socioambiental em aumentar a participação de energias renováveis na matriz do país mediterrâneo.

A quantidade de painéis no mar é pequena, mas já há bastante literatura no assunto, por exemplo: avaliando os possíveis impactos ambientais que essas tecnologias podem trazer (Hooper et al., 2021; Vo et al., 2021), modelagens de possíveis plataformas flutuantes em locais com ondas (Abbasnia et al., 2022), materiais e estruturas mais adequadas ao ambiente marinho (Choi e Lee, 2015; Choi et al., 2016) e plantas híbrida de solar flutuante com outras fontes (Zhou et al., 2022; Li et al., 2022).

5.1.2 *Plantas Solares em Lagos e Represas*

Apesar de não se ter grandes plantas no mar, a aplicação de painéis solares sobre corpos d'água está longe de ser algo inexistente. Existe uma grande diversidade de projetos e estudos sobre geradores fotovoltaicos sobre represas e lagos e de suas vantagens (Trapani et al., 2013; Ferrer-Gisbert et al., 2013; Sahu et al., 2016; Silva e Branco, 2018; Kumar et al., 2021; Gorjian et al., 2021; Essak e Ghosh, 2022). Há inclusive instalações em operação com resultados bastante interessantes, como a maior eficiência em relação às instalações em terra (Choi, 2014). Na figura 5.2 é apresentada a evolução da capacidade instalada dessa tecnologia.

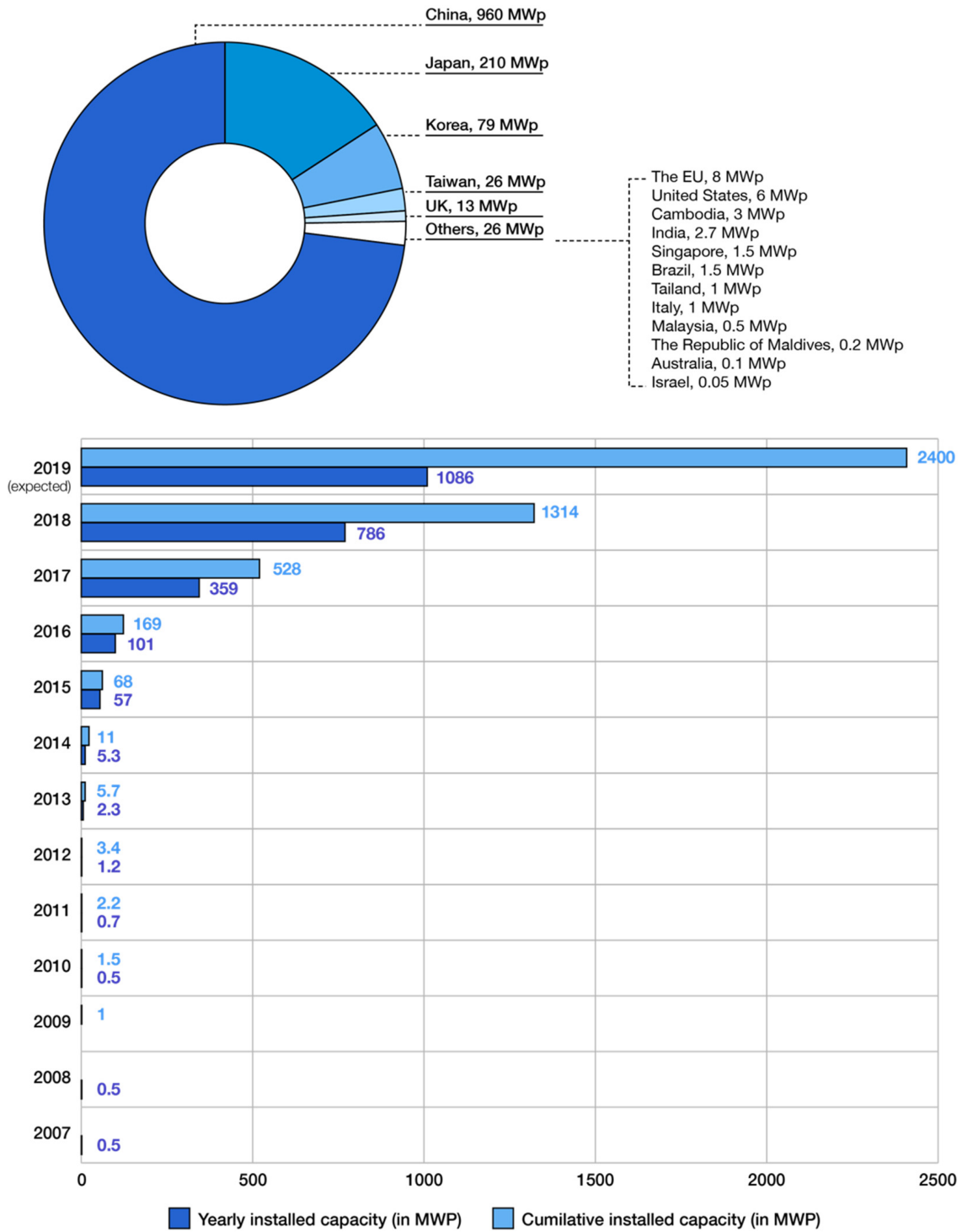


Figura 5.2: Instalações mundiais de painéis fotovoltaicos flutuantes. Fonte: Vo et al. (2021).

Liu et al. (2017) apresenta diversos fatores positivos para a instalação de plantas flutuantes em reservatórios, entre elas a diminuição da evaporação e o aumento do fator

de capacidade da planta por operar em temperaturas mais baixas que em terra, fazendo que os painéis não percam tanta eficiência nas horas mais quentes do dia. Já Sahu et al. (2016) apontam ainda outros fatores positivos como o aumento da qualidade de água, devido à menor proliferação de algas; menor necessidade de limpeza por conta de areia e poeira e a economia na utilização de terras que podem ser utilizadas para outros fins. Nesse trabalho eles também atentam para algumas desvantagens, como a suscetibilidade à maior quantidade de intempéries (ondas, correntes); necessidade de impermeabilização de equipamentos; maior corrosão; maior custo de O&M e necessidade de estrutura flutuante.

O trabalho de Choi (2014) apresenta um resultado bastante interessante sobre a maior eficiência dos painéis instalados em lagos na Coreia do Sul. Ele apresenta uma comparação entre a geração de duas plantas flutuantes instaladas sobre um lago (figura 5.3) de 100 *kW* e 500 *kW* com a de uma planta de 1 *MW* em terra em uma região próxima com aproximadamente a mesma temperatura e irradiância.

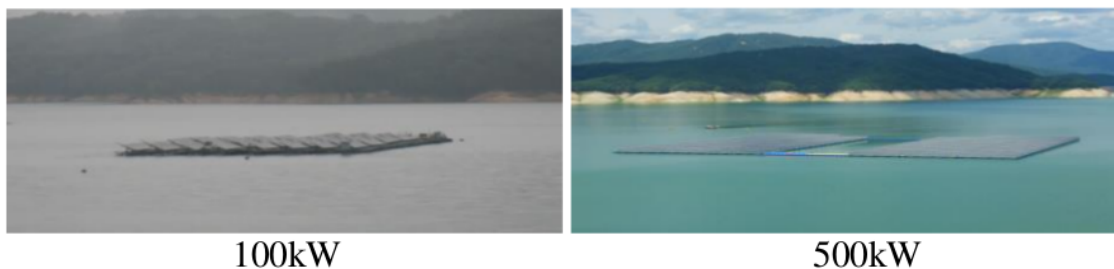


Figura 5.3: Imagem de duas plantas flutuantes na Coreia do Sul. Fonte: Choi (2014).

Os resultados apontam que os parques flutuantes geram cerca de 11% mais energia que o parque em terra (figura 5.4). O principal motivo para isso, aponta o estudo, é a diferença na temperatura dos módulos que é sempre inferior. Como o coeficiente de potência é negativo, pequenas diferenças térmicas ($5\text{ }^{\circ}\text{C}$) podem ter grandes efeitos na energia produzida. Na figura 5.5 é apresentada uma série temporal que mostra uma comparação entre os módulos flutuantes e em terra.



Figura 5.4: Comparação da energia média gerada das plantas flutuantes (azul) com a planta em terra (vermelho). Fonte: Choi (2014).

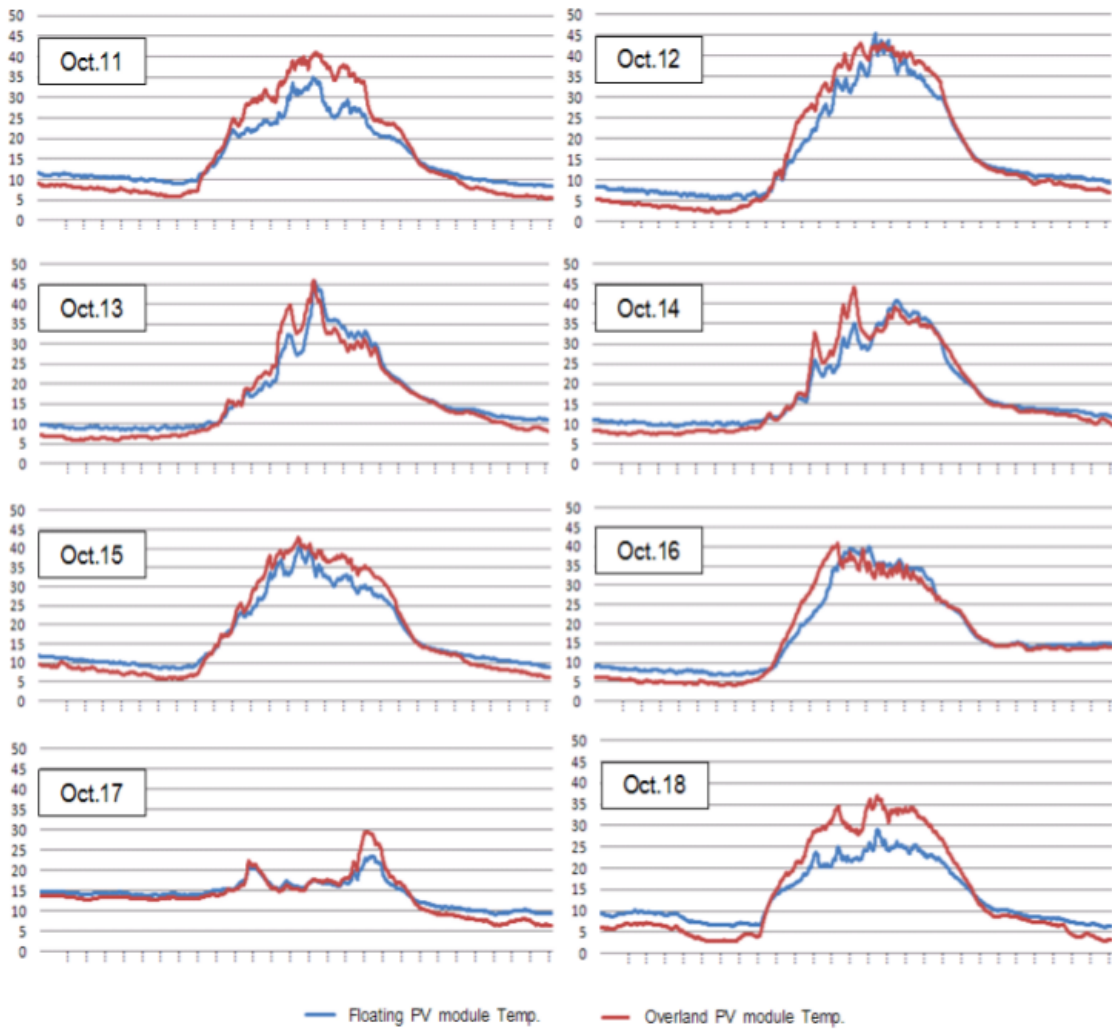


Figura 5.5: Comparação da temperatura de uma planta flutuante (azul) com uma planta em terra (vermelho). Fonte: Choi (2014).

5.1.3 Painéis Submersos

Ainda pensando na instalação de painéis flutuantes, os trabalhos de Rosa-Clot et al. (2010) e Abdulgafar et al. (2014) propõem a utilização de painéis solares submersos, ou SP2 (*Submerged Photovoltaic Solar Panel*). A proposta é que é possível obter um aumento na energia gerada, principalmente pela redução da reflexão de luz e pela pequena oscilação de temperatura. A primeira ocorre por conta da diferença no índice de refração da água ser maior que do ar. Entretanto, esse efeito é pequeno (2% a 4%) e pode ser contrabalanceado pela menor irradiância debaixo da água.

EJá os ganhos de temperatura podem ser estimados a partir dos coeficientes de temperatura da potência. Na tabela 5.1 são apresentados os valores para alguns modelos comerciais. Estimando uma variação de 40°C entre um painel no ar e um imerso em água, obtém-se uma diferença de potência de mais de 15%. No trabalho de Rosa-Clot et al. (2010), os autores estimam os coeficientes para painéis monocristalinos, policristalinos e amorfos em $-0,55\ \%/^{\circ}\text{C}$; $-0,45\ \%/^{\circ}\text{C}$ e $-0,25\ \%/^{\circ}\text{C}$ respectivamente.

Marca/Modelo	Potência Nominal (W_p)	Coefficiente de Temperatura de Potência ($\%/^{\circ}\text{C}$)
Sinosola SA275-60P	275	-0,423
Yingli YL280P-29b	280	-0,42
Sinosola SA160-36P	160	-0,423
Risen RSM36-6-150P	150	-0,44
GCL-P6/72	330	-0,41
Canadian CSI CS6K-270P	270	-0,41

Tabela 5.1 - Valores do coeficiente de temperatura de potência para cinco modelos de painéis solares do tipo Silício policristalino. Fonte: NeoSolar (2018).

5.1.4 Espectro Debaixo da Água

Um fator importante para ser levado em conta ao trabalhar com painéis submersos é como varia o espectro conforme a profundidade, pois isso vai implicar diretamente na energia que ele pode produzir. Na figura 5.6, são apresentados os espectros da irradiância para diferentes profundidades bem como a curva de resposta do silício. Observa-se que

nos primeiros centímetros a maior parte da atenuação se dá no infravermelho, que está fora da capacidade de conversão do painel. Entretanto, com o aumento da profundidade a atenuação aumenta no visível com maior intensidade no vermelho, como esperado.

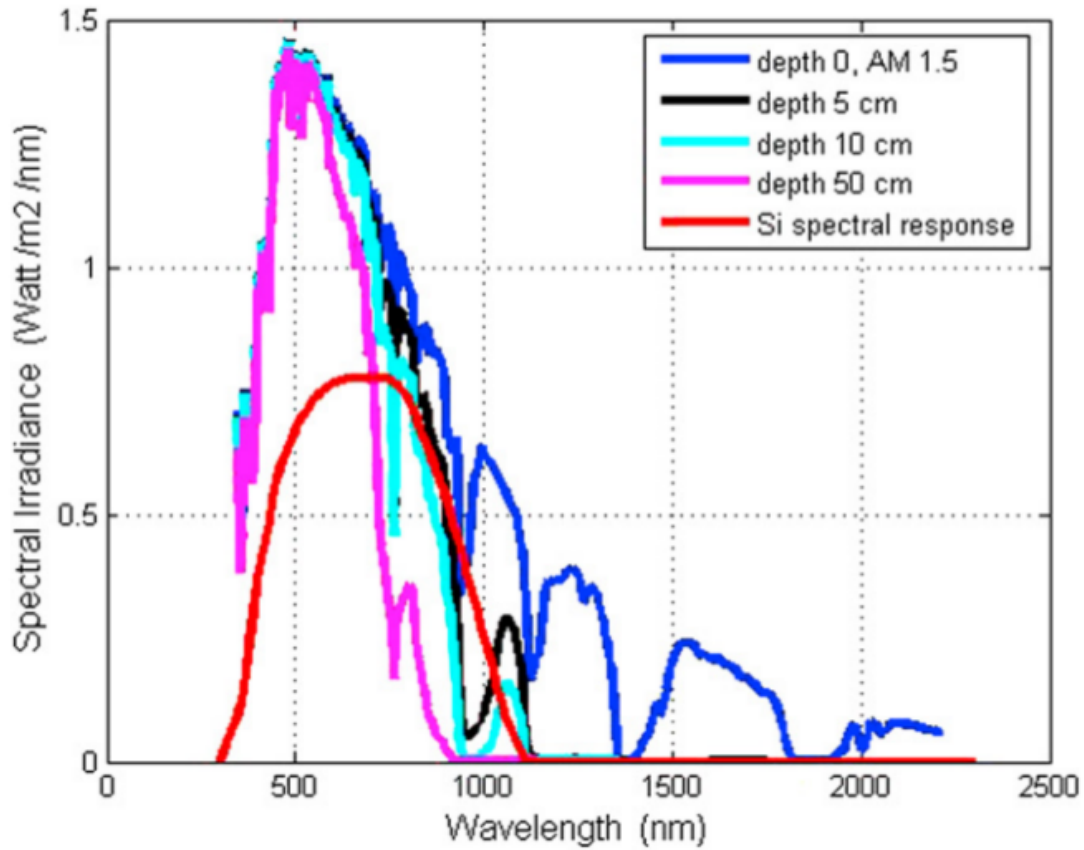


Figura 5.6: Irradiância espectral para diferentes profundidades e resposta do silício. Fonte: Rosa-Clot et al. (2010).

Relacionando os espectros com os coeficientes de potência estimados, os autores chegam em uma curva de eficiência relativa em função da profundidade (figura 5.7). Importante notar que os ganhos de potência ocorrem apenas para painéis instalados em pequenas profundidades, menores de 15 *cm* para o material policristalino.

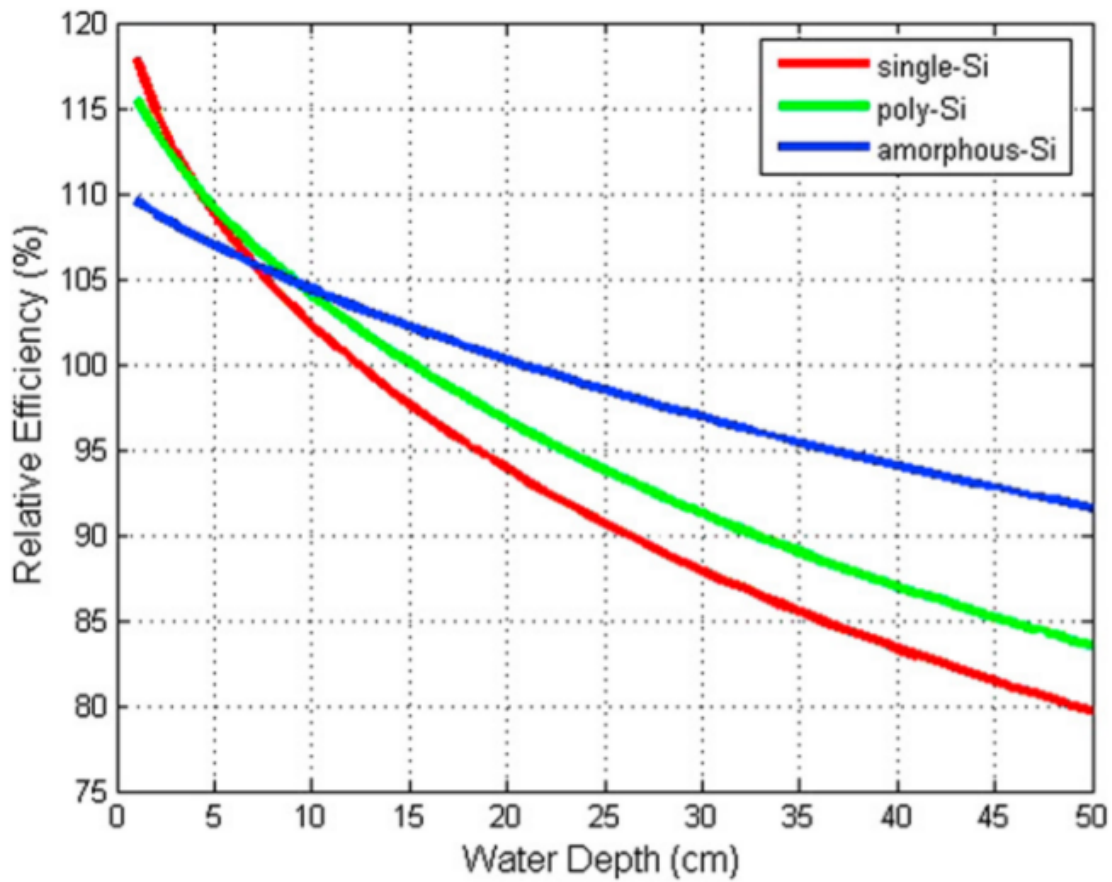


Figura 5.7: Eficiência relativa em função da profundidade para três tecnologias diferentes. Fonte: Rosa-Clot et al. (2010).

Uma ressalva importante é que esse estudo foi feito com base em água pura, ou seja, muito diferente das águas encontradas no mar e em represas. Essas são em geral mais turvas com uma grande quantidade de partículas suspensas, sobretudo em regiões costeiras. A figura 5.8 apresenta uma comparação da profundidade que cada frequência alcança em oceano aberto (mais próximo de água pura) e águas próximas à costa.

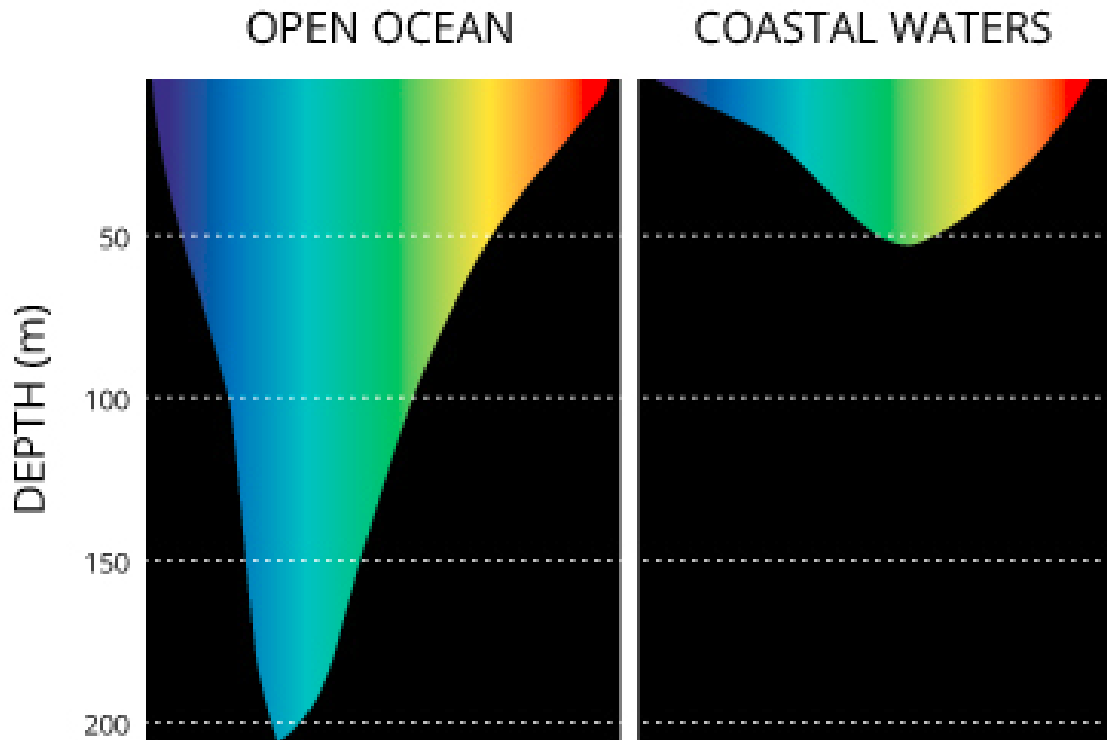


Figura 5.8: Profundidade máxima de alcance do espectro de luz em diferentes tipos de águas.

Por fim, o trabalho de Rosa-Clot et al. (2010) também testou empiricamente comparando três painéis idênticos de silício cristalino colocados um fora da água, um a 4 *cm* e outro a 40 *cm* de profundidade. Parte dos resultados podem ser vistos na figura 5.9. Como esperado, o painel a 4 *cm* apresentou uma eficiência aproximadamente 10% maior, enquanto o painel a 40 *cm* foi bem menos eficiente.

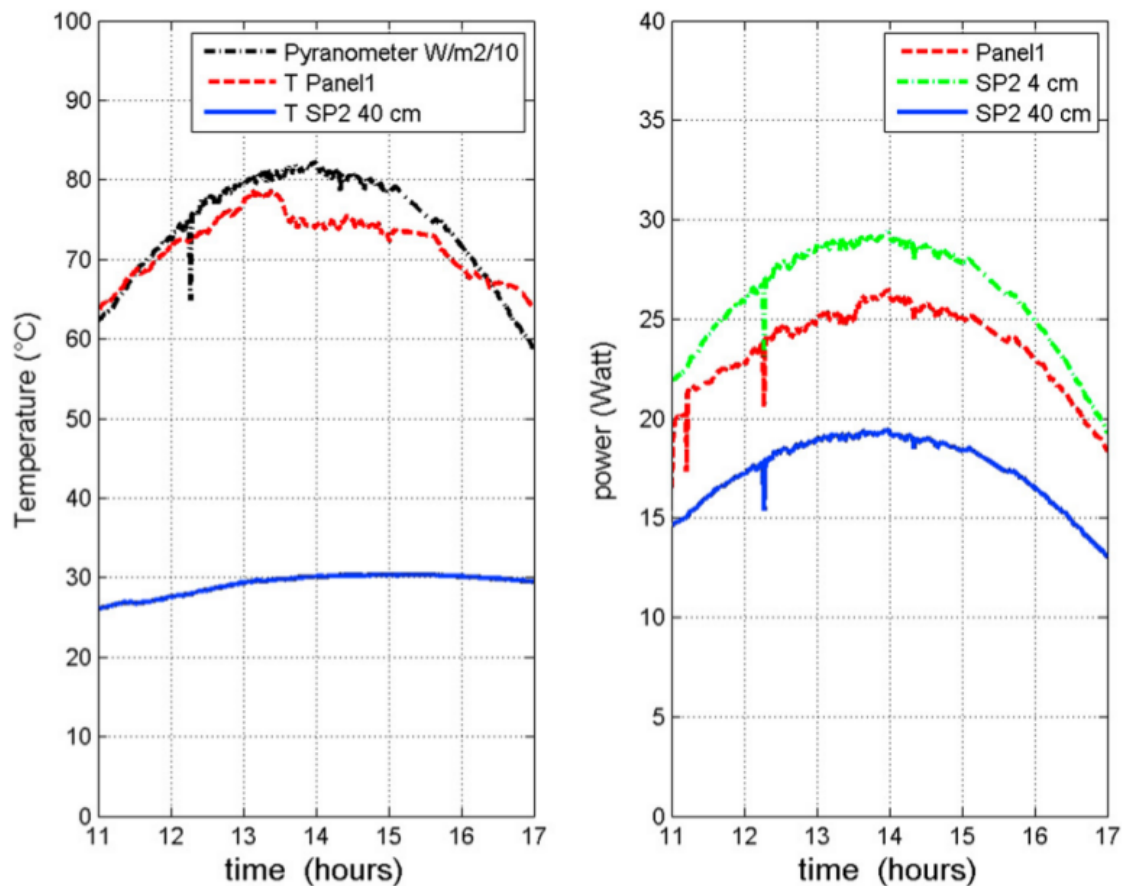


Figura 5.9: Comparação entre temperaturas e potências de painéis submersos e na superfície. Fonte: Rosa-Clot et al. (2010).

5.1.5 Painéis Flexíveis Flutuantes

Uma proposta para diminuir custos de uma instalação flutuante é apresentada por Trapani et al. (2013) sugerindo a utilização de painéis flexíveis. O trabalho aponta que seria possível ter um custo competitivo com outras soluções de energias renováveis (ondas, correntes, marés, eólica *offshore*) e ocupar uma área menor para a geração da mesma quantidade de energia. A proposta é utilizar folha de filme fino (silício amorfo) flexível diretamente na superfície, conforme a figura 5.10. Com isso se reduziriam custos com estrutura flutuante e amarrações. Sugere-se ainda que os custos de O&M serão menores que outras tecnologias, já que não possuem partes móveis, nem grandes estruturas e amarrações. Como desvantagens, citam a falta de orientação dos painéis e possíveis vandalismos.

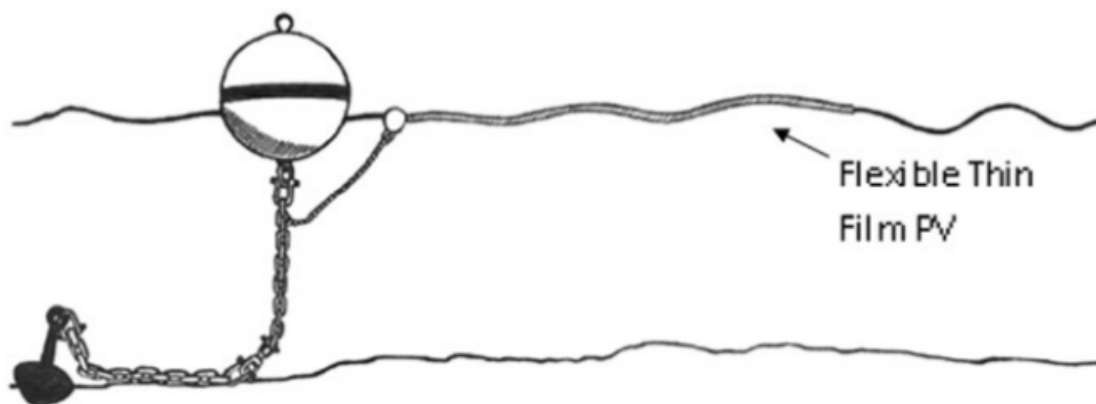


Figura 5.10: Diagrama esquemático de instalação de painéis solares flutuantes. Fonte: Trapani et al. (2013).

5.1.6 Desafios Tecnológicos

Por ser ainda uma proposta recente, não existe volume de estudos práticos sobre painéis solares submersos no mar. Dentre eles, a maioria apenas aponta pontos positivos ou não se debruça na viabilidade prática do projeto.

Com esse foco, o trabalho de Cheng-qing et al. (2010) estudou a variação da transmitância do vidro de painéis fotovoltaicos em contato com a água do mar e observou que há uma rápida degradação, conforme a figura 5.11 apresenta. Isso indica que outros materiais devem ser estudados para prevenir esse tipo de problema, que pode ocorrer mesmo com módulos que não estejam submersos, mas no ambiente marítimo.

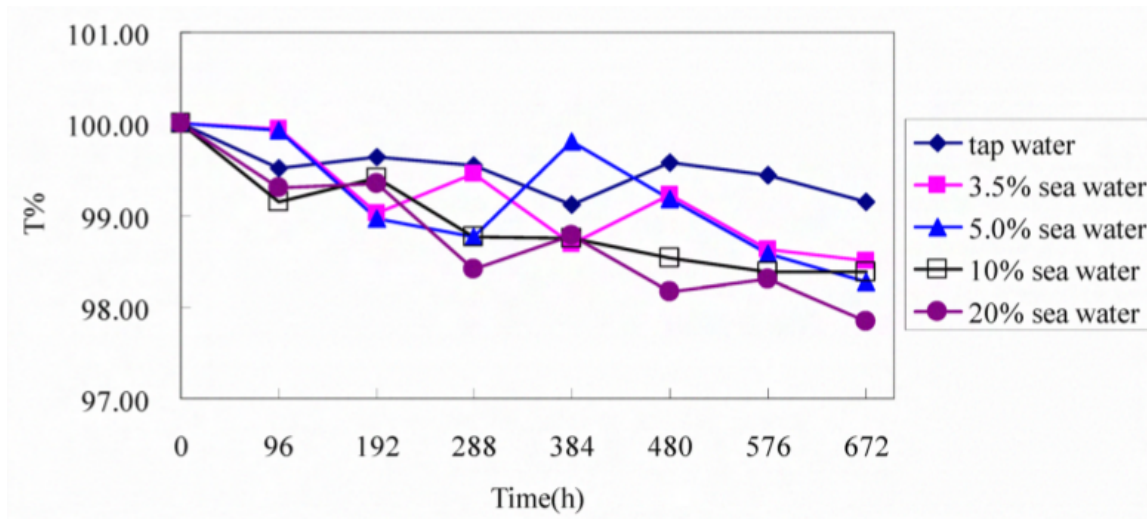


Figura 5.11: Evolução da transmitância em função do tempo para painéis colocados em cinco condições diferentes. Fonte: Cheng-qing et al. (2010).

Outro grande problema pouco abordado é como garantir a integridade física dos geradores no mar. A corrosão ocorre com muito maior facilidade que em terra e é um fator que deve ser levado em conta e que pode causar problemas em diversos componentes do sistema de geração (Cheng-qing et al., 2010; Choi, 2014). O ambiente marinho está sujeito a fortes ventos, ondas e correntes que podem atrapalhar desde o posicionamento correto dos painéis em relação ao sol (Choi, 2014) até quebras e perdas materiais (Trapani et al., 2013).

Há ainda um problema mais comum, e talvez mais importante e que não é citado frequentemente em trabalhos, a incrustação biológica (*biofouling*). Para qualquer pessoa que trabalha em águas rasas, na zona eufótica, e/ou em regiões costeiras sabe que o desenvolvimento de vida é bastante rápido. Ele pode causar problemas indiretos, como aumento do peso e arrasto dos equipamentos, até problemas diretos como a cobertura dos painéis solares. Como exemplo, a figura 5.12 apresenta um veículo submersível autônomo militar alimentado por energia solar após 26 dias de operação (Crimmins et al., 2006).

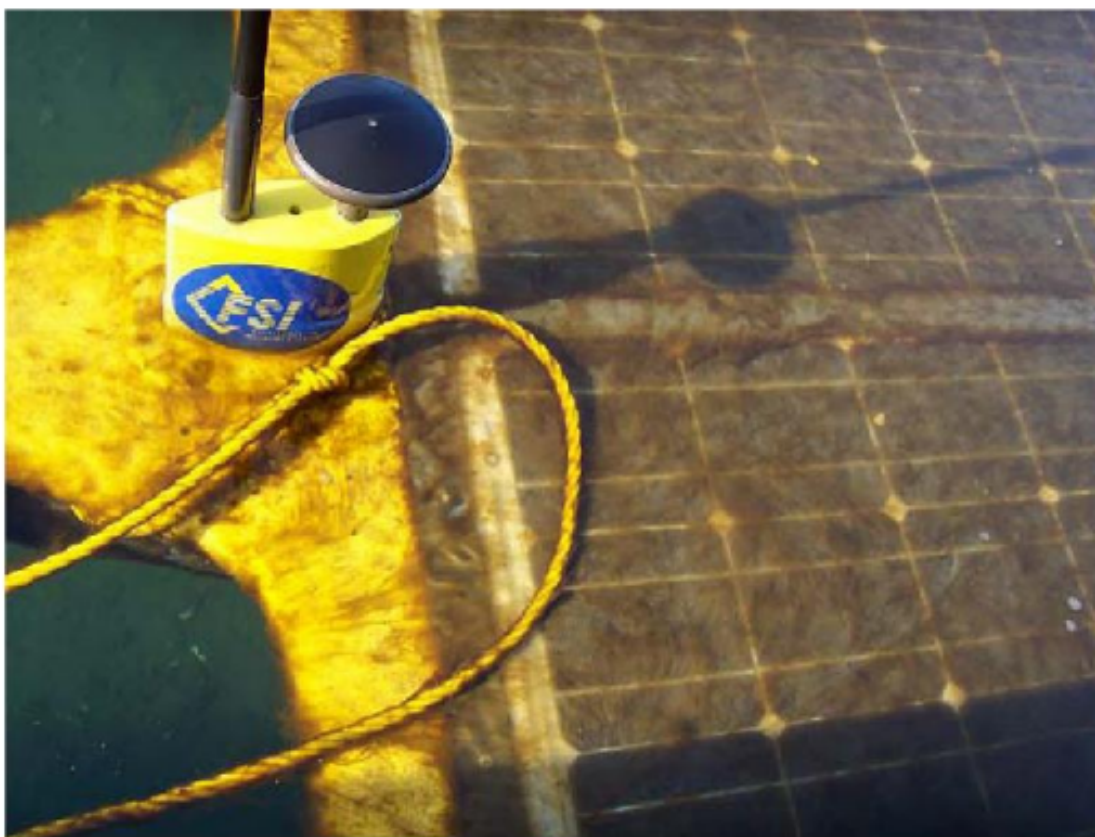


Figura 5.12: Veículo submersível autônomo militar alimentado por energia solar após 26 dias de operação. Fonte: Crimmins et al. (2006).

A viabilidade técnica e econômica de plantas solares *offshore*, sejam submersas ou flutuantes ainda é algo longe de estar provada. Entretanto, é possível supor que no futuro elas serão aplicadas em condições particulares. Nesse sentido, as grandes candidatas são ilhas com sistemas isolados e pequenas redes. Se ainda fosse possível escolher, os melhores locais seriam aqueles com águas claras e próximos ao equador. Em baixas latitudes, não é tão necessária a inclinação do painel para o maior aproveitamento, assim sendo ideal para a solução direta na água. Ainda mais, essa fonte possui fácil instalação e é modular, o que faz que sua inclusão em plantas híbridas com outras fontes seja algo mais simples e benéfica na geração e na minimização de custos.

5.2 Variabilidade Temporal

O recurso solar é com certeza o mais conhecido e aquele que a maioria da população saberia explicar sua variação temporal de forma razoável. Ainda assim, o aproveitamento com painéis fotovoltaicos apresentam algumas peculiaridades que se procura explicitar a seguir.

O plano perpendicular ao eixo de rotação da Terra é diferente do plano de translação ao redor do Sol em cerca de $23^{\circ} 26'$. Essa característica gera as estações do ano, ciclos de máxima e mínima incidência solar com fase alternada entre os hemisférios e com período aproximado de 365,24 dias. A amplitude dessa variação será proporcional à latitude: quanto mais distante da linha do equador, maior será a diferença de horas de luz entre os solstícios de verão e inverno (Perez et al., 2018). Isso impacta diretamente o recurso solar disponível, como pode ser visto na figura 5.13. Ela apresenta a irradiação solar média para três cidades brasileiras em três latitudes diferentes: Oiapoque, AP, a cerca de $4^{\circ}N$, Salvador, BA, a cerca de $13^{\circ}S$ e Santa Vitória do Palmar, RS, a cerca de $34^{\circ}S$. Esses dados são do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2017).

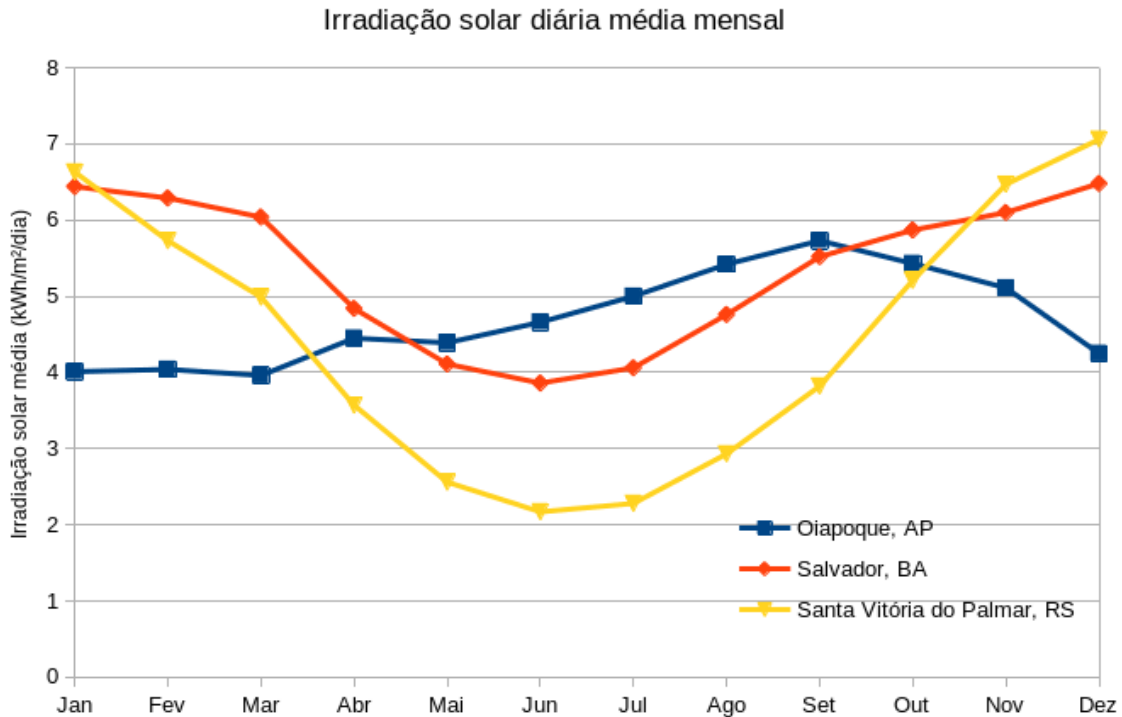


Figura 5.13: Irradiação solar no plano horizontal diária média em $kWh/m^2/dia$ para três localidades do Brasil.

No gráfico apresentado na figura 5.13 pode-se ver que as amplitudes aumentam com a distância à linha do equador e que Oiapoque, no hemisfério norte, tem mínimas no meses de verão do hemisfério sul. Outra coisa interessante de se observar é que as curvas não têm necessariamente um comportamento senoidal ideal ou mesmo simétrico, já que diversos fatores atmosféricos afetam a energia que chega até o solo, principalmente a nebulosidade. Isso é bastante frequente em regiões litorâneas e equatoriais. Esse é o caso da cidade no Amapá, que apesar de estar na faixa tropical, vai ter uma produção fotovoltaica menor que Santa Vitória do Palmar que nunca recebe sol a pino.

Essa condição do ângulo de incidência da radiação solar com o solo variar ao longo do ano também influencia bastante na maneira de se aproveitar esse recurso. Para um maior aproveitamento na geração de energia, os painéis fotovoltaicos são instalados inclinados. Dessa forma muitas vezes se estima o potencial energético da fonte num plano angulado em relação ao solo. A figura 5.14 mostra as curvas de irradiação média para quatro diferentes ângulos para Santa Vitória do Palmar, RS. Nela se vê que a variabilidade sazonal do

recurso vai diferir enormemente de acordo com o critério de instalação dos módulos.

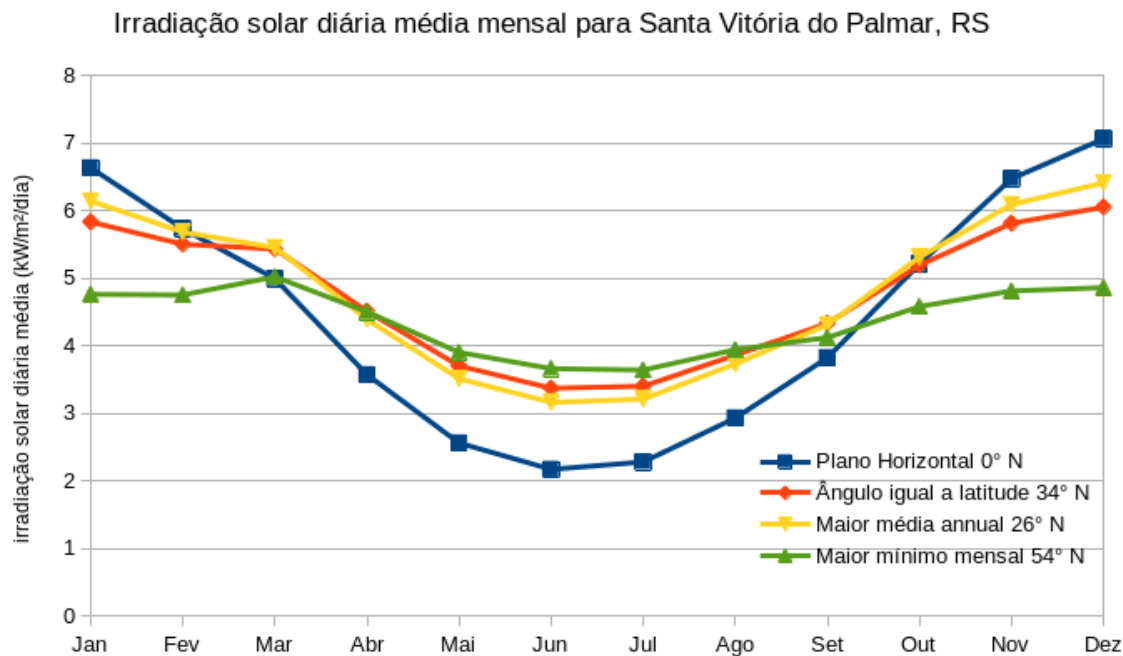


Figura 5.14: Irradiação solar diária média em $kWh/m^2/dia$ para planos inclinados em quatro diferentes ângulos para Santa Vitória do Palmar, RS.

Ressalta-se também que a escolha desse ângulo do plano de instalação dos painéis não é trivial ou tem uma escolha única. De uma regra geral se recomenda a instalação na mesma ordem da latitude local, virado para o equador. Por exemplo, para Salvador, a $13^\circ S$, a sugestão seria direcionar ao norte num plano de 13° . Essa orientação busca maximizar o ângulo de incidência da irradiação e conseqüentemente a energia gerada. Na prática, diversas condições meteorológicas implicam que o ângulo que otimiza a energia produzida não seja conhecido apenas pelas coordenadas geográficas e precisam ser extraído de dados medidos nos locais onde se deseja implementar o projeto.

Outra opção bastante comum na instalação de painéis fotovoltaicos é incliná-los num ângulo escolhido para maximizar a menor geração de energia. Essa opção de minimizar o vale da curva é muito buscada para sistemas isolados, onde a maior parte da geração seja solar e/ou dependa de baterias e geradores a combustível geralmente mais caros. A tabela 5.2 exemplifica essas opções, apresentando a irradiação diária média para quatro ângulos diferentes para três cidades do Brasil.

Irradiação solar diária média em função da inclinação do plano de referência em kWh/m^2 .						
	Oiapoque, AP		Salvador, BA		Santa Vitória do Palmar, RS	
	Inclinação	Irradiação	Inclinação	Irradiação	Inclinação	Irradiação
Plano Horizontal	0 °N	4,70	0 °N	5,36	0 °N	4,45
Ângulo igual a latitude	4 °N	4,69	13 °N	5,40	34 °N	4,75
Maior média anual	3 °S	4,71	9 °N	5,41	26 °N	4,78
Maior mínimo mensal	6 °S	4,70	33 °N	5,08	54 °N	4,38

Tabela 5.2 - Irradiação solar diária média em kWh/m^2 para quatro planos inclinados de três cidades brasileiras.

Um fato curioso de se notar é que nas regiões equatoriais a angulação influencia pouco a geração, entretanto ainda se pratica instalar os módulos inclinados. Isso porque a configuração diminui o acúmulo de sujeira e facilita a limpeza produzida pelas chuvas. O sombreamento total e, principalmente, parcial dos painéis fotovoltaicos é bastante danoso à geração de energia e por vezes até à integridade dos mesmos, podendo nos piores casos levar até à completa inutilização da placa. Por isso, mantê-los livres de detritos é uma parte fundamental dos projetos de aproveitamento solar.

Voltando a atenção às variabilidades de alta frequência, é óbvio dizer que o recurso solar apresenta ciclo diário. Em condições ideais, ele vai ter um ciclo de meia senoide centrada ao meio-dia do horário solar aparente. O ciclo terá média de 12 horas e irá variar com a latitude, sendo máximo no solstício de verão e mínimo no solstício de inverno. Em aplicações práticas, pode haver obstruções fixas à irradiação em relação ao painel que podem modificar constantemente essas curvas, como é o caso, por exemplo, de sombreamento por árvores, morros e mesmo construções humanas como prédios e torres.

Por outro lado, há variabilidades não previsíveis ou constantes de alta frequência que

são bastante típicas nos aproveitamentos fotovoltaicos. A principal delas é a nebulosidade, que vai depender muito de cada local, mas não se pode prever. Isso é bem exemplificado na figura 5.15. Nela é apresentada a curva de irradiação solar em três condições atmosféricas: dia ensolarado, dia completamente nublado e dia com nuvens esparsas. Nota-se que pode haver oscilações da ordem de minutos a dias, mesmo nesse recurso tão previsível e de ciclo fixo.

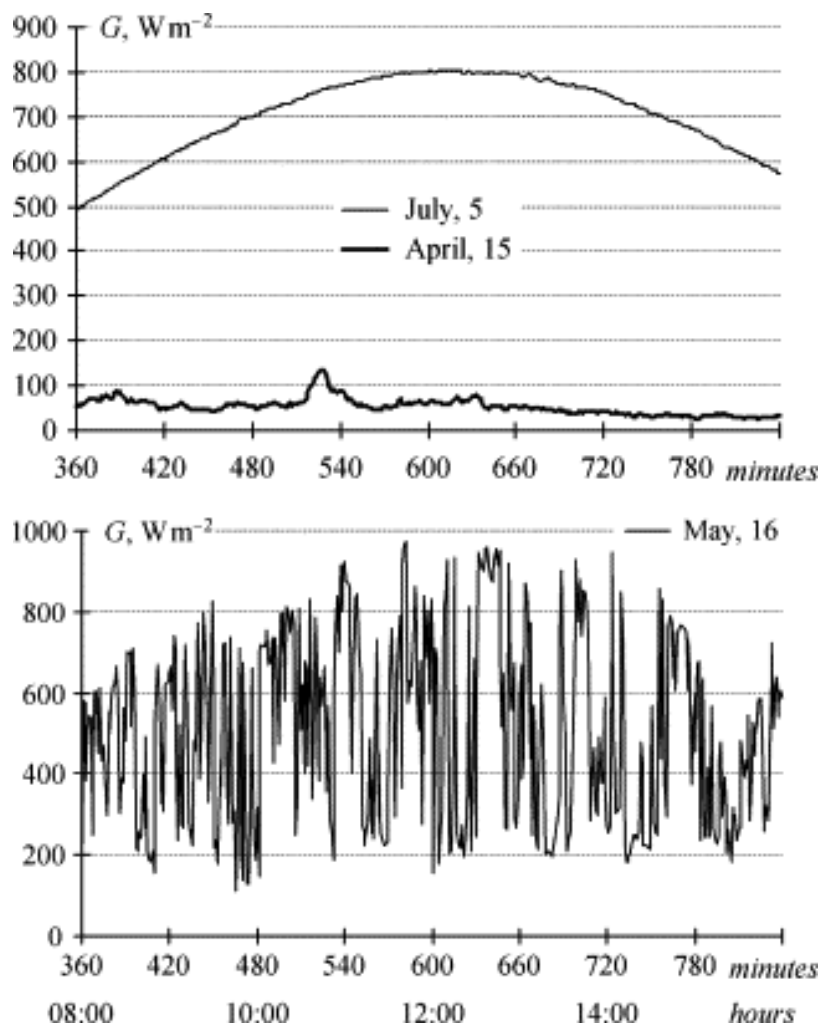


Figura 5.15: Curva de irradiância em W/m^2 para três dias com condições atmosféricas diferentes na Estônia. Superior: dia ensolarado (*july*, 5) e dia completamente nublado (*april*, 15). Inferior: dia com nuvens esparsas. Adaptado de: Tomson e Tamm (2006).

Vale notar que essas variações vão se relacionar com outros recursos em diversas faixas de frequência. A sazonalidade da irradiação do Sol é praticamente a criadora das oscilações dos ciclos naturais e das fontes renováveis. E na escala temporal menor também vão ter

inter conexões. Na região do litoral paulista, por exemplo: próximo ao verão, principalmente com a formação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), a formação de nuvens pode diminuir a geração solar e aumentar os ventos em período de horas a dias. E perto do inverno, as frentes frias podem aumentar a nebulosidade e gerar fortes correntes e trazer ondas intensas em fenômenos que geralmente duram menos de uma semana.

5.3 *Estudo de Planta Flutuante*

Como parte de um experimento para fazer uma breve avaliação de viabilidade financeira, foi proposto um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR) flutuante para a região de estudo, São Sebastião. Apesar de ser algo ainda não em fase comercial, os painéis *offshore* trazem alguns benefícios como a menor temperatura de operação (maior potência) e a utilização de um espaço “desocupado”. Isso pode compensar as dificuldades de instalação e manutenção em ambiente marítimo.

Procurando ao máximo trabalhar com valores realísticos, foi escolhida como área de estudo as águas rasas próximas ao CEBIMAR – Centro de Biologia Marinha da USP (figura 5.16), que além de suas pesquisas serve de base de apoio a diversas atividades de outros institutos como o IO - Instituto Oceanográfico e o IB – Instituto de Biologia. Assim, o centro é um local que poderia a médio prazo ser utilizado para uma planta piloto.



Figura 5.16: Localização do CEBIMAR – Centro de Biologia Marinha da USP.

Para a estimação dos dados solares desse ponto e projeto da planta foi utilizado um software comercial chamado Pvsyst que é largamente utilizado na indústria e na academia (Kumar et al., 2017; Oliveira e Sodr e, 2018; Ahmed et al., 2019). Como não havia dados exatamente do local, optou-se por utilizar os dados de Cambaquara, um distrito do município de Ilha Bela, localizado na Ilha de São Sebastião, em frente ao CEBIMAR. A distância entre esses locais   de menos de 5 km, assim   possível supor que não há grandes varia es na irradia o solar.

Nenhum mapa de sombreamento foi produzido, apesar da disponibilidade nessa ferramenta, pois a instala o no mar permite a escolha de local apropriado que o sombreamento seja mínimo. Apesar disso, num estudo mais aprofundado   algo que devia se levar em conta, pois tanto a Ilha de São Sebastião quanto a Serra do Mar tem alturas não desprez veis.

Para a escolha de painéis e inversor, foi feita uma pesquisa de preços e optou-se por utilizar os mais baratos encontrados para um pequeno consumidor, já que é suposta uma instalação com caráter de pesquisa. Ambos foram encontrados na Loja online NeoSolar (NeoSolar, 2019). O painel com melhor custo por potência foi o Sinosola SA275-60P de 275 W_p e R\$ 454,77 (1,65 $R\$/W_p$). O inversor escolhido foi o Fronius Symo 15.0-3-M (15000 W) de R\$ 21.194,70.

Para o dimensionamento da quantidade de painéis, projetou-se uma relação entre potência CA e potência CC de 0,85; o que resultaria em 17647 W_p ou 64,1 painéis. Um dos primeiros critérios utilizados foi o de se trabalhar com a maior tensão CC possível, pois minimiza perdas nos cabos e no inversor. Eles então não poderiam ser arranjados em duas séries de 32, pois ultrapassariam os limites de tensão em aberto para a temperatura mínima de projeto (10 °C, que é 5 °C menor que a temperatura mínima média para a região). Assim, se optou por utilizar 3 *strings* de 22 painéis em série. Isso totalizava 18150 W_p e um FDI de 0,826.

Na simulação, não foi possível encontrar o modelo exato do painel escolhido (nem tampouco qualquer painel da Sinosola). Assim, foi procurado outro painel policristalino que tivesse as mesmas características (Tensão em aberto, corrente de curto-circuito, coeficientes de temperatura, ...) que o painel escolhido. O inversor, por outro lado, estava no catálogo do software com todos seus parâmetros.

A inclinação dos painéis foi escolhida fixa com ângulo de 30 ° (inclinação que maximiza a produção ao longo do ano no ponto). Foi estimado também que seria necessário um cabeamento de 500 m e bitola de 25 mm^2 para conectar o inversor à rede CA do CEBIMAR. A área estimada de ocupação da planta é de 93 m^2 , o que é bastante razoável para o local, ficando em águas próximas à linha de costa e sem atrapalhar o canal e navegação.

5.3.1 Estimativas Econômicas

Foi utilizado o Pvsyst para algumas análises e estudo de variáveis para se investigar o custo ao longo do tempo. A figura 5.17 apresenta os custos fixos que foram inseridos: os painéis solares (R\$ 30.014,82, 28% do investimento inicial), o inversor (R\$ 21.194,70,

20% do total), o suporte flutuante dos painéis (R\$ 20.000,00, 19% do total), estudos e licenciamento (R\$ 20.000,00, 19% do total) e a instalação (R\$ 16.000,00, 15% do total).

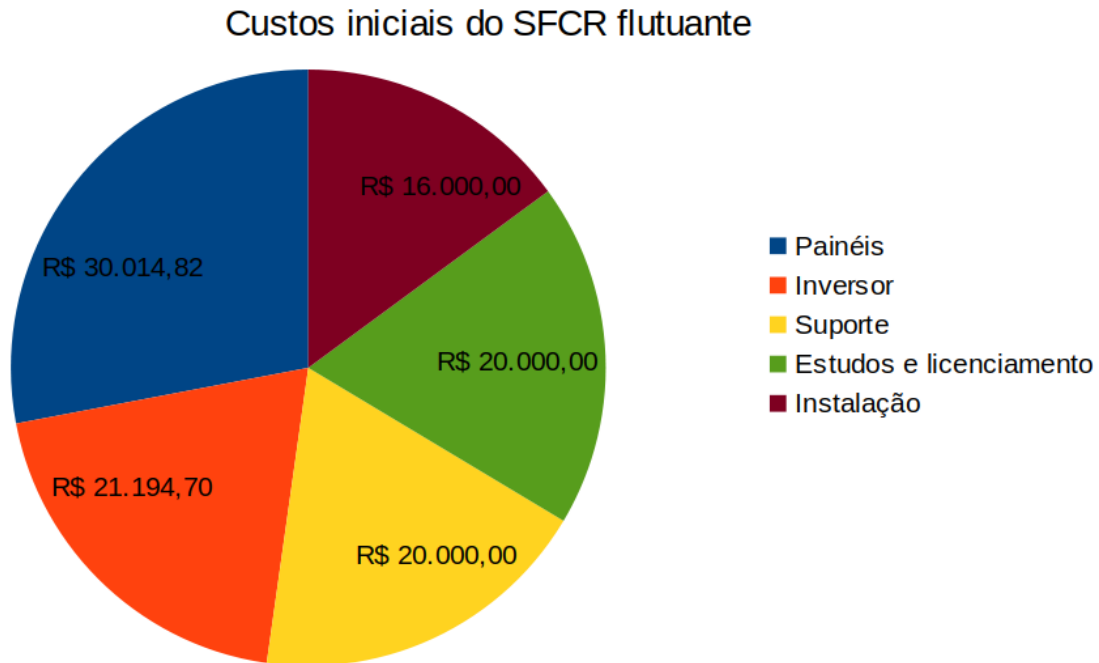


Figura 5.17: Custos fixos estimados de SFCR flutuante proposto para a região de São Sebastião.

Em custos variáveis foi suposto que se teria uma mão de obra de R\$ 6.000,00 anuais e material de R\$ 2.000,00. O custo total da planta seria financiado a uma taxa de juros de 10% ao ano e a inflação seria de 3,5% ao ano, conforme figura 5.18.

Economic evaluation

Project and Simulation variant
 Project: Projeto Cambaçuara
 Simulation: New simulation variant
 PV Array, Pnom = 18.1 kWp System: Grid-Connected System
 PV module: CS6K - 275P Inverter: Symo 15.0-3-M

Investment and charges | Tariffs | Financial results | Carbon balance

Values: Global by Wp by m² Currency: Rates

Investment

Description	Quantity	Unit price	Total	
PV modules			30014.82	BRL
Supports for modules	66	303.03	20000.00	BRL
Inverters			21194.70	BRL
Studies and analysis			20000.00	BRL
Installation			16000.00	BRL
Insurance			0.00	BRL
Land costs			0.00	BRL
Loan bank charges	0	0.00	0.00	BRL
Gross investment			107209.52	BRL
Substitution	0	0.00	- 0.00	BRL
Taxes			0.00	BRL
Subsidies	0	0.00	- 0.00	BRL
Net investment (CAPEX)			107209.52	BRL

Financing
 Own funds: 0.00 BRL
 Loan: 107209.52 BRL 20 years 10.00 %
 Annuities: 12592.79 BRL/year

Operating costs (yearly)
 Project lifetime: 20 years Inflation: 3.50 %/year

Description	Yearly cost	
Maintenance	8000.00	BRL
Land rent	0.00	BRL
Insurance	0.00	BRL
Bank charges	0.00	BRL
Administrative, accounting	0.00	BRL
Taxes	0.00	BRL
Subsidies	- 0.00	BRL
Operating costs (OPEX) incl. Inflation		10942.87 BRL/year

System summary
 Produced Energy: 24.8 MWh/year
 Total yearly cost: 23535.66 BRL/year
 Energy cost: 0.949 BRL/kWh

Cancel OK

Figura 5.18: Imagem do painel do software Pvsyst mostrando os custos do SFCR flutuante.

Já a figura 5.19 apresenta os ganhos. Foi estimado que os ganhos seriam iguais à tarifa local. Assim, se supôs 0,800 R\$/kWh com correção pouco acima da inflação, em 4% ao ano. Não foi considerado que há pagamento de impostos sobre os ganhos, pois se supõe que será uma redução na conta de luz do instituto, logo não é propriamente um lucro.

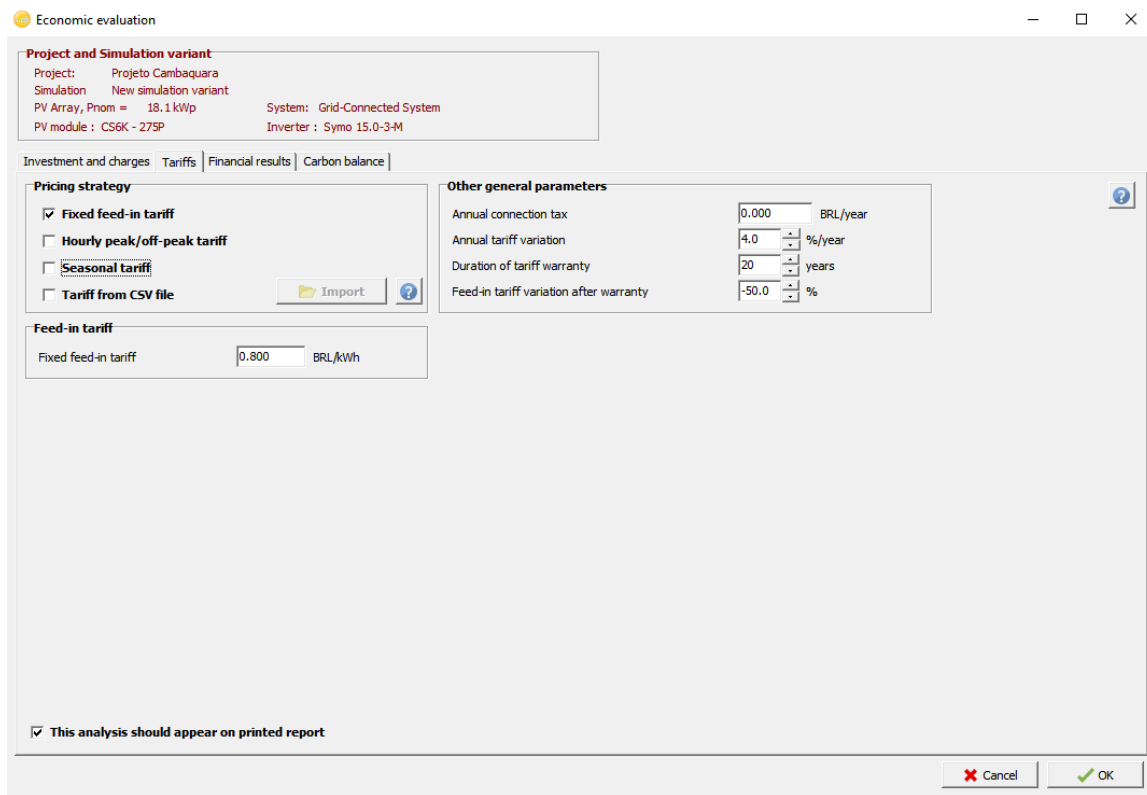


Figura 5.19: Imagem do painel do software Pvsyst detalhando o custo da energia (receita).

Diversas pequenas variações foram feitas para se verificar o impacto de cada valor na rentabilidade do investimento. Em grande parte foi bastante significativo que sempre houve retorno de investimento em menor tempo que a vida útil. O cenário apresentado na figura 5.20 foi o mais pessimista e mostra um tempo de retorno de 17,1 anos. No caso onde não há financiamento, ou seja, todo valor inicial é pago a vista, o tempo de retorno cai para 8 anos, mesmo mantendo as outras características.

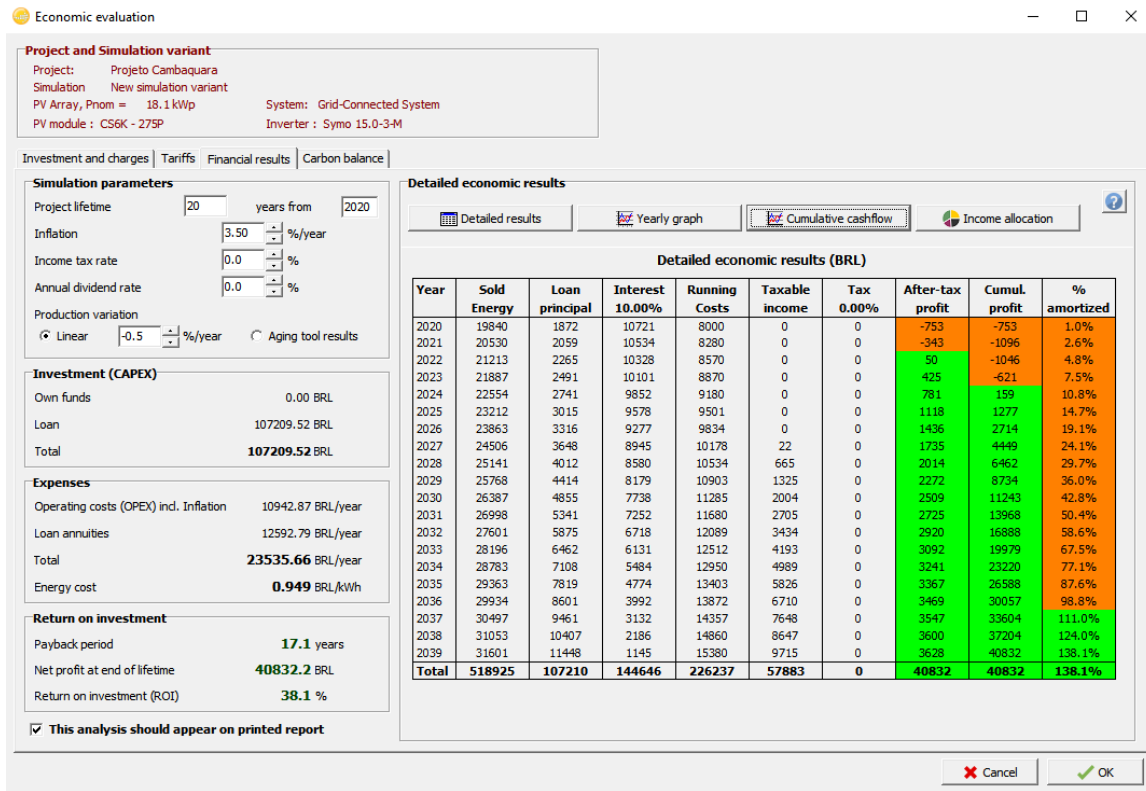


Figura 5.20: Imagem do painel do software Pvsyst com o resumo da avaliação econômica.

Para esse exercício, o Pvsyst se mostrou uma ferramenta poderosa e com muitos recursos que podem e devem ser explorados pelos projetistas. Um primeiro esboço de projeto para uma planta de SFCR flutuante para a região de São Sebastião foi feita com sugestão de que pode ser interessante sua execução e que não seria tão custosa assim. Ela poderia mesmo ser dividida em duas plantas, uma flutuante e outra em terra na mesma condição meteorológica para se verificar se há ganhos em usinas *offshore*.

5.4 Discussão

A energia solar é o recurso renovável mais abundante e bastante disponível no litoral brasileiro. Suas variações temporais são bastante conhecidas e as tecnologias de extração são bastante maduras. Os ganhos de escala e a necessidade de uma descarbonização das matrizes energéticas tem impulsionado sua penetração, o que explica ser a fonte de maior crescimento em muitos países. As plantas em reservatórios e represas têm se mostrado

bastante eficientes, indicando a viabilidade de usinas flutuantes.

De uma maneira geral, os geradores solares flutuantes no mar vão apresentar maiores dificuldades que em águas doces e confinadas. Isso faz com que necessitem estruturas mais específicas e que levaria a um custo maior que a energia gerada pelos mesmos painéis fotovoltaicos no continente. Entretanto, diversos pontos favoráveis podem ser apontados, como proximidade ao consumidor, simplicidade de montar pequenas plantas descentralizadas e a não competição por solo.

Talvez um grande ponto a se destacar é que a tecnologia é a mesma que para PV em terra, assim ela já tem ganho de escala de toda a indústria. Também apresenta as características de modularidade que permite uma mesma placa ser usada para diferentes escalas de projetos. E por fim, a facilidade e experiência nos aproveitamentos solares permitiriam a facilidade de desenho, previsão e mão de obra para as plantas solares flutuantes.

Por fim, pode se apontar que essa fonte pode ser extremamente interessante para ser implementada em plantas híbridas com EMR e/ou eólicas. São simples e comparativamente baratas de ser associadas e podem apresentar uma boa complementaridade com esses recursos, diminuindo os custos de transmissão e aumentando o fator de capacidade da usina. Além disso, sendo uma tecnologia mais madura, pode diminuir os riscos associados a esses projetos, aumentando a previsibilidade da produção e, conseqüentemente, da receita.

Eólica

Este capítulo é dedicado a discutir o potencial energético dos ventos que sopram sobre o mar (*offshore*). Nele é utilizado modelo numérico de onde se obtêm séries temporais para nove pontos, sendo três próximo à área de estudo e os outros próximos a locais onde existem medições. Assim, espera-se validar os resultados com esses dados conhecidos. É apresentado o tratamento para o um dos pontos de validação situado ao largo de Arraial do Cabo - RJ onde havia uma boia meteoceanográfica do Programa Nacional de Boias (PN-BOIA) da Marinha do Brasil em parceria com outro institutos de pesquisa nacionais. Em seguida apresenta-se o cálculo do potencial para esta localidade, uma das mais energéticas da plataforma continental sudeste (Pimenta et al., 2019; Gomes et al., 2019; Tavares et al., 2020, 2022), e, por fim, faz-se uma breve discussão sobre a fonte.

6.1 Materiais e Métodos

6.1.1 Estimativa da Densidade de Potência

A Densidade de Potência (DP) é geralmente usada para avaliar o potencial energético de fluidos em movimento. Ela pode ser obtida a partir da equação da energia cinética:

$$E_c = \frac{m \times v^2}{2}, \quad (6.1)$$

onde a m é a massa do corpo e v é a magnitude da velocidade do vento. Supondo a

densidade do ar ρ em um volume de controle V , chega-se:

$$E_c = \frac{\rho \times V \times v^2}{2}. \quad (6.2)$$

Definindo uma área A perpendicular à velocidade e um distância l paralela a ela, o V pode ser substituído:

$$E_c = \frac{\rho \times A \times l \times v^2}{2}. \quad (6.3)$$

Substituindo l por $v \times \Delta t$, onde Δt é um pequeno intervalo de tempo chega-se em:

$$E_c = \frac{\rho \times A \times \Delta t \times v^3}{2}. \quad (6.4)$$

Sendo a densidade de potência, DP , a relação entre potência e área perpendicular ao fluxo, a equação 6.4 pode ser escrita como:

$$DP = \frac{\rho \times v^3}{2}. \quad (6.5)$$

A densidade do ar, ρ , utilizada neste trabalho foi $1,225 \text{ kg/m}^3$ e considerada constante. Se utilizada a unidade de m/s para a velocidade, então DP terá unidade de W/m^2 .

6.1.2 Modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF)

Foi utilizado o modelo numérico de simulação atmosférica *Weather Research and Forecast* (WRF) para obter resultados de ventos a 10 m e 100 m para a área de estudo. As rodadas foram executadas pelo prof. Ricardo de Camargo do laboratório de Meteorologia Aplicada a Sistemas de Tempo Regionais (MASTER) do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo. Partindo da reanálise *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR) (Saha et al., 2010) com resolução espacial horizontal de $0,5^\circ$ e temporal de 6 h , foi utilizado o WRF para fazer o procedimento de

downscaling com o objetivo de se obter um resultado mais refinado. Para isso foi utilizada uma grade de 200 por 216 pontos (latitude e longitude, respectivamente) com resolução de 25 *km* e centrada em 18 °S e 38 °W (figura 6.1). Na vertical foi utilizada uma discretização em 28 níveis com uma maior densidade destes próximos à superfície. Os resultados para o ponto de interesse (23,6 °S e 42,2 °W) foram salvos a cada 3 *h* para as alturas de 10 *m* e 100 *m*, sendo que esta última corresponde à altura próxima ao centro de um rotor das turbinas eólicas atuais. O período de estudo vai de 01/01/1990 a 31/12/2010 e para este trabalho as estações são truncadas em meses completos. Assim, verão corresponde aos meses de janeiro, fevereiro e março; outono a abril, maio e junho; inverno a julho, agosto e setembro; primavera a outubro, novembro e dezembro.

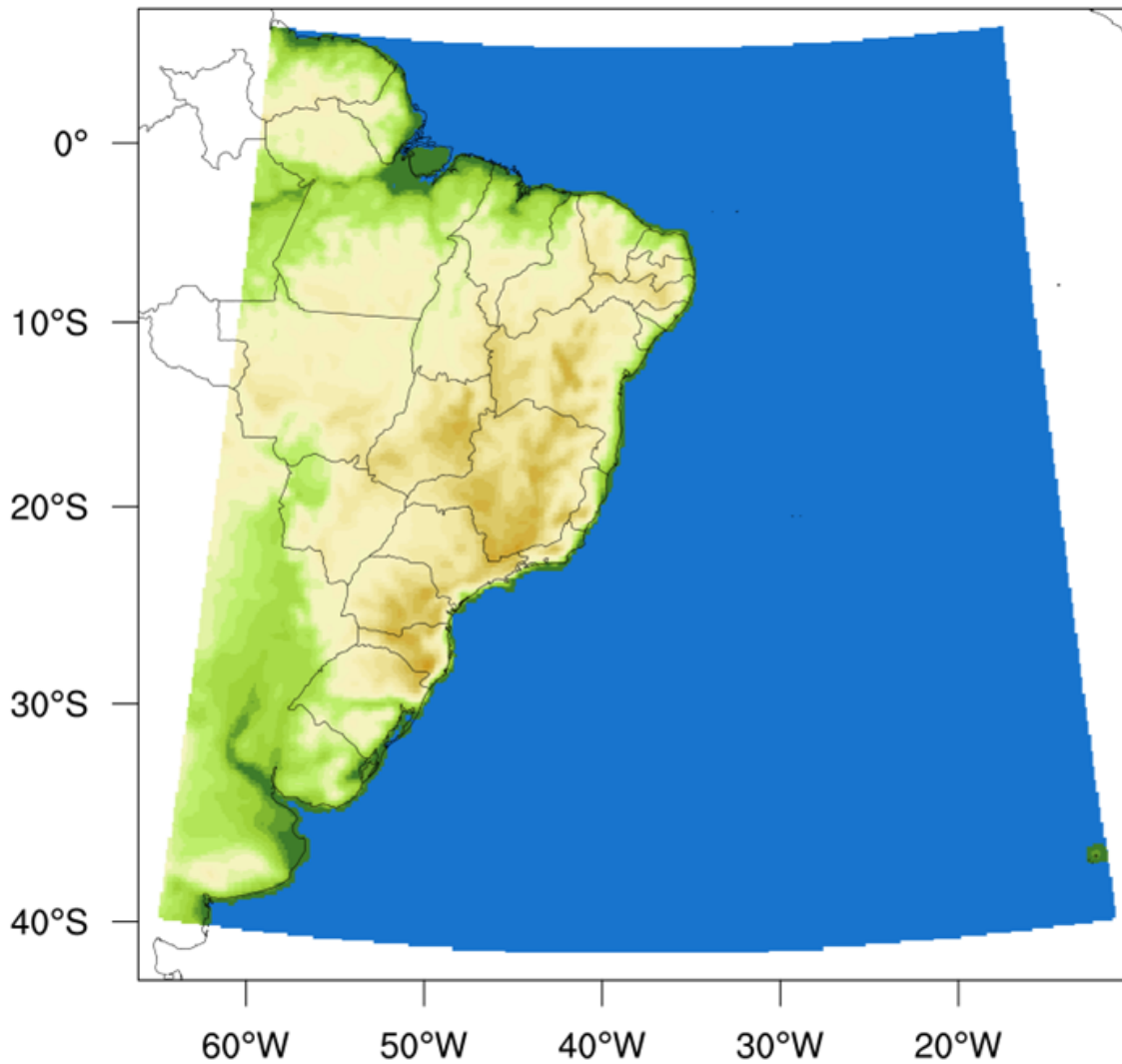


Figura 6.1: Área da grade utilizada no modelo WRF, *Weather Research and Forecast*.

6.2 Resultados

Nesta seção é apresentada inicialmente uma validação dos resultados do modelo comparados com dados de vento a 10 m de boias meteoceanográficas e em seguida as principais características são apresentadas de variabilidade e dispersão.

6.2.1 Comparação dos Resultados do Modelo com Dados do PNBOIA

Para o intervalo de tempo estudado foram encontrados cinco meses de dados disponíveis de ventos a 10 m concomitantes; um trecho dele é apresentado na figura 6.2. Foi feita a decomposição da velocidade em componentes zonais e meridionais e em seguida foi calculado o parâmetro *skill* (Willmott, 1981) entre os resultados e os dados. Essa grandeza adimensional varia entre zero e um e será maior quanto mais relacionadas forem as curvas comparadas. Os valores encontrados variam de 0,699 para a componente leste-oeste e 0,784 para a norte-sul; já quando comparadas as intensidades o *skill* foi de 0,720.

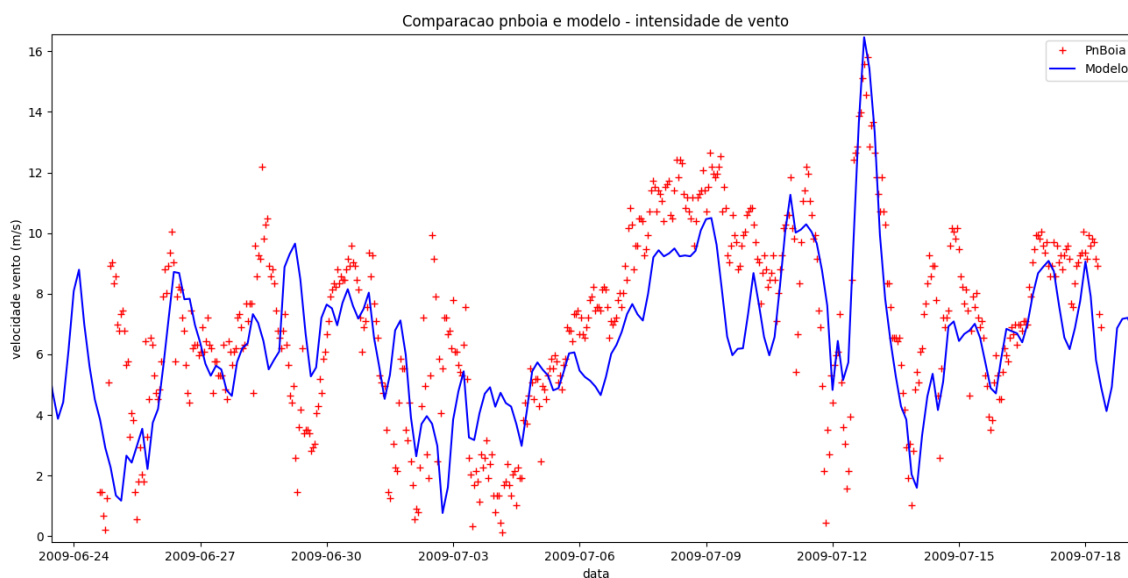


Figura 6.2: Comparação entre resultados de intensidade de vento (m/s) modelados com *Weather Research and Forecast* (WRF) em azul e dados do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) em vermelho para Arraial do Cabo, RJ.

6.2.2 Densidade de Potência

6.2.2.1 Variabilidade Temporal

Aplicando a equação 6.5 para os resultados do modelo, obtêm-se as séries temporais de densidade de potência para 10 m e 100 m. Na figura 6.3, é apresentado um trecho dessa série temporal. Nela é possível verificar o esperado, que na maior parte do tempo a potência a 100 m é maior que a 10 m, sobretudo em eventos intensos. Como a densidade

de potência é proporcional ao cubo da velocidade, essa grandeza é bastante sensível a pequenas variações.

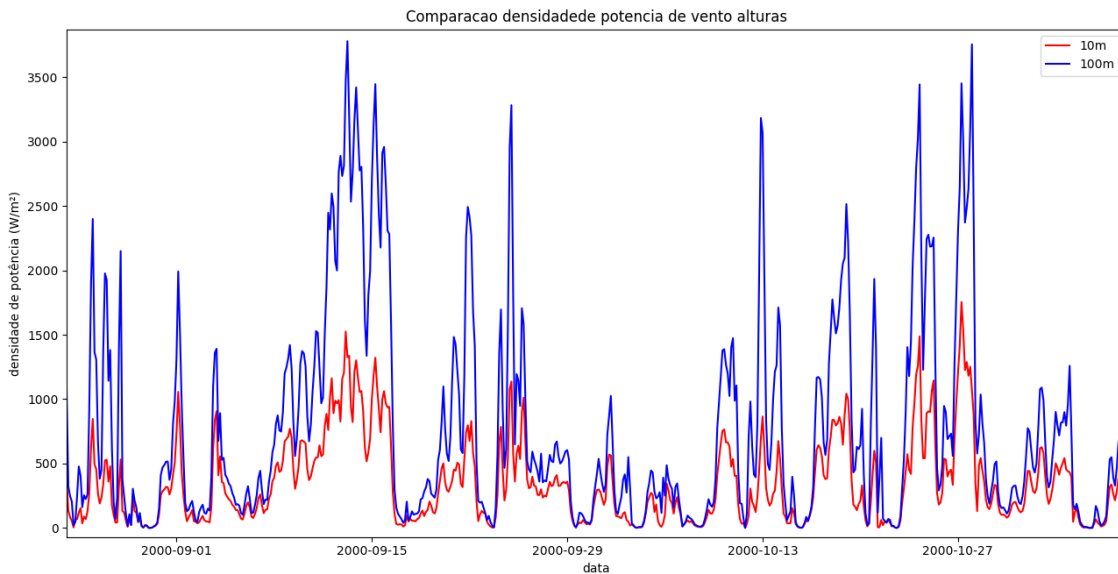


Figura 6.3: Séries temporais de densidades de potência do vento a 10 m (vermelho) e a 100 m (azul) em W/m para Arraial do Cabo, RJ.

De uma maneira geral, esse resultado não seria o mais adequado para estudar fenômenos de altas frequências, sobretudo por que seu passo de integração é de três horas e os campos de reanálise utilizados como forçantes tem intervalo de seis horas. Entretanto, com ele é possível ver que a densidade de potência tende a se intensificar por janelas de tempos que variam de doze horas a alguns dias sem um ciclo predominante ou característico. A exceção é um pequeno sinal de 24 h associado ao fenômeno de brisa que será apresentado e discutido em mais detalhe no capítulo 7.

6.2.2.2 Variabilidade Sazonal

Com os 21 anos de resultados, foram calculadas as médias sazonais para as duas alturas estudadas, o que pode ser observado na tabela 6.1. Para 10 m a média ficou $262 W/m^2$ com médias sazonais indo de $180,4 W/m^2$ no outono a $308,4 W/m^2$ na primavera. Para 100 m os valores variaram de $300,6 W/m^2$ no outono a $614,8 W/m^2$ na primavera, com média anual de $510 W/m^2$. As médias sazonais apresentaram uma variação bastante similar para

ambas as alturas, com o outono sendo a estação mais atípica, com valores observados menores que a metade da referência para o ano. Já as outras estações ficaram próximas, ligeiramente superiores às médias anuais (figura 6.4).

Estação	Altura 10 m	Altura 100 m
Verão	272,0 W/m^2	527,2 W/m^2
Outono	180,4 W/m^2	300,6 W/m^2
Inverno	286,3 W/m^2	549,0 W/m^2
Primavera	308,4 W/m^2	614,8 W/m^2
Anual	261,9 W/m^2	510,4 W/m^2

Tabela 6.1 - Médias anuais e sazonais de densidades de potências do vento a 10 m (esquerda) e a 100 m (direita) em W/m^2 para o ponto Arraial do Cabo-RJ.

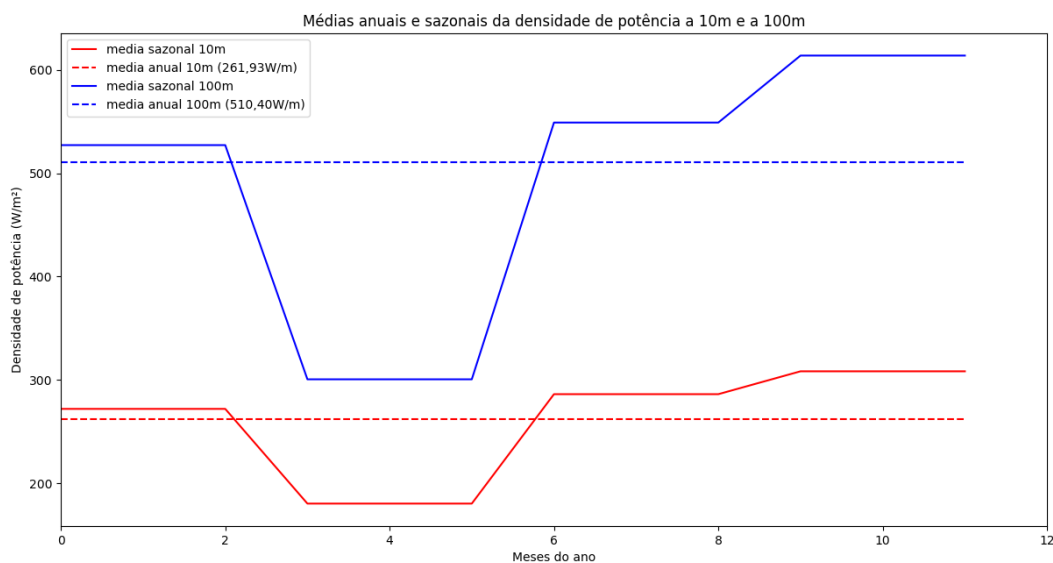


Figura 6.4: Médias anuais e sazonais de densidades de potências do vento a 10 m (vermelho) e a 100 m (azul) em W/m^2 para o ponto Arraial do Cabo-RJ.

Essas características sazonais na região já foram observadas em outros trabalhos como Castelao e Barth (2006) e Pimenta et al. (2019). Elas são bastante associadas a ventos do quadrante leste que por sua vez vão ser muito dependentes do posicionamento dos sistemas meteorológico ao longo do ano, principalmente da ASAS. Esse comportamento é diferente das porções mais ao sul da plataforma continental sudeste, onde há maior influência de sistemas frontais e os meses do verão são os que, em geral, terão ventos menos intensos.

6.2.3 Parâmetros de Weibull

Os ventos de maneira geral apresentam uma distribuição de intensidades que podem ser aproximados em distribuições de Weibull (Weibull, 1951) e é muito utilizada no setor de energia eólica para se avaliar de maneira sintética o potencial e características básicas do local (Bowden et al., 1983; Mohammadi et al., 2016; Wais, 2017; Saeed et al., 2019). Ela é caracterizada por dois números: fator de forma, valor adimensional que caracteriza a distribuição da série, e fator de escala, quantidade dimensional que está relacionada não linearmente a quanto a distribuição se afasta do zero. A figura 6.5 apresenta os parâmetros de Weibull e suas distribuições para seis séries temporais de ventos medidos ao longo da costa brasileira.

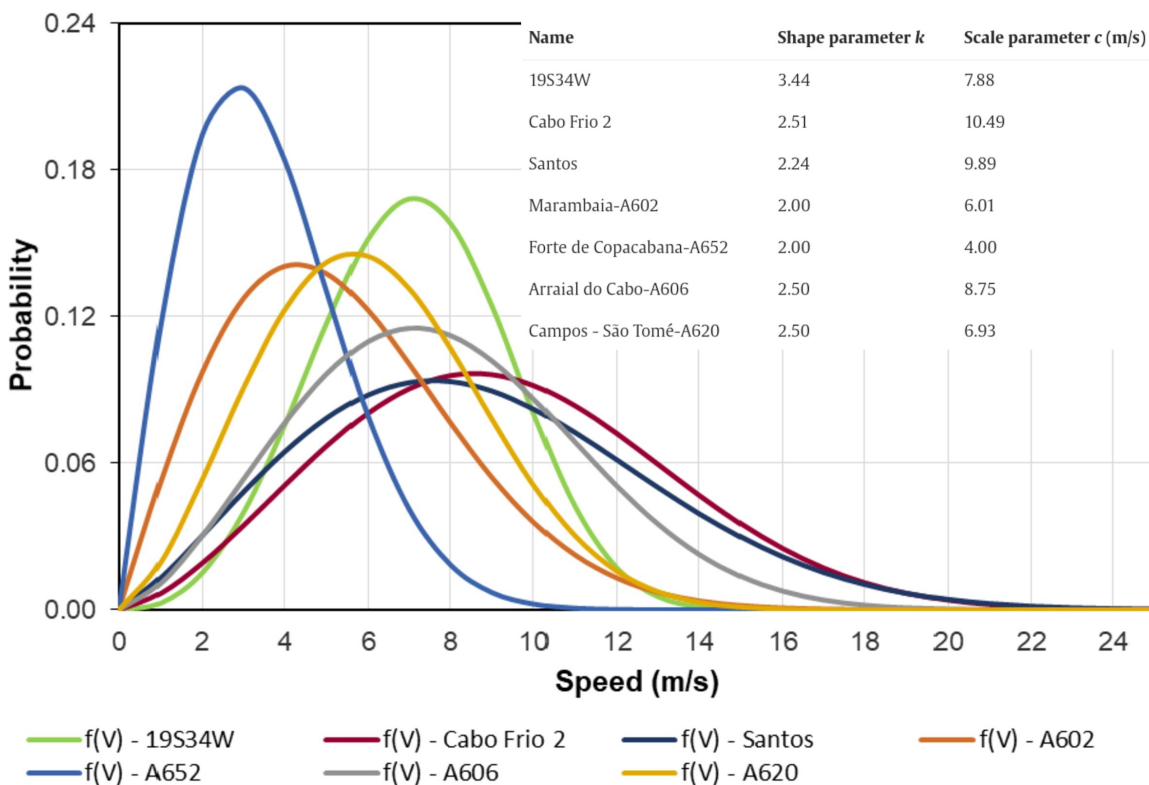


Figura 6.5: Distribuição de Weibull de ventos para seis pontos ao longo da costa e seus parâmetros. Adaptado de Gomes et al. (2019).

A partir das séries temporais de velocidade do vento, foi possível classificar as ocorrências em histogramas e aproximá-las em distribuições de Weibull e estimar seus parâmetros. Para 10 m os fatores de forma e escala encontrados foram 2,60 e 7,36 m/s, respectivamente, e

2,34 e 8,99 m/s para 100 m . Tanto esses valores quanto o comportamento sazonal estão em acordo com os resultados apresentados por Gomes et al. (2019) que trabalhou com dados observados na mesma região próximos ao solo e em período diferente (2016 e 2017).

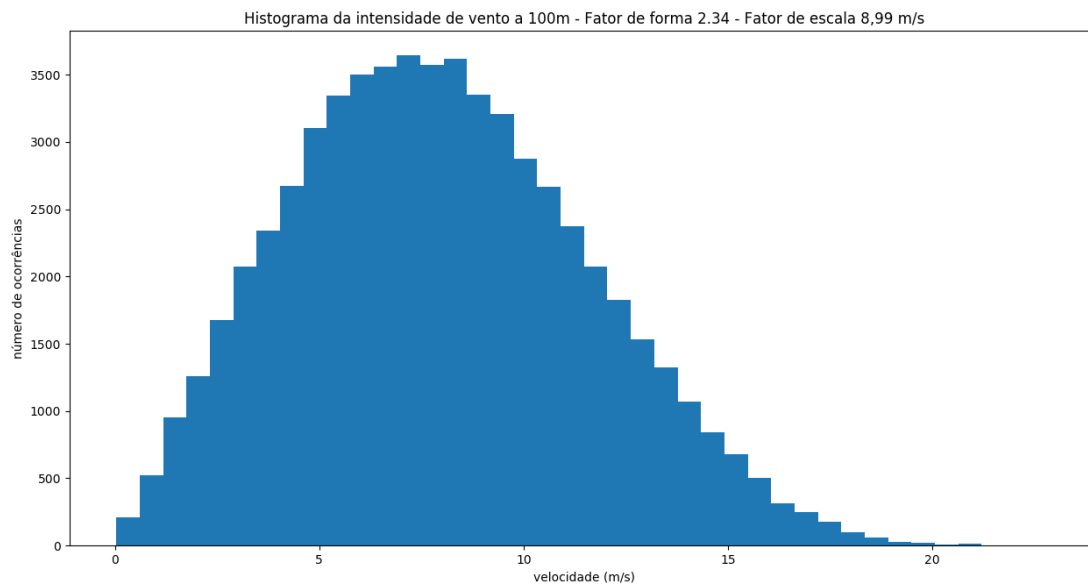


Figura 6.6: Histograma de ocorrência de intensidade de vento a 100 m para o ponto de Arraial do Cabo-RJ.

6.2.4 Direções Predominantes

Por fim foram construídos histogramas bidimensionais de intensidade e direção do vento para 10 m e 100 m mostrados na figura 6.7. É possível observar em ambas as alturas a predominância dos ventos do quadrante nordeste (de 0° a 90°). Adicionalmente se vê, como era esperado, ventos mais intensos em maiores alturas, o que implica na densidade de potência duas vezes maior a 100 m .

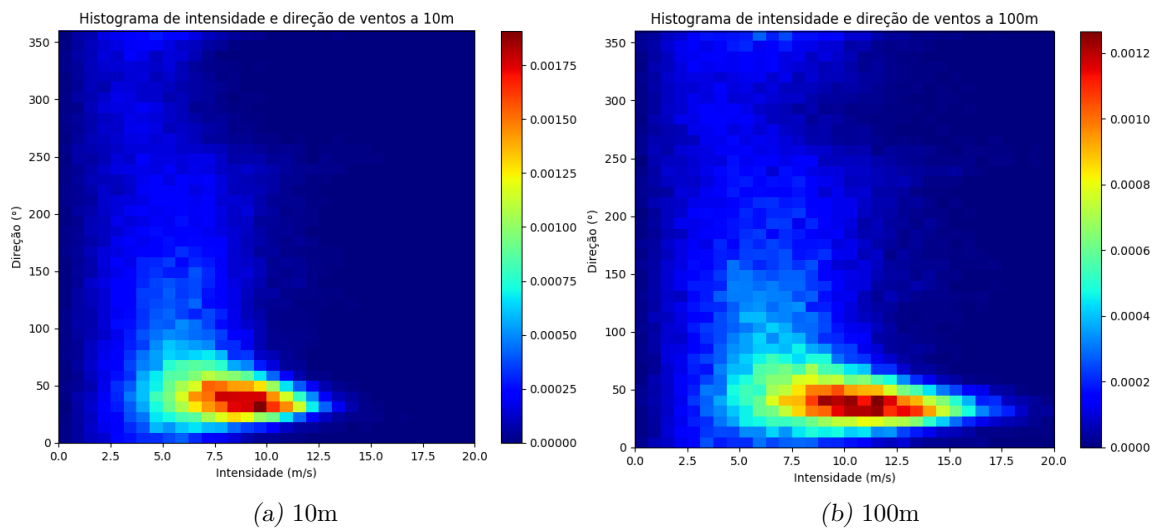


Figura 6.7: Histogramas de direção e intensidade do vento para o ponto Arraial do Cabo-RJ. A escala corresponde à frequência de ocorrência normalizada (número de observações no ponto/total de observações). A esquerda a 10 m, a direita 100 m.

Na figura 6.8 são apresentados os histogramas bidimensionais para cada uma das estações do ano. Assim como nos resultados anuais, é possível observar uma grande contribuição do quadrante nordeste em todas as estações. No outono e no inverno existe uma dispersão um pouco maior, sobretudo pela maior presença a ventos de sul associados aos ciclones e sistemas frontais e altas pós-frontais que ocorrem com maior frequência afetando a região. Mas essa variabilidade nos sentidos dos ventos é bem menor que em regiões mais ao sul do litoral, o que é um fator positivo para a extração eólica, já que pode implicar num fator de capacidade superior de geradores individuais e numa melhor otimização espacial e aproveitamento de plantas com diversas turbinas.

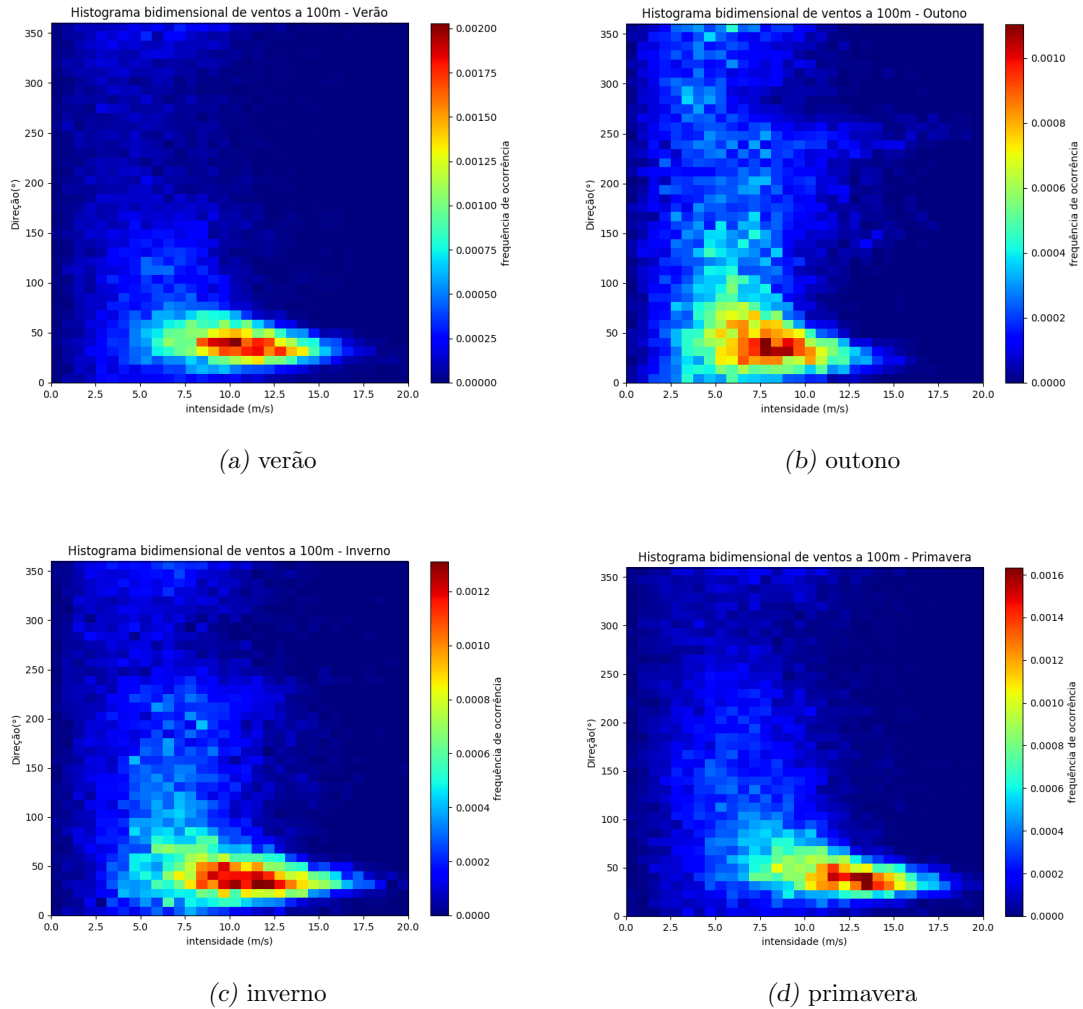


Figura 6.8: Histogramas de direção e intensidade do vento para o ponto Arraial do Cabo-RJ a 100 m. A escala corresponde à frequência de ocorrência normalizada (número de observações no ponto/total de observações). Superior esquerda: verão, superior direita: outono, inferior esquerda: inverno e inferior direita: primavera.

6.3 Discussão

Dentro de cenário de aproveitamentos dos recursos energéticos renováveis no oceano, sem dúvida a eólica *offshore* é a que está em estágio mais avançado de desenvolvimento tecnológico, com diversas instalações comerciais pelo mundo e com previsão de crescimento acelerado nas próximas décadas. Seus custos ainda não são similares às fontes fósseis ou renováveis no continente, mas não são proibitivamente altos, de forma que podem se tornar

viáveis a depender dos locais e mecanismos de incentivos a disposição. São fundamentais para os cenários de transição energética de grandes consumidores como Estados Unidos, China e Europa, com crescente participação na matriz elétrica.

O Brasil está em seu início nesse sentido, com diversos avanços institucionais e comerciais e deve até o fim da década ter turbinas no mar em operação. No continente, as eólicas já representam uma parte significativa da produção de energia, com ampla distribuição pela região Nordeste (90%) e, em menor parte, na região Sul (8%). A participação da região Sudeste no setor não é representativa. Nesse sentido, a eólica *offshore* pode apresentar uma grande oportunidade para a região mais populosa do país. Existe grande potencial dos ventos no mar para ser aproveitado na plataforma continental sudeste que já conta com uma grande infraestrutura e experiência naval. Esses fatores podem indicar, por exemplo, um cenário bastante favorável à produção de hidrogênio verde, obtido a partir da eletrólise com energia proveniente de fontes renováveis.

Por fim, é importante notar que é o recurso que apresenta a melhor viabilidade econômica das fontes apresentadas nesse trabalho e pode servir como plataforma para iniciar a geração elétrica em mar e impulsionar outras fontes em associação. E essa junção de múltiplos aproveitamentos em uma única planta também pode ser vantajoso para as eólicas *offshore*, pois ampliam o fator de capacidade e compartilham riscos e custos operacionais que são grandes desafios desse modelo de extração de energia.

Complementaridade e Estudo de Caso

Este capítulo traz o estudo da complementaridade entre as fontes intermitentes para uma planta hipotética no mar. Para isso se apresenta uma abordagem possível que possa quantificar participação ideal de cada recurso na produção de energia da usina híbrida. São observadas duas escalas temporais, uma sazonal onde o foco é bastante climatológico, o que envolve médias de longas séries temporais. A outra é de variações mais rápidas, na ordem de horas e dias, que vai estar mais associada à visão instantânea do tempo.

7.1 *Trabalhos Anteriores*

Conforme apontado no capítulo 3, uma menor parcela dos trabalhos de complementaridade focam no ambiente marinho e, geralmente, sem um grande aprofundamento. De uma maneira geral, eles identificam variações sazonais com sentidos opostos. Como o caso em López et al. (2020), que traz uma proposta de planta híbrida solar flutuante e eólica *offshore* mostrando um benefício na utilização de ambos os recursos para a costa atlântica da Espanha. Na figura 7.1 é apresentada a estimativa de produção de energia dessa proposta. Nota-se que os ventos são mais intensos nos meses de menor irradiação.

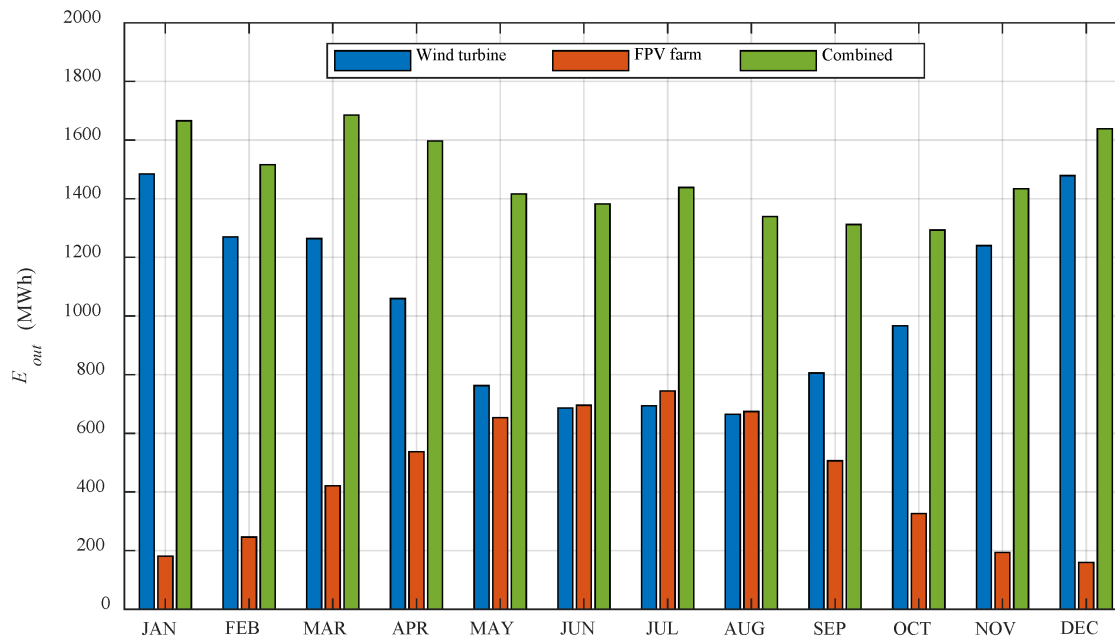


Figura 7.1: Produção de energia estimada por mês para uma planta híbrida solar flutuante e eólica *offshore* no litoral das Astúrias, Espanha. Fonte: López et al. (2020).

Alguns outros autores também apresentam indicações sobre potencial de complementaridade entre ondas e eólicas *offshore* como em Astariz e Iglesias (2015) e Ahamed et al. (2020). A discussão sobre o compartilhamento de custos operacionais entre fontes e sua consequente diminuição relativa é frequente. O trabalho de Topper et al. (2019), por exemplo, aponta que os custos operacionais de WEC (*Wave Energy Converters*) podem representar mais da metade do valor final da energia.

A variação sazonal também é encontrada no litoral do estado de São Paulo, por exemplo. Isso é exemplificado na figura 7.2, que apresenta as médias mensais de potência para energia solar, eólica e de correntes marinhas no Canal de São Sebastião. Nela se pode ver que as curvas apresentam seus máximos e mínimos em diferentes momentos do ciclo anual.

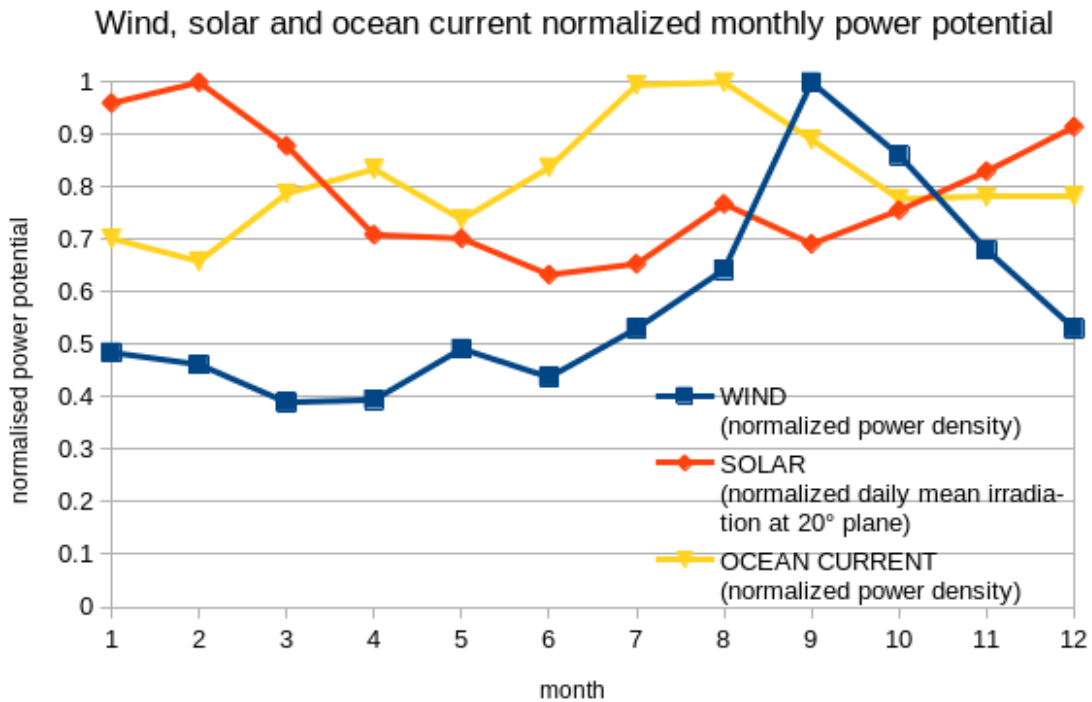


Figura 7.2: Potência média mensal normalizada solar, eólica e de corrente marinha para o Canal de São Sebastião, SP.

Quando o foco é numa escala de tempo mais contínua ou focada em oscilações de menores períodos, a literatura não é muito extensa. O trabalho de Fischer et al. (2020) simula uma planta híbrida no litoral do Rio Grande do Sul com aproveitamento de correntes e ondas com o software Homer no qual utiliza uma adaptação para inserir os potenciais de EMR como de uma turbina eólica (correntes) e uma hidrelétrica (ondas). O trabalho de Silva et al. (2023) propõe um protótipo flutuante para extração de ondas e correntes na baía de São Marcos, MA. Por ser uma região de marés intensas, a circulação marinha no local apresenta uma característica periódica, que eles usam para fazer uma análise com médias horárias de um ciclo de maré de dados provenientes de um ano (figura 7.3).

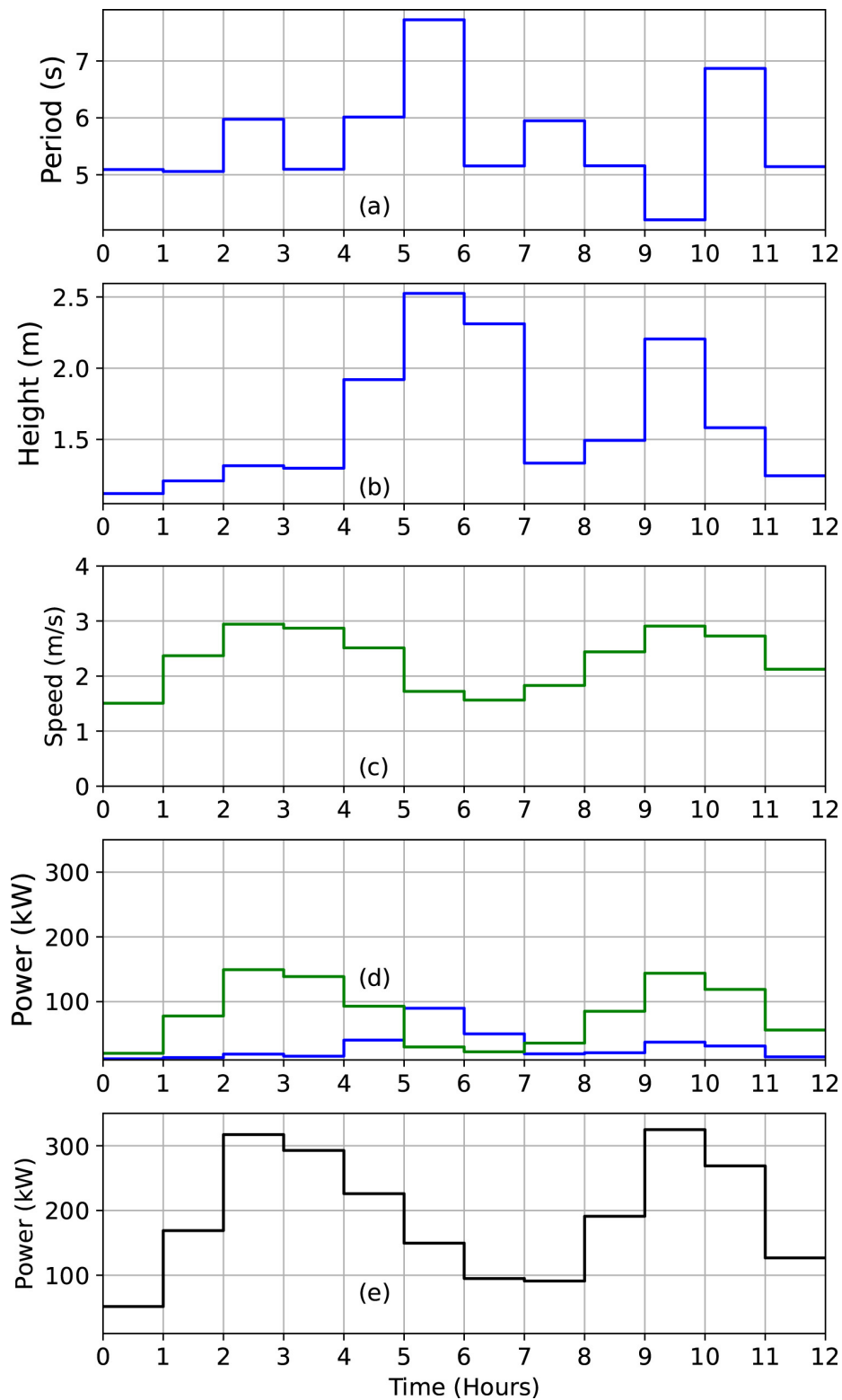


Figura 7.3: Médias horárias de período (a) e altura (b) de ondas, velocidade de corrente (c), potenciais de corrente (verde) e ondas (azul) (d) e curva de potência da planta híbrida proposta com duas turbinas e um absorvedor pontual (e). Fonte: Silva et al. (2023).

Para situações como as apresentadas anteriormente é proposto o seguinte modelo de estudo.

7.2 Modelo de Análise Sazonal

O objetivo desse modelo é ser uma ferramenta simples de avaliação e discussão que possa ser facilmente compreendida por todos os profissionais envolvidos nessa área tão interdisciplinar como oceanógrafos, meteorologistas, engenheiros (navais, mecânicos, eletricitas, ambientais), economistas, biólogos, sociólogos, gestores públicos e legisladores.

Quando se fala em plantas híbridas, muitas podem ser as variáveis como recursos, tecnologias, custos e estratégias de operação. Mas em todas vai haver uma potência instalada fixa para extrair energia de cada fonte que, juntas, vão compor a usina. E essa participação de cada uma delas é fixa e deve ser determinada antes da instalação do projeto e, normalmente, será mantida até o seu descomissionamento.

Dessa forma, o foco desse modelo é a determinação desses parâmetros γ^i que são as participações relativas por fonte na planta híbrida, ou seja, a relação entre as potências instaladas de cada recurso em relação ao total da usina. Para isso, se utilizam como entrada as séries temporais do potencial energético dos diversos recursos e um critério de otimização (maior fator de capacidade, maior oferta mínima de energia, ...). Como resultado, se obtém um valor ótimo de γ para cada forma de energia que pode então ser utilizado para avaliar custos, impactos ambientais, viabilidade técnica e econômica, entre outras questões relevantes.

Vale ressaltar que a proposta é generalista e flexível, sobretudo nos dados de entrada. A maneira mais simples de comparar as diferentes curvas de potencial de cada recurso é normalizando-os pelo pico de cada respectiva variação, tendo assim séries adimensionais. Mas esse conjunto de dados pode ser ponderado por diversas outras informações de interesse como o custo de energia de cada fonte, as especificidades de tecnologias de extração diferentes, restrições de caráter socioambientais, entre outras, que podem ser decididas à partir do utilizador. A figura 7.4 apresenta um diagrama esquemático do modelo proposto.

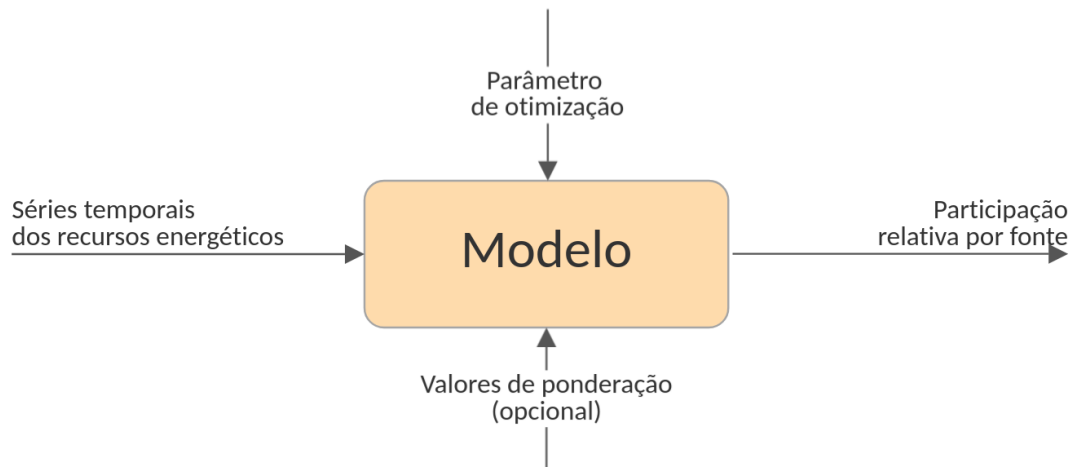


Figura 7.4: Diagrama de bloco do modelo proposto para estudo da complementaridade de plantas híbridas.

Uma ressalva que pode ser feita é que se estão misturando três conceitos: potencial energético do recurso, geração de energia e potência instalada. De fato, não são a mesma coisa e são importantes de serem determinadas independentemente em cada projeto. Entretanto, para uma planta que utiliza uma fonte intermitente e que foi adequadamente dimensionada, os dois primeiros valores serão quase proporcionais em função do terceiro (ainda que a relação deles provavelmente não será perfeitamente linear). E, mais fundamental para o presente estudo, a variabilidade temporal deles será muito similar. Dessa forma, se assume que a geração ao longo do tempo será proporcional ao potencial do recurso ao longo do tempo e proporcional à potência instalada, fixa no tempo. Assim, é importante reforçar que o foco do modelo é o estudo da variabilidade temporal entre as fontes e que a energia gerada e seus custos necessitam de uma etapa seguinte de escolha e comparação de tecnologias utilizadas, características de implementação, entre outras.

A seguir é explicitada a sequência utilizada para o cálculo das participações relativas por fonte, γ^i , e na sequência é apresentado um exemplo de utilização. Por fim, é feita uma breve discussão sobre os fatores mais relevantes dessa abordagem e da escala temporal.

7.2.1 Algoritmo

O primeiro passo para o estudo é a normalização das séries temporais. Ele é importante para mais facilmente poder se comparar as diferentes grandezas nas quais os potenciais energéticos são medidos. Nesse processo também se tira a importância da amplitude absoluta de cada curva, mas se mantém suas variabilidades temporais; ambas são vantajosas para a análise já que inicialmente não se quer determinar exatamente as potências instaladas, mas sim a relação entre elas de acordo com a sazonalidade. Matematicamente, isso pode ser escrito como:

$$\overline{P}_t^i = \frac{P_t^i}{P_{max}^i} \quad (7.1)$$

onde i é o índice da fonte, t o índice temporal (mês no caso da análise sazonal), P_{max}^i é a maior média mensal da fonte (de unidade, a depender do recurso), P_t^i são as médias mensais do potencial energético de casa fonte e \overline{P}_t^i são as médias mensais normalizadas e adimensionais.

Nessa etapa, opcionalmente pode se modificar uma ou mais curvas por outros parâmetros α_t^i , de forma a levar outros fatores em consideração na análise. Ele pode ser fixo ou variável no tempo e na fonte e vai ponderar os diversos instantes de cada recurso. Nesse caso, se adapta à equação 7.1 para:

$$\overline{P}_t^i = \alpha_t^i \frac{P_t^i}{P_{max}^i} \quad (7.2)$$

Nesse caso, é importante notar que as curvas de \overline{P}^i não necessariamente terão seu máximo como o valor unitário e também passarão a ter a mesma unidade de α_t^i . Esses fatores não são um impeditivo e podem até ser uma vantagem a depender do estudo que se quer fazer.

Em seguida, se supõe uma série de potencial médio total, somando todas as fontes ponderadas por sua participação relativa γ , como pode ser visto na equação:

$$\overline{P}_t^{tot} = \sum_{i=1}^n (\gamma^i \times \overline{P}_t^i), \quad (7.3)$$

onde n é a quantidade total de fontes estudadas.

Como os γ^i são a participação relativa de cada fonte, todos somados devem corresponder a 100%. Isto é:

$$\sum_{i=1}^n \gamma^i = 1. \quad (7.4)$$

Por fim, avaliam-se os γ^i em função do critério de otimização de \overline{P}_t^{tot} , observando a condição dada na equação 7.4. Caso o foco seja otimizar a estabilidade na geração de energia, calculam-se as participações relativas tal que a função objetivo:

$$\max_{\gamma^i} \left\{ \sum_{t=1}^{12} \overline{P}_t^{tot} \right\}. \quad (7.5)$$

Outro exemplo seria privilegiar a disponibilidade de forma que o mínimo mensal seja o maior possível, como expresso na fórmula:

$$\max_{\gamma^i} \left\{ \min_t \{ \overline{P}_t^{tot} \} \right\}. \quad (7.6)$$

Outros critérios de otimização podem ser utilizados e adequados conforme os objetivos do estudo. Por conta da não linearidade, o cálculo deve ser feito de forma discretizada e os incrementos de γ podem ser escolhidos de acordo o grau de refinamento desejado, sendo que valores entre 0,1% e 1% são bastante adequados já que as curvas de potencial dificilmente tem grande precisões e a potência instalada real será adequada às tecnologias de extração disponíveis em valores discretos específicos pelos fabricantes.

7.3 Estudo de Caso

Nessa seção se apresentará um estudo de complementaridade sazonal para o litoral paulista. Inicialmente é apresentada uma breve metodologia. Em seguida, se avalia uma planta híbrida com duas fontes, solar e eólica e, em seguida, adiciona-se uma terceira: correntes.

7.3.1 Metodologia

Para avaliação do potencial eólico foi utilizado o modelo de simulação atmosférica *Weather Research and Forecast* (WRF) nas condições apresentadas no capítulo 6. Os resultados do modelo foram validados com dados disponíveis pelo Programa Nacional de Boias para ventos a 10 *m*. Para o período simulado, não havia informações da costa do Estado de São Paulo. Por isso foram utilizadas as boias de Itajaí-SC (28,5 °S 47,4 °S) e Cabo Frio-RJ (23,0 °S 42,0 °W). Para avaliar a concordância do modelo com as medições foi utilizado o parâmetro *skill* (Willmott, 1981) para as componentes u e v do vento (leste-oeste e norte-sul respectivamente). Para os dados disponíveis de seis meses da boia de Itajaí, os resultados de *skill* foram 0,899 para u e 0,953 para v (Figura 7.5). Já para Cabo Frio os coeficientes encontrados foram 0,699 para u e 0,784 para v em uma comparação de três meses.

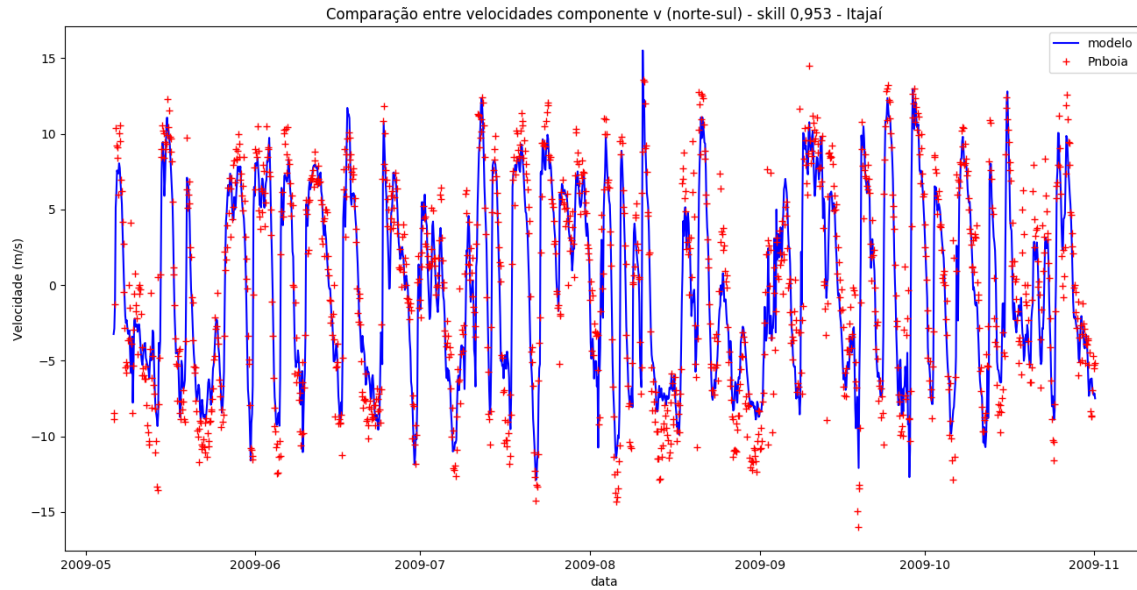


Figura 7.5: Comparação entre velocidades componente v norte-sul para o ponto Itajaí-SC. Em azul o resultado do modelo e vermelho os dados do Programa Nacional de Boias (PNBOIA).

Para a avaliação do potencial eólico foi utilizada a Densidade de Potência, DP , descrita no capítulo 6 e dada pela equação:

$$DP = \frac{\rho \times v^3}{2}, \quad (7.7)$$

e que terá unidade de W/m^2 e onde v é a velocidade do fluido em m/s e ρ é a densidade do ar considerada constante como $1,225 \text{ kg}/m^3$.

Para a avaliação do potencial gerado por painéis fotovoltaicos, foram usados dados de irradiação média retirados do programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) que utiliza o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017) (Pereira et al., 2017). Os valores obtidos têm unidade de kWh/m^2 no plano inclinado para o ângulo que maximiza a geração anual, diferente em cada ponto.

Os dados de potencial de correntes marinha foram obtidos a partir da série histórica de velocidades coletadas por ADCP (*Acoustic Doppler Current Profilers*) do tipo Argo-naut/Sontek. Elas são de um fundeio no Canal de São Sebastião (CSS) mantido pelo LHiCO (Laboratório de Hidrodinâmica Costeira) do Instituto Oceanográfico da Universi-

dade de São Paulo. O período de análise é de 20/05/2009 a 10/06/2017 e, a partir dos dados, foi calculada a DP pela equação 7.7 com densidade do mar constante a 1025 kg/m^3 .

Ao longo do trabalho, para permitir uma comparação, são utilizados valores normalizados pela equação 7.1. Assim, é possível comparar potenciais distintos assumindo que a eficiência média de cada gerador será contante para o intervalo, o que é prudente para médias mensais de longos períodos. Também, para essa escala de tempo se supõe que as plantas geradoras terão uma relação constante entre capacidade instalada e energia gerada (ou seja, um fator de capacidade constante) o que permite extrapolar que as potências médias serão diretamente proporcionais às energias geradas.

Para poder avaliar quantitativamente o ganho de uma geração híbrida, foi definido um indicador adimensional chamado de Fator de Capacidade Mensal (FCM), apresentado na equação 7.8, que é a relação entre a energia média anual e a maior média mensal. Quanto mais próximo de um, menor é a variação sazonal na geração de energia.

$$FCM = \frac{\sum_{t=1}^{12} \overline{P}_t^i}{\max_t \{\overline{P}_t^i\} \times 12}, \quad (7.8)$$

Para o estudo se optou inicialmente por observar apenas eólica e solar em três pontos da costa do Estado de São Paulo: no litoral sul ao largo de Cananéia, na porção central próximo à Laje de Santos e ao norte ao largo da Ilha de São Sebastião, respectivamente denominados: Cananéia, Laje de Santos e São Sebastião. As coordenadas geográficas deles estão indicadas na Tabela 7.1:

Ponto	Latitude	Longitude
São Sebastião	24,0 °S	45,2 °W
Laje de Santos	24,3 °S	46,2 °W
Cananéia	25,1 °S	47,7 °W

Tabela 7.1 - Coordenadas geográficas dos pontos estudados.

7.3.2 Modelo de Otimização da Estabilidade de Energia Gerada

Com o foco de observar a variação anual das fontes intermitentes solar e eólica foram obtidas as médias mensais que estão apresentadas na Figura 7.6. É possível ver que a densidade de potência do vento a 100 m tem uma clara assinatura anual, tendo um pico claro no final do inverno e começo da primavera. A irradiação no plano inclinado que maximiza a produção anual, 20 graus nesse caso, também apresenta uma oscilação conforme as estações tendo seu pico no verão.

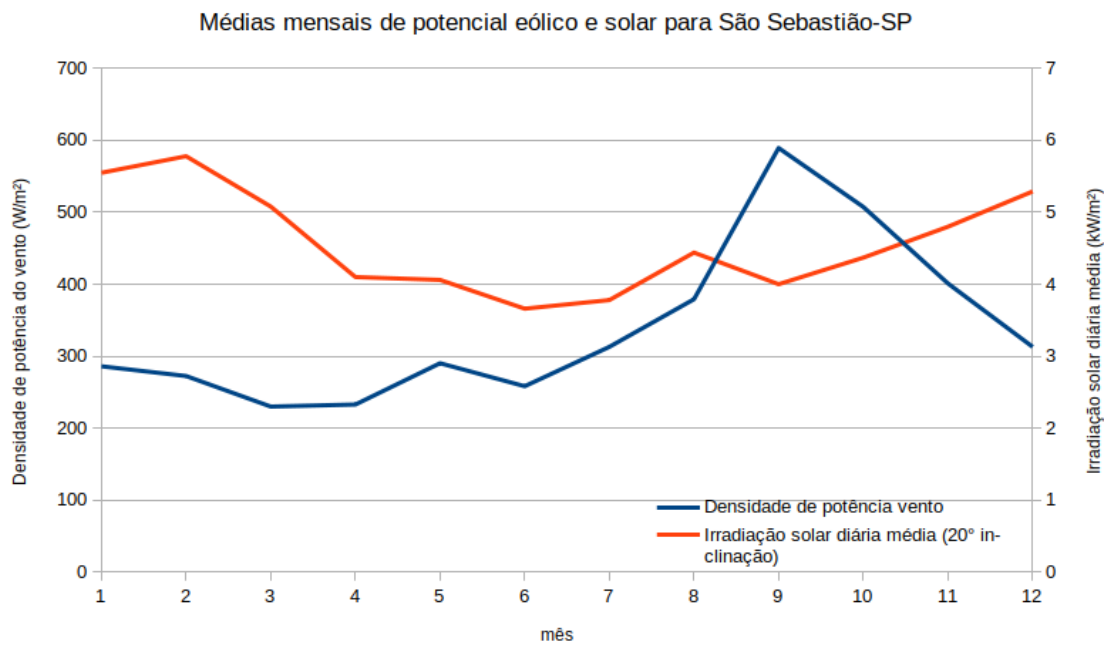


Figura 7.6: Médias mensais de potencial eólico em W/m^2 (azul - eixo à esquerda) e de potencial solar no plano inclinado em kWh/m^2 (vermelho - eixo à direita).

Assim, com as considerações feitas anteriormente, pode-se supor que as curvas de geração por cada uma das fontes será diretamente proporcional às de potencial, sendo possível normalizá-las e igualá-las às curvas de energia gerada. E de posse dessas informações ainda é possível supor uma planta híbrida que maximizaria a estabilidade da energia gerada, conforme a equação 7.5, e consequentemente o fator de capacidade mensal. É possível então calcular a participação relativa de cada fonte e para o ponto São Sebastião; essa relação é 63,5% solar, γ^s , e 36,5% eólica, γ^e .

Essa hipotética planta híbrida em São Sebastião tem um FCM de 0,88, 10,7% maior que uma planta puramente solar e 35,0% maior que um parque apenas de turbinas eólicas *offshore*, como pode ser observado na figura 7.7.

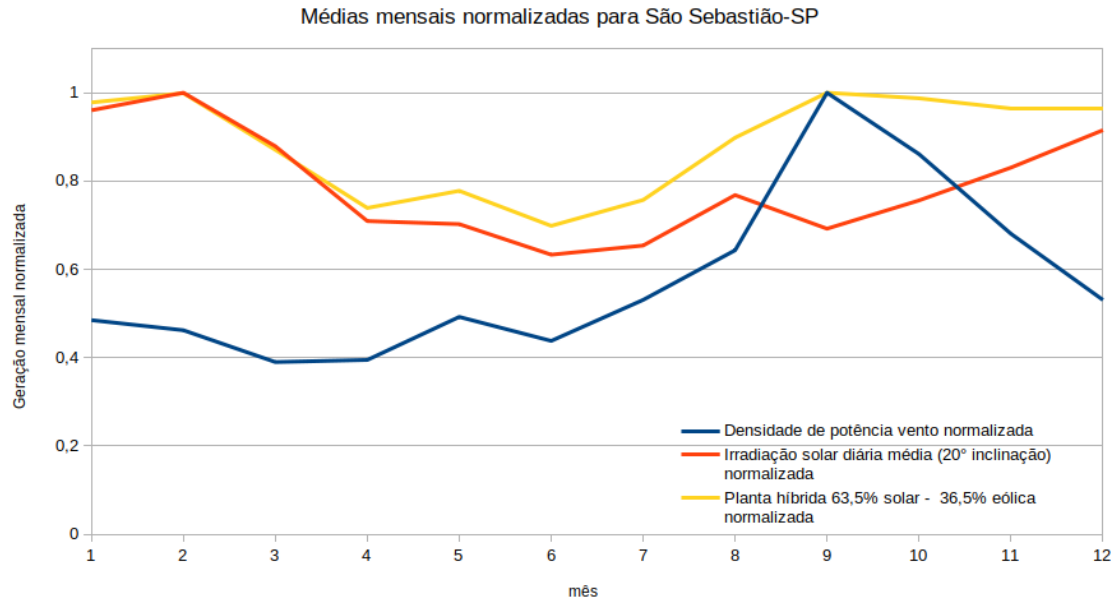


Figura 7.7: Médias mensais de potencial energético normalizado para São Sebastião. Densidade de potência eólica (azul), irradiação solar (vermelho) e planta híbrida 63,5% solar e 36,5% eólica (amarelo).

A análise para o ponto que está próximo ao Parque Estadual Marinho da Laje de Santos, localizada na porção mais central do Estado de São Paulo mostra que a planta híbrida seria otimizada com γ^s de 66% e γ^e de 34% (figura 7.8). Fato interessante é que, nesse caso, o mês de máximo geração híbrida (novembro) não coincide com o máximo dos ventos (setembro) nem tão pouco com a máxima irradiação (fevereiro). Apesar disso, as curvas são relativamente similares àquelas de São Sebastião, dada a proximidade de cerca de 60 milhas náuticas ou cerca de 110 km . Nesse caso, o aumento de FCM é de 33,4% quando comparado à eólica e 8,4% com a solar.

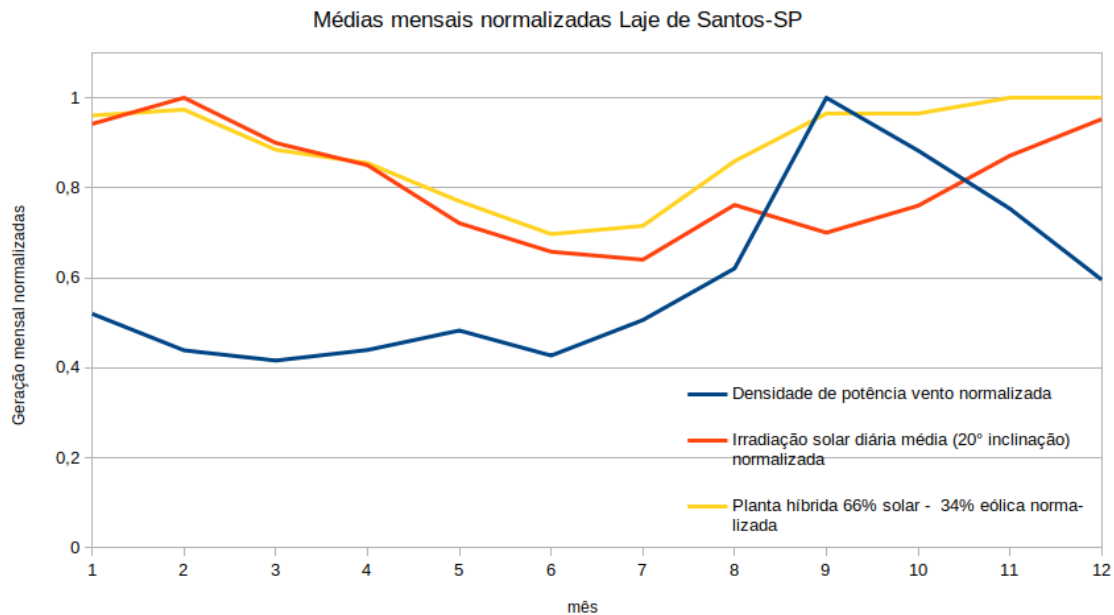


Figura 7.8: Médias mensais de potencial energético normalizado para Laje de Santos. Densidade de potência eólica (azul), irradiação solar (vermelho) e planta híbrida 66% solar e 34% eólica (amarelo).

Por fim é analisado o ponto mais ao sul, Cananéia, apresentado na Figura 7.9. Apesar dos máximos das fontes ocorrerem nos mesmos meses (setembro e fevereiro), as distribuições ao longo do ano são mais distintas, principalmente os ventos, que são mais bem distribuídos ao longo do ano. Ainda assim existe um aumento significativo do *FCM* quando comparados a uma fonte única, 19,5% e 10,3% comparado a eólica e solar respectivamente.

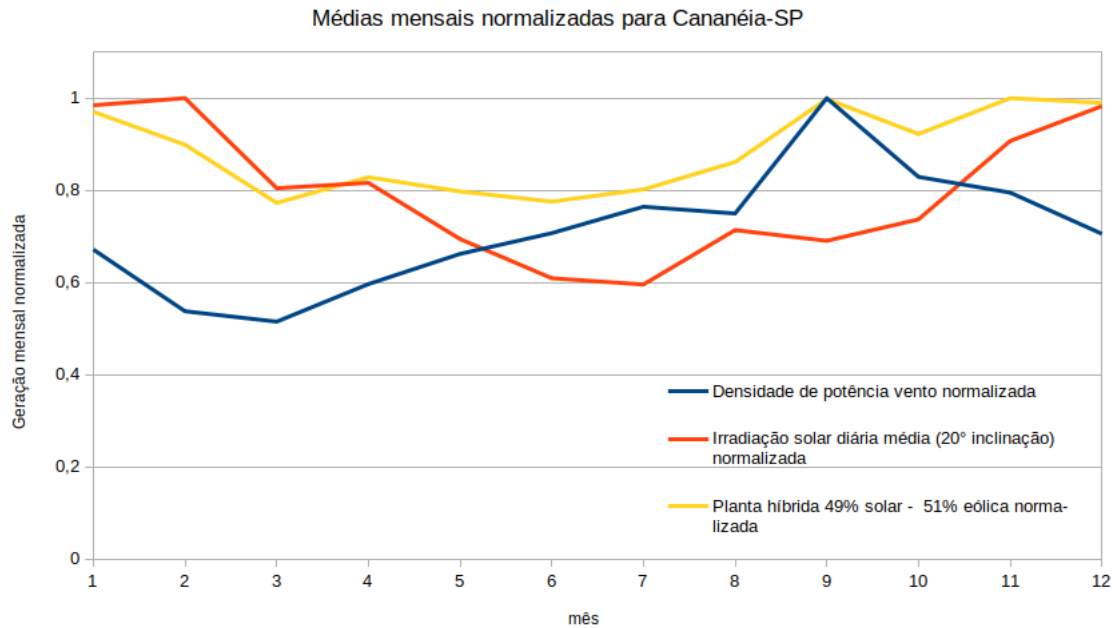


Figura 7.9: Médias mensais de potencial energético normalizado para Cananéia. Densidade de potência eólica (azul), irradiação solar (vermelho) e planta híbrida 49% solar e 51% eólica (amarelo).

Os resultados de participações relativas e variação de FCM são resumidos na tabela 7.2. Nela se pode observar, como esperado, que o aumento do número de fontes sempre leva a uma melhor distribuição da geração ao longo do ano. Também é possível ver que mesmo em locais relativamente próximos, no litoral do mesmo estado e com forçantes principais similares, os γ^i variam razoavelmente, corroborando a hipótese de da necessidade de estudos localizados detalhados para estudo da variabilidade entre recursos. Por fim, também vale destacar a facilidade de compreensão do γ^i mesmo em frente a um índice relativamente simples como FCM . Com os γ^i já se pode diretamente estimar outros parâmetros da planta híbrida como: tecnologias de extração, área necessária de painéis fotovoltaicos, custos de instalação, avaliação de impactos. Todas essas análises não seriam tão diretas partindo dos valores de FCM ou mesmo de índices de correlação.

Participação relativa solar e eólica e fatores de capacidade mensal					
	γ^s	γ^e	<i>FCM</i> Solar	<i>FCM</i> Eólico	<i>FCM</i> planta híbrida
São Sebastião	63,5%	36,5%	0,789	0,574	0,883
Laje de Santos	66,0%	34,0%	0,810	0,589	0,884
Cananéia	49,0%	51,0%	0,792	0,710	0,882

Tabela 7.2 - Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e fatores de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior geração de energia em três localidades do litoral paulista.

Agora destacando a região de São Sebastião, pode-se incluir o recurso das correntes marinhas à análise. Novamente se utiliza a equação 7.1 para normalizar os potenciais de diferentes recursos. A figura 7.10 traz essas curvas e pode-se ver que os mínimos e máximos de todos os recursos acontecem em meses diferentes. Relembrando que a circulação do mar no local é principalmente forçada por ventos, é curioso notar que localmente seus potenciais não são diretamente proporcionais e que as correntes apresentam uma menor variabilidade ao longo do ano. Isso é correspondido pelo *FCM* calculados para fontes que é 0,574 para a eólica e 0,814 para a EMR.

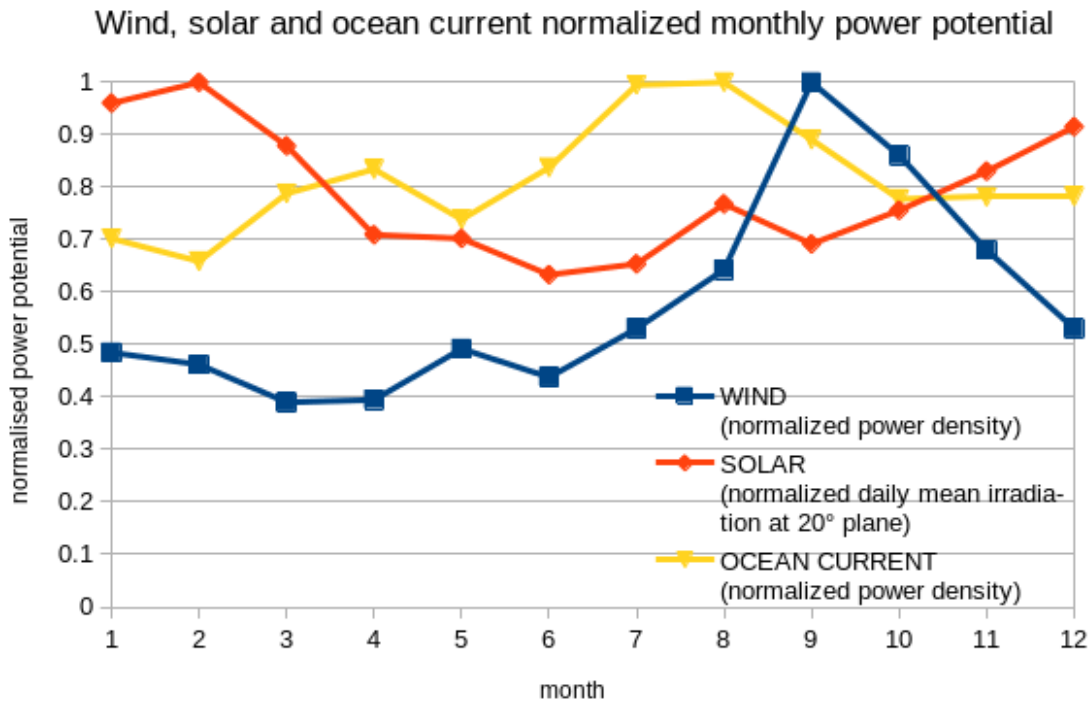


Figura 7.10: Médias mensais do potencial energético de ventos (azul), sol (vermelho) e correntes marinhas (amarelo) normalizadas para São Sebastião.

Repetindo a otimização de maximização da estabilidade de energia dada pela equação 7.5 chega-se em uma planta híbrida com FCM de 0,934. Esse resultado pode ser visualizado na figura 7.11 que traz o potencial energético normalizado para a planta híbrida e suas componentes. As participações relativas, γ^i são de 16,3% para os ventos, 55,0% para solar e 28,7% para as correntes marinhas.

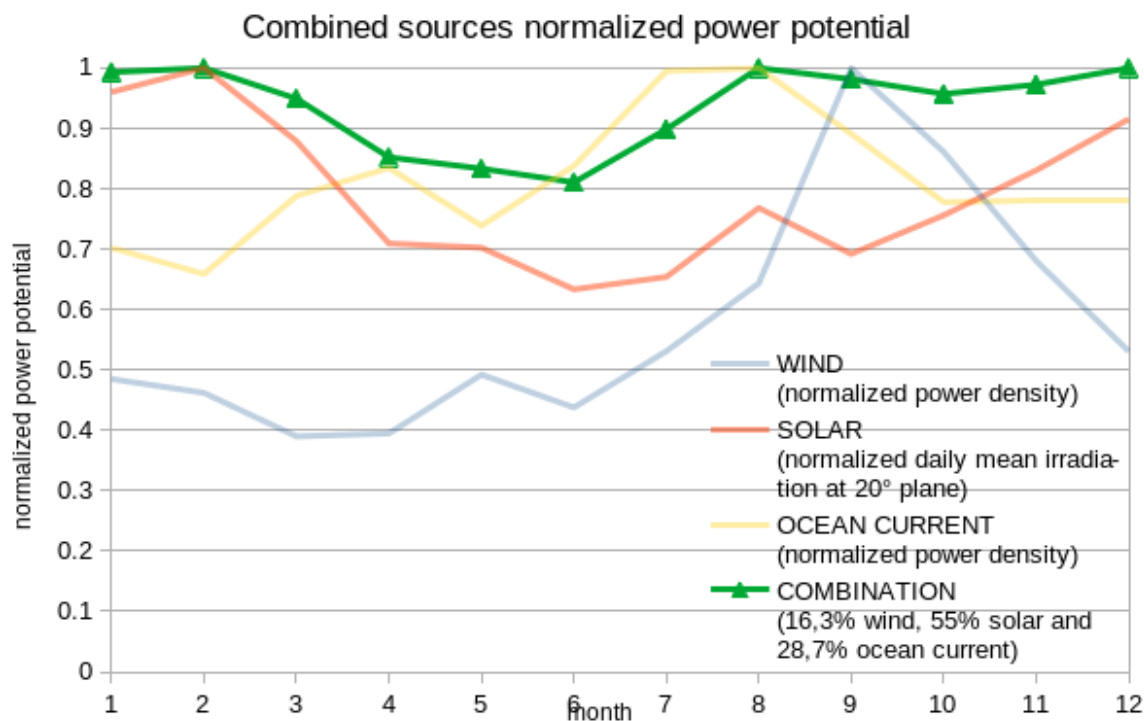


Figura 7.11: Médias mensais de potencial energético eólico (azul), solar (vermelho), EMR (amarelo) e planta híbrida (verde) normalizadas para São Sebastião.

Os resultados de γ^i e FCM para os casos sem e com a EMR das correntes marinhas são explicitados na tabela 7.3. Novamente se corrobora a hipótese de que o aumento da quantidade de fontes melhora a distribuição da geração conjunta ao longo do ano. Também mostra que, de posse desse método, podem-se se criar rapidamente dois cenários de avaliação e ver os custos e benefícios de uma planta com ou sem EMR.

Participação relativa solar, eólica e corrente e FCM de planta híbrida em São Sebastião				
	γ^s	γ^e	γ^c	FCM planta híbrida
Sem EMR	63,5%	36,5%	0%	0,883
Com EMR	55,0%	16,3%	28,7%	0,934

Tabela 7.3 - Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e de correntes marinhas, γ^c , e fator de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior estabilidade da geração de energia para a região de São Sebastião.

7.3.3 Modelo de Otimização para Maior Disponibilidade Mensal

Conforme apontado, o modelo possui grande flexibilidade quanto às possíveis análises e implementações. Duas chaves para essa flexibilidade são as diferentes possibilidades para critério de otimização e a inclusão de ponderações nas séries temporais de modo a trazer maiores sutilezas na aplicação.

Um exemplo é a possibilidade de otimizar em função da disponibilidade, ou seja, analisar a menor média mensal e escolher a combinação de γ^i que façam que ela seja a maior possível. Usando a equação 7.6 que expressa matematicamente essa função objetivo, chega-se então às participações relativas que para o caso de estudo de São Sebastião dão origem à curva apresentada na figura 7.12. Nessa abordagem, a participação ideal da eólica é nula e γ^s é 58,8% e γ^c é 41,2%.

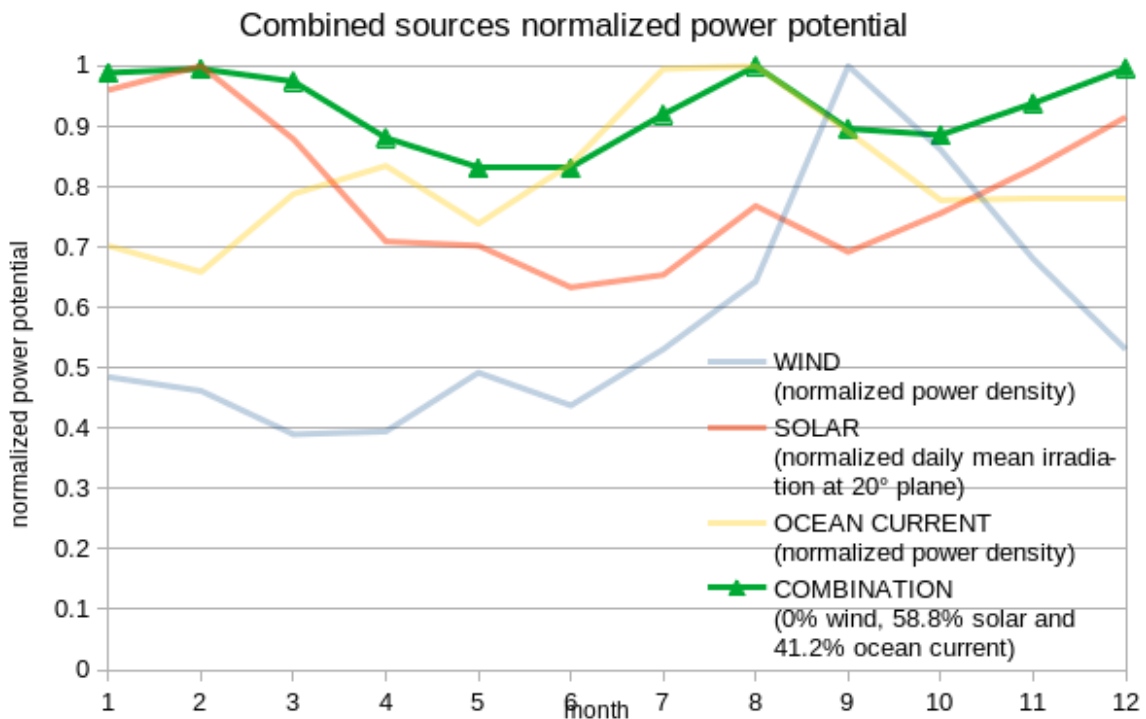


Figura 7.12: Médias mensais de potencial energético eólico (azul), solar (vermelho), EMR (amarelo) e planta híbrida (verde) otimizada para maior disponibilidade normalizadas para São Sebastião.

A tabela 7.4 compila os valores de γ^i e FCM para as duas formas de otimização apresentadas. Nota-se que garantir que o menor valor da série seja o mais alto possível

acarreta um FCM menor (ainda que a diferença seja pequena com essas séries temporais). Outro fato não trivial é que a corrente marinha é a curva mais bem distribuída no tempo (maior FCM), entretanto, ela tem uma participação menor que a solar nas plantas híbridas propostas com ambos parâmetros de otimização.

Participação relativa solar, eólica e corrente e FCM de planta híbrida em São Sebastião				
Parâmetro de otimização	γ^s	γ^e	γ^c	FCM planta híbrida
Energia média	55,0%	16,3%	28,7%	0,934
Disponibilidade	58,8%	0%	41,2%	0,925

Tabela 7.4 - Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e de correntes marinhas, γ^c , e fator de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior geração de energia e para maior disponibilidade para a região de São Sebastião.

O resultado apresentado anteriormente não parece o mais realista, visto que a fonte mais tecnologicamente avançada e mais barata ficou com participação nula. Novamente, a flexibilidade do modelo pode ser utilizada para aumentar o apoio a decisões de ordem mais complexas, mas com resultados ainda facilmente compreensíveis. Para isso podem ser usado os α_t^i , ponderadores que multiplicam as séries temporais dos potenciais energéticos, conforme apresentado na equação 7.2.

Imaginando um cenário em que o custo médio de energia solar flutuante seja 50% maior que da eólica *offshore* e o de correntes marinhas seja o dobro do que dos ventos, pode-se criar α_t^i para representar essa diferença. Supondo que eles não variem no tempo e sejam inversamente proporcionais ao custo, chega-se a $\alpha^e = 1$, $\alpha^s = 0,667$ e $\alpha^c = 0,5$. As curvas ponderadas de cada recurso e da nova proposta de planta híbrida nesse novo cenário são apresentadas na figura 7.13. Nota-se que, conforme apontado, agora as séries não necessariamente têm seu pico em um e caso α_t^i tivesse unidade, elas teriam a mesma também.

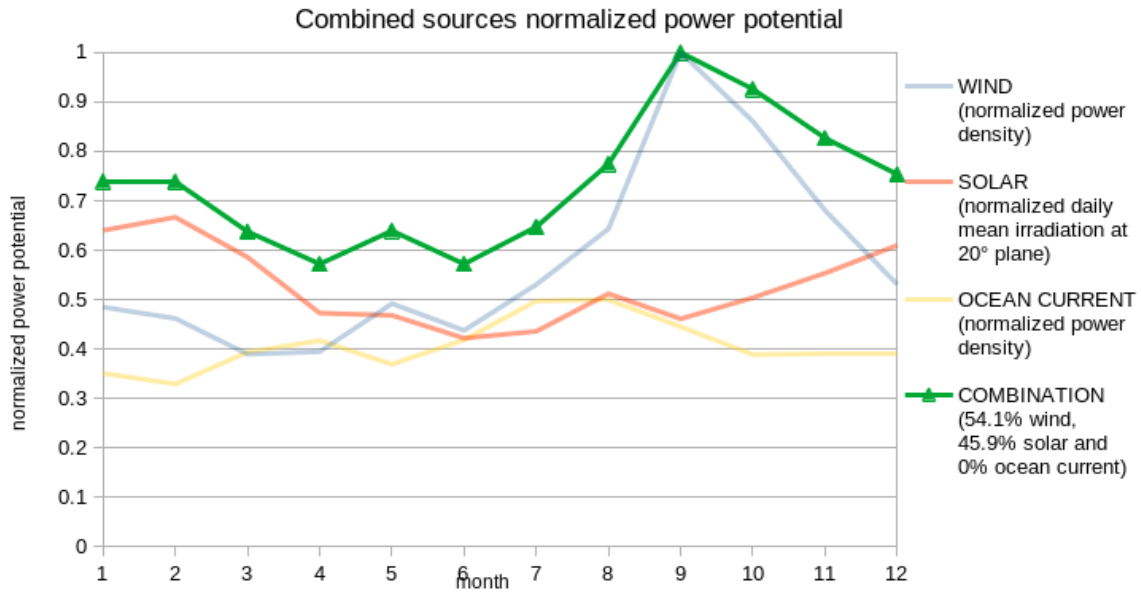


Figura 7.13: Médias mensais ponderadas por custo de energia dos potencial energéticos eólico (azul), solar (vermelho), EMR (amarelo) e planta híbrida (verde) otimizada para maior disponibilidade normalizadas para São Sebastião.

Por fim, se apresenta a tabela 7.5 que compara os dados dos cenários de otimização por maior disponibilidade no caso com e sem ponderação por α^i . Nota-se que a participação de eólicas passou de nula a majoritária, enquanto a fonte mais cara foi de 41,2% para 0%. Outro fato claro é que essa nova proposta de planta apresenta um FCM menor, ou seja, uma menor distribuição entre os meses da energia gerada.

Participação relativa solar, eólica e corrente e FCM de planta híbrida em São Sebastião				
	γ^s	γ^e	γ^c	FCM planta híbrida
sem ponderação	58,8%	0%	41,2%	0,925
com ponderação	45,9%	54,1%	0%	0,733

Tabela 7.5 - Participação relativa de fonte solar, γ^s , e eólica, γ^e , e de correntes marinhas, γ^c , e fator de capacidade mensal para planta híbrida otimizada para maior disponibilidade em situação com e sem ponderação dos potenciais para a região de São Sebastião.

7.4 Complementaridade de Alta Frequência

Nesta seção é estudada a complementaridade entre as fontes com um foco em períodos mais curtos da ordem de horas, dias e semanas. Diferentemente da abordagem sazonal, aqui não é possível partir para uma metodologia climatológica. Ou seja, não se pode simplesmente escolher uma janela de tempo fixa, como um dia ou um ciclo lunar, e a partir disso criar o referencial de estudo. Claro que a variação da irradiação solar apresenta claramente um ciclo de 24 horas que afeta direta e indiretamente as outras fontes intermitentes que são, em última medida, consequência dessa. A figura 7.14 apresenta, por exemplo, a relação diária de potencial normalizado das fontes eólica e marinha para a região de São Sebastião com a inclusão de uma curva teórica de irradiação solar. A resolução temporal é de 15 *min* para as correntes e 3 *h* para os ventos, de forma que não se possa fazer uma comparação muito direta.

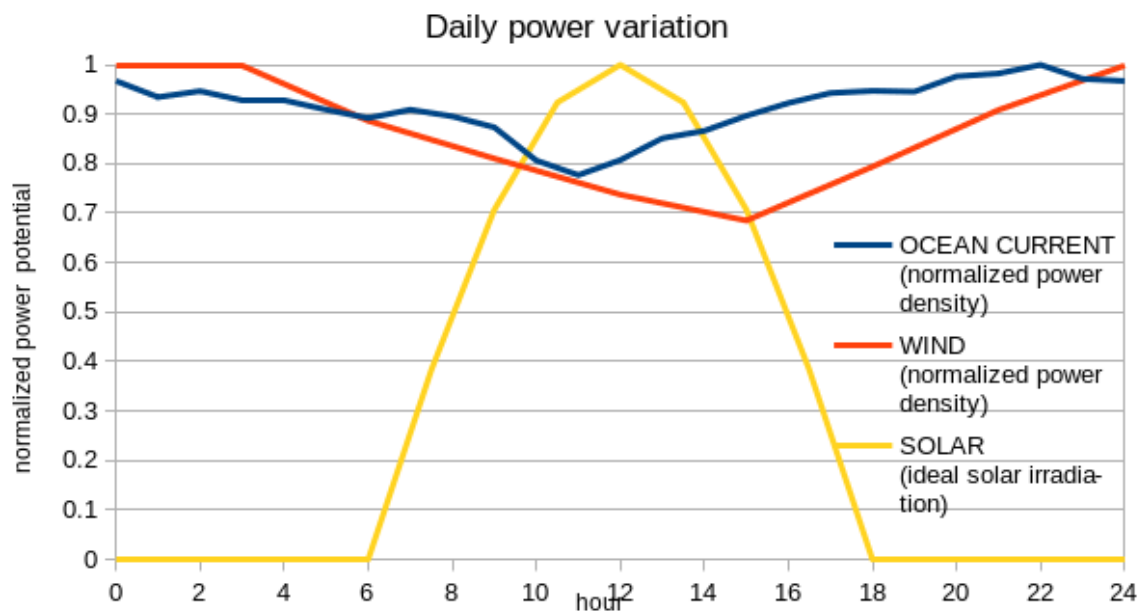


Figura 7.14: Médias de potencial energético normalizado para correntes marinhas a cada 15 min (azul) e ventos a cada 3 horas (vermelho) e irradiação idealizada solar (amarelo) para a região de São Sebastião.

O recurso eólico, por exemplo, apresenta o fenômeno da brisa nas regiões próximas à costa que apresenta um acoplamento claro com a energia primária de forma local. Entretanto, a maior parte do tempo sua intensidade e direção será ditada por padrões de

circulações em grande escala (regional e global) que não vão se relacionar diretamente com a frequência ou a fase da energia solar. E ainda mais, temos eventos complexos e frequentes que não terão período exato e afetarão os diversos recursos localmente de maneiras diferentes. Por exemplo, na costa sudeste brasileira há a passagem de frentes frias que vão ter duração entre 3 e 10 dias (Mazzini, 2009) e estão associadas a um aumento na nebulosidade que diminui a energia que pode ser gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Com os resultados do modelo atmosférico de 21 anos a cada três horas foi possível verificar a variação diurna do vento *offshore* a 100 m para os três pontos de estudo, conforme a figura 7.15. Elas apontam para a existência de uma assinatura diária com maiores intensidades no período noturno.

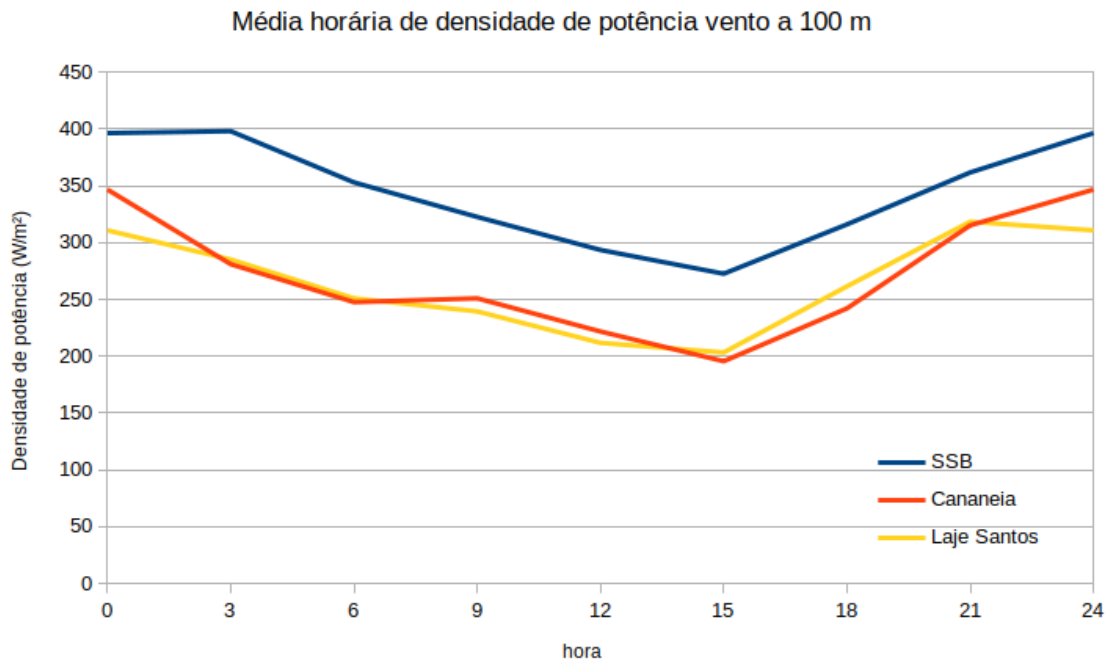


Figura 7.15: Média a cada três horas de densidade de potência do vento em W/m^2 a 100 m para os três pontos de estudo. São Sebastião em azul, Laje de Santos em amarelo e Cananeia em vermelho.

Para facilitar a comparação, foram normalizadas todas as curvas de densidade de potência eólica e também foi adicionada uma curva idealizada de irradiação solar para os solstícios (Figura 7.16). É significativa a complementaridade entre as fontes. Apesar dessas simulações não serem as mais adequadas para esse fim, por não terem um refinamento temporal tão grande, elas apontam para o benefício de se integrar essas fontes

intermitentes.

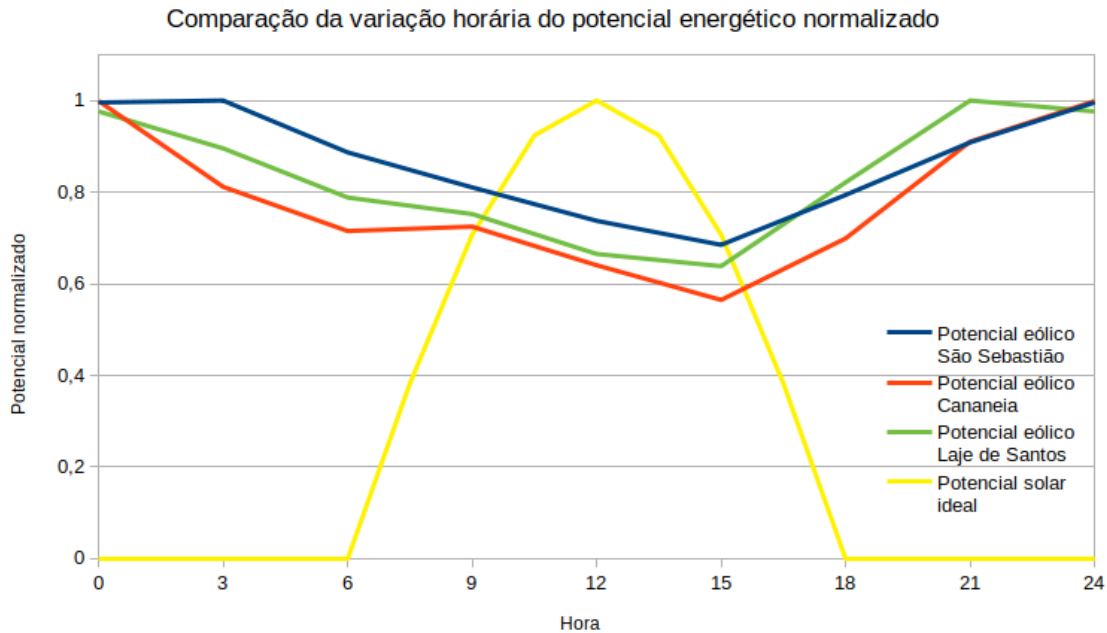


Figura 7.16: Médias horárias normalizadas para potencial eólico estudado (São Sebastião- azul, Laje de Santos - verde e Cananeia - vermelho) e curva de geração solar idealizada (amarelo).

As correntes marinhas, como visto no capítulo 4, são resultantes de diversos fatores locais e remotos e diferentes forçantes. Essa complexidade é refletida nos fluxos resultantes que podem ser encontrados, especialmente nas regiões onde as forças gravitacionais não são as dominantes. Isso é bem exemplificado na figura 7.17 do trabalho de Fortes (2018), onde pode-se ver que a maior parte da energia está bem dispersa em diversas escalas de tempo, ainda que apresente dois pequenos picos relacionados às marés astronômicas. Nessa região em particular existe uma grande correlação entre o vento local e as correntes, ainda que não direta ou óbvia. Ela vai depender da direção, das condições nas áreas adjacentes, do nível de agitação do mar e das condições posteriores, para citar alguns.

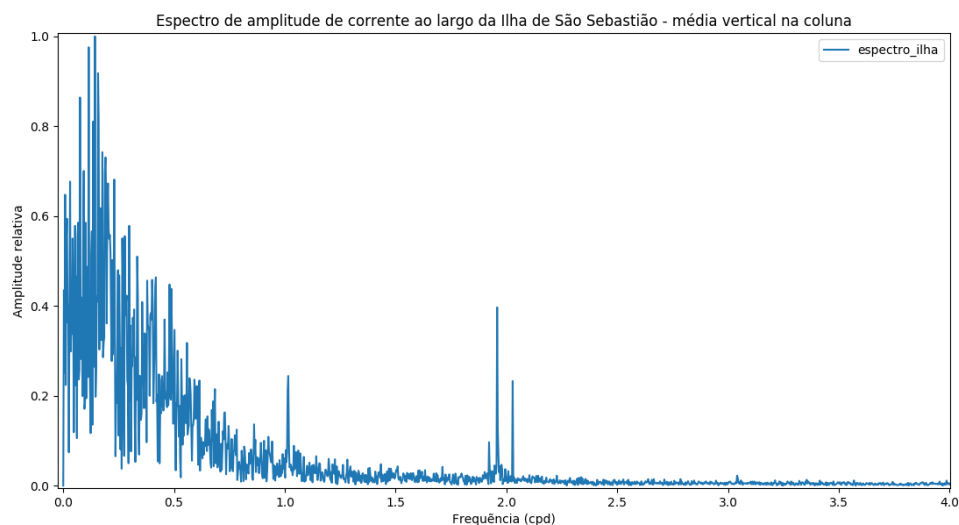


Figura 7.17: Espectro da amplitude da corrente média na coluna para a região de São Sebastião ao longo do período de um ano. Frequência em ciclos por dia (cpd). Fonte: Fortes (2018).

O recurso ondomotriz é talvez o mais curioso por ter uma aparente simplicidade por ter uma única fonte geradora, entretanto a informação local dela é irrelevante, pois sua energia é advectada de outra região. Ou seja, mesmo com um longo histórico de ventos em um ponto, não é possível inferir as ondas ali, pois foram geradas em outros lugares e podem chegar de diversas direções e diferentes características. Isso não quer dizer que não há nenhuma relação entre eles, a intensidade de deslocamento do ar numa área vai ser diretamente ligada à agitação da água, sobretudo de ondulações de curtos períodos (de três a seis segundos). Entretanto, as ondas mais energéticas, de longos períodos (oito a quinze segundos) são geradas por processos de larga escala (dezenas a centenas de quilômetros), que podem percorrer milhares de quilômetros e serem frutos de fenômenos meteorológicos que não afetam a atmosfera local. Por exemplo, as famosas praias de surfe no litoral dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro recebem ondas geradas por ciclones e frentes frias no Atlântico Sul que muitas vezes não chegam a mudar o tempo nessas costas.

7.4.1 Modelo para Alta Frequência

Por todas as características inerentes às fontes intermitentes, o modelo proposto precisa de alguns ajustes e restrições quando utilizado para avaliações de fenômenos de alta

frequência. Nesse caso não se pode tomar a abordagem de se trabalhar com médias de intervalo fixo, como mês no caso sazonal. Ainda que haja um padrão diário claro na energia solar, ele é menos evidente nas outras fontes que vão ter um espectro mais distribuído. E mesmo a maré, um fenômeno bastante previsível, tem sua componente principal (M_2) com período de 12,421 h , de forma que não se adequaria a uma análise com janela de 24 h .

Assim, a abordagem proposta é de se utilizar toda a série temporal de cada fonte P_t^i , onde t agora é maior que 12 e incluir cada entrada do intervalo de tempo estudado. Para isso, todas as séries devem estar sincronizadas e com mesmo passo temporal Δt . Este deve ser adequado para representar os recursos e suas características. De acordo com o discutido nesse e nos capítulos anteriores, sugere-se um Δt menor que uma hora. Por outro lado, não faz sentido trabalhar com valores muito pequenos, pois em algumas situações o recurso não é nem bem definido ou vai se alterar significativamente, assim, se recomenda um Δt maior que um minuto, sendo um valor bastante adequado $\Delta t = 5min$.

Com isso, cada valor de potência instantânea será então a potência média nesse intervalo Δt . As séries P_t^i deverão ter o mesmo intervalo de tempo $0 \leq t \leq m$ e exatamente o mesmo início. Ademais, é fortemente recomendado que esse tamanho, m , seja maior que um ano para ser capaz de analisar variações sazonais. Outra recomendação é usar séries nas quais m seja um múltiplo inteiro de ano, de forma a não superestimar fenômenos de alta frequência que podem acontecer em estação específica.

Pode-se voltar à referência de que os potenciais \bar{P}_t^i no modelo sazonal correspondiam a potência/energia média normalizada e no caso da alta frequência tratam-se das potências instantâneas normalizadas, de forma análoga à distinção entre clima e tempo. E a partir delas se calculam as participações relativas das fontes a partir de critério de otimização desejado.

Seguindo a analogia, não é possível prever o tempo assim como as séries temporais das fontes intermitentes anos a frente. Entretanto, é possível olhar para o passado e ver como as fontes se correlacionaram ao longo do tempo e supor que essas relações vão se manter ou ao menos serão mais prováveis que a completa aleatoriedade. Aliás, conforme descrito nos capítulos anteriores, os recursos abordados estão longe de serem variáveis independentes.

Novamente, como no caso sazonal, a inclusão de ponderações, α_t^i nas séries pode dar flexibilidade e complexidade às análises.

O algoritmo para o cálculo segue então os mesmos passos apresentados anteriormente. Só é necessário apresentar uma alteração no critério de otimização da estabilidade da energia máxima. Ou seja, no lugar da equação 7.5 usa-se:

$$\max_{\gamma^i} \left\{ \sum_{t=1}^m \overline{P_t^{tot}} \right\}, \quad (7.9)$$

onde m é o tamanho máximo da série.

Vale notar que o cenário de otimização agora é bem mais custoso computacionalmente, mas não proibitivo. Em uma simulação com série temporal de dez anos com $\Delta t = 30$ min, com três fontes e variando os γ^i em intervalos de 1% ($\Delta\gamma = 0,01$) um computador portátil comum levou cerca de vinte minutos para chegar à solução via busca exaustiva em linguagem Python. Com outros *hardwares* e *softwares*, a velocidade de cálculo pode ser ordens de grandeza mais rápida.

7.4.2 Aplicações

O modelo para altas frequências pode ser aplicado de mesma forma e com a mesma facilidade de análise. Ele mantém a mesma flexibilidade de parâmetros de otimização e de ponderações α_t^i . Por exemplo, com o cálculo por maximização da energia gerada, é possível chegar nos valores de γ^i que, se utilizados no período da série avaliada, gerariam a maior potência média. E poderia-se então aplicar esses parâmetros relativos para esboçar essa planta híbrida e avaliar suas características.

Pensando em situações isoladas, como o cenário da alimentação de um farol numa ilha remota de Purba et al. (2014) se privilegiaria o critério de otimização da disponibilidade. Nesse caso, quer se depender o menos possível de sistemas de armazenamento (como baterias) ou *backup* com gerador a combustível, logo o menor valor da série histórica será o determinante para o projeto da planta. Assim, busca-se que ele seja máximo.

Conforme citada, a flexibilidade do modelo pode representar diversas possibilidades não só pelas otimizações possíveis, mas também pela ponderação. Os valores de α_t^i podem incorporar diversas características não só econômicas (como exemplificadas anteriormente), mas também sociais, ambientais e técnicos.

Voltando ao cenário de planta híbrida conectada à minirrede isolada, nele a energia produzida nos horários de maior consumo é muito mais valiosa que nos de menor. Pode-se então utilizar um α_t constante entre as fontes, mas que varie no tempo proporcionalmente à curva de demanda do sistema, premiando assim a geração nos momentos de pico. Ele pode inclusive ser efetivo em identificar complementaridades na escala de tempo de horas a dias entre recursos e carga. Por exemplo, dias com vento intenso e menor irradiação solar implicam em menor necessidade de condicionamento de ar, que pode sugerir uma menor demanda de eletricidade.

Outro exemplo possível é em local no litoral brasileiro onde nos meses de inverno baleias de todo Atlântico Sul se juntam para se reproduzirem. Nesse cenário, a poluição sonora subaquática é fator determinante para o processo de licitação ambiental de uma planta híbrida próxima. Logo, na avaliação de um projeto pelo modelo poderia se construir um conjunto de α_t^i para os meses em questão, penalizando proporcionalmente as fontes mais ruidosas.

Outro fato curioso é que o modelo pode ser aplicado até para avaliar complementaridade entre tecnologias que utilizam o mesmo recurso. Essa comparação é possível se as séries P_t^i utilizadas sejam a do potencial técnico, ou seja, aquela que a tecnologia pode de fato extrair daquela fonte. Isso pode ser bastante interessante para plantas com diversos geradores WEC, já que apresentam matrizes de potência diferentes que podem gerar P_t^i bastante distintas. E mesmo para o caso das eólicas, as curvas de potência para uma turbina de eixo vertical e outra de eixo horizontal podem ter diferenças significativas.

De maneira geral, a multiplicidade de fontes sempre vai gerar um potencial mais bem distribuído ao longo do tempo, pois a variabilidade delas é diferente. Na análise apresentada aqui, a escala de tempo vai influenciar os γ^i calculados, sendo assim, é necessário avaliar o problema e defini-la de acordo com o objetivo buscado. O modelo vai apresentar dificuldade em situações extremas, como curvas totalmente aleatórias ou iguais. Mas esses

casos são raros, senão impossíveis na natureza.

Ainda nesse sentido, algumas medidas para se reforçar a confiança nos valores de γ^i encontrado podem ser adotadas. Uma delas é a visualização da variação da função de otimização no espaço dos γ^i . Observando os picos e vales e as inclinações deles, pode-se inferir o quão significativo é aquele conjunto de participações relativas para a solução buscada. Esse método fica menos prático quanto mais fontes se trabalha, pois a dimensão do espaço de γ^i é $i - 1$.

Outra análise interessante é a avaliação de γ^i em sub períodos da série analisada. Por exemplo, se está avaliando γ^i para máxima produção de energia em séries temporais que vão de 2000 a 2020. Pode-se então avaliar as participações por década, ou mesmo por ano, usando o mesmo critério de otimização. Em seguida basta comparar $\gamma_{2000-2020}^i$ com $\gamma_{2000-2010}^i$ e $\gamma_{2010-2020}^i$ e ver se há grande diferença e se é possível entender de onde vem. Essa técnica é de fácil compreensão e baixo custo computacional porque pode ser facilmente incorporada ao código original sem aumento significativo no tempo de cálculo. Nesse caso, deve-se apenas atentar que as variações podem representar fenômenos físicos de escala interanual como El Niño-Oscilação do Sul (ENOS) ou mesmo uma tendência relacionada às mudanças climáticas.

7.5 Discussão

Conforme visto, a complementaridade temporal entre fontes é algo bastante discutido e estudado de diferentes formas. Neste capítulo se apresentou um modelo para facilitar o desenvolvimento de plantas híbridas, que utilizem fontes disponíveis no ambiente marinho. Para isso, buscou-se quantificar aspectos que fossem diretamente relacionados a características físicas do parque gerador. Por isso a proposta traz a otimização da participação relativa entre os recursos. Ainda que simples, a abordagem ainda tem flexibilidade para se ajustar a diversos cenários e critérios, aumentando sua complexidade de análise, sem perder a objetividade de suas saídas.

Com essa abordagem macro, flexível e facilmente compreensível, o modelo pode produzir alguns cenários de interesse que então podem ser detalhados em suas características

como: custo de instalação, geração, estrutura física, impactos ambientais, custo da energia e outros.

Na escala sazonal, o estudo se torna similar à climatologia, utilizando médias temporais em um grande intervalo de tempo em ciclo específico (um ano). Isso facilita muito a obtenção de dados, a comparação entre eles e sua visualização, dada a delimitação de tempo de um ano. Também é possível nesse caso usar séries de períodos diferentes por fonte, já que é esperado que as médias sazonais não variem muito ao longo dos anos. Isso implica que não seja necessária uma perfeita sincronização dos dados ou que tenham a mesma resolução temporal.

Por outro lado, a escala de tempo muito ampla não representa a maior parte dos fenômenos que ocorrem com as fontes intermitentes, que vão comumente ter oscilações da ordem de hora a dias. Por isso também se apresentou o modelo na abordagem para altas frequências. Nela se olha todo o conjunto de potências instantâneas e busca estudar a correlação das séries em dados passados e otimizá-las de acordo com critério de interesse para o estudo. Para o caso da energia, por exemplo, obtém-se qual seria o conjunto de fontes que maximizaria a estabilidade de geração naquele período.

Essa proposta não tenta prever a geração futura, mas apenas supõe que as relações entre fontes no futuro serão similares às do passado. Existem trabalhos que tentam usar os recursos de aprendizado de máquina mais avançados atualmente para previsão de produção de energia. Mas pela própria natureza caótica dos fenômenos, elas não conseguem avaliar valores com um mês de avanço com boa acurácia. Logo não seriam interessantes para o tipo de estudo feito aqui.

Ainda assim, os γ^i junto com as séries de potência instantânea, podem fornecer estatísticas bastante relevantes para calcular a probabilidade das potências instantâneas da planta híbrida. Valores esses bastante úteis, por exemplo, para se avaliar os riscos de geração, dimensionar a infraestrutura de transmissão ou avaliar o atendimento de carga em sistemas isolados.

A modalidade de alta frequência é mais difícil computacionalmente e necessita séries temporais de pequenos intervalos de tempo (menores de 1 *h*) perfeitamente alinhadas nas

medições. Um atraso em uma sequência dos dados pode levar a um resultado completamente espúrio. Também, na otimização pode tomar um grande tempo de cálculo, mas que podem ser minimizados com a utilização de códigos e linguagens mais adequados e, havendo necessidade, utilização de computadores mais potentes.

A proposta de plantas híbridas com fontes complementares apresenta vantagens claras tanto em situações conectadas à rede quanto em minirredes isoladas. Por exemplo, quando ligadas às linhas de transmissão, a melhor distribuição temporal da energia transportada aumenta a utilização da infraestrutura e diminui os custos proporcionais dessa etapa. No caso oposto, a maior quantidade de fontes eleva disponibilidade de energia exigindo menos de sistemas de armazenamento e reserva, exigindo menos baterias e combustíveis de *back-up*.

Por fim, mostrou-se em alguns exemplos como os recursos renováveis na plataforma continental do litoral do Estado de São Paulo poderiam ser explorados por usina híbrida, com foco na região de São Sebastião. Nos exemplos apresentados fica claro que não existe uma única melhor complementaridade; assim como em todo setor energético, os problemas têm inúmeras implicações sociais, econômicas, ambientais e técnicas. Sendo assim, as soluções são múltiplas e cabe à comunidade a escolha da mais adequada para ela naquele momento. Assim, mesmo que objetivamente hoje os recursos renováveis, especialmente as EMR, sejam mais caros que outras, a sociedade pode (e, na opinião do autor, deve) promover mecanismos para sua ampliação.

Conclusões

8.1 *Conclusões*

Os oceanos são uma vasta região com um enorme potencial energético a ser aproveitado.

As ondas apresentam grande densidade de energia e são encontradas em abundância, sobretudo nas latitudes mais altas. Dada sua complexidade, diversas tecnologias são propostas para sua exploração e cada uma vai apresentar particularidades que tornam seu estudo mais intenso. De maneira geral, é o recurso renovável menos economicamente viável atualmente.

As correntes marinhas são bastante constantes e, no caso de marés, até previsíveis. Apesar de alguma variedade no estilo de turbinas, o método de extração já é bem consolidado e seus custos vão diminuindo com o aumento de maturidade da indústria. Atualmente a exploração está focada em locais de potenciais extraordinários, mas, com a evolução das tecnologias, a tendência é de que cada vez mais localidades sejam consideradas de interesse. E para isso deve-se haver mais estudos para avaliação do recurso, já que é necessário um foco específico e capilarizado para identificar as melhores candidatas.

A energia solar é a mais abundante e bem distribuída das fontes. O recurso no mar é tão abundante quanto em terra, mas seu aproveitamento é mais caro pela maior complexidade dos ambientes. Entretanto, é de tecnologia bem conhecida, modular e facilmente incorporada a uma diversidade de projetos, com transferência praticamente direta da ex-

periência no continente para os oceanos. Praticamente toda planta híbrida se beneficiaria de ter uma participação de geração fotovoltaica.

Por fim, a eólica *offshore* é o recurso mais avançado no aproveitamento. Há instalações de escala comercial nos oceanos há décadas, e seu crescimento segue avançando. Ela é beneficiada pelos ventos que, geralmente, são mais intensos e constantes sobre o mar que nos continentes. Incentivos ao seu uso são cada vez maiores e seus custos cada vez menores, assim é a grande porta de entrada para o aproveitamento das fontes renováveis do ambiente que cobre dois terços do planeta.

Todas as fontes intermitentes apresentam variações em diferentes escalas de tempo e o aproveitamento de duas ou mais delas juntas sempre tende a ser benéfica porque, entre outros fatores, proporciona uma geração mais bem distribuída ao longo do tempo. Essa complementaridade entre fontes é algo fácil de ser compreendido, mas difícil de ser quantificado de forma objetiva e acessível. Até porque são diversas repostas possíveis, sem uma mais correta que a outra.

Para ainda se entender o tema, apresentou-se aqui uma metodologia que busca estudar a complementaridade sem necessariamente quantificá-la. Parte-se do princípio que ela é boa para o objetivo de interesse e se calcula um valor que corresponde a algo físico e constante que faz parte intrínseca de qualquer planta híbrida, que é a relação entre a potência instalada total e a de cada fonte. Essa participação relativa foi representada pela letra γ e espera-se que seja simples para poder ser compreendida por todos envolvidos nesses projetos que são multidisciplinares.

Outra característica que se buscou foi a de flexibilidade, incorporada nas múltiplas opções de critérios de otimização e ponderação das séries temporais. Com elas se espera que o modelo possa ser adaptado a diferentes cenários e ajudar a propor soluções para projetos dos mais diversos. Com isso se espera que as possibilidades de plantas híbridas no mar sejam ampliadas e que possam ser exploradas brevemente.

Para isso é necessário conhecer em detalhe os recursos, que são muito específicos de cada local, especialmente nas menores escalas de tempo. Para exemplificar, foi apresentado o caso do litoral do Estado de São Paulo para diversas fontes. A região, perincipalmente

perto de São Sebastião, se destaca não só pela quantidade de recursos disponíveis, como pelas características geográficas e também pela infra estrutura que poderia servir de suporte a projetos de aproveitamento no mar. Usando a eólica *offshore* como motriz com outros recursos renováveis em uma planta híbrida pode-se aumentar seu fator de capacidade, diminuir riscos e custos operacionais e aumentar a confiabilidade dos geradores conectados ao sistema interligado, além de estarem próximos aos grandes centros consumidores.

Vale lembrar que hoje a região sudeste não possui nenhum grande empreendimento solar ou eólico no continente, ainda que tenha mais de 40% da população e concentre a maior parte do PIB do país. Usar os recursos técnicos e econômicos ligados à exploração de combustíveis fósseis na bacia para desenvolver as energias renováveis seria uma grande proposta. Sobretudo em um contexto de transição energética, incentivar o desenvolvimento, testes e implantações de plantas híbridas no mar ajudaria a diminuir as emissões da matriz energética e solidificar a posição do Brasil como potência ambiental.

8.2 Limitações do Trabalho

O trabalho buscou estudar complementaridade em plantas híbridas, sem avaliar relações espaciais e complexidades associadas às redes interligadas. Custos e complexidades associadas à transmissão podem indicar ainda mais benefícios do uso de múltiplos recursos. Também não se buscou quantificá-la, não sendo assim possível com o modelo dizer que tal conjunto de fonte ou local é mais complementar que outro. O que é possível é avaliar os parâmetros γ^i para ambas situações com a mesma otimização e então avaliar geração, custo ou outro fator de interesse.

O modelo proposto também apresenta variação de resultados dependendo da escala de tempo de análise, como em índices de correlação utilizados nesse tipo de estudo. Entretanto, ressalta-se que as participações relativas γ^i calculadas nas modalidades sazonal ou de alta frequência são sim comparáveis e pode-se calcular ambos e com eles fazer uma análise com o foco desejado.

Para se fazer uma análise com o modelo proposto para altas frequências são necessárias séries síncronas, de mesmo tamanho e de pequeno passo de tempo (menor que uma hora); idealmente de dados coletados por um mesmo equipamento. Resultado de modelos geralmente trabalham com apenas uma das variáveis (fontes de energia alternativa) de cada vez desacopladas e tendem a suavizar ou não representar fenômenos de pequenos períodos de duração. Por essas dificuldades, não foi possível realizar um estudo com dados reais neste trabalho.

Por fim, ressalta-se que o modelo proposto por si só não é capaz de fazer previsão de geração. A partir dos γ poderia se tentar fazer uma análise estatística, mas é necessário lembrar que as séries temporais das fontes intermitentes não podem ser consideradas como variáveis independentes.

8.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, uma das principais seria aumentar a quantidade de estudos que buscam quantificar os recursos no ambiente oceânico, sobretudo EMR, em escala local. Diversas avaliações globais e regionais não têm resolução necessária e condições de contorno dos ambientes de forma que não são capazes de identificar muitos locais com grandes potenciais. Isso é bastante significativo no caso de correntes marinhas, onde diversas fontes relatam anedoticamente correntes intensas em regiões costeiras que carecem de estudos detalhados da área.

Outro tipo de trabalho que deve ser incentivado são os que tenham interdisciplinaridade e transdisciplinaridade. São muito comuns, por exemplo, avaliações de potencial de EMR por oceanógrafos com cálculo de geração de energia completamente irrealísticas ou estudos de engenheiros com parâmetros de ondas que não são encontradas em nenhum mar do mundo. Com o aumento da especialização e do aumento dos recursos computacionais é muito fácil e rápido produzir resultados mesmo que os processos físicos e as tecnologias envolvidas não sejam bem compreendidos. Isso cria uma literatura fragmentada e falha, sobretudo quando associada a uma forte pressão sobre os pesquisadores para um grande volume e frequência de publicações.

Estudos com avaliações dos impactos na exploração dos recursos são importantes, sobretudo observando as especificidades nacionais como fatores biológicos, de sedimentação e socioambientais. Atualmente, a grande maioria dos empreendimentos da área são em ambiente bastante distintos do litoral brasileiro.

Relativo ao modelo, um trabalho futuro importante seria obter e trabalhar com séries temporais adequadas à análise de altas frequências para corroborar sua efetividade e avaliar sua relação com a abordagem sazonal. E, de uma maneira geral, fazer uma avaliação da sensibilidade no tempo, seja tamanho da série e/ou do passo de tempo Δt .

Pode-se ainda estudar formas de adaptar o modelo a outros tipos de fontes não intermitentes (despacháveis) como correntes de maré, baterias, e outros acumuladores. A inclusão na análise das especificidades de transmissão e das curvas de cargas a serem atendidas também poderia trazer novas perspectivas sobre o tema. Ademais, pode-se pro-

por métodos de otimização diferentes e de avaliação da função objetivo no espaço dos γ^i possíveis e sua relação com a confiança nos resultados.

Por fim, sugere-se que mais estudos e propostas de protótipos de plantas marinhas sejam feitos e implementados. O conhecimento que pode ser adquirido com práticas em campo é muito valioso e importante para que o campo avance e os recursos renováveis dos oceanos sejam exequíveis a médio/longo prazo. Eles podem e devem contribuir no futuro com as outras fontes renováveis intermitentes (solar, eólica) e não intermitentes (biomassa, hidrelétrica), por exemplo, ajudando no controle do nível dos reservatórios ou até mesmo produzindo combustíveis como o hidrogênio verde.

Referências Bibliográficas

ABBASNIA, A. et al. Fully nonlinear dynamics of floating solar platform with twin hull by tubular floaters in ocean waves. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 257, p. 111320, 2022.

ABDULGAFAR, S. A.; OMAR, O. S.; YOUSIF, K. M. Improving the efficiency of polycrystalline solar panel via water immersion method. **International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology**, v. 3, n. 1, p. 96–101, 2014.

ABEEÓLICA. Boletim anual de geração, 2022. **Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2023.

AHAMED, R.; MCKEE, K.; HOWARD, I. Advancements of wave energy converters based on power take off (pto) systems: A review. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 204, p. 107248, 2020.

AHMAD, M. M.; KUMAR, A.; RANJAN, R. Recent developments of tidal energy as renewable energy: An overview. **River and Coastal Engineering: Hydraulics, Water Resources and Coastal Engineering**, Springer, p. 329–343, 2022.

AHMED, O. A. et al. Design and performance analysis of 250 kw grid-connected photovoltaic system in iraqi environment using pvsyst software. **Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEEI)**, v. 7, n. 3, p. 415–421, 2019.

AKPINAR, A.; BINGÖLBALI, B.; VLEDDER, G. P. V. Long-term analysis of wave power potential in the black sea, based on 31-year swan simulations. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 130, p. 482–497, 2017.

AKTAŞ, A.; KIRÇIÇEK, Y. A novel optimal energy management strategy for offshore wind/marine current/battery/ultracapacitor hybrid renewable energy system. **Energy**, Elsevier, v. 199, p. 117425, 2020.

ALCÉRRECA-HUERTA, J. C. et al. Energy yield assessment from ocean currents in the insular shelf of cozumel island. **Journal of Marine Science and Engineering**, MDPI, v. 7, n. 5, p. 147, 2019.

ALONSO, R. et al. Wave and tidal energy resource assessment in uruguayan shelf seas. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 114, p. 18–31, 2017.

ALVAREZ-SILVA, O.; OSORIO, A. F.; WINTER, C. Practical global salinity gradient energy potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 60, p. 1387–1395, 2016.

ANDERSEN, P. D. et al. The north sea offshore wind service industry: status, perspectives and a joint action plan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 81, p. 2672–2683, 2018.

ANDERSSON, J.; HELLSMARK, H.; SANDÉN, B. A. Shaping factors in the emergence of technological innovations: The case of tidal kite technology. **Technological forecasting and social change**, Elsevier, v. 132, p. 191–208, 2018.

ANDRES, A. d. et al. Beyond lcoe: A study of ocean energy technology development and deployment attractiveness. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 19, p. 1–16, 2017.

APPENDINI, C. M. et al. Wave modeling performance in the gulf of mexico and western caribbean: Wind reanalyses assessment. **Applied Ocean Research**, Elsevier, v. 39, p. 20–30, 2013.

ARAÚJO, P.; MARINHO, M. Analysis of hydro - wind complementarity in state of pernambuco, brazil by means of weibull parameters. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 04, p. 556–563, 2019.

ARAÚJO, V. B. d. Offshore wind: uma análise do porquê o brasil ainda não ingressou no mercado de geração de energia eólica offshore. **Trabalho de Conclusão de**

Curso (Bacharelado em Administração)-Faculdade de Administração e Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

ARDHUIN, F.; ORFILA, A. Wind waves. **New Frontiers in Operational Oceanography**, p. 393–422, 2018.

ARIMA, M.; TONAI, H.; YOSHIDA, K. Development of an ocean-going solar-powered underwater glider. In: ISOPE. **ISOPE International Ocean and Polar Engineering Conference**. [S.l.], 2014. p. ISOPE-I.

ARTAL, O.; PIZARRO, O.; SEPÚLVEDA, H. H. The impact of spring-neap tidal-stream cycles in tidal energy assessments in the chilean inland sea. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 139, p. 496–506, 2019.

ASTARIZ, S.; IGLESIAS, G. The economics of wave energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 45, p. 397–408, 2015.

ÁVILA, L. et al. Complementarity modeling of monthly streamflow and wind speed regimes based on a copula-entropy approach: A brazilian case study. **Applied Energy**, Elsevier, v. 259, p. 114127, 2020.

ÁVILA, L. et al. Evaluation of hydro-wind complementarity in the medium-term planning of electrical power systems by joint simulation of periodic streamflow and wind speed time series: A brazilian case study. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 167, p. 685–699, 2021.

BABARIT, A. et al. Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. **Renewable energy**, Elsevier, v. 41, p. 44–63, 2012.

BAGATINI, M. et al. Complementarity in time between hydro, wind and solar energy resources in the state of rio grande do sul, in southern brazil. **Energy and Power Engineering**, v. 9, n. 09, p. 515–526, 2017.

BARNIER, B. et al. Modelling the impact of flow-driven turbine power plants on great wind-driven ocean currents and the assessment of their energy potential. **Nature Energy**, Nature Publishing Group UK London, v. 5, n. 3, p. 240–249, 2020.

BASTOS, A. S. et al. Wave energy generation in brazil: A georeferenced oscillating water column inventory. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 8, p. 3409, 2023.

BEKIRSKY, N. et al. Many actors amongst multiple renewables: A systematic review of actor involvement in complementarity of renewable energy sources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 161, p. 112368, 2022.

BELUCO, A.; SOUZA, P. K. de; KREZNINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, 2008.

BESERRA, E. R. **Avaliação de sítios para o aproveitamento dos recursos energéticos das ondas do mar**. 198 p. p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica, 2007.

BHUIYAN, M. A. et al. Economic feasibility of marine renewable energy. **Frontiers in Marine Science**, Frontiers, v. 9, p. 988513, 2022.

BOWDEN, G. et al. The weibull distribution function and wind power statistics. **Wind Engineering**, JSTOR, p. 85–98, 1983.

BRAGA, J. et al. Converting offshore oil and gas infrastructures into renewable energy generation plants: An economic and technical analysis of the decommissioning delay in the brazilian case. **Sustainability**, MDPI, v. 14, n. 21, p. 13783, 2022.

CAMPOS, R. A.; NASCIMENTO, L. R. do; RÜTHER, R. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 221, p. 113160, 2020.

CANALES, F. A. et al. Spatial representation of temporal complementarity between three variable energy sources using correlation coefficients and compromise programming. **MethodsX**, Elsevier, v. 7, p. 100871, 2020.

CANTÃO, M. P. et al. Evaluation of hydro-wind complementarity in the brazilian territory by means of correlation maps. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 101, p. 1215–1225, 2017.

CANTOR, D.; MESA, O.; OCHOA, A. Complementarity beyond correlation. In: **Complementarity of Variable Renewable Energy Sources**. [S.l.]: Elsevier, 2022. p. 121–141.

- CARPIO, L. G. T. Mitigating the risk of photovoltaic power generation: A complementarity model of solar irradiation in diverse regions applied to brazil. **Utilities Policy**, Elsevier, v. 71, p. 101245, 2021.
- CARVALHO, J. T. **Simulação da distribuição de energia das ondas oceânicas ao largo do litoral brasileiro**. 143 p. p. Dissertação (Mestrado) — Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2010.
- CASTELAO, R. M.; BARTH, J. A. Upwelling around cabo frio, brazil: The importance of wind stress curl. **Geophysical research letters**, Wiley Online Library, v. 33, n. 3, 2006.
- CASTRO, B. M. Wind driven currents in the channel of são sebastião: winter, 1979. **Boletim do Instituto Oceanográfico**, SciELO Brasil, v. 38, n. 2, p. 111–132, 1990.
- CASTRO, B. M. et al. A amazônia azul: recursos e preservação. **Revista USP**, v. 113, p. 7–26, 2017.
- CASTRO, B. M.; LEE, T. N. Wind-forced sea level variability on the southeast brazilian shelf. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, Wiley Online Library, v. 100, n. C8, p. 16045–16056, 1995.
- CHANDLER, M.; ZILBERMAN, N.; SPRINTALL, J. Seasonal to decadal western boundary current variability from sustained ocean observations. **Geophysical Research Letters**, Wiley Online Library, v. 49, n. 12, p. e2022GL097834, 2022.
- CHARACTERIZATION, A. R.; COSTS, I. Wave Energy Utility Integration Wave Integration Project. 2013.
- CHEN, J. et al. Simulation and design of solar power system for ocean buoy. In: IOP PUBLISHING. **Journal of Physics: Conference Series**. [S.l.], 2018. v. 1061, n. 1, p. 012018.
- CHENG-QING, Y. et al. Marine environmental damage effects of solar cell panel. **PHM-2010 Macau**, v. 10, 2010.
- CHOI, Y.-K. A study on power generation analysis of floating pv system considering environmental impact. **International journal of software engineering and its applications**, v. 8, n. 1, p. 75–84, 2014.

CHOI, Y. K.; CHOI, W. S.; LEE, J. H. Design and installation technique of ocean floating photovoltaic systems with advanced materials. **Science of advanced materials**, American Scientific Publishers, v. 8, n. 3, p. 675–680, 2016.

CHOI, Y.-K.; LEE, J.-H. Structural safety assessment of ocean-floating photovoltaic structure model. **Israel Journal of Chemistry**, Wiley Online Library, v. 55, n. 10, p. 1081–1090, 2015.

CHOWDHURY, M. et al. Current trends and prospects of tidal energy technology. **Environment, development and sustainability**, Springer, v. 23, p. 8179–8194, 2021.

COELHO, A. L. **Massas de água e circulação no Canal de São Sebastião (SP)**. 244 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Instituto Oceanográfico, 1997.

COLES, D. et al. A review of the uk and british channel islands practical tidal stream energy resource. **Proceedings of the Royal Society A**, The Royal Society, v. 477, n. 2255, p. 20210469, 2021.

CORNETT, A. Inventory of Canada's Marine Renewable Energy Resources. **Technical Report, Canadian Hydraulics Centre, National Research Council Canada**, 2006. Disponível em: <http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-ncan.gc.ca/fichier.php/codectec/En/2009-053_marine/CHC-TR-041.pdf>.

COSSU, R. et al. Tidal energy site characterisation in a large tidal channel in banks strait, tasmania, australia. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 177, p. 859–870, 2021.

COSTA, C. G. et al. An operational forecasting system for physical processes in the santos-sao vicente-bertioga estuarine system, southeast brazil. **Ocean Dynamics**, Springer, v. 70, p. 257–271, 2020.

COSTA, P. R.; GARCIA-ROSA, P. B.; ESTEFEN, S. F. Phase control strategy for a wave energy hyperbaric converter. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 37, n. 17-18, p. 1483–1490, 2010.

CRIMMINS, D. M. et al. Long-endurance test results of the solar-powered auv system. In: **IEEE. OCEANS 2006**. [S.l.], 2006. p. 1–5.

- CUI, Y.; ZHAO, H. Marine renewable energy project: The environmental implication and sustainable technology. **Ocean & Coastal Management**, Elsevier, p. 106415, 2022.
- CURTO, D.; FRANZITTA, V.; GUERCIO, A. Sea wave energy. a review of the current technologies and perspectives. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 20, p. 6604, 2021.
- CUTTLER, M. V.; HANSEN, J. E.; LOWE, R. J. Seasonal and interannual variability of the wave climate at a wave energy hotspot off the southwestern coast of australia. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 146, p. 2337–2350, 2020.
- DALTON, G. et al. Economic and socio-economic assessment methods for ocean renewable energy: Public and private perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 45, p. 850–878, 2015.
- DEZH DAR, A. et al. A transient model for clean electricity generation using solar energy and ocean thermal energy conversion (otec)-case study: Karkheh dam-southwest iran. **Energy Nexus**, Elsevier, v. 9, p. 100176, 2023.
- DOTTORI, M.; CASTRO, B. M. The response of the sao paulo continental shelf, brazil, to synoptic winds. **Ocean dynamics**, Springer, v. 59, n. 4, p. 603–614, 2009.
- DOTTORI, M.; SIEGLE, E.; CASTRO, B. M. Hydrodynamics and water properties at the entrance of araçá bay, brazil. **Ocean Dynamics**, Springer, v. 65, n. 12, p. 1731–1741, 2015.
- DREW, B.; PLUMMER, A. R.; SAHINKAYA, M. N. **A review of wave energy converter technology**. [S.l.]: Sage Publications Sage UK: London, England, 2009.
- ELLABBAN, O.; ABU-RUB, H.; BLAABJERG, F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 39, p. 748–764, 2014.
- ELSHAFEI, M. et al. Study of massive floating solar panels over lake nasser. **Journal of Energy**, Hindawi Limited, v. 2021, p. 1–17, 2021.
- EPE. Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050. **Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro**, 2018.

EPE. Roadmap eólica offshore-brasil. perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. **Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, BR, 140p**, 2020.

EPE. Balanço energético nacional 2023: Ano base 2022. **Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro**, 2023.

ESPINDOLA, R. L.; ARAÚJO, A. M. Wave energy resource of brazil: An analysis from 35 years of era-interim reanalysis data. **PLoS One**, Public Library of Science San Francisco, CA USA, v. 12, n. 8, p. e0183501, 2017.

ESSAK, L.; GHOSH, A. Floating photovoltaics: A review. **Clean Technologies**, MDPI, v. 4, n. 3, p. 752–769, 2022.

ETEMADI, A. et al. Electricity generation by the ocean thermal energy. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 12, p. 936–943, 2011.

FAIRLEY, I. et al. Drone-based large-scale particle image velocimetry applied to tidal stream energy resource assessment. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 196, p. 839–855, 2022.

FALCÃO, A. F. d. O. Wave energy utilization: A review of the technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 899–918, 2010. ISSN 13640321. Disponível em: <http://ac.els-cdn.com/S1364032109002652/1-s2.0-S1364032109002652-main.pdf?_tid=661ae596-a09f-11e4-9982-0000aacb361&acdnat=1421756900_e92c82c056901aca9435c3e4d5dfdc0>.

FERREIRA, R. M. d. S. d. A. **Técnica de interferometria SAR e modelagem hidrodinâmica para avaliação de locais adequados ao aproveitamento da energia das correntes de maré**. 173 p. p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica, 2011.

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable energy**, Elsevier, v. 60, p. 63–70, 2013.

FISCHER, A. **Avaliação do potencial energético de correntes oceânicas no litoral Sul do Brasil**. 117 p. p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas, 2014.

FISCHER, A. et al. Energetic Potential And Variability Of Ocean Currents On The Southern Coast Of Brazil. **Ieee Latin America Transactions**, v. 13, n. 5, p. 1369–1375, 2015. ISSN 1548-0992.

FISCHER, A. et al. Feasibility limits for a hybrid system with ocean wave and ocean current power plants in southern coast of brazil. **Computational Water, Energy, and Environmental Engineering**, Scientific Research Publishing, v. 10, n. 01, p. 1, 2020.

FONTES, R. F. C. **As correntes no canal de São Sebastião**. 159 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Instituto Oceanográfico, 1995.

FORREST, D. et al. Riding the wave: Challenges and opportunities for marine renewable energies in canada’s energy transition. 2022.

FORTES, J. F. **Avaliação do potencial de energias marinhas na região de São Sebastião**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2018.

FRIEBE, A. et al. A marine research asv utilizing wind and solar power. In: **OCEANS 2017 - Aberdeen**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–7.

GALLARDO, R. P.; RÍOS, A. M.; RAMÍREZ, J. S. Analysis of the solar and wind energetic complementarity in mexico. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 268, p. 122323, 2020.

GAO, Q. et al. Assessment of wind and wave power characteristic and potential for hybrid exploration in australia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 168, p. 112747, 2022.

GARCIA-ROSA, P. B. et al. Wave-to-wire model and energy storage analysis of an ocean wave energy hyperbaric converter. **IEEE Journal of Oceanic Engineering**, v. 39, n. 2, p. 386–397, 2014.

Ghafari, H. R.; Ghassemi, H.; Neisi, A. Power matrix and dynamic response of the hybrid wavestar-deepcwind platform under different diameters and regular wave conditions. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 247, p. 110734, 2022.

GIACHERO, G. d. F. **A method of economic analysis and cost assessment for the installation of marine stream turbines.** Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2022.

GOES, M. et al. Long-term monitoring of the brazil current transport at 22 s from xbt and altimetry data: Seasonal, interannual, and extreme variability. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, Wiley Online Library, v. 124, n. 6, p. 3645–3663, 2019.

GOMES, M. S. d. S. et al. Proposal of a methodology to use offshore wind energy on the southeast coast of brazil. **Energy**, Elsevier, v. 185, p. 327–336, 2019.

GONZÁLEZ-GORBEÑA, E.; ROSMAN, P. C.; QASSIM, R. Y. Assessment of the tidal current energy resource in são marcos bay, brazil. **Journal of Ocean Engineering and Marine Energy**, Springer, v. 1, n. 4, p. 421–433, 2015.

GONZALEZ-SALAZAR, M.; POGANIETZ, W. R. Making use of the complementarity of hydropower and variable renewable energy in latin america: A probabilistic analysis. **Energy Strategy Reviews**, Elsevier, v. 44, p. 100972, 2022.

GORJIAN, S. et al. Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 278, p. 124285, 2021.

GUALTIERI, G. Analysing the uncertainties of reanalysis data used for wind resource assessment: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 167, p. 112741, 2022.

GUEZGOUZ, M. et al. Assessment of solar and wind energy complementarity in algeria. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 238, p. 114170, 2021.

GUILLOU, N. Evaluation of wave energy potential in the sea of iroise with two spectral models. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 106, p. 141–151, 2015.

GUILLOU, N.; CHAPALAIN, G. Annual and seasonal variabilities in the performances of wave energy converters. **Energy**, Elsevier, v. 165, p. 812–823, 2018.

GUIMARÃES, R. C. et al. An overview of the brazilian continental shelf wave energy potential. **Regional Studies in Marine Science**, Elsevier, v. 25, p. 100446, 2019.

GUO, B. et al. Performance evaluation of a submerged tidal energy device with a single mooring line. **Ocean Engineering**, Elsevier, v. 196, p. 106791, 2020.

GWEC. Global wind report 2023. **Global Wind Energy Council**, 2023.

HAAS, K. Assessment of energy production potential from ocean currents along the united states coastline. 9 2013. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1093367>>.

HAAS, K. et al. Ocean current energy resource assessment for the gulf stream system: The florida current. **Marine Renewable Energy: Resource Characterization and Physical Effects**, Springer, p. 217–236, 2017.

HAGERMAN, G. et al. Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production by Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices. **EPRI North American tidal in stream power feasibility demonstration project**, v. 1, 2006.

HARARI, J.; CAMARGO, R. d. Modelagem numérica da região costeira de santos (sp): circulação de maré. **Revista Brasileira de Oceanografia**, SciELO Brasil, v. 46, n. 2, p. 135–156, 1998.

HARDWICK, J. et al. Quantifying the effects of wave—current interactions on tidal energy resource at sites in the english channel using coupled numerical simulations. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 12, p. 3625, 2021.

HARIRI, M. H. M. et al. Design and development of 100w solar power systems for odas buoy. In: **2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–4.

HEGARTY, A. et al. A low-cost remote solar energy monitoring system for a buoyed iot ocean observation platform. In: **2019 IEEE 5th World Forum on Internet of Things (WF-IoT)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 386–391.

HERRERA, J.; SIERRA, S.; IBEAS, A. Ocean thermal energy conversion and other uses of deep sea water: A review. **Journal of Marine Science and Engineering**, MDPI, v. 9, n. 4, p. 356, 2021.

HOOPER, T.; ARMSTRONG, A.; VLASWINKEL, B. Environmental impacts and benefits of marine floating solar. **Solar Energy**, Elsevier, v. 219, p. 11–14, 2021.

HOOVER, T.; AUSTEN, M. Tidal barrages in the uk: Ecological and social impacts, potential mitigation, and tools to support barrage planning. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 23, p. 289–298, 2013.

HU, H. et al. Bibliometric analysis for ocean renewable energy: An comprehensive review for hotspots, frontiers, and emerging trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 167, p. 112739, 2022.

HUANG, K. et al. Improving complementarity of a hybrid renewable energy system to meet load demand by using hydropower regulation ability. **Energy**, Elsevier, v. 248, p. 123535, 2022.

IBGE. Censo 2022. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2023.

IEA. **Solar PV, International Energy Agency, Paris** <https://www.iea.org/reports/solar-pv>, License: CC BY 4. 2022.

IRENA. Renewable energy statistics 2019. **The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.**, 2019.

IRENA. Renewable energy statistics 2023. **The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.**, 2023.

IUNG, A. M.; OLIVEIRA, F. L. C.; MARCATO, A. L. M. A review on modeling variable renewable energy: Complementarity and spatial–temporal dependence. **Energies**, MDPI, v. 16, n. 3, p. 1013, 2023.

JIANG, B. et al. Performance analysis and tank test validation of a hybrid ocean wave-current energy converter with a single power takeoff. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 224, p. 113268, 2020.

JO, C. H.; HWANG, S. J. Review on tidal energy technologies and research subjects. **China Ocean Engineering**, Springer, v. 34, p. 137–150, 2020.

JONES, K.; DOBROKHODOV, V.; DILLARD, C. Aqua-quad - solar powered, long endurance, hybrid mobile vehicle for persistent surface and underwater reconnaissance, part i - platform design. In: **OCEANS 2016 MTS/IEEE Monterey**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–10.

JUNG, H. et al. Extracting energy from ocean thermal and salinity gradients to power unmanned underwater vehicles: State of the art, current limitations, and future outlook. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 160, p. 112283, 2022.

JURASZ, J.; BELUCO, A.; CANALES, F. A. The impact of complementarity on power supply reliability of small scale hybrid energy systems. **Energy**, Elsevier, v. 161, p. 737–743, 2018.

JURASZ, J. et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, Elsevier, v. 195, p. 703–724, 2020.

KABIR, A.; LEMONGO-TCHAMBA, I.; FERNANDEZ, A. An assessment of available ocean current hydrokinetic energy near the north carolina shore. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 80, p. 301–307, 2015.

KADDOURA, M.; TIVANDER, J.; MOLANDER, S. Life cycle assessment of electricity generation from an array of subsea tidal kite prototypes. **Energies**, MDPI, v. 13, n. 2, p. 456, 2020.

KANG, D.; CURCHITSER, E. N.; ROSATI, A. Seasonal variability of the gulf stream kinetic energy. **Journal of Physical Oceanography**, American Meteorological Society, v. 46, n. 4, p. 1189–1207, 2016.

KANG, T.-W. et al. Analysis of contribution of full summation hydrodynamic load to dynamic response of floating offshore wind turbine structure operating in extreme environments. **International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology**, Springer, v. 10, n. 2, p. 547–565, 2023.

KARADÖL, İ.; YILDIZ, C.; ŞEKKELI, M. Determining optimal spatial and temporal complementarity between wind and hydropower. **Energy**, Elsevier, v. 230, p. 120790, 2021.

KAZIMIERCZUK, K. et al. A socio-technical assessment of marine renewable energy potential in coastal communities. **Energy Research & Social Science**, Elsevier, v. 100, p. 103098, 2023.

KHAN, M. J. et al. Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 86, n. 10, p. 1823–1835, 2009. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017>>.

KHARE, V.; AHMED, M. Tidal energy-path towards sustainable energy: A technical review. **Cleaner Energy Systems**, Elsevier, p. 100041, 2022.

KIRBAŞ, İ.; ÇİFCİ, A. Feasibility study of a solar power plant installation: a case study of lake burdur, turkey. **El-Cezeri**, Tayfun UYGUNOĞLU, v. 6, n. 3, p. 830–835, 2019.

KIRINUS, E. D. P. **Estudo da Viabilidade de Conversão da Energia das Correntes em Energia Elétrica na Plataforma Continental Sul-Sudeste Brasileira**. 229 p. p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande, Instituto de Oceanografia, 2017.

KIRINUS, E. D. P.; MARQUES, W. C. Viability of the application of marine current power generators in the south Brazilian shelf. **Applied Energy**, Elsevier Ltd, v. 155, p. 23–34, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.028>>.

KIRINUS, E. d. P.; OLEINIK, P. H.; MARQUES, W. C. Hydrodynamic and morphodynamic influences from ocean current energy conversion sites in the south–southeastern brazilian inner shelf. **Processes**, MDPI, v. 10, n. 2, p. 340, 2022.

KIRINUS, E. P.; MARQUES, W. C. Viabilidade do uso de turbinas hidrocínicas na Plataforma Continental Sul-Sudeste Brasileira. **Scientia Plena**, v. 11, n. 8, p. 1–10, 2015.

KIRINUS, E. P.; STRINGARI, C. E.; MARQUES, W. C. Viabilidade de conversão da energia de correntes marinhas na Plataforma Continental Sul do Brasil. **Vetor**, v. 22, p. 83–103, 2012. ISSN 0102-7352.

KOLBERT, E. **The sixth extinction: An unnatural history**. [S.l.]: A&C Black, 2014.

KULARATHNA, A. S. et al. Evaluation of co-existence options of marine renewable energy projects in japan. **Sustainability**, MDPI, v. 11, n. 10, p. 2840, 2019.

KUMAR, M.; NIYAZ, H. M.; GUPTA, R. Challenges and opportunities towards the development of floating photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 233, p. 111408, 2021.

KUMAR, N. M. et al. Performance analysis of 100 kw grid connected si-poly photovoltaic system using pvsyst simulation tool. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 117, p. 180–189, 2017.

KUNDU, P. K.; COHEN, I. **Fluid mechanics**. [S.l.]: Elsevier Acad. Press, London, 2008. 766 p. p.

LAM, W.-H.; ROY, C. B. Insights into the ocean health index for marine renewable energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 33, p. 26–33, 2014.

LANA, A. et al. Wind influence on surface current variability in the ibiza channel from hf radar. **Ocean Dynamics**, Springer, v. 66, n. 4, p. 483–497, 2016.

LAWS, N. D.; EPPS, B. P. Hydrokinetic energy conversion_ Technology, research, and outlook. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 57, p. 1245–1259, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.189>>.

LEE, H.; ROMERO, J.; IPCC, C. Climate change 2023: Synthesis report. a report of the intergovernmental panel on climate change. contribution of working groups i, ii and iii to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. **IPCC**, Geneva, Switzerland, p. 24, 2023.

LEE, U.-J.; JEONG, W.-M.; CHO, H.-Y. Estimation and analysis of jonswap spectrum parameter using observed data around korean coast. **Journal of Marine Science and Engineering**, MDPI AG, v. 10, n. 5, p. 578, Apr 2022. ISSN 2077-1312. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.3390/jmse10050578>>.

LI, M. et al. State-of-the-art review of the flexibility and feasibility of emerging offshore and coastal ocean energy technologies in east and southeast asia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 162, p. 112404, 2022.

LIEBER, L. et al. Optimising multiple multibeam sonars to assess marine life interactions with an underwater kite. In: **Proceedings of the 12th European Wave and Tidal Energy Conference**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

- LIMA, D. K. et al. Estimating the offshore wind resources of the state of ceará in brazil. **Renewable energy**, Elsevier, v. 83, p. 203–221, 2015.
- LIMA, S. L. d. et al. Projeto da usina maremotriz do bacanga: Concepção e perspectivas. In: **V Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, São Pedro, São Paulo, Brasil**. [S.l.: s.n.], 2003.
- LIN, Y. et al. Wave energy assessment in the china adjacent seas on the basis of a 20-year swan simulation with unstructured grids. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 136, p. 275–295, 2019.
- LISBOA, R. C.; TEIXEIRA, P. R.; FORTES, C. J. Numerical evaluation of wave energy potential in the south of brazil. **Energy**, Elsevier, v. 121, p. 176–184, 2017.
- LIU, H. W. et al. A review on the development of tidal current energy in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 15, n. 2, p. 1141–1146, 2011. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.042>>.
- LIU, L. et al. Power generation efficiency and prospects of floating photovoltaic systems. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 105, p. 1136–1142, 2017.
- LIU, T. et al. High-resolution modeling of the kuroshio current power south of japan. **Journal of Ocean Engineering and Marine Energy**, Springer, p. 1–19, 2017.
- LÓPEZ, M.; RODRÍGUEZ, N.; IGLESIAS, G. Combined floating offshore wind and solar pv. **Journal of Marine Science and Engineering**, MDPI, v. 8, n. 8, p. 576, 2020.
- LUZ, T. d.; MOURA, P. Power generation expansion planning with complementarity between renewable sources and regions for 100% renewable energy systems. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 29, n. 7, p. e2817, 2019.
- LUZ, T. J. d.; VILA, C. U.; AOKI, A. R. Complementarity between renewable energy sources and regions-brazilian case. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, SciELO Brasil, v. 66, 2023.

MADÉMLIS, G. et al. Design of maximum power point tracking for dynamic power response of tidal undersea kite systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 2, p. 2048–2060, 2020.

MALIK, M. Z. et al. Ocean thermal energy conversion (otec) system boosted with solar energy and teg based on exergy and exergo-environment analysis and multi-objective optimization. **Solar Energy**, Elsevier, v. 208, p. 559–572, 2020.

MANASSEH, R. et al. Integration of wave energy and other marine renewable energy sources with the needs of coastal societies. **The International Journal of Ocean and Climate Systems**, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 8, n. 1, p. 19–36, 2017.

MANCIO, J. F. **Variação sazonal das correntes na plataforma continental interna e média de São Paulo: forçantes e respostas**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019.

MARTÍN, J. J. N. **Avaliação Econômica dos Recursos Energéticos das Ondas do Mar**. 118 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica, 2012.

MAZZINI, P. L. F. **Correntes subinerciais na Plataforma Continental interna entre Peruíbe e São Sebastião: observações**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.

MCTI. Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil 6^aed. **Ministério da ciência, tecnologia e inovação (MCTI)**, MCTI Brasília, DF, 2022.

MEYER, I.; NIEKERK, J. L. V. Towards a practical resource assessment of the extractable energy in the agulhas ocean current. **International journal of marine energy**, Elsevier, v. 16, p. 116–132, 2016.

MIRANDA, L. B. d.; CASTRO, B. M. Variabilidade da circulação e do transporte de volume no canal de São Sebastião (SP). **Publicação especial do Instituto Oceanográfico, São Paulo**, v. 11, p. 1–9, 1995.

MIRANDA, L. B. d.; MESQUITA, A. R. d.; FRANÇA, C. A. d. S. Estudo da circulação e dos processos de mistura no extremo sul do mar de cananéia: condições de dezembro de 1991. **Boletim do Instituto Oceanográfico**, SciELO Brasil, v. 43, n. 2, p. 153–164, 1995.

MOHAMMADI, K. et al. Assessing different parameters estimation methods of weibull distribution to compute wind power density. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 108, p. 322–335, 2016.

MORAIS, P. H. L. S. **Hidrodinâmica da Plataforma Continental Interna do estado de São Paulo**. 103 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, Instituto Oceanográfico, 2016.

MORK, G. et al. Assessing the global wave energy potential. In: **International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering**. [S.l.: s.n.], 2010. v. 49118, p. 447–454.

NACHTANE, M. et al. A review on the technologies, design considerations and numerical models of tidal current turbines. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 157, p. 1274–1288, 2020.

NASCIMENTO, M. M. d. S. et al. Offshore wind and solar complementarity in brazil: A theoretical and technical potential assessment. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 270, p. 116194, 2022.

NASCIMENTO, R. F. d. **Resposta da Plataforma Continental de São Paulo ao vento sinótico: estudos numéricos**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017.

NEARY, V. S. et al. Classification systems for wave energy resources and wec technologies. **International Marine Energy Journal**, v. 1, n. 2 (Nov), p. 71–79, 2018.

NEILL, S. P. et al. Tidal range energy resource and optimization—past perspectives and future challenges. **Renewable energy**, Elsevier, v. 127, p. 763–778, 2018.

NEOSOLAR. Loja online neosolar. <https://www.neosolar.com.br/loja>, acesso: 2018-11-20, 2018.

NEOSOLAR. Loja online neosolar. <https://www.neosolar.com.br/loja>, acesso: 2019-06-10, 2019.

NETO, E. E.; RISSO, A.; BELUCO, A. Complementarity in time between wind and water resources in northeastern brazil. **Int. J. Environ. Eng. Nat. Resour**, v. 1, n. 1, p. 13–18, 2014.

NETO, P. B. L.; SAAVEDRA, O. R.; OLIVEIRA, D. Q. The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 147, p. 339–355, 2020.

NEVES, M. G. d. C. **Estudo da viabilidade de implantação de plantas para conversão de energia térmica do oceano (OTEC) no Brasil**. 162 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira, 2015.

OLEINIK, P. H.; MARQUES, W. C.; KIRINUS, E. d. P. Estimate of the wave climate on the most energetic locations of the south-southeastern brazilian shelf. In: TRANS TECH PUBL. **Defect and Diffusion Forum**. [S.l.], 2016. p. 130–140.

OLEINIK, P. H.; MARQUES, W. C.; KIRINUS, E. d. P. Simulação de ondas oceânicas na costa sul-sudeste brasileira para análise do potencial energético. **VETOR-Revista de Ciências Exatas e Engenharias**, v. 26, n. 2, p. 39–50, 2016.

OLIVEIRA, H. M. d.; SODRÉ, E. d. A. Study of a grid-tied photovoltaic system in caruaru using pvsyst and skelion. In: IEEE. **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

OSTRITZ, F. **Estimativa Do Potencial Energético Gerado Por Ondas Na Costa Do Brasil Com Ênfase No Estado Do Ceará**. 58 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica, 2012.

PALFI, G. C.; ZAMBON, R. C. Hydro and wind power complementarity and scenarization in brazil. In: **World Environmental and Water Resources Congress 2013: Showcasing the Future**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 2414–2424.

PARK, S.; CHUN, W.; KIM, N. Simulated production of electric power and desalination using solar-otec hybrid system. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 41, n. 5, p. 637–649, 2017.

PARKER, A. Deep ocean currents energy resources: a case study of australia. **World Journal of Modelling and Simulation**, World Academic Union, v. 11, p. 163–173, 2015.

PEGORELLI, C.; DOTTORI, M.; FORTES, J. F. Evaluating the gravity wave energy potential off the brazilian coast. **Brazilian Journal of Oceanography**, SciELO Brasil, v. 66, n. 2, p. 220–233, 2018.

PELLI, D. et al. Assessing the wave energy potential in the mediterranean sea using wavewatch iii. **Prog. Renewable Energies Offshore**, p. 21–26, 2016.

PEREIRA, A. F. et al. Numerical simulation of m2 internal tides in the south brazil bight and their interaction with the brazil current. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, Wiley Online Library, v. 112, n. C4, 2007.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. **São José dos Campos: Inpe**, v. 1, 2017.

PEREZ, R. et al. Solar resource variability. **Wind Field and Solar Radiation Characterization and Forecasting: A Numerical Approach for Complex Terrain**, Springer, p. 149–170, 2018.

PIANCA, C.; MAZZINI, P. L. F.; SIEGLE, E. Brazilian offshore wave climate based on nww3 reanalysis 1* 2. **Brazilian Journal of Oceanography**, v. 58, n. 1, p. 53–70, 2010.

PIANEZZOLA, G.; KRENZINGER, A.; CANALES, F. A. Complementarity maps of wind and solar energy resources for rio grande do sul, brazil. **Energy and Power Engineering**, v. 9, n. 09, p. 489–504, 2017.

PIMENTA, F. M. et al. Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability. **Energies**, MDPI, v. 12, n. 21, p. 4195, 2019.

PURBA, N. P. et al. Preliminary research of using ocean currents and wind energy to support lighthouse in small island, indonesia. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 47, p. 204–210, 2014.

RAHMAN, A.; FARROK, O.; HAQUE, M. M. Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 161, p. 112279, 2022.

RAJAGOPALAN, K.; NIHOUS, G. C. Estimates of global ocean thermal energy conversion (otec) resources using an ocean general circulation model. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 50, p. 532–540, 2013.

REBOITA, M. S. et al. The south atlantic subtropical anticyclone: present and future climate. **Frontiers in Earth Science**, Frontiers Media SA, v. 7, p. 8, 2019.

REBOITA, M. S. et al. Regimes de precipitação na américa do sul: uma revisão bibliográfica. **Revista brasileira de meteorologia**, SciELO Brasil, v. 25, p. 185–204, 2010.

REBOITA, M. S. et al. South atlantic ocean cyclogenesis climatology simulated by regional climate model (regcm3). **Climate Dynamics**, Springer, v. 35, n. 7-8, p. 1331–1347, 2010.

REGUERO, B.; LOSADA, I.; MÉNDEZ, F. A global wave power resource and its seasonal, interannual and long-term variability. **Applied Energy**, Elsevier, v. 148, p. 366–380, 2015.

REN, G. et al. Spatial and temporal assessments of complementarity for renewable energy resources in china. **Energy**, Elsevier, v. 177, p. 262–275, 2019.

RISSE, A.; BELUCO, A.; ALVES, R. d. C. M. Complementarity roses evaluating spatial complementarity in time between energy resources. **Energies**, MDPI, v. 11, n. 7, p. 1918, 2018.

ROBERTS, A. et al. Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas. **Journal of Ocean Engineering and Marine Energy**, Springer, v. 2, p. 227–245, 2016.

ROBERTSON, B. et al. Quantifying wave power and wave energy converter array production potential. **International Journal of Marine Energy**, Elsevier, v. 14, p. 143–160, 2016.

ROSA, C. d. O. C. S. et al. Assessing complementarity and optimising the combination of intermittent renewable energy sources using ground measurements. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 258, p. 120946, 2020.

ROSA-CLOT, M. et al. Submerged photovoltaic solar panel: Sp2. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 35, n. 8, p. 1862–1865, 2010.

ROURKE, F. O.; BOYLE, F.; REYNOLDS, A. Tidal current energy resource assessment in Ireland: Current status and future update. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 14, n. 9, p. 3206–3212, 2010. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.039>>.

RTIMI, R.; SOTTOLICHIO, A.; TASSI, P. The rance tidal power station: Toward a better understanding of sediment dynamics in response to power generation. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 201, p. 323–343, 2022.

RUSU, E. Evaluation of the wave energy conversion efficiency in various coastal environments. **Energies**, MDPI, v. 7, n. 6, p. 4002–4018, 2014.

RUSU, E.; ONEA, F. A review of the technologies for wave energy extraction. **Clean Energy**, v. 2, n. 1, p. 10–19, 03 2018. ISSN 2515-4230. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/ce/zky003>>.

SAEED, M. K. et al. Comparison of six different methods of weibull distribution for wind power assessment: A case study for a site in the northern region of pakistan. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 36, p. 100541, 2019.

SAHA, S. et al. The ncep climate forecast system reanalysis. **Bulletin of the American Meteorological Society**, American Meteorological Society, v. 91, n. 8, p. 1015–1058, 2010.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 66, p. 815–824, 2016.

SANTOS, J. A. F. d. A. et al. Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in brazil. **Utilities policy**, Elsevier, v. 67, p. 101084, 2020.

SEGURA, E. et al. Techno-economic challenges of tidal energy conversion systems: Current status and trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 77, p. 536–550, 2017.

SEGURA, E.; MORALES, R.; SOMOLINOS, J. A. Cost assessment methodology and economic viability of tidal energy projects. **Energies**, MDPI, v. 10, n. 11, p. 1806, 2017.

SHADMAN, M. et al. A review of offshore renewable energy in south america: current status and future perspectives. **Sustainability**, MDPI, v. 15, n. 2, p. 1740, 2023.

SHADMAN, M. et al. Ocean renewable energy potential, technology, and deployments: a case study of brazil. **Energies**, MDPI, v. 12, n. 19, p. 3658, 2019.

SHENG, W. Wave energy conversion and hydrodynamics modelling technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 109, p. 482–498, 2019.

SHETTY, C.; PRIYAM, A. A review on tidal energy technologies. **Materials Today: Proceedings**, Elsevier, v. 56, p. 2774–2779, 2022.

SIFFERT, J. R. R. **Aspectos Regulatórios De Energia Renovável De Fontes Oceânicas**. 150 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica, 2010.

SILVA, A. R. et al. Complementarity of brazil's hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 56, p. 413–427, 2016.

SILVA, G. D. P. D.; BRANCO, D. A. C. Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? assessing environmental impacts. **Impact Assessment and Project Appraisal**, Taylor & Francis, v. 36, n. 5, p. 390–400, 2018.

SILVA, J. S. **Viabilidade de geração de energia elétrica através de ondas oceânicas no litoral norte do Rio Grande do Sul : estudo de um sistema híbrido de energias renováveis**. 117 p. p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Pesquisas Hidráulicas, 2012.

SILVA, R. et al. Dynamical analysis of a novel hybrid oceanic tidal-wave energy converter system. **Energy**, Elsevier, v. 263, p. 125933, 2023.

SILVEIRA, I. C. A. et al. A corrente do brasil ao largo da costa leste brasileira. **Revista Brasileira de Oceanografia**, SciELO Brasil, v. 48, n. 2, p. 171–183, 2000.

SOLANKI, C.; NAGABABU, G.; KACHHWAHA, S. S. Assessment of offshore solar energy along the coast of india. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 138, p. 530–535, 2017.

SOLOMIN, E. et al. Hybrid floating solar plant designs: a review. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 10, p. 2751, 2021.

SOUZA, A. G. Q. d. et al. North and northeast brazil offshore wind power. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS AND BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY. **13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013**. [S.l.], 2013. p. 159–163.

SOUZA, R. V. d.; MARQUES, W. C. Energy budget of the thermal gradient in the southern brazilian continental shelf. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 91, p. 531–539, 2016.

STECH, J. L.; LORENZZETTI, J. A. The response of the south brazil bight to the passage of wintertime cold fronts. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, Wiley Online Library, v. 97, n. C6, p. 9507–9520, 1992.

STOPA, J. E.; CHEUNG, K. F. Intercomparison of wind and wave data from the ecmwf reanalysis interim and the ncep climate forecast system reanalysis. **Ocean Modelling**, Elsevier, v. 75, p. 65–83, 2014.

STRAATMAN, P. J.; SARK, W. G. V. A new hybrid ocean thermal energy conversion–offshore solar pond (otec–osp) design: A cost optimization approach. **Solar energy**, Elsevier, v. 82, n. 6, p. 520–527, 2008.

SUN, Z. et al. Anti-cavitation optimal design and experimental research on tidal turbines based on improved inverse bem. **Energy**, Elsevier, v. 239, p. 122263, 2022.

SUN, Z. et al. Assessment of wave power in the south china sea based on 26-year high-resolution hindcast data. **Energy**, Elsevier, v. 197, p. 117218, 2020.

TANG, Y. et al. Optimizing the sizes of wind and photovoltaic power plants integrated into a hydropower station based on power output complementarity. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 206, p. 112465, 2020.

TAVARES, L. F. d. A. et al. Assessment of the offshore wind technical potential for the brazilian southeast and south regions. **Energy**, Elsevier, v. 196, p. 117097, 2020.

TAVARES, L. F. d. A. et al. Influence of the wrf model and atmospheric reanalysis on the offshore wind resource potential and cost estimation: A case study for rio de janeiro state. **Energy**, Elsevier, v. 240, p. 122767, 2022.

TAWIL, T. E.; CHARPENTIER, J. F.; BENBOUZID, M. Tidal energy site characterization for marine turbine optimal installation: Case of the ouessant island in france. **International journal of marine energy**, Elsevier, v. 18, p. 57–64, 2017.

TAYLOR, G. W. et al. The Energy Harvesting Eel: A Small Subsurface Ocean/River Power Generator. **IEEE Journal of Oceanic Engineering**, v. 26, n. 4, p. 539–547, 2001.

THORPE, T. W. A Brief Review of Wave Energy. **Technical report ETSU-R120**, p. 200, 1999. Disponível em: <http://lamtengchoy.com/main/uploads/others/1298524568_8914.pdf>.

TIAN, B.; YU, J. Current status and prospects of marine renewable energy applied in ocean robots. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 43, n. 6, p. 2016–2031, 2019.

TITAH-BENBOUZID, H.; BENBOUZID, M. Ocean wave energy extraction: Up-to-date technologies review and evaluation. In: **2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 338–342.

TOMSON, T.; TAMM, G. Short-term variability of solar radiation. **Solar Energy**, Elsevier, v. 80, n. 5, p. 600–606, 2006.

TOPPER, M. B. et al. Reducing variability in the cost of energy of ocean energy arrays. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 112, p. 263–279, 2019.

TRAPANI, K.; MILLAR, D. L. Proposing offshore photovoltaic (pv) technology to the energy mix of the maltese islands. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 67, p. 18–26, 2013.

TRAPANI, K.; MILLAR, D. L.; SMITH, H. C. Novel offshore application of photovoltaics in comparison to conventional marine renewable energy technologies. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 50, p. 879–888, 2013.

TRÄSCH, M. et al. Numerical modelling of an undulating membrane tidal energy converter. **International Marine Energy Journal**, v. 3, n. 3, p. 119–126, 2020.

TRENTMANN, J. . N. C. f. A. R. S. The climate data guide: Surface solar radiation for europe, africa and the atlantic based on mviri visible channels. 2013. Disponível em: <<https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/surface-solar-radiation-europe-africa-and-atlantic-based-mviri-visible-channels>>.

TUFA, R. A. et al. Progress and prospects in reverse electrodialysis for salinity gradient energy conversion and storage. **Applied energy**, Elsevier, v. 225, p. 290–331, 2018.

UIHLEIN, A.; MAGAGNA, D. Wave and tidal current energy – A review of the current state of research beyond technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 58, p. 1070–1081, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.284>>.

ULAZIA, A. et al. Reduction of the capture width of wave energy converters due to long-term seasonal wave energy trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 113, p. 109267, 2019.

VAKIS, A. I.; MEIJER, H.; PRINS, W. A. First steps in the design and construction of the ocean grazer. In: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME 2014 12th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis**. [S.l.], 2014. p. V002T09A004–V002T09A004.

VANZWIETEN, J. H.; MEYER, I.; ALSENAS, G. M. Evaluation of HYCOM as a tool for ocean current energy assessment. In: **Proceedings of the 2nd Marine Energy Technology Symposium, Seattle, Washington, USA**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–11.

- VANZWIETEN, J. H.; RAUCHENSTEIN, L. T.; LEE, L. An assessment of florida's ocean thermal energy conversion (otec) resource. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 75, p. 683–691, 2017.
- VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. Capital costs in tidal stream energy projects—a spatial approach. **Energy**, Elsevier, v. 107, p. 215–226, 2016.
- VINHOZA, A.; SCHAEFFER, R. Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a spatial multi-criteria decision analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 146, p. 111185, 2021.
- VO, T. T. E. et al. Overview of possibilities of solar floating photovoltaic systems in the offshore industry. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 21, p. 6988, 2021.
- WAIS, P. Two and three-parameter weibull distribution in available wind power analysis. **Renewable energy**, Elsevier, v. 103, p. 15–29, 2017.
- WALKER, S.; THIES, P. A review of component and system reliability in tidal turbine deployments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 151, p. 111495, 2021.
- WANG, J. et al. The state-of-the-art review on energy harvesting from flow-induced vibrations. **Applied Energy**, Elsevier, v. 267, p. 114902, 2020.
- WANG, Z. et al. A review of marine renewable energy storage. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 43, n. 12, p. 6108–6150, 2019.
- WATERS, S.; AGGIDIS, G. Tidal range technologies and state of the art in review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 59, p. 514–529, 2016.
- WEIBULL, W. A statistical distribution function of wide applicability. **Journal of applied mechanics**, 1951.
- WESCHENFELDER, F. et al. A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems. **Journal of Cleaner Production**, Elsevier, v. 257, p. 120617, 2020.
- WILBERFORCE, T. et al. Overview of ocean power technology. **Energy**, Elsevier, v. 175, p. 165–181, 2019.

WILLMOTT, C. J. On the validation of models. **Physical geography**, Taylor & Francis, v. 2, n. 2, p. 184–194, 1981.

YANG, Z. et al. Modeling assessment of tidal energy extraction in the western passage. **Journal of Marine Science and Engineering**, MDPI, v. 8, n. 6, p. 411, 2020.

ZHANG, Y. et al. Ocean wave energy converters: Technical principle, device realization, and performance evaluation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 141, p. 110764, 2021.

ZHENG, C.-w.; PAN, J.; LI, J.-x. Assessing the china sea wind energy and wave energy resources from 1988 to 2009. **Ocean engineering**, Elsevier, v. 65, p. 39–48, 2013.

ZHENG, C. W.; WANG, Q.; LI, C. Y. An overview of medium-to long-term predictions of global wave energy resources. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 79, p. 1492–1502, 2017.

ZHOU, S.; CAO, S.; WANG, S. Realisation of a coastal zero-emission office building with the support of hybrid ocean thermal, floating photovoltaics, and tidal stream generators. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 253, p. 115135, 2022.

ZHOU, Z. et al. An up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies. In: IEEE. **Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)**. [S.l.], 2014. p. 480–484.