

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Anna Dulce Espindola Fonseca Rocha

*SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE UM  
PARQUE DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS  
OCEÂNICAS DE SUPERFÍCIE*

São Luís  
2023

Anna Dulce Espindola Fonseca Rocha

*SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE UM  
PARQUE DE TURBINAS HIDROKINÉTICAS  
OCEÂNICAS DE SUPERFÍCIE*

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFMA, como requisito para a obtenção do grau de MESTRE em Engenharia Elétrica.

**Oswaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.**

**(Orientador)**

**UFMA**

São Luís

2023

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Rocha, Anna Dulce Espindola Fonseca.

Simulação e análise da operação de um parque de turbinas hidrocínéticas oceânicas de superfície / Anna Dulce Espindola Fonseca Rocha. - 2023.

90 p.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luis, 2023.

1. Análise de desempenho. 2. Canal do Boqueirão. 3. Energia de maré. 4. Ilha do Caranguejo. 5. Turbina hidrocínética. I. Mendez, Osvaldo Ronald Saavedra. II. Título.

Anna Dulce Espindola Fonseca Rocha

*SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA OPERAÇÃO DE UM  
PARQUE DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS  
OCEÂNICAS DE SUPERFÍCIE*

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFMA, como requisito para a obtenção do grau de MESTRE em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 05 de Dezembro de 2023

**BANCA EXAMINADORA**

---

Oswaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.

(Orientador)

UFMA

---

Denisson Queiroz Oliveira, Dr.

(Examinador Interno)

UFMA

---

Yuri Percy Molina Rodriguez, Dr.

(Examinador Externo)

UFPB

## Resumo

O crescimento da demanda por energia elétrica, o esgotamento e o encarecimento das fontes de energia não renovável, juntamente com a crescente preocupação ambiental e climática, constituem razões para a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável. Nesse cenário, a energia oceânica proveniente das correntes de marés torna-se uma opção viável. Esta fonte de energia apresenta caráter intermitente de baixa frequência e sua previsibilidade é assegurada devido à sua relação com fenômenos astronômicos. O Brasil possui estados com algumas das maiores amplitudes de maré do mundo, como o Maranhão, Pará e Amapá, onde as variações podem atingir de 6 a 10 metros. Este estudo tem como objetivo modelar sete turbinas hidrocínéticas comerciais, simulando sua operação em locais específicos e realizar uma análise comparativa de seu desempenho em resposta ao perfil anual de maré observado em dois pontos de geração de energia: o Canal do Boqueirão e as proximidades da Ilha do Caranguejo. A metodologia adotada baseia-se na aplicação de métricas de desempenho, considerando a produção total de energia. Uma análise econômica foi realizada baseada no custo nivelado de energia. Os resultados obtidos permitem uma comparação entre as turbinas comerciais avaliadas, destacando-se a Tocardo T1 na configuração A como a mais eficaz quando operando no Canal do Boqueirão.

Palavras-chave: Turbina hidrocínética; Canal do Boqueirão; Ilha do Caranguejo; Energia de maré; Análise de desempenho.

## **Abstract**

The growth in demand for electrical energy, the depletion and increasing cost of non-renewable energy sources, together with growing environmental and climate concerns, constitute reasons for the transition to a cleaner and more sustainable energy matrix. In this scenario, ocean energy from tidal currents becomes a viable option. This energy source has an intermittent, low-frequency character and its predictability is guaranteed due to its relationship with astronomical phenomena. Brazil has states with some of the largest tidal ranges in the world, such as Maranhão, Pará and Amapá, where variations can reach 6 to 10 meters. This study aims to model seven commercial hydrokinetic turbines, simulating their operation in specific locations and carrying out a comparative analysis of their performance in response to the annual tidal profile observed at two energy generation sites: Boqueirão Channel and the surroundings of Caranguejo Island. The methodology adopted is based on the application of performance metrics, considering total energy production. An economic analysis was performed based on the levelized cost of energy. The results obtained allow a comparison between the commercial turbines evaluated, highlighting the Tocardo T1 in configuration A as the most efficient when operating in the Boqueirão Canal.

Keywords: Hydrokinetic turbine; Boqueirão Channel; Caranguejo Island; Tidal energy; Performance analysis.

## **Agradecimentos**

Agradeço à Deus, pelo dom da vida, por colocar no meu caminho pessoas maravilhosas e por todas as bênçãos que recebi.

Agradeço profundamente à minha família, em especial aos meus pais, Waldineia e Sadoc, que sempre se empenharam incansavelmente para me proporcionar a melhor educação e ofereceram apoio incondicional em cada projeto que me dispus a realizar. Aos meus irmãos Natalia, Leonardo e Carol, expresso minha gratidão pela paciência e amizade.

Aos meus amados filhos, Pedro e Henri, expresso minha profunda gratidão por serem a minha constante fonte de inspiração. Ao meu esposo, Ernesto Franklin, agradeço pelo companheirismo e pelo total apoio que sempre me ofereceu. Aos meus sobrinhos, pela alegria. À minha madrinha Dulcinea, pela confiança depositada em mim.

Ao meu orientador professor Dr. Osvaldo Ronald Saavedra, expresso minha sincera gratidão por sua inestimável dedicação, apoio e valiosas contribuições, embasadas em sua vasta experiência acadêmica. Agradeço à Professora Silvangela Barcelos por seu apoio e por compartilhar seu vasto conhecimento comigo.

Agradeço aos amigos que conheci no decorrer do mestrado, pois compartilhamos alegrias e superamos desafios juntos. Também agradeço aos meus colegas do IEE (Instituto de Energia Elétrica), sem citar nomes para evitar qualquer possibilidade de esquecer alguém.

*“Para tudo há um tempo, para cada coisa  
há um momento debaixo do céu.”*

*Eclesiastes 3:1*



# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>7</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>9</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1 Justificativa . . . . .	17
1.2 Objetivos . . . . .	18
1.2.1 Objetivo geral . . . . .	18
1.2.2 Objetivos específicos . . . . .	18
1.3 Metodologia . . . . .	19
1.4 Organização do trabalho . . . . .	20
<b>2 ENERGIAS OCEÂNICAS</b>	<b>22</b>
2.1 Benefícios das energias oceânicas . . . . .	23
2.2 Cenário mundial de energias oceânicas . . . . .	24
2.3 Desenvolvimento de tecnologias . . . . .	27
2.4 Estado da arte para geração maremotriz por correntes de maré . . . . .	31
2.5 Considerações . . . . .	36
<b>3 SÍTIOS DE ENERGIA</b>	<b>37</b>
3.1 Baía de São Marcos . . . . .	37
3.1.1 Canal do Boqueirão . . . . .	38
3.1.2 Ilha do Caranguejo . . . . .	39
3.2 Modelo hidrodinâmico - Canal do Boqueirão . . . . .	40
3.2.1 Distribuição de velocidades . . . . .	42

3.3	Campanhas de medição - Ilha do Caranguejo . . . . .	45
3.3.1	Primeira campanha . . . . .	45
3.3.2	Segunda campanha . . . . .	46
3.4	Considerações . . . . .	47
<b>4</b>	<b>TURBINAS HIDROKINÉTICAS</b>	<b>48</b>
4.1	Modelamento . . . . .	49
4.2	Disco atuador de Betz . . . . .	52
4.3	Métricas de Desempenho . . . . .	54
4.4	Custo Nivelado de Energia . . . . .	55
4.5	Turbinas Comerciais . . . . .	56
4.5.1	Instalação e ancoragem . . . . .	58
4.5.2	Custo das turbinas . . . . .	59
<b>5</b>	<b>RESULTADOS DE DESEMPENHO</b>	<b>63</b>
5.1	Canal do Boqueirão . . . . .	63
5.1.1	Custo Nivelado de Energia . . . . .	66
5.1.2	Parque de turbinas hidrocínéticas . . . . .	69
5.2	Ilha do Caranguejo . . . . .	70
5.2.1	Estimativa anual . . . . .	72
5.3	Discussões . . . . .	73
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>76</b>
6.1	Canal do Boqueirão . . . . .	76
6.2	Ilha do Caranguejo . . . . .	77
6.3	Conclusão Geral . . . . .	77
6.4	Trabalhos Futuros . . . . .	78
6.5	Publicações . . . . .	78

## LISTA DE FIGURAS

1.1	Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte. . . . .	16
1.2	Fluxograma de determinação do desempenho para o Canal do Boqueirão. .	19
1.3	Fluxograma de determinação do desempenho para as proximidades da Ilha do Caranguejo. . . . .	20
2.1	Benefícios das energias oceânicas. . . . .	24
2.2	Distribuição global da atividade energética oceânica (centrais ativas e projetadas). . . . .	26
2.3	Localização dos maiores projetos de correntes de marés. . . . .	27
2.4	Tecnologias de correntes de maré . . . . .	30
2.5	a) Capacidade de corrente de maré ativa por tecnologia, b) Capacidade planejada de correntes de maré ( <i>MW</i> ) e c) Capacidade projetada das correntes de marés e desenvolvedores por tecnologia . . . . .	31
3.1	Localização da Baía de São Marcos. . . . .	38
3.2	Localização do Canal do Boqueirão. . . . .	39
3.3	Local de estudo nas proximidades da Ilha do Caranguejo. . . . .	40
3.4	Série histórica das velocidades de maré do Canal do Boqueirão (ano 2021). . . . .	42
3.5	Diagrama de frequência das velocidades das marés do Canal do Boqueirão (ano 2021). . . . .	43
3.6	Histograma mensal das velocidades das marés no Canal do Boqueirão (ano 2021). . . . .	43
3.7	Densidade de potência diária no Canal do Boqueirão (ano 2021). . . . .	45
3.8	Ilha do Caranguejo: a) Série histórica de velocidades e b) histograma (Campanha 1). . . . .	46

3.9	Ilha do Caranguejo: a) Série histórica de velocidades e b) histograma (Campanha 2).	47
4.1	Classificação das turbinas hidrocínéticas.	48
4.2	Representação de turbinas hidrocínéticas.	50
4.3	Curva $\lambda$ vs $C_P$ .	51
4.4	Escoamento através do Disco atuador.	52
4.5	Custos de energia oceânica <i>versus</i> capacidade implantada.	57
4.6	Turbinas comerciais (a) Smart Monofloat, (b) Smart Free Stream, (c) Guinard e (d) Tocardo T1.	58
4.7	Curvas de potência das turbinas comerciais (a) Guinard, (b) Smart Hydro Power e (c) Tocardo T1.	60
4.8	Ancoragem da turbina P66: (a) apoio à margem do rio, (b) no fundo e (c) em ponte.	61
4.9	Ancoragem da turbina Tocardo (diâmetro: 9,85 m).	61
5.1	Energia diária disponível e aproveitada: HKTs TA, TB e TC.	66
5.2	Energia diária disponível e aproveitada: turbinas SFS e SM.	66
5.3	Energia diária disponível e aproveitada: Turbinas P66 e P154.	67
5.4	Tendência do custo nivelado de energia (empreendimento com 1 HKT).	68
5.5	Distanciamento entre turbinas hidrocínéticas.	69
5.6	Densidade de Potência - Ilha do Caranguejo.	71
5.7	Tendência do custo nivelado de energia - Ilha do Caranguejo.	72

## LISTA DE TABELAS

2.1	Potência instalada de energia oceânica. . . . .	25
2.2	Tecnologias mais comuns para aproveitamento da energia das ondas. . . . .	29
2.3	Tecnologias mais comuns para aproveitamento da energia das correntes de maré. . . . .	30
2.4	Densidade energética de corrente de maré no Maranhão e Pará. . . . .	33
3.1	Constituintes harmônicas - Ponta da Madeira. . . . .	41
3.2	Distribuição das velocidades por intervalo (valores expressos em %). . . . .	44
4.1	Características das turbinas comerciais. . . . .	59
4.2	Custos das turbinas. . . . .	62
5.1	Métricas de desempenho anual. . . . .	63
5.2	Performance mensal ( $E_e$ em $MWh$ e $C_f$ em %). . . . .	65
5.3	Despesa de capital CAPEX. . . . .	67
5.4	Custos de Operação e Manutenção. . . . .	68
5.5	Custo nivelado de energia (20 anos). . . . .	68
5.6	Características do parque. . . . .	69
5.7	Métricas de desempenho na campanha 1 (maré de sizígia). . . . .	70
5.8	Métricas de desempenho na campanha 2 (maré de quadratura). . . . .	71
5.9	Estimativa de desempenho anual por turbina. . . . .	72
5.10	Geração anual de energia elétrica no Canal do Boqueirão ao aplicar o critério de velocidade média ( $V_{med}=1,45$ m/s). . . . .	74
5.11	Geração anual de energia elétrica na Ilha do Caranguejo ao aplicar o critério de velocidade média ( $V_{med}=1,38$ m/s). . . . .	75

## LIST OF ABBREVIATIONS

<b>NZE</b>	<i>Net Zero Emissions by 2050 Scenario.</i>
<b>IEA</b>	<i>International Energy Agency.</i>
<b>OTEC</b>	<i>Ocean Thermal Energy Conversion.</i>
<b>VRE</b>	<i>Variable Renewable Energy.</i>
<b>EPC</b>	<i>Engineering, Procurement and Construction.</i>
<b>FIT</b>	<i>Feed-in Tariff.</i>
<b>IRENA</b>	<i>International Renewable Energy Agency.</i>
<b>LCOE</b>	<i>Levelised Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia).</i>
<b>TRL</b>	<i>Technology Readiness Level (Nível de Maturidade Tecnológica).</i>
<b>PRO</b>	<i>Pressure Retarded Osmosis (Pressão Osmótica Retardada).</i>
<b>RED</b>	<i>Reversed Electro Dialyses (Eletrodiálise Reversa).</i>
<b>OWC</b>	<i>Oscillating Water Column.</i>
<b>OWSC</b>	<i>Oscillating Water Surge Converter.</i>
<b>SPM</b>	<i>Submerged Pressure Differential (Diferencial de Pressão Submersa).</i>
<b>MHWS</b>	<i>Mean High Water Springs.</i>
<b>MHWN</b>	<i>Mean High Water Neaps.</i>
<b>HKT</b>	<i>Hidrokinetic Turbine.</i>
<b>TSR</b>	<i>Tip Speed Ratio.</i>
<b>CAPEX</b>	<i>Capital Expenditures (Despesas de capital).</i>
<b>OPEX</b>	<i>(Operational Expenditure (Despesas operacionais).</i>
<b>AEP</b>	<i>Annual Energy Production (Produção anual de eletricidade).</i>
<b>SM</b>	<i>Smart Monofloat.</i>
<b>SFS</b>	<i>Smart Free Stream.</i>
<b>RM</b>	<i>Ringgit Malαιο.</i>

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>BEN</b>	<i>Balanço Energético Nacional.</i>
<b>INEOF</b>	<i>Instituto Nacional de Energias Oceânicas e Fluviais.</i>
<b>P&amp;D</b>	<i>Pesquisa e Desenvolvimento.</i>
<b>O&amp;M</b>	<i>Operação e Manutenção.</i>
<b>PEID</b>	<i>Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento.</i>
<b>USD</b>	<i>Dólar Norte-americano.</i>
<b>CFD</b>	<i>Dinâmica de Fluidos Computacional.</i>
<b>BSM</b>	<i>Baía de São Marcos.</i>
<b>NE</b>	<i>Nordeste.</i>
<b>SW</b>	<i>Sudoeste.</i>
<b>EMAP</b>	<i>Empresa Maranhense de Administração Portuária.</i>
<b>ALUMAR</b>	<i>Consórcio de Alumínio do Maranhão S.A.</i>
<b>ADCP</b>	<i>Perfilador Acústico de Correntes por Doppler.</i>
<b>CP</b>	<i>Capacidade do Projeto.</i>
<b>P66</b>	<i>Modelo de turbina P66 do fabricante Guinard Energies Nouvelles.</i>
<b>P154</b>	<i>Modelo de turbina P154 do fabricante Guinard Energies Nouvelles.</i>
<b>TA</b>	<i>Modelo de turbina Tocardo T1-A do fabricante HydroWing.</i>
<b>TB</b>	<i>Modelo de turbina Tocardo T1-B do fabricante HydroWing.</i>
<b>TC</b>	<i>Modelo de turbina Tocardo T1-C do fabricante HydroWing.</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$CO_2$	<i>Dióxido de carbono.</i>
$MtCO_2$	<i>Milhões de toneladas de Dióxido de carbono.</i>
$m/s$	<i>Metros por segundo.</i>
$W/m^2$	<i>Watt por metro quadrado.</i>
$W$	<i>Watt.</i>
$MW$	<i>Mega Watt.</i>
$kWh$	<i>Kilo Watt-hora.</i>
$kW$	<i>Kilo Watt.</i>
$MWh$	<i>Mega Watt-hora.</i>
$TWh$	<i>Tera Watt-hora.</i>
$m$	<i>Metro.</i>
$km$	<i>Kilometro.</i>
$MWh/m^2$	<i>Mega Watt-hora por metro quadrado.</i>
$C_P$	<i>Coeficiente de desempenho.</i>
$\lambda$	<i>Relação entre a velocidade da ponta de pá e a velocidade da maré (radianos).</i>
$\beta$	<i>Ângulo de passo das pás em relação ao plano de rotação da turbina (radianos).</i>
$^{\circ}W$	<i>Graus a Oeste.</i>
$^{\circ}S$	<i>Graus a Sul.</i>
$\omega$	<i>Velocidade angular (rad/s).</i>
$H(t)$	<i>Nível da água no instante t (m).</i>
$A_0$	<i>Nível médio da água (m).</i>
$F_i$	<i>Fator de amplitude nodal.</i>
$(V_0 + u)_i$	<i>Argumento astronômico.</i>
$k$	<i>Número de constituintes harmônicas relevantes.</i>
$M_2$	<i>Constituinte harmônica Lunar Principal.</i>
$S_2$	<i>Constituinte harmônica Solar Principal.</i>



$N_2$	<i>Constituinte harmônica Lunar Elíptica.</i>
$K_1$	<i>Constituinte harmônica Declinação Lunissolar.</i>
$O_1$	<i>Constituinte harmônica Lunar Principal.</i>
$Q_1$	<i>Constituinte harmônica Lunar Elíptica.</i>
$m^2$	<i>Metro quadrado.</i>
$kW/m^2$	<i>kilo-Watt por metro quadrado.</i>
$D_P$	<i>Densidade de potência (<math>W/m^2</math>).</i>
$\rho$	<i>Densidade da água (<math>kg/m^3</math>).</i>
$P$	<i>Potência disponível em uma massa de água que atravessa o rotor de uma turbina (<math>W</math>).</i>
$A$	<i>Área percorrida pelas pás do rotor da turbina (<math>m^2</math>).</i>
$\pi$	<i>Número pi.</i>
$R$	<i>Raio das pás do rotor da turbina (<math>m</math>).</i>
$V$	<i>Velocidade da corrente de maré (<math>m/s</math>).</i>
$P_M$	<i>Potência disponível no eixo da turbina (<math>W</math>).</i>
$\omega_R$	<i>Velocidade de rotação do rotor da turbina (<math>rad/s</math>).</i>
$\lambda_{otm}$	<i>Valor ótimo para a relação entre a velocidade da ponta de pá e a velocidade da maré (radianos).</i>
$C_{Potm}$	<i>Coefficiente de desempenho ótimo.</i>
$P_e(V, t)$	<i>Potência elétrica de saída, em função da velocidade de maré e do tempo (<math>W</math>).</i>
$V_{ci}$	<i>Velocidade de corrente de maré inicial (<math>m/s</math>).</i>
$V_r$	<i>Velocidade de corrente de maré nominal (<math>m/s</math>).</i>
$V_{co}$	<i>Velocidade de corrente de maré de corte (<math>m/s</math>).</i>
$P_r$	<i>Potência elétrica nominal da turbina (<math>W</math>).</i>
$C_{pNO}$	<i>Coefficiente de desempenho em operação normal.</i>
$h$	<i>Horas.</i>
$kg/m^3$	<i>Kilogramas por metro cubico.</i>
$U_\infty$	<i>Velocidade de entrada do fluido.</i>
$p_\infty$	<i>Pressão de entrada do fluido.</i>
$P_d^+$	<i>Pressão imediatamente anterior ao disco atuador.</i>
$P_d^-$	<i>Pressão imediatamente posterior ao disco atuador.</i>
$U_d$	<i>Velocidade do fluido no disco atuador.</i>

---

$U_W$	<i>Velocidade de saída do fluido.</i>
$v$	<i>Relação entre a velocidade na esteira e a velocidade da corrente livre.</i>
$t$	<i>Tempo.</i>
$E_e$	<i>Energia elétrica gerada em um determinado espaço de tempo (Wh).</i>
$E$	<i>Energia disponível em uma massa de água que passa pelo rotor da turbina acumulada durante um período de tempo (Wh).</i>
$\eta_{ss}$	<i>Eficiência específica.</i>
$C_f$	<i>Fator de capacidade.</i>
$T$	<i>Período de tempo (em geral em horas).</i>
$r$	<i>Taxa de desconto.</i>
$n$	<i>Tempo de vida do sistema (em anos).</i>
$A_v$	<i>Fator de disponibilidade do dispositivo.</i>
US\$	<i>Dólar Norte-americano.</i>
€	<i>Euro (moeda europeia).</i>
$Cost$	<i>Custo da turbina.</i>
$Cap$	<i>Potência nominal da turbina.</i>
$M$	<i>Medida da economia de escala usualmente empregada no setor industrial.</i>
$D$	<i>Diâmetro do rotor da turbina hidrocínética.</i>

# 1 INTRODUÇÃO

A necessidade de aumentar a presença de fontes de energia renovável na matriz energética mundial está se tornando cada vez mais urgente. Por um lado, a chegada do carro elétrico, o aumento populacional, a maior participação da eletricidade nas atividades econômicas e sociais, dentre outros fatores, justificarão o crescimento do consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, a necessidade de expandir a geração do sistema elétrico nos próximos anos. Por outro lado, o esforço acelerado para reduzir as emissões de  $CO_2$  está levando a uma diminuição significativa da participação das usinas térmicas. Isso tem impulsionado uma corrida em busca de fontes de energia renovável "novas", com destaque para as fontes oceânicas.

As emissões de gases de efeito estufa causadas pelos homens impactam diretamente nas mudanças climáticas. Apenas 10 países são responsáveis por cerca de 68% dessas emissões [1], sendo a China o maior emissor de  $CO_2$  no ano de 2020. O setor de energia representa cerca de três quartos das emissões globais, sendo que dentro deste setor a geração de eletricidade e calor é o mais representativo em toda a série histórica. A produção de eletricidade é responsável por mais de 90% das emissões do setor energético, muito superior à contribuição da produção de calor [2].

As emissões globais de  $CO_2$  provenientes da produção de eletricidade e de calor, aumentaram quase 220 Mt $CO_2$  em 2022, um aumento de 1,5% em comparação com 2021, atingindo o maior valor histórico. Isto foi impulsionado principalmente por um forte aumento na geração de eletricidade a carvão [2]. Países como China e Índia contribuíram significativamente para este cenário. Nos Estados Unidos, embora o consumo de eletricidade tenha aumentado, a geração a carvão teve queda de aproximadamente 8% em 2022, havendo um forte investimento em energias renováveis [2].

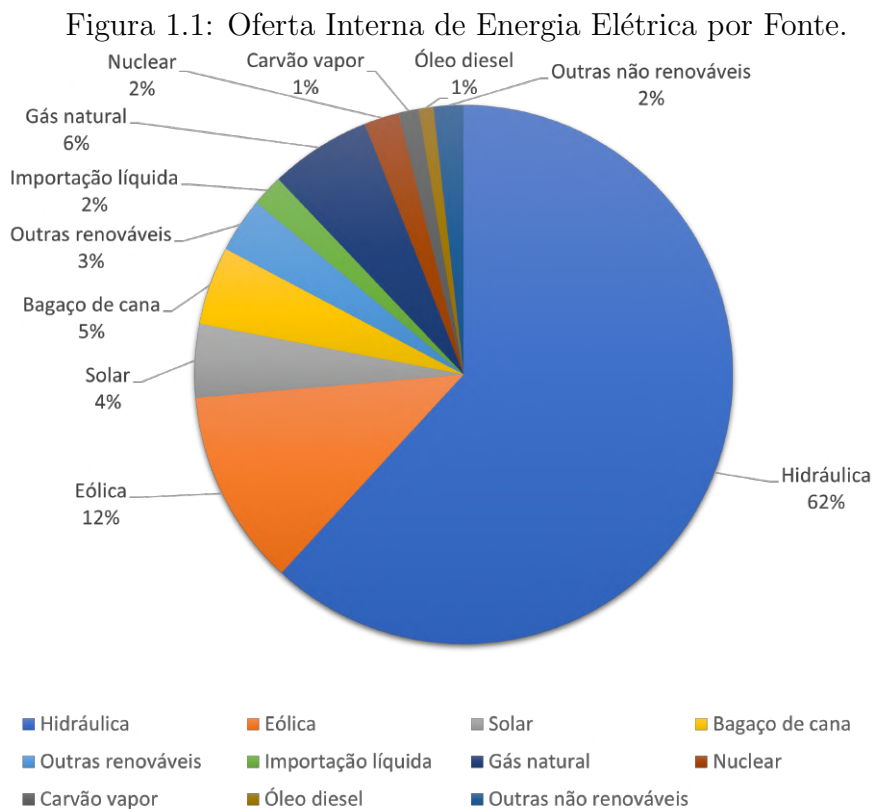
A matriz energética mundial é composta principalmente por fontes não renováveis, neste cenário o carvão representa cerca de 36% do total [2]. O contexto atual de crescimento das emissões de  $CO_2$  não se alinha com o *Net Zero Emissions by 2050 Scenario* (NZE)<sup>1</sup>, que exige reduções imediatas e um declínio na produção ininterrupta

---

<sup>1</sup>Cenário normativo da IEA (*International Energy Agency*) que mostra um caminho para o setor

a carvão de cerca de 55% até 2030 em comparação com os níveis de 2022, reduzindo o carvão para cerca de 12% da produção global até 2030 [2]. A meta em relação ao setor elétrico é aumentar a participação de energias renováveis na matriz mundial.

Em contramão ao cenário mundial, a matriz elétrica brasileira é de origem predominante renovável, figura 1.1. As fontes renováveis representam 88% da oferta interna de eletricidade no Brasil, sendo 61,4% proveniente de fonte hídrica, 11,8% de fonte eólica e 4,4% de fonte solar, conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023 [3]. Devido ao seu extenso litoral e condições climáticas favoráveis, o Brasil possui potencial para elevar a participação de energias renováveis em sua matriz e comercializar créditos de carbono.



Fonte: [3]

Nesse contexto, a energia oceânica tem um futuro promissor devido ao seu elevado potencial energético teórico, maior previsibilidade do seu comportamento e relativa facilidade de integração no sistema elétrico. Por ser uma fonte renovável e limpa, não polui diretamente o meio ambiente, embora possa causar impactos negativos na vida marinha, energético global atingir zero emissões líquidas de  $CO_2$  até 2050, com as economias avançadas atingindo emissões líquidas zero antes das outras.

e sua fonte primária é encontrada em abundância na natureza. Essa forma de geração não emite gases de efeito estufa e não há necessidade de inundar áreas, o que a torna uma forte candidata a participar da cadeia produtiva do hidrogênio verde. Apresenta certas desvantagens, como os altos custos associados à construção de usinas de energias oceânicas e restrições quanto à sua localização.

Este trabalho tem como foco a energia proveniente das correntes de maré, portanto as áreas com maior disponibilidade de recursos abrangem a Argentina, América Central (ao longo do Atlântico), França, América do Norte (em ambas as costas), República da Coreia, Federação Russa e Reino Unido [4]. As correntes de maré demonstram maior intensidade em regiões com marés elevadas, mas essa intensidade é ainda mais acentuada devido à topografia local. Isso é especialmente evidente em estreitos ou entre ilhas, onde os cursos de água são naturalmente canalizados, resultando em um aumento significativo na velocidade das correntes [4].

A costa brasileira apresenta um potencial significativo para geração de energia por correntes de maré. O litoral Norte e Nordeste apresenta as maiores variações no nível da água do país. Estudos apontam que correntes de maré que chegam a  $3\text{ m/s}$  na Baía de São Marcos [5]. Enquanto no Estuário do Rio Pará observa-se densidade de potência que chega a  $700,91\text{ W/m}^2$  [6], sendo este valor obtido em período de maré viva e com velocidades que chegam  $1,11\text{ m/s}$ .

## 1.1 Justificativa

Geralmente, o dimensionamento das usinas de energia das marés é baseado na determinação da velocidade média da corrente de maré no local proposto. Quanto maior a velocidade observada, maior será a capacidade de geração de energia da turbina. Uma vez estabelecida a velocidade média da corrente de maré, é possível estimar a potência disponível que a turbina pode gerar. Isso é feito utilizando a curva de potência da turbina, que mostra a quantidade de energia que pode ser gerada em diferentes velocidades das correntes de maré.

Esse processo de dimensionamento é refinado ao levar em consideração fatores específicos do local, como a profundidade da água, a direção do fluxo e a turbulência, que podem afetar o tamanho da turbina.

No entanto, apesar de ser um guia útil, esse procedimento não garante a otimização do processo, devido à variabilidade das correntes durante um ciclo de maré e em escala maior, ao longo do ciclo lunar. Portanto, realizar uma análise de sensibilidade do dimensionamento da turbina em relação à curva de desempenho ao longo do ciclo de geração pode ser fundamental para escolher o tamanho e o tipo de turbina mais adequados. Isso permitirá uma abordagem mais refinada e precisa para a otimização do projeto das usinas de energia das marés.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho objetiva a modelagem, simulação e análise comparativa de vários tipos de turbinas comerciais de correntes de maré para geração de energia elétrica. Adotando como estudo de caso a Baía de São Marcos.

### 1.2.2 Objetivos específicos

A partir de uma metodologia definida, o parque de turbinas hidrocínéticas é dimensionado e modelado. Em seguida, considerando o modelo da turbina comercial, a fonte primária e sua distribuição no espaço-tempo é modelada. A geração é então modelada com um grau de discretização a ser definido, modelando-se a operação anual. Serão avaliados indicadores tais como energia anual, eficiência específica, fator de capacidade e custo nivelado de energia. Será indicado a turbina comercial com melhor desempenho. Como estudo de caso será considerada a Baía de São Marcos.

No sentido de alcançar o objetivo geral pretendido, buscar-se-á atingir os seguintes objetivos específicos:

- Revisar e estudar o estado da arte em parques maremotrizes;
- Elaborar critérios de seleção de turbinas comerciais cujas características sejam compatíveis com o sítio de energia estudado;
- Modelar, simular e avaliar a operação de turbinas hidrocínéticas oceânicas;

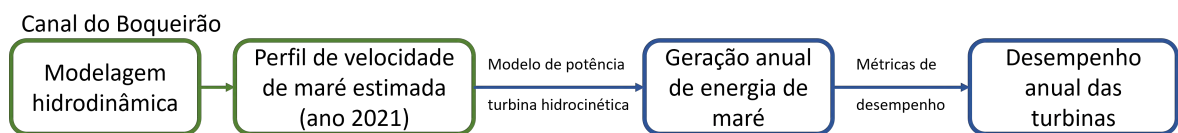
- Desenvolver estudo de caso considerando os sítios Canal do Boqueirão e Ilha do Caranguejo, ambos localizados na Baía de São Marcos.

### 1.3 Metodologia

Este estudo será desenvolvido utilizando a série temporal, a qual caracteriza o perfil de velocidades de maré do Canal do Boqueirão, resultante de simulação realizada por pesquisadores que compõem o Instituto Nacional de Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF). Os dados empregados para descrever o perfil de velocidade de maré próximo à Ilha do Caranguejo derivam das medições efetuadas por pesquisadores também vinculados ao INEOF.

Considerando o perfil de velocidade de maré anual já modelado para o Canal do Boqueirão, determina-se a geração anual de energia de maré ao aplicar o modelo de potência de cada turbina hidrocínética selecionada. O desempenho anual das turbinas será determinado ao calcular as métricas de desempenho e o custo nivelado de energia, conforme figura 1.2.

Figura 1.2: Fluxograma de determinação do desempenho para o Canal do Boqueirão.

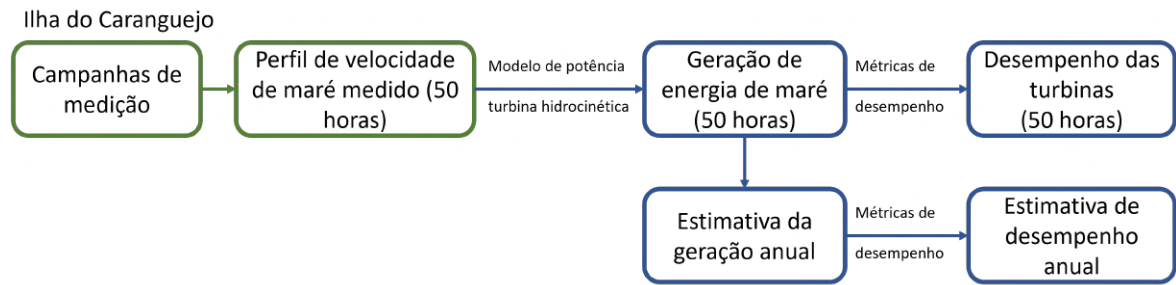


De maneira análoga, determina-se o desempenho das mesmas turbinas quando em operação no ponto de estudo nas proximidades da Ilha do Caranguejo. O perfil de velocidade de maré disponível é de 50 horas de medição, portanto o desempenho das turbinas será determinado para este período. A geração anual e o desempenho anual das turbinas hidrocínéticas serão estimados, figura 1.3.

O trabalho será desenvolvido obedecendo as etapas e procedimentos a seguir.

- Pesquisa documental afim de adquirir conhecimentos nas áreas envolvidas neste trabalho. Realizar-se-á estudo da modelagem de turbinas hidrocínéticas, assim como da modelagem computacional hidrodinâmica da Baía de São Marcos, desenvolvido por pesquisadores do Instituto Nacional de Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF). Levantamento do estado da arte em parques maremotrizes;

Figura 1.3: Fluxograma de determinação do desempenho para as proximidades da Ilha do Caranguejo.



- Levantamento de dados e caracterização dos sítios de energia selecionados para realizar o estudo de caso, a saber: Canal do Boqueirão e proximidades da Ilha do Caranguejo, ambos inseridos na Baía de São Marcos. Nesta etapa será realizada a análise dos perfis de velocidade de maré observados nos sítios;
- Seleção de sete turbinas hidrocínéticas comerciais, compatíveis com os perfis de velocidade de maré e as dimensões observadas na Baía de São Marcos. Levantamento de informações sobre faixa de operação, curva de potência, instalação, ancoragem e custo das turbinas selecionadas. Pesquisa sobre as métricas de desempenho a serem consideradas;
- As turbinas hidrocínéticas comerciais serão submetidas às condições de maré observadas nos sítios de energia, com isso as métricas de desempenho serão determinadas. Avalia-se os resultados obtidos.

## 1.4 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

- O capítulo 2 aborda a teoria a respeito das energias oceânicas e aborda os estudos realizados sobre os temas que envolvem este trabalho;
- O capítulo 3 caracteriza os sítios de energia e avalia os perfis de velocidade de maré destes;
- O capítulo 4 realiza o desenvolvimento teórico a respeito de turbinas hidrocínéticas, englobando o modelamento de turbinas, métricas de desempenho e custo nivelado de



---

energia. Assim como, traz as informações sobre as turbinas comerciais selecionadas para o estudo;

- O capítulo 5 trata sobre os resultados de desempenho obtidos e discussões;
- O capítulo 6 apresenta as conclusões a respeito dos resultados, trabalhos futuros e artigos científicos desenvolvidos no decorrer do mestrado.

## 2 ENERGIAS OCEÂNICAS

Há uma variedade de tecnologias em diferentes estágios de desenvolvimento ou operação relacionadas às energias oceânicas. No âmbito da geração elétrica, as mais relevantes são aquelas derivadas das marés, das ondas e das correntes marinhas. Em contrapartida, atualmente, a energia obtida a partir dos gradientes de temperatura e salinidade da água do mar possui uma representatividade menor [7].

As correntes oceânicas são caracterizadas por movimentos contínuos e direcionais das massas de água nos oceanos, sendo influenciadas por fatores como diferenças de temperatura, salinidade e ventos. Essas correntes podem ser de longa duração e abranger extensas áreas dos oceanos. Por outro lado, as correntes de maré resultam do fluxo de água causado pelo enchimento e esvaziamento das regiões costeiras, uma consequência direta das variações da maré. Este trabalho foi desenvolvido usando as correntes de maré como fonte de geração de energia.

O Gradiente de Maré é resultante da variação entre a maré baixa e a maré alta, influenciado principalmente pela atração gravitacional exercida pela lua e pelo sol, bem como pelo efeito da rotação da Terra. Além desses fatores astronômicos, outros elementos como a geografia local e fenômenos meteorológicos também desempenham um papel significativo na configuração do gradiente de maré. Essa variação tem um impacto direto nas correntes de maré.

A Energia das Ondas é gerada pela interação do vento com a superfície do mar, resultando na formação de ondulações na água. Essas ondulações se combinam em seqüência, criando o movimento característico das ondas. Esse fenômeno é mais perceptível na camada superficial do oceano e diminui à medida que a profundidade aumenta. Essa fonte de energia pode ser aproveitada através de três sistemas de conversão distintos: dispositivos instalados ao longo da costa, dispositivos posicionados no meio da costa e dispositivos marítimos ou de águas profundas. Cada um desses sistemas busca capturar e converter a energia das ondas de maneiras diversas.

O Gradiente Térmico (Ocean Thermal Energy Conversion - OTEC) aproveita a diferença de temperatura entre as águas oceânicas superficiais e as águas profundas

para a geração de energia elétrica. Esse processo é fundamentado no princípio de um ciclo termodinâmico, no qual a água quente da superfície é empregada para vaporizar um fluido de trabalho, que subsequente aciona uma turbina conectada a um gerador elétrico. Enquanto isso, a água fria das profundezas é utilizada para condensar o fluido de trabalho, reiniciando o ciclo. Por outro lado, o Gradiente de Salinidade se origina da diferença na salinidade resultante do encontro entre rios e o oceano.

## 2.1 Benefícios das energias oceânicas

Sabe-se que as energias renováveis têm suas fontes amplamente disponíveis na natureza, incluindo as fontes oceânicas, solares e eólicas. Devido à sua sensibilidade aos fenômenos astronômicos, principalmente ao movimento lunar, a geração de energia a partir dos recursos oceânicos destaca-se por sua previsibilidade. Enquanto isso, as energias solar e eólica são classificadas como Fontes Renováveis Variáveis (VRE - *Variable Renewable Energy*) e apresentam um nível de previsibilidade inferior em comparação com as fontes oceânicas. A energia oceânica revela-se apropriada para integrar sistemas híbridos de energia renovável, assegurando uma potência firme e viabilizando a utilização das VREs.

Do ponto de vista socioeconômico, essa forma de geração pode criar novas oportunidades de emprego nas áreas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e implantação de tecnologia, assim como na área de engenharia, gestão de compras e construção (EPC - *Engineering, Procurement and Construction*). Quando as usinas oceânicas estiverem em operação, vagas na área de Operação e Manutenção (O&M) também surgirão. Espera-se uma maior aceitação social, pois as energias oceânicas não causam poluição visual, não afetando as paisagens naturais. Esta forma de geração não emite gases de efeito estufa, sendo uma forte candidata para atenuação das alterações climáticas.

Oferece vantagens adicionais aos Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento (PEID), que compreendem um conjunto de nações em desenvolvimento situadas em pequenas ilhas. Essas nações enfrentam uma série de desafios peculiares, destacando-se entre eles: recursos limitados, maior vulnerabilidade a desastres naturais, dependência acentuada do comércio internacional, custos elevados de comunicação, energia e transporte. Em muitos casos, a geração de eletricidade é baseada em combustíveis fósseis. Portanto, as energias oceânicas podem contribuir para a redução dos custos de eletricidade.

dade e possibilitar a dessalinização da água por meio dessa fonte de energia renovável [4]. Em resumo, os benefícios da geração oceânica é apresentada na figura 2.1.

Figura 2.1: Benefícios das energias oceânicas.



Fonte: Adaptado de [4].

## 2.2 Cenário mundial de energias oceânicas

Em 2021, a capacidade global de geração a partir de fontes renováveis era de 3.064 *GW*, representando um aumento de cerca de 67% desde 2014. Desse total, aproximadamente 535 *MW* são relativos à capacidade de geração de energias oceânicas, de acordo com [8]. Representa cerca de 0,02% da capacidade total, um valor ainda pequeno diante do alto potencial observado.

Tecnologias de energias oceânicas são caras e possuem risco elevado, tais fatores não atraem o interesse de investidores privados. Não há metas claras definidas pelos governos e, no Brasil, ainda não há regulamentação para esta forma de geração. A exemplo, as tecnologias para energias eólica e solar puderam se desenvolver e tornar-se comerciais, quando houve implantação de políticas públicas [8]. Como medida de incentivo, pode-se citar o mecanismo destinado a acelerar o investimento em tecnologias de energias renováveis, chamado *Feed-in Tariff* (FIT) <sup>1</sup>.

Os modelos de negócio e tecnologias para a energia oceânica são semelhantes aos da energia eólica *offshore* e podem alcançar reduções de custos semelhantes. A implantação em larga escala da energia oceânica proporcionará as mais drásticas reduções de custos, como tem sido o caso da energia eólica *offshore* [8].

<sup>1</sup>Concede, por meio de contratos de longo prazo aos produtores de energias renováveis, preços (por *kWh*) diferentes a diferentes fontes de modo a incentivar o desenvolvimento de uma tecnologia em detrimento de outra.

Uma projeção realizada pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) informa que é previsto uma capacidade instalada de energias oceânicas igual a 70 *GW* em 2030 e igual a 350 *GW* no ano 2050, para colaborar com a meta de zero emissões de carbono em 2050. Caso esse cenário se concretize, é possível obter redução de custos para energia de ondas e maré de, no mínimo, USD 114/*MWh* [8]. Já se observa redução de custos notáveis para energias oceânicas, o Custo Nivelado de Energia LCOE (*Levelised Cost of Energy*) de energia de corrente de maré teve redução de aproximadamente 40% entre 2015 e 2018 [8].

A tabela 2.1 apresenta os dados de implantação das variadas fontes de energia oceânica, sendo que a geração devido ao gradiente de maré representa cerca de 98% do total instalado. Diversos projetos de gradiente de maré estão em operação há anos, três deles respondem por grande parte da capacidade total: Central Elétrica Marítima do Lago Sihwa, na República da Coreia, com uma capacidade de 254 *MW*, com início de operação em 2011; a Central Elétrica Marítima Rance, na França, com 240 *MW* de capacidade, operacional desde 1966; e a Estação Tidal Annapolis, no Canadá, com 20 *MW* de capacidade e em operação desde 1984 [4].

Tabela 2.1: Potência instalada de energia oceânica.

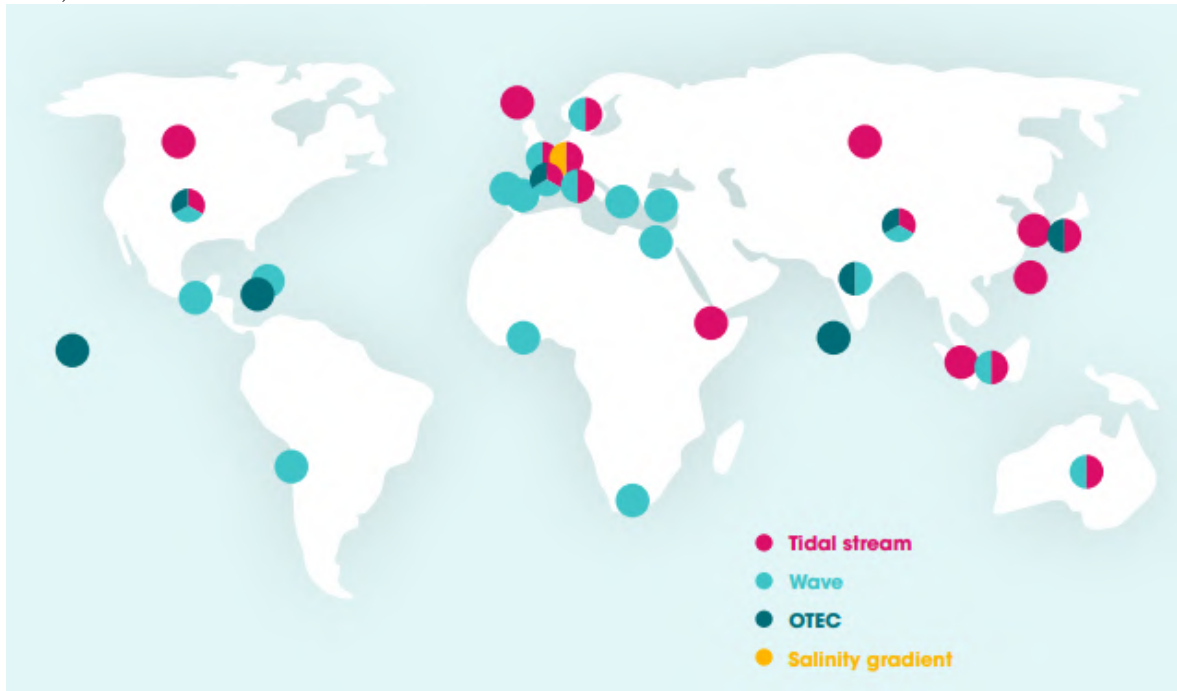
Fonte	<i>MW</i>
Barragem de maré	521,5
Corrente de maré	10,6
Ondas	2,31
OTEC	0,23
Gradiente de salinidade	0,05

Fonte: adaptado de [4].

Embora 31 países em 6 continentes tenham implementado ou planejem implementar tecnologias de energia oceânica, prevê-se que 55% sejam implantados na Europa [4], figura 2.2.

O potencial teórico da energia das marés é o mais baixo entre todas as tecno-

Figura 2.2: Distribuição global da atividade energética oceânica (centrais ativas e projetadas).

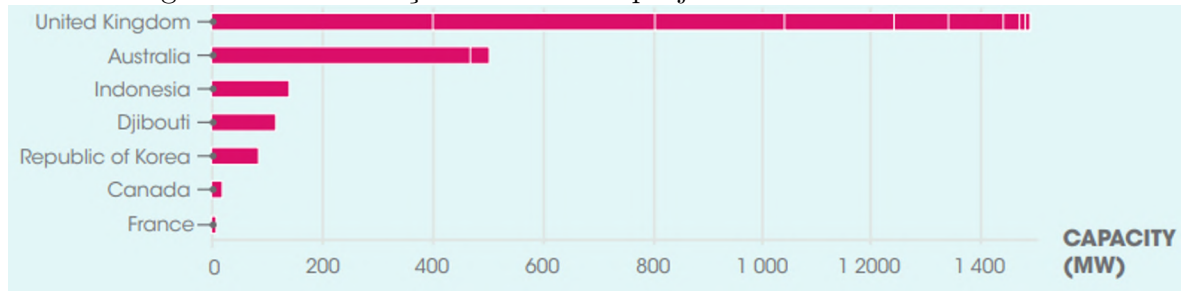


Fonte:[4].

logias de energia oceânica, devido a limitações geográficas, estimado em cerca de 1.200 *TWh* por ano [4]. A energia das marés apresenta um potencial significativamente inferior quando comparada a outras fontes de energia renovável, como as energias solar ou eólica. No entanto, sua principal vantagem em relação a essas tecnologias é que as marés são afetadas por fenômenos astronômicos. Portanto, é possível fazer previsões confiáveis de produção de energia das marés, tanto para o curto quanto para o longo prazo [4].

A capacidade instalada da energia de correntes de marés é a segunda maior entre todos os recursos energéticos oceânicos. Além disso, o número de projetos implementados é significativamente maior para essa forma de geração, e essa tendência parece continuar a se expandir rapidamente nos próximos anos. A figura 2.3 mostra os países com os projetos mais representativos de correntes de maré, o Reino Unido se destaca em capacidade de projetos (trata-se do pioneiro na energia das marés).

Figura 2.3: Localização dos maiores projetos de correntes de marés.



Fonte:[4].

## 2.3 Desenvolvimento de tecnologias

O Nível de Maturidade Tecnológica (TRL - *Technology Readiness Level*) é uma escala que varia de 1 a 9 e é utilizada para categorizar o estágio de desenvolvimento de uma tecnologia. Nessa escala, os níveis 1 a 3 correspondem à fase de pesquisa, os níveis 4 e 5 representam a fase de desenvolvimento, o nível 6 indica a fase de demonstração, enquanto os níveis 7 a 9 denotam a fase de implantação. No TRL, o nível 7 representa a demonstração do protótipo, enquanto o nível 9 simboliza a tecnologia totalmente implantada, comprovada e operacional. Existem diversas tecnologias em estágios diferentes de desenvolvimento para aproveitamento de energias oceânicas.

- OTEC e Gradiente de salinidade

Existem atualmente três abordagens em desenvolvimento para o aproveitamento da energia térmica dos oceanos, conhecidas como dispositivos de ciclo aberto, ciclo fechado e sistemas híbridos. A tecnologia conhecida como OTEC ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento. Entretanto, as primeiras experiências práticas com a OTEC foram desenvolvidas ao final da década de 1970, iniciando com uma instalação em forma de barcaça offshore de 15 *kW* no Havaí em 1979. Em seguida, foram desenvolvidas várias instalações em terra, em Nauru no ano 1982 e no Havaí em 1987 e 1993 [4].

Atualmente, dois processos principais estão sendo explorados para aproveitar a energia devida ao gradiente de salinidade: osmose retardada por pressão (PRO) e eletrodialise reversa (RED). Esta tecnologia ainda se encontra em uma fase conceitual e é consideravelmente menos desenvolvida em comparação com as tecnologias de energia das marés, das ondas ou da OTEC. Apenas uma instalação que utiliza a tecnologia RED está

atualmente operacional, sendo uma planta de demonstração localizada em uma bancada de testes na Holanda, conduzida pela REDstack e classificada com um TRL de 7 [4].

Embora a geração de energia devido ao gradiente térmico e gradiente de salinidade possuam tecnologia em estágio pouco avançado de desenvolvimento, juntas representam a maior parcela do potencial de energias oceânicas, sendo 44.000 *TWh* para OTEC e 1.650 *TWh* para gradiente de salinidade [8].

- Correntes oceânicas

Relativamente pouca atenção tem sido direcionada à extração de energia das correntes oceânicas, o que pode ser atribuído principalmente ao fato de que essas correntes localizam-se em águas significativamente mais profundas e distantes da costa, tornando a implantação e a tecnologia de ancoragem desafiadoras. Além disso, os impactos ambientais ainda são desconhecidos, tornando a avaliação complexa. Conseqüentemente, o estágio de desenvolvimento dessa tecnologia é inferior ao de qualquer outra tecnologia energética oceânica. Espera-se que haja um aumento de interesse na extração de energia das correntes oceânicas, à medida que a energia das marés se tornar comercialmente viável e à medida que estudos de longo prazo estiverem disponíveis [4].

- Ondas

As tecnologias de energia das ondas não apresentam uma convergência em relação a um único conceito, como observado em outras tecnologias renováveis. Pelo contrário, existem mais de 50 tipos diferentes de abordagens e dispositivos nesse campo. Esse diversificado leque de tecnologias contribui, em parte, para explicar por que o TRL para a energia das ondas ainda se encontra em um estágio relativamente inicial [4].

Entretanto, é importante ressaltar que os TRLs variam consideravelmente entre essas tecnologias, evidenciando que algumas delas estão em estágios mais avançados de desenvolvimento do que outras. Entre as tecnologias mais promissoras com vistas à comercialização, destacam-se a *Oscillating Water Column* (OWC), o *Oscillating Water Surge Converter* (OWSC) e os Corpo oscilante [4]. A tabela 2.2 apresenta as categorias mais comuns para aproveitamento da energias das ondas.

- Gradiente de maré



Tabela 2.2: Tecnologias mais comuns para aproveitamento da energia das ondas.

Tecnologia	TRL
OWC	8
Dispositivo de galgamento	5
Atenuador	8
Corpo oscilante	7
OWSC	7
Diferencial de Pressão Submersa (SPM)	6
Onda protuberante	5
Massa rotativa	7

Fonte: Adaptado de [4].

A energia devido ao gradiente de maré explora a amplitude das marés, ou seja, a diferença real de altura entre a maré alta e a maré baixa, para aproveitar a energia potencial observada nesse fenômeno. Em comparação com outras tecnologias de energia oceânica, essa abordagem é relativamente mais madura, tendo atingido um TRL de 9. Essas centrais elétricas de gradiente de marés estão operacionais desde 1960 [4].

No entanto, a tecnologia de gradiente de marés atualmente enfrenta diversos desafios de implantação, que incluem a limitada disponibilidade de locais apropriados, os significativos investimentos de capital necessários e as questões relacionadas aos impactos ambientais. Devido a esses desafios, seu desenvolvimento está sendo conduzido apenas até certo ponto. Embora existam depósitos de patentes recentes para essa forma de geração [4].

- Correntes de maré

As tecnologias de correntes de marés operam diretamente com o fluxo das águas. Essas tecnologias estão caminhando rapidamente em direção à maturidade e há expectativas de que, no futuro, se tornem mais proeminentes do que as tecnologias de gradientes de marés. Atualmente as tecnologias mais comuns encontram-se em nível de

TRL a partir de 5, conforme tabela 2.3 e são descritas na figura 2.4.

Tabela 2.3: Tecnologias mais comuns para aproveitamento da energia das correntes de maré.

Tecnologia	TRL
Turbina de eixo horizontal	8
Turbina de eixo vertical	5
Pontas fechadas/centro aberto	7
Dispositivo alternativo/ hidrofólio oscilante	5
Espiral de Arquimedes	6
Pipa de maré	6

Fonte: Adaptado de [4].

Figura 2.4: Tecnologias de correntes de maré

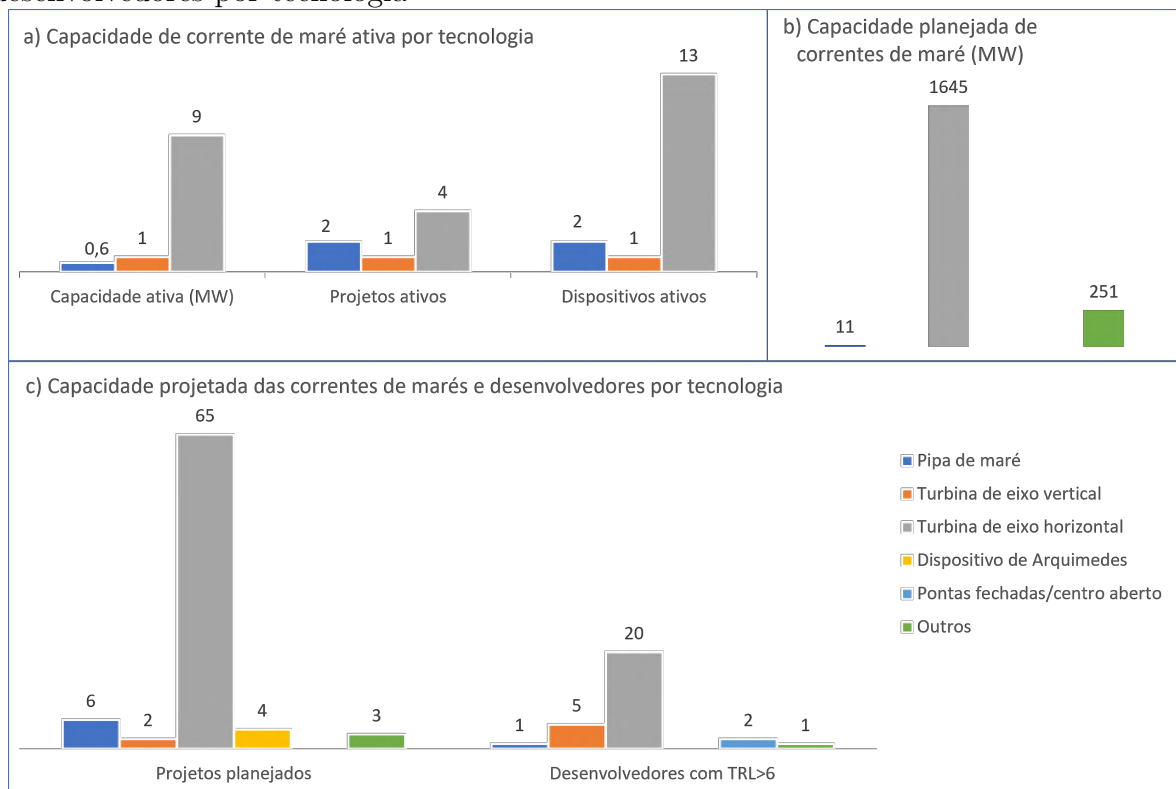


Fonte: Adaptado de [4].

As turbinas de eixo horizontal demonstraram ser as tecnologias mais populares para a energia das correntes de marés e são as tecnologias propostas em todos os grandes projetos planejados de matrizes de marés, embora outras tecnologias também sejam procuradas. De 16 empreendimentos de correntes de maré em operação, 13 utilizam turbinas de eixo horizontal [4]. Mais de dois terços das quase 30 empresas que trabalham em dispositivos com TRL de no mínimo 6, concentram-se nessas turbinas. A figura 2.5 apresenta dados de tecnologias de correntes de maré aplicadas e em fase de planejamento.

Do total da capacidade planejada em 2020, 1.645 *MW* aplicam turbinas de eixo horizontal e 11 *MW* aplicam pipas de maré. Representam 65 projetos que usam turbinas de eixo horizontal como tecnologia, de um total de 80 projetos [4]. Portanto a tecnologia de turbinas de eixo horizontal é a mais madura e a mais aplicada para essa forma de geração.

Figura 2.5: a) Capacidade de corrente de maré ativa por tecnologia, b) Capacidade planejada de correntes de maré (*MW*) e c) Capacidade projetada das correntes de marés e desenvolvedores por tecnologia



Fonte: Adaptado de [4].

## 2.4 Estado da arte para geração maremotriz por correntes de maré

Foi realizado o levantamento e estudo dos trabalhos que investigam diversas vertentes ligadas ao tema dessa dissertação, tais como estudos que buscam locais com alto potencial energético (*hotspots sites*), estudos para implementação de parques de turbinas hidrocínéticas e estudos sobre turbinas hidrocínéticas.

- Investigação de locais com alto potencial energético

Para a exploração dessa fonte, é necessário realizar a investigação de pontos com alto potencial de geração. O artigo [9] investiga *hotspots sites* no Estuário de Shannon, localizado na Irlanda, onde encontrou picos de velocidade de até  $2,3\text{ m/s}$ . Outro estudo foi desenvolvido no Mar Salish, localizado no noroeste do Pacífico, e identificou 16 pontos com fortes correntes de maré [10]. [11] investiga locais potenciais para extração de energia das correntes de maré nos mares do sul da China e identifica 13 locais potenciais de 6 regiões de interesse onde correntes fortes e profundidades de água são adequadas para a exploração da energia das marés.

No artigo [5], implementou-se um modelo hidrodinâmico 3-D e simulou a circulação das marés no Golfo do Maranhão, para estimar a energia associada ao fenômeno. Avaliou 4 pontos na Baía de São Marcos para um período de 90 dias. Constatou que as velocidades e amplitudes são potencializadas pela geomorfologia do estuário e sua batimetria, atingindo velocidades que chegam a  $2,16\text{ m/s}$  ao redor da Ilha do Medo. Identificou regiões promissoras dentro do Complexo Estuarino de São Marcos, apresentando densidade de potência máxima de  $5137\text{ W/m}^2$  [5]. Em estudo mais recente [12], os autores estimaram a densidade de potência no Canal do Boqueirão e observaram que a maior densidade de potência encontrada durante maré de quadratura foi de  $6,32\text{ kW/m}^2$  na profundidade de  $13\text{ m}$ , enquanto o maior valor encontrado durante maré de sizígia foi de  $8,77\text{ kW/m}^2$  na profundidade de  $5\text{ m}$ .

Duas campanhas de medição (fundeios) foram realizadas no canal do Boqueirão, localizado na Baía de São Marcos (estado do Maranhão), para medições in loco [13]. Ambos os fundeios ocorreram durante maré de quadratura. A partir dos dados medidos, [14] realizou simulações, norteadas por dados de modelos globais e de cartas náuticas, para descrever a hidrodinâmica das correntes de maré, as variações de profundidade e o potencial energético dos pontos de interesse. O ponto localizado no canal do Boqueirão possui profundidade que chega a  $31\text{ m}$  e velocidade de maré acima dos  $1,2\text{ m/s}$ . Para o ponto próximo a Ilha do Caranguejo, a simulação resultou em velocidades de maré superiores a  $2,5\text{ m/s}$ . Ambos os sítios são considerados *hotspots*. Em [12], modela-se o perfil de correntes de maré do Canal do Boqueirão, baseado nas medições de fundeio realizadas na região.

Duas campanhas de medição na região da Ilha do Caranguejo, realizadas em

marés de quadratura e sizígia, foram realizadas para avaliar os dados de correntes de maré e velocidade do vento [15]. Observou velocidade de maré média de  $1,41 \text{ m/s}$  e uma velocidade máxima de  $3,07 \text{ m/s}$  na primeira campanha e na segunda campanha, registrou velocidade de maré média de  $0,98 \text{ m/s}$  e velocidade máxima de  $1,97 \text{ m/s}$ . A velocidade do vento média e máxima registrada foi de  $7,40 \text{ m/s}$  e  $11,22 \text{ m/s}$ , respectivamente. Os autores concluíram que os dados prospectados proporcionam um cenário promissor para a geração de energia elétrica a partir das fontes eólica e maremotriz na área estudada.

Em [6], avalia-se o potencial energético das correntes de maré no Estuário do Rio Pará, localizado no estado do Pará, aplicando metodologia baseada no modelo hidrodinâmico bidimensional do *software* SISBAHIA. A análise abrange um total de 30 dias, observando 2 ciclos completos de marés vivas e mortas. Concluiu que há cinco áreas com potencial para aproveitamento de energia das marés. As densidades de potência para estas áreas estão na faixa de  $0,4$  à  $0,7 \text{ kW/m}^2$  num ciclo de marés vivas e mortas. Em resumo, a tabela 2.4 apresenta as densidades energéticas no Estuário do Rio Pará e Baía de São Marcos.

Tabela 2.4: Densidade energética de corrente de maré no Maranhão e Pará.

Local avaliado		Densidade energética ( $\text{kW/m}^2$ )
Estuário do Rio Pará	Máximo	0,7
	Mínimo	0,4
Baía de São Marcos	Ilha do Caranguejo	2,7
	Canal do Boqueirão	8,77

Fonte: [5][6][12].

Em [16], realizou medições de velocidade de maré durante o período de um ciclo de maré semidiurna, o equivalente a 12,3 horas, na foz do Rio Matapi (localizado no Amapá). Realizou simulação numérica hidrodinâmica para determinar o padrão de vazão de maré no local de estudo, utilizando o *software* ANSYS CFX. Verificou que apenas em períodos relativamente curtos as velocidades médias alcançaram valores um pouco superiores a  $1 \text{ m/s}$ .

Um estudo conduzido por [17], propôs uma abordagem para estimar o poten-

cial hidrocínético de dois rios localizados na bacia do rio Amazonas. Essa abordagem se baseou na realização de simulações numéricas dos rios por meio do *software* ANSYS CFX, empregando dados experimentais, como informações batimétricas, em conjunto com dados coletados durante campanhas de medição de vazão. Essa combinação de informações permitiu a análise dos pontos de maior velocidade das águas e a otimização do posicionamento das turbinas nas seções transversais dos rios. Os resultados obtidos indicaram uma potência instalada estimada de 109,5 *kW* e 31,5 *kW* para os respectivos locais analisados, com um custo nivelado de eletricidade variando entre 80 e 125 USD / *MWh*. Embora, à primeira vista, esses números não pareçam competitivos em relação a outras fontes de energia renovável no Brasil, os autores ressaltam a possibilidade de aumentar a viabilidade econômica por meio da inclusão da produção de energia hidrocínética no mercado de geração distribuída e da aplicação dessa tecnologia em comunidades remotas da Amazônia.

- Dimensionamento e implantação de parques maremotrizes

O trabalho de [18] apresenta os princípios básicos de exploração da energia maremotriz, assim como da operação de uma usina e as principais tecnologias utilizadas. Faz uma análise a cerca dos aspectos ambientais e econômicos envolvidos nesse tipo de geração. Devido a consolidação da tecnologia já usada, o surgimento de novas tecnologias e formas de aproveitamentos e a identificação de locais promissores, constata que a energia maremotriz possui parâmetros para ocupar mais espaço na matriz energética mundial [18].

Em [19], há uma análise a cerca dos aspectos que podem ser considerados para a implantação de turbinas de correntes de maré, respeitando as especificidades do local. O primeiro aspecto a considerar é a velocidade das correntes de maré, os demais são esquemas de instalação das turbinas e a distância da geração ao ponto de conexão à rede.

O artigo de [20] realiza a caracterização e dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica, tendo como fonte primária a corrente de maré, para suprir ininterruptamente uma carga isolada. Utiliza dados prospectados do canal marítimo da Ilha do Medo, localizado no Maranhão. O autor busca minimizar o custo das turbinas e do sistema de armazenamento. Conclui que apenas uma turbina é suficiente para atender a carga máxima de 7,71 *kW*, não sendo necessário o despacho do gerador a diesel. Na hipótese da carga ser suprida apenas com o gerador a diesel, o custo seria 130% maior que o custo do sistema com turbina de corrente de maré [20].

O trabalho de [21] caracteriza e dimensiona um sistema isolado baseado em correntes de maré, considerando a variabilidade da fonte geradora durante o ciclo lunar e da carga em um ciclo diário. Em seu trabalho, buscou estabelecer critérios adequados para dimensionar uma microusina de corrente de maré, levando em consideração custos de operação e manutenção e de instalação. Concluiu que o período da maré mais adequado para dimensionar a microusina é localizado entre as marés vivas e marés mortas, obtendo o menor custo do sistema [21].

Em [22], investigou-se a viabilidade da implementação de um parque de marés para satisfazer as necessidades elétricas do Porto de Ribadeo, localizado no noroeste de Espanha. Implementou um modelo hidrodinâmico do estuário e, tomando como referência a turbina maremotriz Evopod, avaliou a viabilidade de instalação do parque através de quatro parâmetros de desempenho (produção de energia elétrica, eficiência específica do local, fator de capacidade e disponibilidade). Constatou que um parque composto por 25 turbinas com potência nominal de 400  $kW$  é capaz de satisfazer as necessidades elétricas do porto.

- Tecnologias de turbinas hidrocínéticas

O artigo de [23] estudou o impacto que o nível de sedimentação causa no desempenho de uma turbina hidrocínética. Considerou os dados da concentração de sedimentos na Baía de São Marcos. Constatou que o potencial energético da turbina decresce com o aumento de sedimentos na água [23].

O trabalho de [24] propõe uma nova metodologia de projeto para turbinas com rotores carenados. Modelou uma turbina por este método e a estudou numericamente. Obteve um projeto de rotor de alto padrão, entregando um coeficiente de potência de pico de 0,415 normalizado pela maior área da seção transversal do difusor, ou 0,905 quando normalizado pela área da garganta.

Em [25], realizou ensaios no protótipo da turbina hidrocínética carenada (projetada por [24]) em escala reduzida, com o objetivo de determinar o comportamento hidrodinâmico da turbina hidrocínética em função dos coeficientes de desempenho  $C_p$  e  $\lambda$  de velocidade de ponta da pá. Obteve a curva de coeficiente de potência, sendo o ponto ótimo em  $C_p$  igual a 0,84 e  $\lambda$  igual a 1,71. Observa que a curva experimental tem um distanciamento da curva teórica obtida por [24], no entanto há uma aproximação no ponto de máxima.

O artigo de [26] objetiva utilizar uma barreira simples para desviar o fluxo de fluido da turbina Savonius para aumentar a potência gerada, a modelagem numérica foi realizada através da aplicação de dinâmica de fluidos computacional (CFD). Concluiu que a utilização de uma barreira no seu comprimento ideal aumenta a potência máxima gerada em cerca de 18%.

## 2.5 Considerações

1. As energias oceânicas oferecem inúmeras vantagens e destacam-se por seu nível de previsibilidade elevado. No entanto é uma forma de geração ainda pouco explorada, devido ao custo elevado e alto risco associado. Necessita, portanto, de medidas de incentivo por parte dos governos para atrair o interesse de investidores privados.
2. Diante das diversas formas de explorar a energia proveniente dos oceanos, apenas a geração devido ao gradiente de maré tem seu TRL em estágio totalmente operacional. É uma consequência do fato de que a maior parcela, de toda capacidade instalada, é dessa fonte.
3. A maioria dos empreendimentos ou projetos de energias oceânicas localizam-se na Europa, logo deve-se questionar se a tecnologia implementada nessa área é apropriada para aplicação em outras regiões, uma vez que as condições de marés, geográficas e climáticas são diferentes.
4. As tecnologias para aproveitamento das correntes de maré encontram-se em estágio de maturidade tecnológica de, no mínimo, 5. Portanto existe uma tendência que essa forma de geração atinga TRL 9, pois muitos projetos planejam a implantação da energia devido a correntes de maré, destaca-se a tecnologia de turbina de eixo horizontal.
5. Diversos estudos foram desenvolvidos, e outros encontram-se em desenvolvimento, com o intuito de identificar locais com potencial energético em todo o mundo. Neste trabalho se destacam os estudos realizados na costa Norte/Nordeste do Brasil, que indicam pontos com alta densidade energética na Baía de São Marcos e no Estuário do Rio Pará.



## 3 SÍTIOS DE ENERGIA

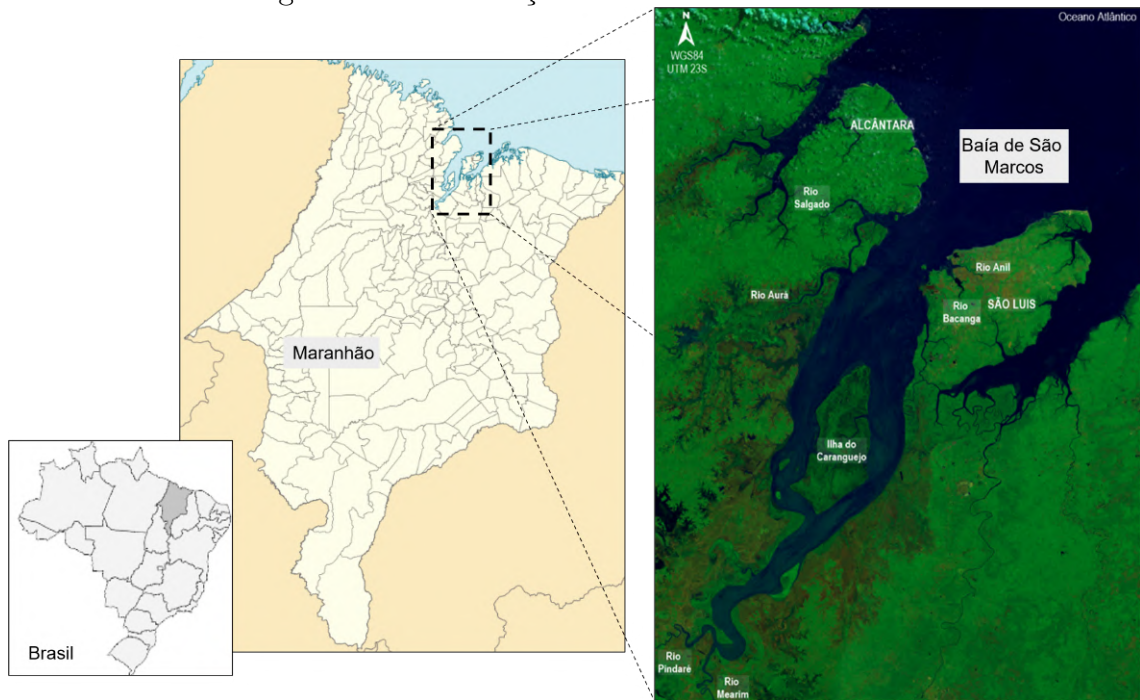
As maiores amplitudes de maré da costa brasileira, ocorrem nos estados do Maranhão, Pará e Amapá. Nessa região existem locais promissores para a exploração de energias renováveis marinhas, tanto pela energia potencial das amplitudes do nível do mar quanto pela energia cinética associada às correntes de maré. O Canal do Boqueirão e os arredores da Ilha do Caranguejo foram escolhidos, pois estudos apontam seu alto potencial energético de correntes de maré [14][5][27][13].

### 3.1 Baía de São Marcos

A Baía de São Marcos (BSM), Figura 3.1, é uma extensa área estuarina localizada no estado do Maranhão, na região nordeste do Brasil, situada entre as latitudes  $2.3^{\circ}\text{S}$  e  $3.3^{\circ}\text{S}$  e longitudes  $44.1^{\circ}\text{W}$  e  $44.9^{\circ}\text{W}$ . Essa baía apresenta uma orientação geral na direção NE-SW e possui um comprimento aproximado de  $130\text{ km}$ , com trechos que chegam a ter mais de  $20\text{ km}$  de largura [28]. As maiores profundidades chegam a  $90\text{ m}$  no canal natural que se situa entre a foz dos rios Bacanga e Salgado. A entrada da BSM tem uma largura de  $50\text{ km}$ , que se estreita para  $15\text{ km}$  em seu trecho central, entre Alcântara e Ponta de São Marcos, alargando-se novamente até cerca de  $25\text{ km}$  antes de chegar à Ilha do Caranguejo e diminuindo para  $1.5\text{ km}$  na confluência dos rios Pindaré e Mearim [28].

A BSM faz parte da unidade geológica conhecida como região do Golfo Maranhense, que engloba uma variedade de ambientes, incluindo estuários, estreitos, enseadas, pequenos rios e várias ilhas. Além disso, a região é caracterizada por extensas áreas de manguezais e é influenciada pelas marés [28]. A região apresenta duas estações bem definidas, uma seca e outra úmida, com diferentes características climáticas ao longo do ano. Os ventos alísios, provenientes principalmente das direções Nordeste e Leste, são predominantes durante todo o ano na área de estudo. A maré na BSM tem padrão semidiurno, ou seja, ocorrem dois ciclos de maré (duas baixamares e duas preamares) em um intervalo de aproximadamente um dia. Sendo mais exato, o período de ocorrência de um ciclo de maré, nessa região, é igual a  $12,4$  horas.

Figura 3.1: Localização da Baía de São Marcos.



Fonte: [28].

Abriga um complexo portuário de destacada importância no cenário nacional e internacional, sobressaindo-se não apenas pelo elevado volume de carga movimentada, mas também pelas impressionantes dimensões de suas embarcações. Composta por três portos: O Porto do Itaqui, uma instalação pública, cujo início da operação ocorreu em 1972 e, atualmente, é administrado pela Empresa Maranhense de Administração Portuária - EMAP; Terminal Portuário Privado da ALUMAR, estabelecido em 1983, é gerido pelo consórcio de mesmo nome; Terminal Marítimo de Ponta da Madeira, iniciou suas operações em 1986, encontra-se sob a administração da empresa VALE S.A. Adicionalmente, na região, podem ser encontradas outras instalações de menor porte, voltadas para o transporte de passageiros e embarcações menores na BSM [29].

### 3.1.1 Canal do Boqueirão

O Canal do Boqueirão, conforme mostrado na Figura 3.2, está inserido na Baía de São Marcos. Localizado próximo ao terminal portuário de Ponta da Espera, trata-se de um canal natural que separa a Ilha do Medo da Ilha de Upaon-Açu e possui cerca de 900 metros de largura e uma profundidade que varia entre os 20 e os 30  $m$  [5].

De acordo informações do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil, na

Figura 3.2: Localização do Canal do Boqueirão.



região de São Luís, as alturas médias das marés variam. Durante as marés de maior amplitude (*MHWS - Mean High Water Springs*), a altura média é de aproximadamente 6,02 metros, enquanto nas marés de menor amplitude (*MHWN - Mean High Water Neaps*), a altura média é de cerca de 4,87 metros [30]. No Canal do Boqueirão, estudos anteriores demonstraram variações de amplitude das marés, com valores oscilando entre 2,9 e 6,5 metros durante a maré de sizígia. A região apresenta um regime de marés semi-diurnas, o que significa que há duas preamares (maré alta) e duas baixa-mares por dia lunar, com intervalos proporcionais de aproximadamente 6 horas [31][32][33].

### 3.1.2 Ilha do Caranguejo

O Rio Mearim possui curso total de aproximadamente 930 *km*, cujo trecho navegável compreende-se entre a sua foz na Baía de São Marcos e a cidade de Barra do Corda. É dividido em três trechos principais, devido às suas características físicas: Alto Mearim, Médio Mearim e Baixo Mearim [34].

A área de interesse se insere no Baixo Mearim, que compreende o trecho entre o Seco das Almas e a foz na BSM, com extensão de aproximadamente 170 *km*. O trecho caracteriza-se por possuir desnível total de cerca de 12 *m*, apresentando características de um rio de baixada, com curvas sinuosas. O curso d'água é lento e as profundidades constantes, com a mínima em torno de 1,50 *m* [34]. O local de interesse possui profundidades

que variam de 11 a 14 metros, durante as marés de quadratura e sizígia, respectivamente [15]. Nessa região, a água apresenta aparência turva.

A Ilha do Caranguejo situa-se ao sul da Baía de São Marcos, entre os municípios de Bacabeira e São Vicente Ferrer, ambos no estado do Maranhão. Trata-se de um local onde a água do rio deságua no mar e, embora haja o encontro entre água doce e salgada, há forte influência da maré. O local de estudo localiza-se nos arredores da Ilha do Caranguejo, Figura 3.3.

Figura 3.3: Local de estudo nas proximidades da Ilha do Caranguejo.



## 3.2 Modelo hidrodinâmico - Canal do Boqueirão

Foram realizadas duas campanhas de medição na região de interesse, as quais dados como correntes de maré e salinidade foram coletados ao longo de um período total de dois dias (um dia durante a maré de quadratura e outro durante a maré de sizígia). Realizar medições de velocidade de maré ao longo de um ano completo seria economicamente oneroso, portanto, a estimação dessas correntes de maré foi realizada usando o programa Delft3D-FLOW.

É importante ressaltar que as campanhas de medição e a modelagem hidrodinâmica foram realizadas por pesquisadores que compõem o INEOF e são detalhadas em [13]

e [14], respectivamente. Portanto, neste trabalho será aplicada a série temporal resultante e se abordará brevemente alguns aspectos que envolvem a modelagem hidrodinâmica.

Para proceder com a simulação do modelo hidrodinâmico é necessário inserir dados de entrada e alguns parâmetros fixos para a área de interesse como, correntes marítimas, temperatura e salinidade. Outros dados, como as condições do contorno externo do modelo, que incluem nível médio do mar e correntes marítimas foram extraídos do modelo global TPXO, enquanto os dados de batimetria, foram obtidos no modelo global ETOPO [14]. Os modelos globais são elaborados em termos de componentes astronômicas, onde o movimento de maré observado pode ser descrito como a sinergia de uma série de movimentos harmônicos simples. A Tabela 3.1 apresenta as principais constituintes harmônicas que ocorrem no terminal da Ponta da Madeira, localizada na Baía de São Marcos.

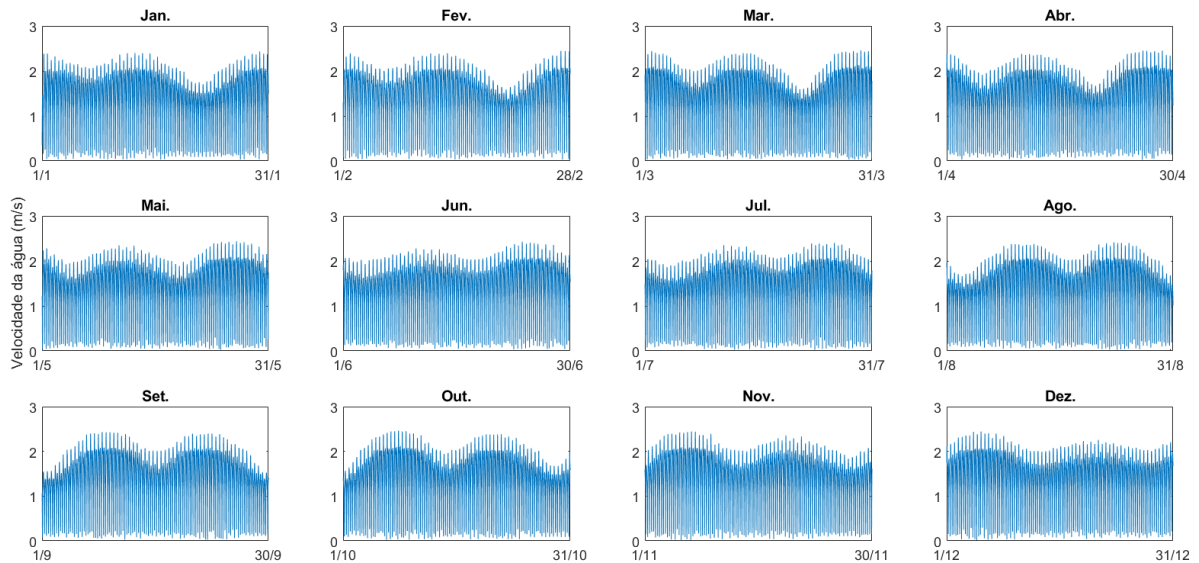
Tabela 3.1: Constituintes harmônicas - Ponta da Madeira.

	Componente	Amplitude (m)
$M_2$	Lunar Principal	2,116
$S_2$	Solar Principal	0,578
$N_2$	Lunar Elíptica	0,386
$K_1$	Declinação Lunissolar	0,099
$O_1$	Lunar Principal	0,093
$Q_1$	Lunar Elíptica	0,017

Fonte: [28].

Esse modelo é capaz de determinar o padrão hidrodinâmico das velocidades das marés na área de interesse ao longo de um período de um ano, iniciando em 01/01/2021 para o Canal do Boqueirão, com um grau de discretização de 10 minutos. O resultado desse processo é apresentado na Figura 3.4, que ilustra a série histórica das velocidades de maré do Canal do Boqueirão.

Figura 3.4: Série histórica das velocidades de maré do Canal do Boqueirão (ano 2021).



### 3.2.1 Distribuição de velocidades

A distribuição anual das correntes de maré, Figura 3.4, revela de forma evidente a presença de dois períodos de maré viva durante cada mês, nos quais são registradas maiores variações de amplitude e correntes mais fortes. Podemos perceber a ocorrência de dois períodos de maré morta mensais, caracterizados por amplitudes menores e correntes mais suaves.

Analisando a distribuição das correntes de maré, Tabela 3.2 e Figura 3.5, observou-se que em todos os meses a maior concentração está na faixa de  $0,5 \text{ m/s}$  a  $2 \text{ m/s}$  (representando cerca de 82,57% do total de amostras), portanto, espera-se que uma turbina operando nessa faixa tenha um desempenho satisfatório. A velocidade média observada foi de aproximadamente  $1,45 \text{ m/s}$ .

Velocidades inferiores a  $0,5 \text{ m/s}$  são observadas em momentos de inversão do sentido do fluxo de água (momento de transição entre maré alta e maré baixa, ou vice versa). É possível visualizar que nos meses de junho e dezembro a concentração de velocidades entre  $1,5 \text{ m/s}$  e  $2 \text{ m/s}$  é maior. O histograma da Figura 3.6 mostra que o mês de março tem maior concentração de correntes acima de  $2 \text{ m/s}$  quando comparado aos outros meses.

Figura 3.5: Diagrama de frequência das velocidades das marés do Canal do Boqueirão (ano 2021).

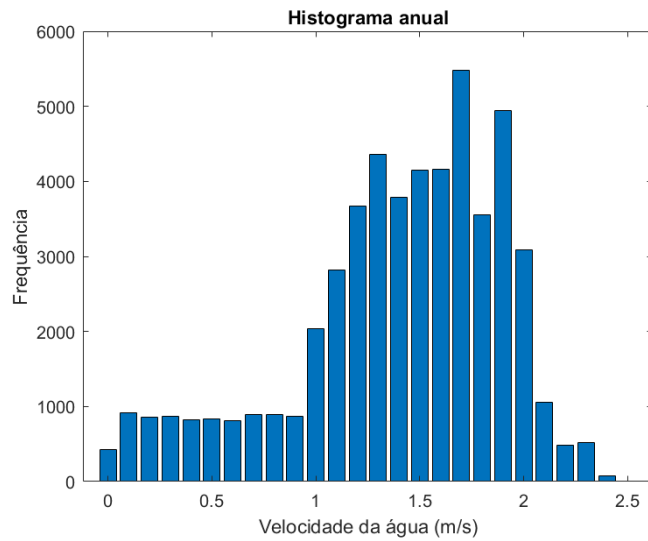
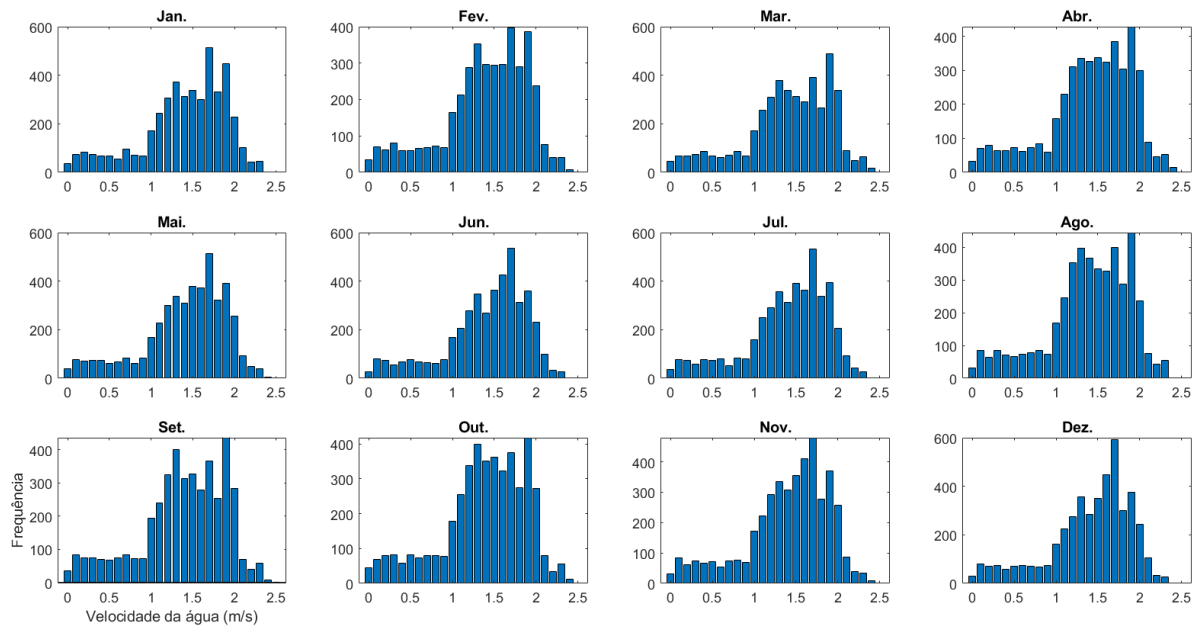


Figura 3.6: Histograma mensal das velocidades das marés no Canal do Boqueirão (ano 2021).



A Tabela 3.2 exibe a distribuição das amostras conforme os diferentes intervalos de velocidade. O objetivo é identificar o intervalo mais adequado para a operação de uma turbina hidrocínética neste local. Por exemplo, o intervalo entre 0,5 e 2  $m/s$  engloba aproximadamente 82% das amostras, sugerindo que uma turbina operando nessa faixa pode apresentar um bom desempenho. No entanto, há turbinas projetadas para outras

Tabela 3.2: Distribuição das velocidades por intervalo (valores expressos em %).

Mês	0,5 a 2	1 a 2	1,3 a 2	1,5 a 2	$\geq 2$	Mês	0,5 a 2	1 a 2	1,3 a 2	1,5 a 2	$\geq 2$
	m/s	m/s	m/s	m/s	m/s		m/s	m/s	m/s	m/s	m/s
Jan.	82,99	74,99	58,83	43,44	9,46	Jul.	84,38	76,07	60,36	45,37	8,31
Fev.	82,42	74,06	57,52	41,38	9,99	Ago.	83,19	74,74	57,48	40,31	9,24
Mar.	79,89	71,98	55,44	39,35	12,47	Set.	81,52	72,92	55,26	38,66	10,66
Abr.	81,1	72,997	56,7	41,35	11,65	Out.	82,36	73,57	56,25	39,39	10,16
Mai.	82,56	74,56	58,94	44,4	9,95	Nov.	82,77	74,81	58,86	43,95	9,84
Jun.	83,9	75,78	60,64	46,37	9,03	Dez.	83,73	75,71	60,79	46,4	9,21
Anual	82,57	74,35	58,1	42,54	9,996						

Fonte: Adaptado de [35].

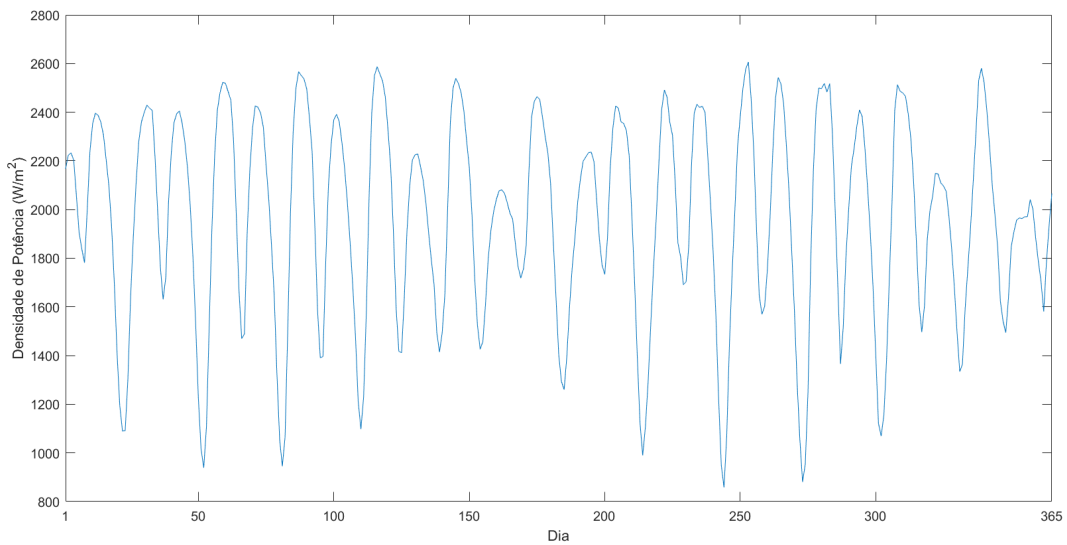
faixas de operação. O intervalo de 1 a 2  $m/s$  abrange cerca de 74% das amostras, indicando que uma turbina operando nessa faixa de velocidade ainda pode ter um desempenho satisfatório. Já os demais intervalos apresentam concentrações iguais ou inferiores a 58% das amostras, não seria adequado o uso de turbinas que operem nesses intervalos.

A densidade de potência ( $W/m^2$ ), dada pela equação (3.1) [36] onde  $\rho$  é densidade da água (igual a  $1019,66 \text{ kg}/m^3$  no Canal do Boqueirão) e  $V$  é velocidade da maré em  $m/s$ , é uma característica do local e representa o quanto de potência pode ser gerada por  $m^2$ . Portanto um local com maiores velocidades de maré, terá maior densidade de potência. No Canal do Boqueirão, a densidade de potência é representada pela Figura 3.7, considerando a velocidade média diária. O valor máximo atingido é  $2,606 \text{ kW}m^{-2}$ , enquanto o valor mínimo observado é igual a  $858,09 \text{ W}m^{-2}$ .

$$D_P = \frac{1}{2}\rho V^3. \quad (3.1)$$



Figura 3.7: Densidade de potência diária no Canal do Boqueirão (ano 2021).



### 3.3 Campanhas de medição - Ilha do Caranguejo

Duas campanhas de medição foram realizadas, com o objetivo de obter o perfil de correntes de maré nos arredores da Ilha do Caranguejo, mais precisamente no ponto mostrado na figura 3.3. Ambas as campanhas utilizaram o equipamento Perfilador Acústico de Correntes por Doppler (ADCP) para medir de forma contínua os perfis verticais de velocidade e direção de correntes. Também foram realizadas medições, a cada hora, de perfis verticais de temperatura, salinidade e turbidez da água com uma sonda multiparâmetros. As campanhas são descritas em [15].

#### 3.3.1 Primeira campanha

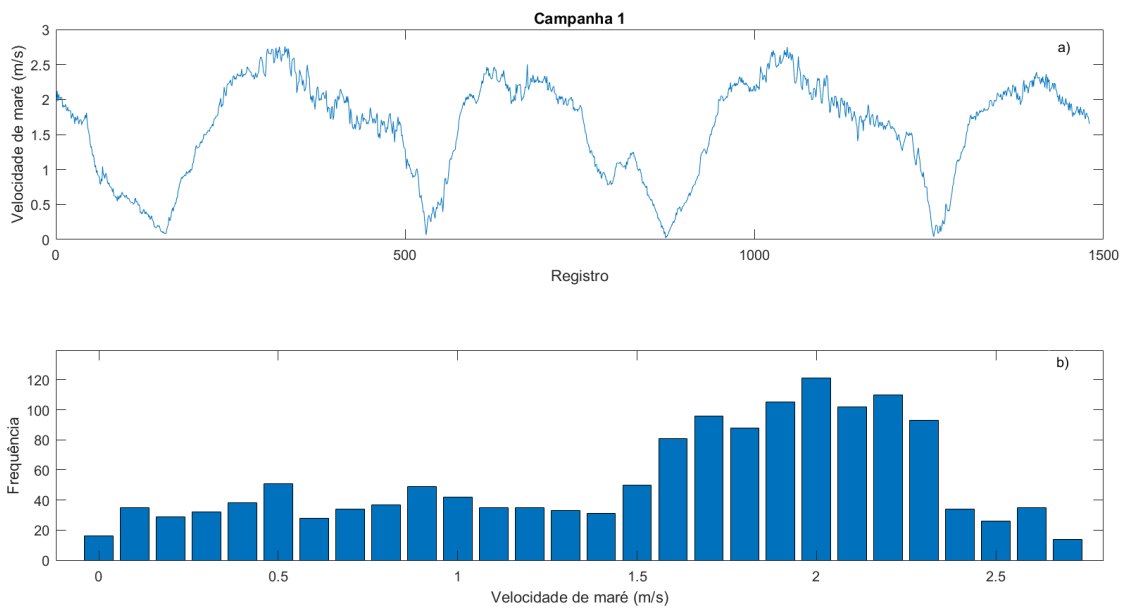
Ocorrida nos dias 16 e 17 de maio de 2022 (durante maré de sizígia), perfazendo um ciclo completo de maré (25 horas). A medição contínua dos perfis verticais de correntes, objeto de estudo deste trabalho, teve início às 19h01min, do dia 16, e encerrou-se às 20h17min, do dia 17. O equipamento foi configurado para registrar um perfil a cada 60 segundos e realizar coleta de dados por lâmina de água (a cada 1 metro de profundidade), sendo a profundidade inicial igual a 1,5 metro (a superfície é a referência).

A máxima velocidade medida foi 3,19  $m/s$  a uma profundidade de 1,5 metro e velocidade média igual a 1,41  $m/s$ . Observa-se que as maiores velocidades se encontram

mais próximas à superfície. A campanha acusou profundidade mínima de 5 metros.

O resultado para profundidade de 3,5 *m* é apresentado na figura 3.8. O intervalo com maior concentração de registros vai de 1 a 2,5 *m/s*, perfazendo 71,35% do total de registros para essa profundidade. Sendo 13,44% dos registros contidos no intervalo de 0,5 *m/s* a 1 *m/s* e 5,06% dos valores são iguais ou maiores que 2,5 *m/s*.

Figura 3.8: Ilha do Caranguejo: a) Série histórica de velocidades e b) histograma (Campanha 1).

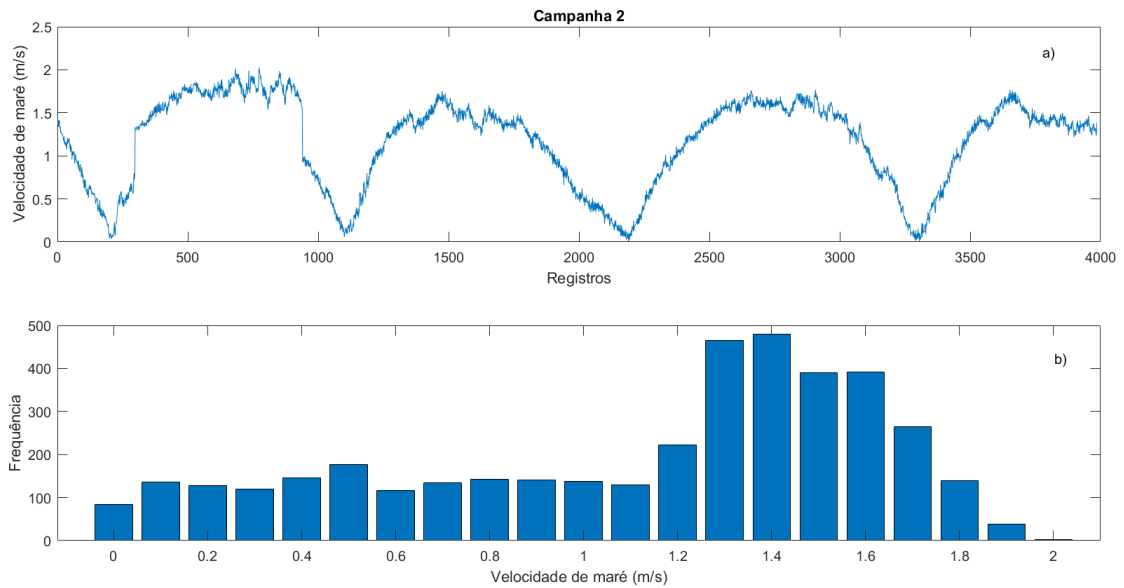


### 3.3.2 Segunda campanha

Ocorrida nos dias 27 e 28 de fevereiro de 2023 (durante maré de quadratura), também perfazendo um ciclo completo de maré (25 horas). A medição contínua dos perfis verticais de correntes teve início às 11h58min, do dia 27, e seu término ocorreu às 13h04min, do dia 28. O equipamento foi configurado para registrar um perfil a cada 20 segundos e realizar coleta de dados de forma semelhante a campanha 1, sendo a profundidade inicial igual a 2,1 *m* (a superfície é a referência).

A máxima velocidade registrada foi 2,12 *m/s* a uma profundidade de 2,1 metros. A velocidade média é igual a 0,98 *m/s*. O resultado para profundidade de 3,1 *m* é apresentado na figura 3.9. O intervalo compreendido entre 1,2 *m/s* e 1,8 *m/s* contém 55,58% dos valores medidos, enquanto que 39,95% das velocidades são menores que 1,2 *m/s* e 4,54% dos valores são maiores ou iguais a 1,8 *m/s*.

Figura 3.9: Ilha do Caranguejo: a) Série histórica de velocidades e b) histograma (Campanha 2).



### 3.4 Considerações

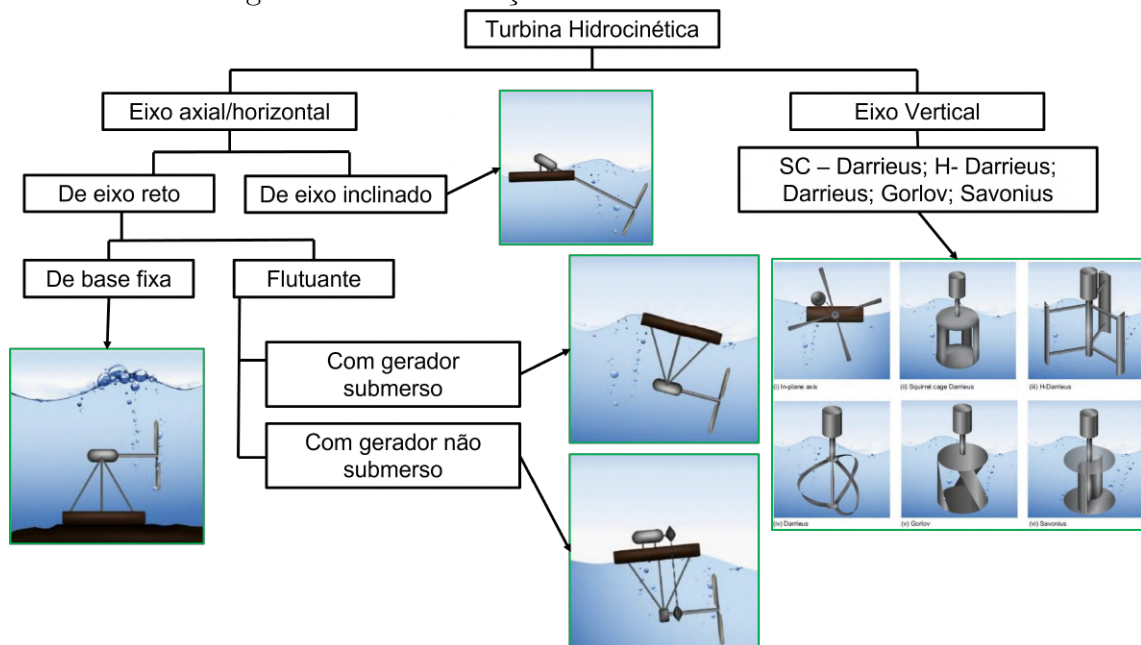
1. Uma série histórica de 1 ano compreende a maioria dos eventos astronômicos que influenciam na maré dos sítios estudados. Logo se trata de um período adequado para avaliar os ciclos de maré.
2. Os dois sítios estão localizados na Baía de São Marcos e se observa grande diferença no perfil de velocidade de maré, embora haja considerável diferença nos períodos avaliados para cada sítio.
3. Campanhas de medição, similares as realizadas nas proximidades da Ilha do Caranguejo, foram realizadas no Canal do Boqueirão e os dados coletados serviram como entrada para realizar a sua modelagem hidrodinâmica.

## 4 TURBINAS HIDROCINÉTICAS

Diversas tecnologias foram desenvolvidas para extrair energia hidrocinética, dentre essas tecnologias, as turbinas hidrocinéticas (*HKT - Hidrokinetic Turbine*) são muito utilizadas [37]. Possuem uma grande semelhança com as turbinas eólicas em termos de princípios físicos de operação, sistema elétrico, tipos de falhas apresentadas pelas pás, capacidade de velocidade variável para extração ideal de energia [38][39]. No entanto a densidade do meio em que estão inseridas é diferente, a densidade da água é cerca de 800 vezes maior que a densidade do ar. Uma corrente de maré necessita de uma velocidade aproximadamente 10 vezes menor que um vento para gerar a mesma quantidade de potência.

De acordo com o alinhamento dos eixos do rotor em relação ao fluxo de água, é possível classificar as turbinas hidrocinéticas em duas categorias: turbinas de eixo axial/horizontal ou de eixo vertical [37], conforme apresentado na figura 4.1. Ambos os tipos podem ser aplicadas em rios ou oceanos.

Figura 4.1: Classificação das turbinas hidrocinéticas.



Fonte: Adaptado de [37].

Turbinas de fluxo cruzado recebem esse nome devido à disposição de seus rotores, que são perpendiculares à corrente de água. Essas turbinas podem ser subdivididas

em duas categorias principais: aquelas com o eixo posicionado verticalmente e aquelas com o eixo ao nível da água.

Um exemplo de turbina de eixo vertical é a turbina do tipo Darrieus, que possui lâminas orientadas verticalmente, girando em torno de um eixo vertical. Este equipamento opera em altas velocidades, mas requer uma fonte externa de energia para iniciar o movimento, devido ao seu baixo torque inicial.

As turbinas do tipo H-Darrieus e do tipo Squirrel Cage-Darrieus apresentam vantagens, como um design simples, simetria e acoplamento direto. No entanto, é importante observar que, além de sua baixa eficiência, essas turbinas também podem depender de ajuda externa para iniciar a rotação, o que pode ser um desafio em comunidades isoladas. A turbina Helicoidal Gorlov utiliza pás torcidas em uma configuração helicoidal, resultando em uma notável melhoria em sua estabilidade e eficiência econômica. Uma turbina de eixo vertical do tipo Savonius, é uma máquina caracterizada por baixa rotação e alto torque.

As turbinas de eixo axial são classificadas como tal, pois seu eixo é paralelo ao deslocamento do fluido. Essas turbinas podem apresentar dois tipos principais de configuração: com eixo reto ou com eixo inclinado. As turbinas de eixo horizontal reto são amplamente utilizadas na geração de energia a partir de recursos hídricos, como rios e mares, e compartilham princípios de funcionamento semelhantes às turbinas eólicas. Por outro lado, as turbinas de eixo inclinado têm sido objeto de estudos significativos, especialmente para aplicações em pequenos rios [40]. As turbinas avaliadas neste trabalho são de eixo axial, mais especificamente de eixo reto, portanto o modelamento e levantamento de informações é referente a esse grupo de turbinas.

## 4.1 Modelamento

De forma semelhante à turbina eólica, a produção de potência da turbina hidrocínética de eixo horizontal pode ser explicado com base no modelo algébrico estático, em termos do coeficiente de desempenho  $C_P$ . A taxa de fluxo de massa do fluido ( $dm/dt$ ), em  $kg/s$ , que atravessa a área ( $A$ ) do rotor de uma turbina é função da densidade do fluido ( $\rho$ ) e da velocidade da corrente de maré  $V$  ( $m/s$ ), dada por [36]:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AV. \quad (4.1)$$

A potência disponível ( $P$ ), em Watts, em uma massa de água que atravessa o rotor de uma turbina é dado por [41][42][36]:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2 = \frac{1}{2} \rho AV^3. \quad (4.2)$$

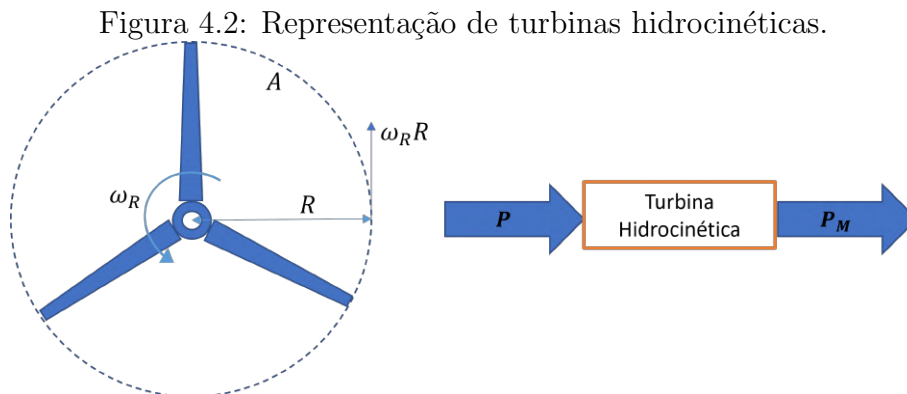
Onde  $A$  é a área percorrida pelas pás do rotor da turbina ( $A = \pi R^2$ ) em  $m^2$ ,  $\rho$  é a densidade da água em  $kg/m^3$  (igual a 1019,66 no Canal do boqueirão) e  $V$  a velocidade da corrente de maré em  $m/s$ .

A densidade de potência ( $W/m^2$ ), abordada anteriormente na equação 3.1, é dada como a potência disponível por unidade de área e é determinada da seguinte forma [36]:

$$D_P = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V^3. \quad (4.3)$$

A figura 4.2 apresenta uma visão frontal de uma turbina com 3 pás, a potência disponível no eixo da turbina ( $P_M$ ), em Watts, é uma parcela de  $P$  e é dada por:

$$P_M = \frac{1}{2} \rho AC_P V^3. \quad (4.4)$$



Fonte: Adaptado de [42].

Sendo  $C_P$  o coeficiente de desempenho da turbina, em função de  $\beta$  e  $\lambda$  (ambas em radianos), dado por:

$$C_P(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda. \quad (4.5)$$

Sendo

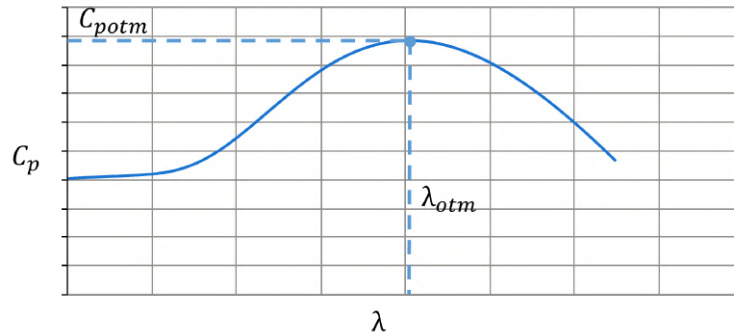
$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda+c_7\beta} - \frac{c_8}{\beta^3+1}}. \quad (4.6)$$

Os coeficientes  $c_1$  a  $c_8$  descrevem as características construtivas da HKT.  $\beta$  trata-se do ângulo de passo das pás em relação ao plano de rotação da turbina e  $\lambda$ , também chamada de *Tip Speed Ratio* - *TSR*, é a relação entre a velocidade da ponta de pá e a velocidade da maré, dado por:

$$\lambda = \frac{\omega_R R}{V}. \quad (4.7)$$

$R$  é o raio do rotor da turbina (em metros) e  $\omega_R$  é a velocidade de rotação da turbina em radianos por segundo. Um exemplo é mostrado na figura 4.3, que apresenta a curva que relaciona  $\lambda$  e  $C_P$  para uma turbina específica, com  $\beta$  igual a zero.

Figura 4.3: Curva  $\lambda$  vs  $C_P$ .



Há um ponto onde a operação da turbina é ótima,  $\lambda$  assume um valor ótimo ( $\lambda_{otm}$ ) para o qual o  $C_P$  atinge seu valor máximo ( $C_{Potm}$ ). O desempenho da turbina é maximizado quando opera em seu ponto ótimo.

Uma HKT deve ser projetada para operar dentro de um intervalo de velocidade de maré, há um valor mínimo necessário para vencer a inercia do rotor e uma velocidade máxima a qual a turbina suporta operar sem sofrer danos em seus sistemas mecânico ou elétrico. Portanto a potência elétrica  $P_e(V, t)$  de saída em Watts, pode ser descrita por:

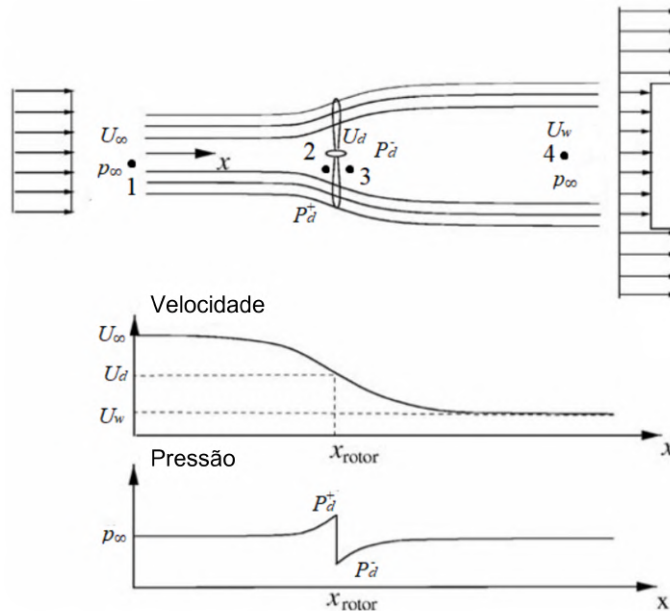
$$P_e(V, t) = \begin{cases} 0, V < V_{ci} \\ \frac{1}{2} \rho A C_{pNO} V(t)^3, V_{ci} \leq V < V_r \\ P_r, V_r \leq V < V_{co} \\ 0, V \geq V_{co} \end{cases} \quad (4.8)$$

Sendo  $V_{ci}$  velocidade de corrente de maré inicial ( $m/s$ ),  $V_r$  velocidade de corrente de maré nominal ( $m/s$ ),  $V_{co}$  velocidade de corrente de maré de corte ( $m/s$ ),  $P_r$  potência elétrica nominal da turbina e  $C_{pNO}$  o coeficiente de desempenho em operação normal, assume-se que este último engloba as perdas no sistema gerador.

## 4.2 Disco atuador de Betz

A teoria do disco atuador de Betz é capaz de determinar limitações operacionais de turbinas de fluxo livre. Considerando um disco atuador imerso na corrente do fluido, representado pela figura 4.4.

Figura 4.4: Escoamento através do Disco atuador.



Fonte: Adaptado de [43].

As condições de entrada são velocidade  $U_\infty$  e pressão  $p_\infty$ . Ao se aproximar do disco atuador há um crescimento da pressão (aproxima-se de  $P_d^+$ ) e queda da velocidade



(aproxima-se de  $U_d$ ). Ao atravessar o disco, a pressão sofre uma brusca queda, atingindo valor  $P_d^-$ . Ao afastar-se do disco, no mesmo sentido do fluxo, a pressão do escoamento retorna ao seu nível inicial ( $p_\infty$ ) e a velocidade sofre redução até atingir  $U_W$ . A recuperação da pressão reflete em déficit de velocidade [43].

Nesse contexto, o Coeficiente de Potência é dado por:

$$C_P = 0,5 \left(1 + \frac{U_4}{U_1}\right) \left(1 - \left(\frac{U_4}{U_1}\right)^2\right). \quad (4.9)$$

Considerando  $v$  uma relação entre a velocidade na esteira e a velocidade da corrente livre ( $v = U_4/U_1$ ), obtêm-se:

$$C_P = 0,5(1 + v - v^2 - v^3). \quad (4.10)$$

Ao resolver a equação (4.10), se obtêm o valor máximo para  $C_P$  (ocorre quando  $v = 1/3$ ). Em termos teóricos, o valor limite para  $C_P$  em máquinas de fluxo livre é o limite de Betz que é igual a  $16/27$  ou  $0,5926$  [41][42].

Ao se adicionar um difusor em volta do rotor, o comportamento do escoamento se mantém, porém as equações apresentadas não podem ser aplicadas. O difusor reduz a velocidade do fluxo na saída da turbina, gerando uma região de menor pressão nesse ponto específico. Isso tem o efeito de aumentar a velocidade do fluxo na entrada, consequentemente elevando o coeficiente de potência da máquina. Para contornar o limite de Betz e aumentar o coeficiente de potência, estudos de turbinas com difusor foram desenvolvidos [44][45][46][47][24]. Os resultados demonstram que turbinas carenadas possuem maior  $C_P$ .

Neste trabalho não será estudado a influência do uso de carenagens em turbinas hidrocínéticas, pois o objeto de estudo são turbinas comerciais. Há de se reconhecer que a maioria das turbinas comerciais são desenvolvidas com base em condições de maré observadas na Europa, onde se concentram a maioria dos projetos. Logo, o desempenho dessas HKTs comerciais deve ser avaliado para as condições de maré observadas no Brasil e, em algumas situações, será necessário projetar soluções que se adéquem às características da costa brasileira. Estudos foram realizados para desenvolver projetos específicos para operar em condições de maré observada no Brasil [24] e avaliar a geração de energia elétrica desse projeto no Canal do Boqueirão, assim como estimar seus custos de implantação e operação [12].

### 4.3 Métricas de Desempenho

- Produção de eletricidade ( $E_e$ )

A produção de eletricidade ( $E_e$ ), em  $Wh$ , é definida pela potência elétrica  $P_e(V, t)$  gerada e acumulada durante um determinado espaço de tempo. É necessária para mensurar a capacidade de produção de um empreendimento quando submetido às condições do local de operação. É uma métrica que influencia no custo nivelado de energia, dado por (4.15), sendo que quanto maior a produção de energia elétrica por ano menor o LCOE.  $E_e$  é definida por:

$$E_e = \int_0^T P_e(V, t) dt \quad (4.11)$$

Onde  $P_e$  é a potência elétrica gerada pela turbina, dada por (4.8). Obtida através da curva de potência fornecida pelo fabricante, que leva em consideração as perdas no sistema de geração.

- Eficiência específica ( $\eta_{ss}$ )

Relaciona a geração de energia elétrica com a energia disponível. Define o quanto de energia o empreendimento é capaz de aproveitar, portanto quanto maior a eficiência maior o aproveitamento da energia disponível. Dada por[22]:

$$\eta_{ss} = \frac{E_e}{E}. \quad (4.12)$$

Considerando que a potência disponível  $P(t)$  em uma massa de água que passa pelo rotor da turbina é dado por (4.2), quando em função da velocidade de maré no instante  $t$ . A energia disponível ( $E$ ), em  $Wh$ , durante um período  $T$  (horas), é dada por [48]:

$$E = \int_0^T P(t) dt. \quad (4.13)$$

- Fator de capacidade ( $C_f$ )

Trata-se de uma medida da produção média de um empreendimento durante um período de tempo. É calculado comparando a quantidade de produção real de energia durante um determinado período de tempo  $T$  (em horas) com sua produção teórica se fosse possível para a usina operar com potência nominal ( $P_r$ ) durante esse mesmo período de tempo [49]. Dado por:

$$C_f = \frac{E_e}{TP_r}. \quad (4.14)$$

## 4.4 Custo Nivelado de Energia

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) avalia a viabilidade econômica de uma tecnologia. A soma dos custos de capital e custos de operação e manutenção ocorridos ao longo da vida útil do projeto, dividido pela geração de energia elétrica acumulada no período, define o LCOE [49]. É representado por:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}}. \quad (4.15)$$

$LCOE$  - Custo nivelado de Energia (*Levelised Cost of Energy*), em  $US\$/kWh$ ;

$CAPEX$  - Despesas de capital (*Capital expenditures*);

$OPEX_t$  - Despesas operacionais (no ano  $t$ );

$AEP_t$  - Produção anual de eletricidade (no ano  $t$ );

$r$  - Taxa de desconto;

$n$  - Tempo de vida do sistema;

$t$  - Ano desde o início do projeto.

Muitas variáveis influenciam na composição do LCOE. Como fatores que influenciam no cálculo do CAPEX, podemos citar: custos dos projetos, tais como avaliação de impacto ambiental e pesquisas no local; custos de conexão à rede elétrica; custos de materiais e equipamentos que convertem o movimento em energia elétrica; componentes necessários para realizar a ancoragem dos equipamentos, assim como custos com transporte, amarração, instalações de fundações. Para determinação do OPEX, consideram-se os custos anuais de operação e manutenção, assim como custos com seguro contra riscos

durante sua implantação e operação e possíveis taxas de aluguel do local [49].

A quantidade de equipamentos a instalar e a sua especificação técnica, levando em consideração a capacidade instalada em cada fase de implantação, também são fatores que impactam no LCOE[49].

A disponibilidade do sistema é garantida ao manter uma rotina de manutenção adequada e otimizada, o que possibilita a extensão da vida útil do projeto, através da gestão de operação eficiente. O fator de capacidade é adequado quando se garante a mínima distância entre a produção real e a produção teórica caso o sistema opere com potência máxima em um determinado espaço de tempo. Tais aspectos são importantes e elevam a AEP:

$$AEP = (CP) * C_f * A_v * 8760. \quad (4.16)$$

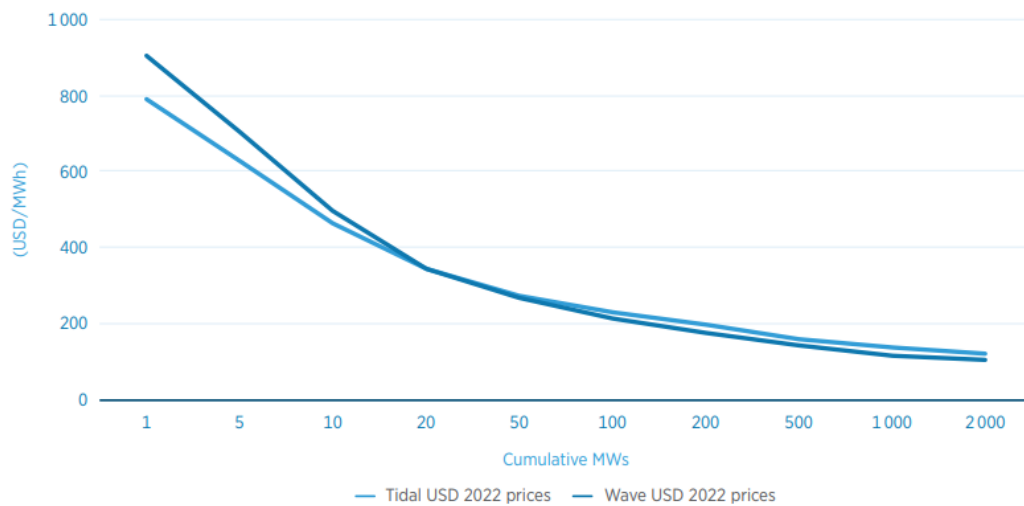
Onde CP é capacidade do projeto,  $A_v$  é o fator de disponibilidade do dispositivo e  $C_f$  é fator de capacidade. O fator de disponibilidade relaciona-se com o período, ou instante de tempo, em que o sistema está em operação, supondo que os recursos externos necessários estão disponíveis.

Devido a pequena representação de energias oceânicas na matriz elétrica mundial e o nível de maturidade tecnológica relativamente baixo, os seus custos nivelados de energia (LCOE) são difíceis de prever e incertos. O LCOE atual para marés é estimado entre US\$ 0,20/ $kWh$  e US\$ 0,45/ $kWh$  e para ondas entre US\$ 0,30/ $kWh$  e US\$ 0,55/ $kWh$  [4]. De acordo com a figura 4.5, o custo nivelado de energia é menor quanto maior a capacidade instalada.

## 4.5 Turbinas Comerciais

Em 2012, as tecnologias para o aproveitamento de energias oceânicas através de turbinas hidrocínéticas estavam em fase de desenvolvimento, quando comparadas com outras formas de geração [38]. Atualmente, turbinas hidrocínéticas com configurações variadas são comercializadas para compor soluções diversas de geração de energia.

Turbinas hidrocínéticas comerciais de fabricantes diferentes foram selecionadas para determinar seu desempenho quando submetidos às condições de maré observadas

Figura 4.5: Custos de energia oceânica *versus* capacidade implantada.

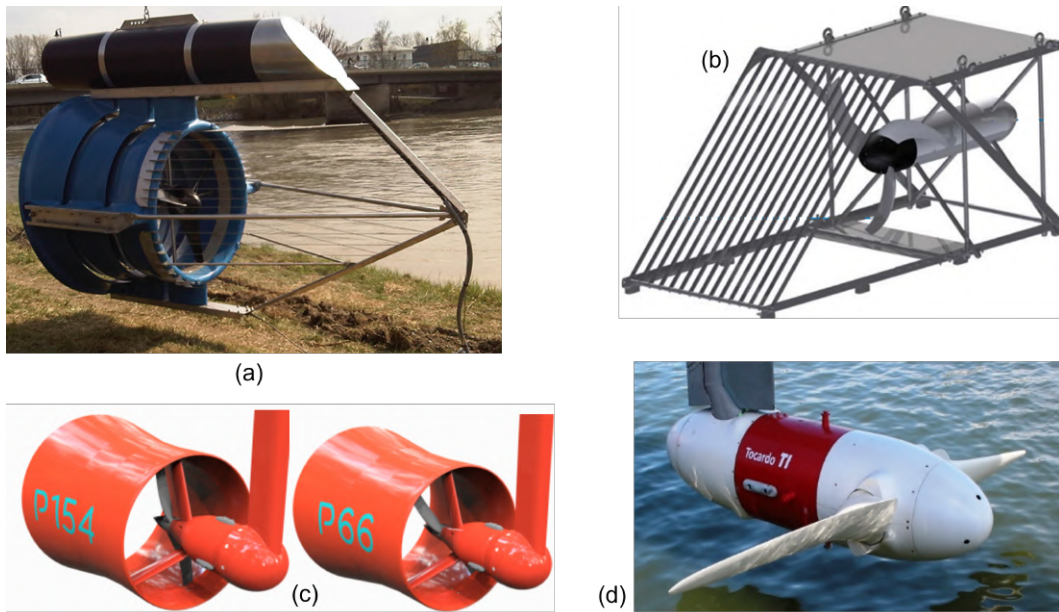
Fonte:[8].

nas áreas de estudo. Os critérios de seleção foram: velocidade de maré necessária para o funcionamento da turbina, visto que velocidades abaixo de  $2,5 \text{ m/s}$  são observadas no Canal do Boqueirão (a distribuição das velocidades é analisada no próximo capítulo); e o tamanho de cada turbina. As turbinas selecionadas são:

1. *Smart Monofloat* (SM) e *Smart Free Stream* (SFS): tratam-se de turbinas compactas, possuem proteção contra detritos, são projetadas para instalação em canais e possuem rotor com 3 pás, conforme descrição do fabricante [50]. A turbina SM, Figura 4.6 (a), conta com um difusor para aumentar o fluxo de água que percorre a turbina e possui  $380 \text{ kg}$  de massa. A turbina SFS, Figura 4.6 (b), não possui difusor e sua massa é  $300 \text{ kg}$ . Fabricante: *Smart Hidro Power*.
2. *Guinard* (P66 e P154): apresentadas na Figura 4.6 (c), são turbinas carenadas compactas, ideais para operar em rio e corrente de maré, cuja instalação é simplificada e manutenção reduzida. Projetadas para suprir a demanda de sistemas isolados ou conectados à rede, de acordo com [51]. A P66 possui massa igual a  $90 \text{ kg}$ , enquanto a P154 possui massa igual a  $750 \text{ kg}$ . Fabricante: *Guinard Energies Nouvelles*.
3. *Tocado T1* (TA, TB e TC): apresentada na Figura 4.6 (d), possui potências que variam de  $40$  a  $100 \text{ kW}$ , diâmetro do rotor variando de  $3,1$  a  $6,3 \text{ m}$  e diferentes velocidades nominais da água, dependendo da configuração escolhida. Devido ao seu tamanho, é ideal para projetos comunitários de energia das marés e pode ser instalado

em águas rasas, conforme [52]. As turbinas são feitas para operar com manutenção mínima. A vida útil do projeto é de pelo menos 20 anos [53]. 3 configurações da turbina Tocardo T1 foram selecionadas. Fabricante: *Tocardo - HydroWing*.

Figura 4.6: Turbinas comerciais (a) Smart Monofloat, (b) Smart Free Stream, (c) Guinard e (d) Tocardo T1.



As informações técnicas de cada turbina são apresentadas na Tabela 4.1. Algumas informações não são fornecidas pelo fabricante de forma explícita, no entanto é possível determiná-las observando a curva de potência, Figura 4.7, e considerando as equações que regem o modelo de turbinas hidrocínéticas; por outro lado há informações, tais como o  $C_P$ , que não são estimadas baseadas nos dados disponibilizados.

#### 4.5.1 Instalação e ancoragem

As turbinas P66, P154, SM e SFS não exigem estrutura de engenharia civil para instalação e ancoragem, de forma geral dependem das características hidrológicas, tráfego de embarcações, quantidade de resíduos e tamanho do canal.

A ancoragem da SM pode ser feita no fundo do rio, no suporte de uma ponte ou à beira do rio [50]. Esta turbina exige profundidade e largura do rio/canal de no mínimo 2 m cada, segundo seu fabricante.

A SFS deve ser instalada no leito do rio ou canal, é adequada para instalação em

Tabela 4.1: Características das turbinas comerciais.

Características	Hidrowing			Smart Hidro Power		Guinard	
	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
Velocidade nominal da água ( $m/s$ )	2,0	2,5	3,0	3,1	2,8	3,0	3,0
Diâmetro da Pá ( $m$ )	6,3	5,1	4,4	1	1	1	2,3
Potência nominal ( $kW$ )	42	55	66	5	5	3,5	20
$V_{ci}$ ( $m/s$ )	0,4	0,5	0,6	1,1	1	1,2	1
$V_{co}$ ( $m/s$ )	2,6	3,8	4,5	-	-	-	-

fonte: [50][51][52].

canais ou atrás de usinas hidrelétricas tradicionais [50]. Esta turbina exige profundidade e largura do rio/canal de no mínimo 1,1  $m$  e 1,2  $m$ , respectivamente, segundo seu fabricante.

As turbinas P66 e P154 podem ser ancoradas na parte inferior do rio, numa ponte, ou no apoio da margem do rio, Figura 4.8. P66 exige profundidade mínima do canal igual a 1,5  $m$ , enquanto que a P154 requer 3  $m$  de profundidade mínima [51].

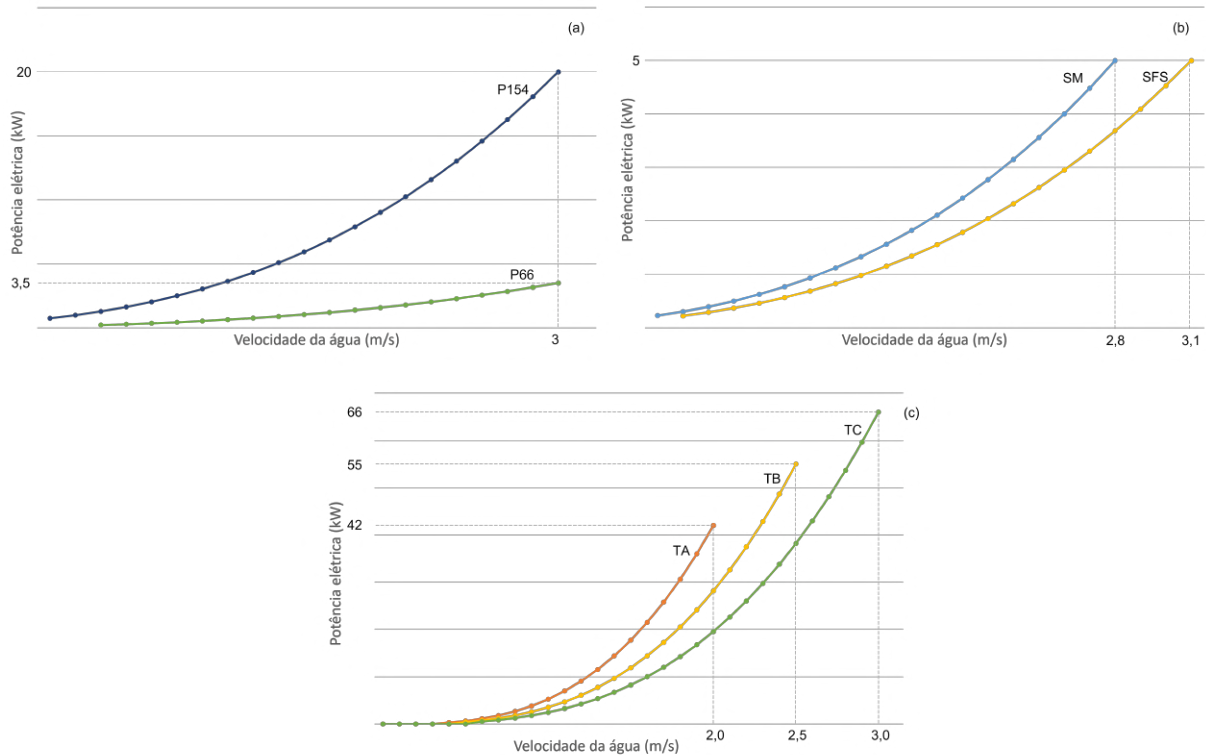
A estrutura necessária para a instalação de uma Turbina Tocardo [54], cujo diâmetro das pás é igual a 9,85  $m$ , é apresentado na figura 4.9, composta por uma plataforma de flutuação, com cerca de 24  $m$  de comprimento, atracada ao fundo do mar por meio de um sistema de amarração de 4 pontos. As turbinas Tocardo estudadas neste trabalho possuem diâmetro iguais a 6,3  $m$ , 5,1  $m$  e 4,4  $m$ , portanto espera-se que a estrutura necessária para instalação seja menor ou que haja a possibilidade de instalação semelhante à relatada para a P66 e P154, figura 4.8.

### 4.5.2 Custo das turbinas

O investimento na turbina SFS está avaliado em € 12.490,00 (equivalente a US\$ 13.624,09<sup>1</sup>), englobando uma variedade de componentes essenciais, como gerador, proteção contra detritos, cabos de ancoragem e 50  $m$  de cabos elétricos [50]. Para aquisição da SM é neces-

<sup>1</sup>Conversão realizada em 26/06/2023, usando o Conversor de Moedas do Banco Central do Brasil (<https://www.bcb.gov.br/conversao>)

Figura 4.7: Curvas de potência das turbinas comerciais (a) Guinard, (b) Smart Hydro Power e (c) Tocardo T1.



Fonte:[50][51][53].

sário € 14.580,00 (equivalente a US\$ 15.903,86<sup>1</sup>), além dos componentes já citados, inclui cobertura, flutuador, conjunto de ancoragem lateral e conjunto de bóia de ancoragem [50].

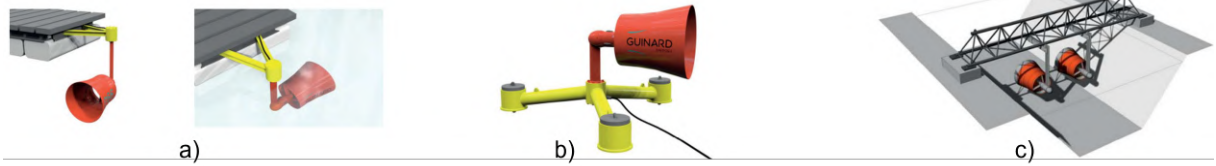
O sistema para a turbina operar conectada à rede, incluindo inversor de frequência e controlador, dentre outros itens, possui custo igual a € 3.260,00 (equivalente a US\$ 3.572,31<sup>1</sup>) [50]. Este valor será adicionado ao custo das turbinas SFS e SM, para determinação do LCOE.

O custo reportado para a turbina P66 é RM 20.000,00 (equivalente a US\$ 4.276,24<sup>1</sup>), de acordo com [55], o autor não informa os componentes inclusos no valor apresentado. No entanto o fabricante informa que a turbina possui gerador a imã permanente integrado e um flutuador com proteção contra detritos em alumínio [51]. O custo reportado da turbina P154 é US\$ 20.000,00 [56] [57].

Para determinar o custo das turbinas TA, TB e TC, aplicou-se o "six-tenths rule" ou Fator de seis décimos. Usou-se como referência a SFS, pois seu custo foi obtido junto ao fabricante e possui informações sólidas dos itens que acompanham, além de se

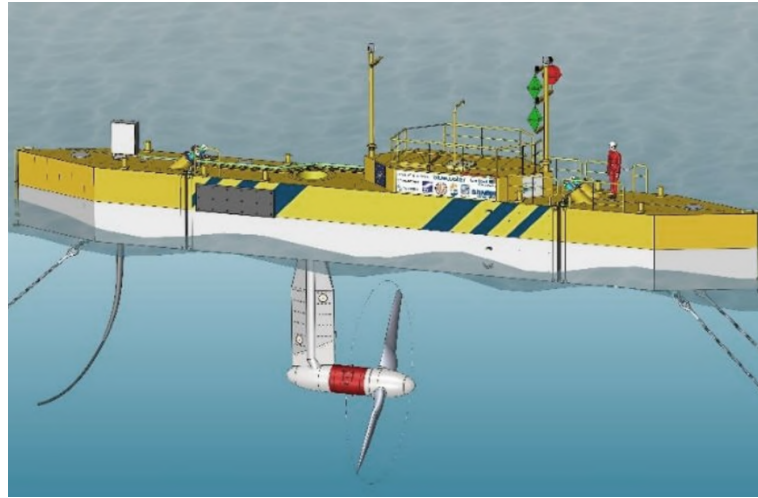


Figura 4.8: Ancoragem da turbina P66: (a) apoio à margem do rio, (b) no fundo e (c) em ponte.



Fonte: [51].

Figura 4.9: Ancoragem da turbina Tocardo (diâmetro: 9,85 m).



Fonte: [54].

tratar de turbina sem difusor (assim como as Tocardos). Fator de seis décimos é dado por [58][59]:

$$\frac{Cost_A}{Cost_B} = \left( \frac{Cap_A}{Cap_B} \right)^M. \quad (4.17)$$

Onde  $M$  é a medida da economia de escala usualmente empregada no setor industrial, neste trabalho aplicou-se o valor 0,7;  $Cost_A$  e  $Cost_B$  são os custos das turbinas A e B;  $Cap_A$  e  $Cap_B$  são as potências nominais das turbinas A e B.

Portanto os custos de TA, TB e TC são US\$ 60.437,01, US\$ 72.993,20 e US\$ 82.929,54, respectivamente. Em resumo, a tabela 4.2 apresenta os custos das turbinas e equipamentos elétricos.

Tabela 4.2: Custos das turbinas.

---

Turbinas	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
Custo (US\$)	60.437,01	72.993,20	82.929,54	13.624,09	15.903,86	4.276,24	20.000,00

---

Sistema de conexão à rede da SFS e SM: US\$ 3.572,31

Fonte: [50][55][56][57].

## 5 RESULTADOS DE DESEMPENHO

As turbinas selecionadas foram submetidas às condições de velocidade de maré observadas no Canal do Boqueirão e nas proximidades da Ilha do Caranguejo. As curvas de potência e os dados fornecidos pelos fabricantes foram utilizadas para determinar as métricas de desempenho. Este Capítulo apresenta os resultados da avaliação de desempenho das turbinas e parte dos resultados foram publicado em [35].

Assume-se que as turbinas admitem fluxo bidirecional de correntes de maré, portanto operam no momento de enchente e de vazante da maré. Adotou-se ainda, fator de disponibilidade igual a 1, considerando que cada turbina opera durante todo o período avaliado. Os resultados são válidos para o ano de 2021, período referente à série temporal utilizada.

### 5.1 Canal do Boqueirão

As métricas de desempenho, produção anual de energia elétrica ( $E_e$ ), energia disponível na massa de água ( $E$ ), eficiência específica ( $\eta_{ss}$ ) e fator de capacidade ( $C_f$ ), são apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Métricas de desempenho anual.

Métricas	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
$E_e$ (MWh)	177,45	123,62	85,79	5,77	7,9	4,36	24,34
$E$ (MWh)	557,03	390,22	271,71	14,03	14,03	14,03	74,24
$\eta_{ss}$ (%)	31,86	31,68	31,57	41,12	56,28	31,09	32,79
$C_f$ (%)	48,38	25,74	14,88	13,22	18,09	14,27	13,94

Fonte: Adaptado de [35].

Considerando que a potência, dada por (4.8), é diretamente proporcional à área percorrida pelo rotor, quando opera no intervalo entre  $V_{ci}$  e  $V_r$ . Considerando que TA possui o maior diâmetro dentre as turbinas avaliadas, logo a turbina TA apresenta a

maior produção de eletricidade no período de 1 ano, dentre as turbinas avaliadas. Seguida por TB, TC e P154. Tendo em vista a curva de potência de cada HKT observa-se que quando submetidas a uma velocidade de maré de  $2\text{ m/s}$ , por exemplo, a potência elétrica produzida é igual a  $42\text{ kW}$ ,  $28,16\text{ kW}$ ,  $19,55\text{ kW}$ ,  $1,34\text{ kW}$ ,  $1,82\text{ kW}$ ,  $1,037\text{ kW}$  e  $5,92\text{ kW}$  para as turbinas TA, TB, TC, SFS, SM, P66 e P154, respectivamente.

As turbinas SFS e SM, embora possuam o mesmo diâmetro e mesma energia disponível  $E$ , apresentam  $E_e$  diferentes, devido ao comportamento da curva de potência elétrica. SM possui difusor, portanto seu  $C_P$  é otimizado e a turbina atinge uma maior produção de eletricidade, quando comparada com a turbina SFS. As duas possuem características construtivas que as tornam mais eficientes do que as demais e, devido à carenagem, SM é a turbina com maior eficiência específica  $\eta_{ss}$ .

A turbina P66 possui diâmetro igual a 1 metro, tal qual a SFS e SM. No entanto suas características de projeto não permitem que alcance  $E_e$  superior ao atingido pela SFS, apesar de possuir um difusor. Apresentou a pior eficiência específica, embora não esteja distante das Tocardo's (TA, TB e TC).

A máxima velocidade observada no Canal do Boqueirão é igual a  $2,46\text{ m/s}$ , portanto a única HKT que atinge a operação em potência nominal é TA. Sendo que sua velocidade nominal é  $2\text{ m/s}$ , TA atinge seu valor nominal ( $P_r$ ) em aproximadamente 10% do período. Por outro lado, TB tem velocidade nominal igual a  $2,5\text{ m/s}$  e o perfil de velocidade da área de interesse percorre toda a curva de potência elétrica de TB, desde sua velocidade inicial ( $0,5\text{ m/s}$ ) até aproximadamente  $2,5\text{ m/s}$ .

Uma métrica importante na análise de desempenho é o fator de capacidade  $C_f$ , pois impacta no custo nivelado de energia. TA possui o maior  $C_f$  observado, seguida de TB. As demais máquinas possuem  $V_r$  superior ao máximo valor de velocidade observado, portanto possuem valores baixos para  $C_f$ .

A tabela 5.2 apresenta a produção de energia elétrica e fator de capacidade mensais para as HKTs com melhor desempenho anual. Devido às características da maré do Canal do Boqueirão, observa-se a baixa dispersão dos valores ao longo do ano. O mês com maior potencial de produção de eletricidade e fator de capacidade é março, pois apresenta 12,47% de suas intensidades de maré iguais ou superiores a  $2\text{ m/s}$ . Portanto as HKTs operam a uma potência próximo da potência nominal, considerando que TA, TB e SM possuem velocidade nominal iguais a  $2,0\text{ m/s}$ ,  $2,5\text{ m/s}$  e  $2,8\text{ m/s}$ , respectivamente.

Março costuma ser o mês com maior incidência de chuva no estado do Maranhão [60].

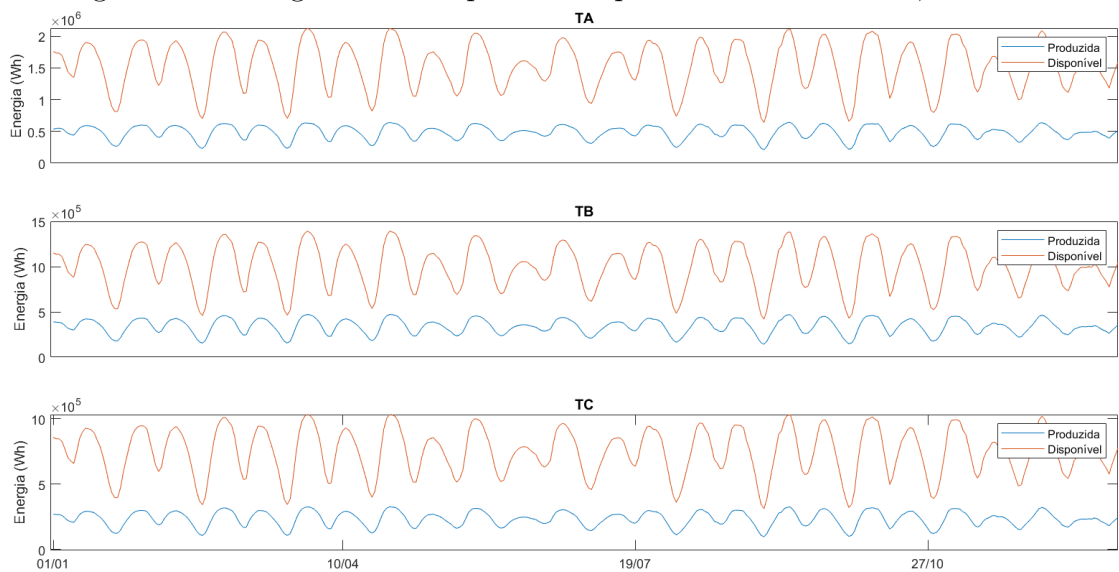
Tabela 5.2: Performance mensal ( $E_e$  em  $MWh$  e  $C_f$  em %).

Mês	TA		TB		SM	
	$E_e$	$C_f$	$E_e$	$C_f$	$E_e$	$C_f$
Jan.	15,18	48,72	10,56	25,89	0,6752	18,21
Fev.	13,55	48,13	9,44	25,62	0,6032	18,00
Mar.	15,46	49,62	10,87	26,66	0,695	18,74
Abr.	14,91	49,46	10,46	26,50	0,6685	18,63
Mai.	15,22	48,85	10,59	25,95	0,6765	18,24
Jun.	14,68	48,68	10,15	25,71	0,6494	18,09
Jul.	14,96	48,03	10,35	25,37	0,6609	17,82
Ago.	14,73	47,28	10,25	25,12	0,6543	17,64
Set.	14,28	47,38	10,00	25,33	0,6388	17,80
Out.	14,68	47,13	10,27	25,17	0,6556	17,68
Nov.	14,57	48,33	10,13	25,66	0,6473	18,03
Dez.	15,24	48,92	10,54	25,84	0,6739	18,17
Anual	177,45	48,38	123,62	25,74	7,9	18,09

Fonte: Adaptado de [35].

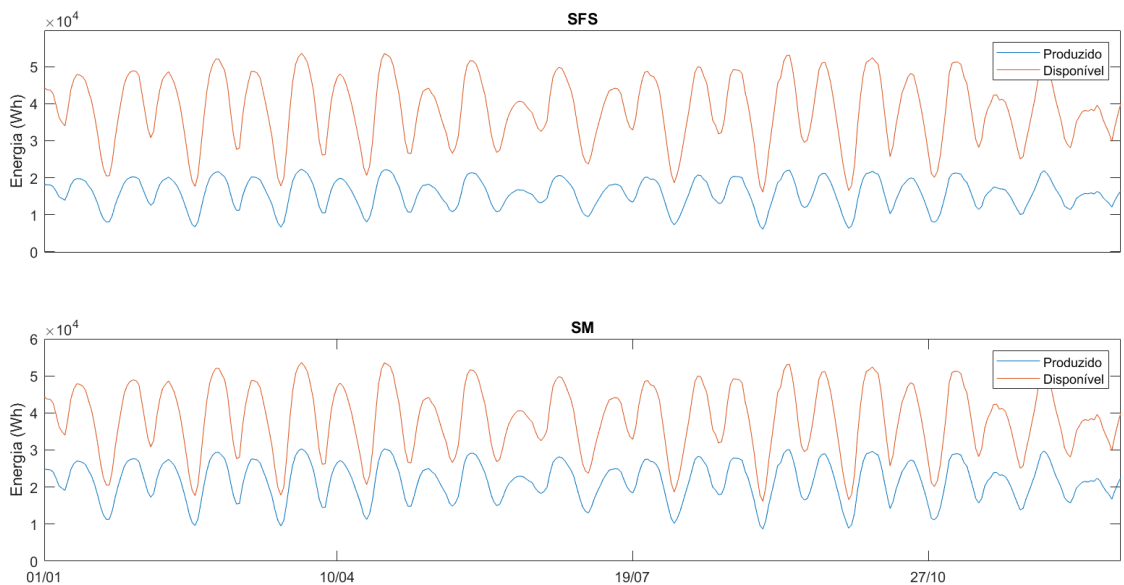
A energia diária disponível e a energia diária produzida é mostrada nas figuras 5.1, 5.2 e 5.3. Tais curvas são capazes de representar o comportamento de produção, ao longo do ano de 2021, característico do Canal do Boqueirão. Observa-se que todas as HKTs apresentam o mesmo comportamento de produção, ou seja os picos e vales ocorrem no mesmo dia, alterando apenas os valores obtidos.

Figura 5.1: Energia diária disponível e aproveitada: HKTs TA, TB e TC.



Fonte: Adaptado de [35].

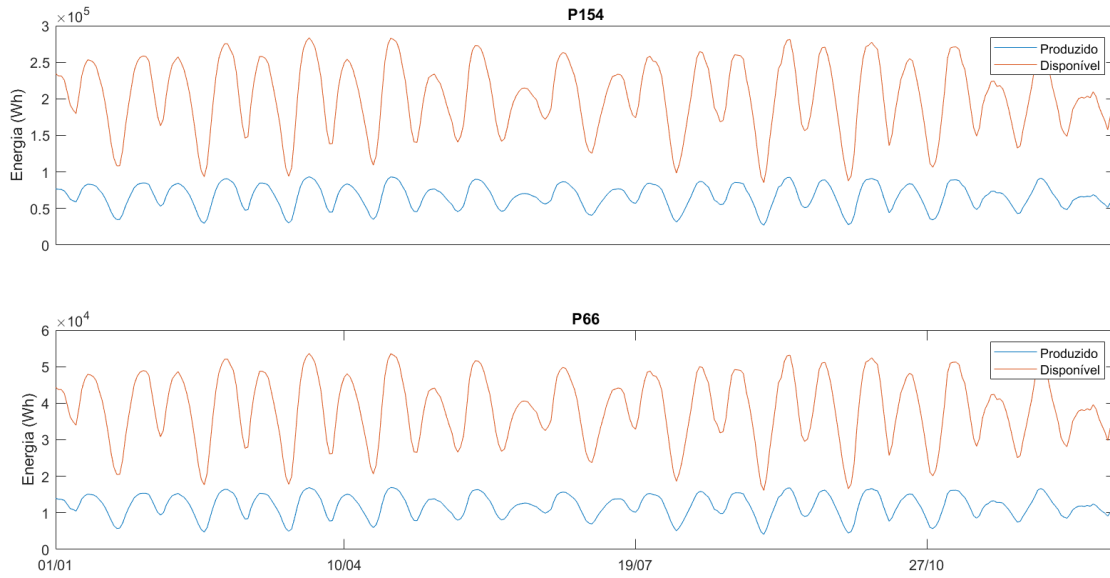
Figura 5.2: Energia diária disponível e aproveitada: turbinas SFS e SM.



### 5.1.1 Custo Nivelado de Energia

Estima-se que o custo da HKT representa cerca de 39% do valor do CAPEX, os outros 61% representam os custos com instalação, cabeamento, conexão à rede e projeto [61]. Portanto a tabela 4.2 representa esses 39% para as turbinas TA, TB, TC, P66 e P154. Para SFS e SM o custo da HKT já considera itens de ancoragem e cabeamento e será

Figura 5.3: Energia diária disponível e aproveitada: Turbinas P66 e P154.



somado ao custo do sistema de conexão à rede. A tabela 5.3 apresenta a despesa de capital (CAPEX) para instalação de uma única HKT.

Tabela 5.3: Despesa de capital CAPEX.

Turbinas	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
Custo (US\$)	154.966,69	187.162,05	212.639,85	17.196,40	19.476,17	10.964,72	51.282,05

Os custos de Operação e Manutenção (O&M), que representam o OPEX, foram determinados com base no padrão apresentado na tabela 5.4. Com o objetivo de englobar aumentos nos valores de O&M ao longo do período, os índices são alterados a cada intervalo de 5 anos de operação.

Para determinar o LCOE, considera-se as despesas de capital (CAPEX) contidas na tabela 5.3. Neste trabalho considera-se que o custo de capital é realizado no ano zero e a operação se inicia no ano um, assim como o tempo de vida dos projetos igual a 20 anos. Adotou-se taxa de desconto ( $r$ ) igual a 9,5% [62]. A produção anual de eletricidade (AEP) é apresentada na tabela 5.1. Portanto a tendência de custo nivelado é apresentado na figura 5.4 e o LCOE após 20 anos de operação é apresentado na tabela 5.5.

Nos anos iniciais de operação, o custo do  $kWh$  gerado é alto, devido ao alto investimento inicial. Do ano 10 ao ano 20 há uma variação pequena no LCOE. Os valores

Tabela 5.4: Custos de Operação e Manutenção.

Ano	Custo
1-5	1,5% do CAPEX
6-10	1,5% do CAPEX + 1,5% do O&M anterior
11-15	1,5% do CAPEX + 3% do O&M anterior
16-20	1,5% do CAPEX + 4,5% do O&M anterior

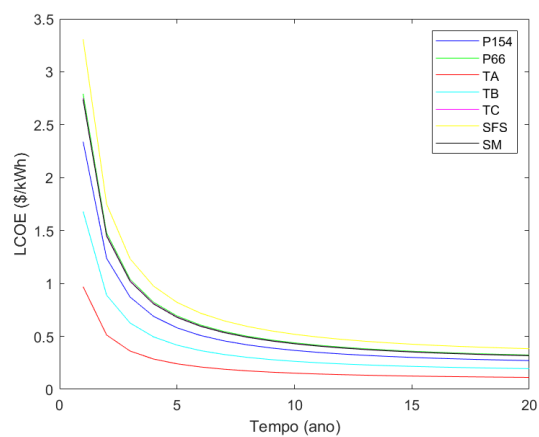
Fonte: Adaptado de [62].

Tabela 5.5: Custo nivelado de energia (20 anos).

Turbinas	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
LCOE (US\$/kWh)	0,1124	0,1948	0,3190	0,3836	0,3173	0,3237	0,2712
$P_r$ (kW)	42	55	66	5	5	3,5	20

obtidos encontram-se dentro, ou próximos, do intervalo estimado para esse tipo de geração que é de 0,20 a 0,45 US\$/kWh. Embora TA tenha LCOE abaixo desse limite, sendo o empreendimento consideravelmente mais barato, é totalmente aceitável de acordo com [63].

Figura 5.4: Tendência do custo nivelado de energia (empreendimento com 1 HKT).





### 5.1.2 Parque de turbinas hidrocínéticas

A área sugerida para comportar um parque de HKTs é  $600 \times 600 \text{ m}$ , localizada no canal do Boqueirão. Optou-se por manter um afastamento de  $150 \text{ m}$  de cada borda, afim de evitar locais rasos. E o comprimento de  $600 \text{ m}$  para evitar as rotas de navegação que existem próximas ao local.

Optou-se por adotar o espaçamento lateral entre as HKTs igual a  $2,5D$ , conforme figura 5.5, em [64] se conclui que a partir desse espaçamento os efeitos de interação entre as HKTs é insignificante. Adotou-se o espaçamento longitudinal igual a  $6D$ , sendo  $D$  o diâmetro da HKT. Portanto a tabela 5.6 apresenta a quantidade de HKTs a ser considerada na região, para cada HKT comercial estudada.

Figura 5.5: Distanciamento entre turbinas hidrocínéticas.

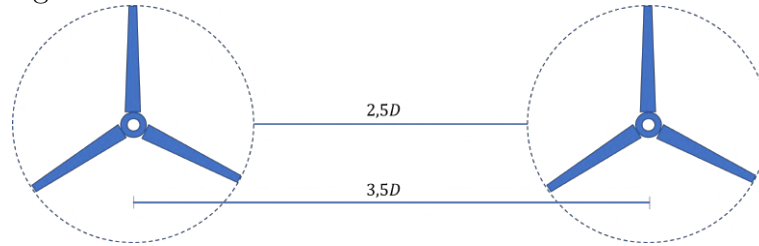


Tabela 5.6: Características do parque.

Turbinas	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
Configuração (LxC)	27x15	33x19	38x22	171x100	171x100	171x100	74x43
Quantidade	405	627	836	17.100	17.100	17.100	3.182
$E_e$ (MWh)	71.867,25	77.509,74	71.720,44	98.667	135.090	74.556	77.449,88
CAPEX (Milhões US\$)	62,761	117,35	177,766	294,058	333,042	187,496	163,179
LCOE (US\$/kWh)	0,1124	0,1948	0,3190	0,3836	0,3173	0,3237	0,2712

Ao compor um parque de turbinas hidrocínéticas, observa-se o mesmo valor de LCOE quando comparado com a avaliação das HKTs isoladamente. Assumiu-se o fator de disponibilidade igual a 1, portanto se considera o montante total de produção supondo que todas as HKTs operam simultaneamente.

Os parques compostos pelas turbinas SFS, SM e P154 apresentam  $E_e$  superior às Tocardos, evidenciando sua elevada eficiência específica. Quando avaliadas de forma isolada, apresentaram os menores valores de geração anual, no entanto quando agrupadas conseguem ultrapassar o montante de geração das demais HKTs. Por outro lado o CAPEX para instalar o parque formado por estas HKTs se mostrou elevado, um dos fatores é o baixo fator de capacidade.

O efeito esteira ocorre quando a corrente de maré atravessa uma turbina hidrocínética e se dirige em direção a outra que está posicionada logo atrás. Resultando na diminuição da velocidade de maré e em um aumento da turbulência, impactando assim a geração de energia no parque. Portanto, ao se considerar esse efeito, pode haver redução na estimativa de geração de energia elétrica no parque proposto.

## 5.2 Ilha do Caranguejo

As campanhas de medição acusaram profundidade a partir de 5 metros no local de estudo. Logo, as turbinas TA, TB e TC não serão consideradas para este sitio de energia, pois possuem diâmetro das pás acima de 4,4 metros e, nos momentos de maré baixa, sua operação não seria viável.

Os resultados foram gerados usando os dados medidos para a profundidade igual a 3,5 *m* para a campanha 1 e igual a 3,1 *m* para a campanha 2. Os resultados de Energia produzida, fator de capacidade, eficiência específica e energia disponível, são apresentadas nas tabelas 5.7 e 5.8.

Tabela 5.7: Métricas de desempenho na campanha 1 (maré de sizígia).

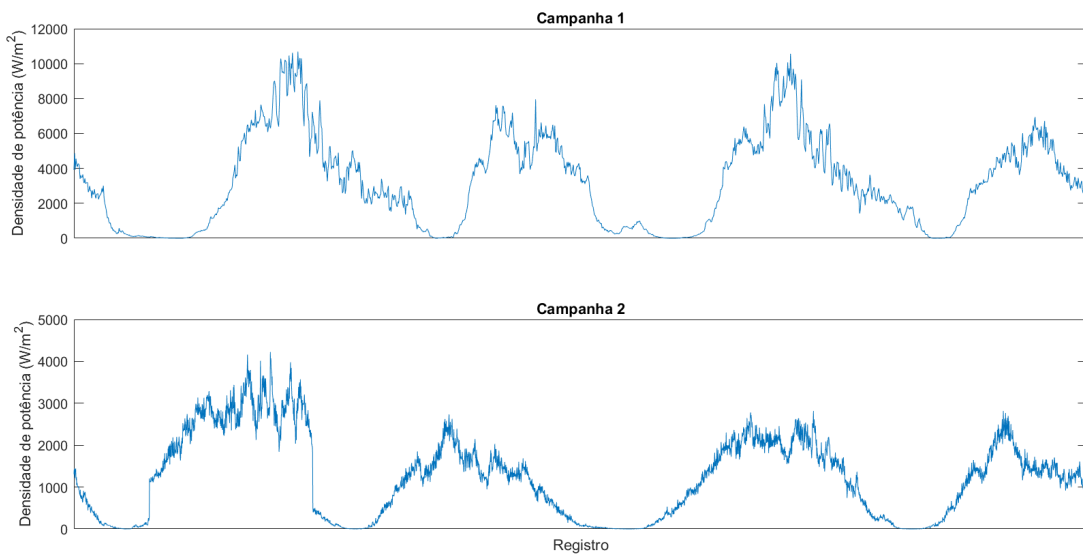
Métricas	SFS	SM	P66	P154
$E_e$ (kWh)	25,35	34,53	19,47	106,31
$E$ (kWh)	61,33	61,33	61,33	324,43
$\eta_{ss}$ (%)	41,34	56,31	31,74	32,77
$C_f$ (%)	20,56	28	22,55	21,55

Tabela 5.8: Métricas de desempenho na campanha 2 (maré de quadratura).

Métricas	SFS	SM	P66	P154
$E_e$ (kWh)	8,43	11,59	6,37	35,77
$E$ (kWh)	21,18	21,18	21,18	112,06
$\eta_{ss}$ (%)	39,79	54,70	30,06	31,92
$C_f$ (%)	7,61	10,47	8,22	8,08

A densidade de potência no local de estudo, figura 5.6, é proporcional ao cubo da velocidade de maré. Portanto, durante a maré de sizígia observa-se uma maior produção de energia, devido a ocorrência de velocidades de maré mais intensas.

Figura 5.6: Densidade de Potência - Ilha do Caranguejo.



A turbina SM apresenta o melhor desempenho, com maior eficiência específica. Possui  $V_r$  igual a  $2,8 \text{ m/s}$ , valor acima da maior velocidade registrada na maré de sizígia ( $2,76 \text{ m/s}$ ). Embora apresente o maior fator de capacidade dentre as HKTs avaliadas, ainda não é o ideal, uma vez que os valores medidos estão distantes de sua velocidade nominal.

As demais HKTs apresentam valor de  $C_f$  baixo, indicando operação distante da potência nominal na maior parte do tempo. A P154 apresenta a maior produção de energia no período, devido ao maior diâmetro da pás.

### 5.2.1 Estimativa anual

É importante frisar que a estimativa anual foi obtida a partir de 50 horas de dados medidos. Essa estimativa oferece uma visão preliminar do potencial de geração, porém é fundamental realizar estudos mais aprofundados para obter valores mais refinados.

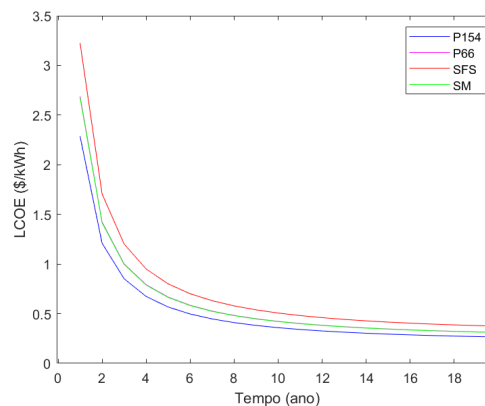
Considerando os valores de  $E_e$ , apresentados nas tabelas 5.7 e 5.8, que representam o acumulado de geração durante as 50 horas relativas as campanhas realizadas. É possível estimar a produção anual de energia através da média horária de geração, considerando que há 8.760 horas em 1 ano. A tabela 5.9 mostra o desempenho anual das HKTs.

Tabela 5.9: Estimativa de desempenho anual por turbina.

Métricas	SFS	SM	P66	P154
$E_e$ (MWh)	5,918	8,08	4,527	24,892
$\eta_{ss}$ (%)	40,94	55,89	31,31	32,55
$C_f$ (%)	13,51	18,45	14,76	14,20

Para determinar o LCOE aplicou-se o padrão de cálculo do OPEX presente na tabela 5.4, os valores de CAPEX disponíveis na tabela 5.3 e a estimativa da Produção anual de energia no ponto de estudo nas proximidades da Ilha do Caranguejo, tabela 5.9. No ano 20 de operação o custo LCOE será 0,3740 US\$/kWh, 0,3102 US\$/kWh, 0,3117 US\$/kWh e 0,2651 US\$/kWh para as turbinas SFS, SM, P66 e P154, respectivamente. Observando a curva de tendência do LCOE, figura 5.7.

Figura 5.7: Tendência do custo nivelado de energia - Ilha do Caranguejo.



## 5.3 Discussões

1. Quando submetidas a uma mesma velocidade de maré, as turbinas hidrocínéticas apresentam potência elétrica de saída diferentes, seguindo o modelo determinado pela curva de potência.
2. Em geral, as HKTs com difusor mostram melhores índices de desempenho. O difusor é um mecanismo que eleva o aproveitamento da energia disponível. Tal observação fica evidente para as HKTs com mesmo diâmetro SFS e SM, esta última possui difusor.
3. O padrão anual de produção de energia observado, está relacionado com o perfil de velocidade do sítio de energia. Independente da HKT que é aplicada, os picos e vales de energia dependem apenas da velocidade observada.
4. Há baixa dispersão nos valores obtidos de geração de energia e fator de capacidade ao longo do ano. Março atinge maior potencial de produção, pois possui velocidades mais intensas.
5. Apenas a turbina TA atinge a operação em potência nominal no Canal do Boqueirão, logo possui fator de capacidade maior quando comparado com as demais turbinas.
6. O CAPEX associado a TA é o terceiro maior dentre as sete turbinas avaliadas. No entanto o LCOE obtido, para a operação no Canal do Boqueirão, é o menor observado.
7. As dimensões adotadas (disponíveis) para comportar o parque de HKTs determina a quantidade de turbinas a ser instalada e, conseqüentemente, determina os parâmetros de produção de energia elétrica, impactando nas métricas de desempenho. Ao considerar os efeitos hidrodinâmicos, como o efeito esteira, também tem-se impactos na geração de energia.
8. A turbina SM, quando avaliada no Canal do Boqueirão, possui elevada eficiência específica. Ao compor um parque de HKTs, apresenta a maior geração de energia, no entanto individualmente possui baixa  $E_e$ .
9. TA tem elevada produção de energia e alto fator de capacidade, quando avaliada no Canal do Boqueirão. Tais métricas impactam diretamente no  $AEP$  e, conseqüentemente, no custo nivelado de energia.

10. As dimensões das HKTs devem ser consideradas, pois, embora a potência elétrica gerada seja diretamente proporcional ao diâmetro das pás da turbina, as dimensões devem ser adequadas para instalação na região estudada.
11. No sítio Ilha do Caranguejo, a geração de energia, densidade de potência e fator de capacidade durante a maré de sizígia são consideravelmente maiores do que os obtidos durante a maré de quadratura. Devido as correntes de maré mais intensas.
12. Os valores obtidos para as proximidades da Ilha do Caranguejo, indicam operação das turbinas distante da potência nominal. Nenhuma turbina avaliada para este sítio atinge potência nominal.
13. Embora os dois sítios de energia estejam inseridos na Baía de São Marcos, as HKTs apresentam desempenho consideravelmente diferentes quando submetidas às condições de maré de cada sítio. As turbinas TA, TB e TC não puderam ser avaliadas nos 2 locais, pois suas dimensões não são adequadas para operar nas proximidades da Ilha do Caranguejo.
14. Nos dois sítios, a curva de tendência do LCOE para as turbinas SM e P66 são semelhantes. No caso do Canal do Boqueirão, a curva de tendência do LCOE para a turbina TC também é semelhante à de SM e P66.
15. Quando leva-se em consideração o critério da velocidade média para determinar a geração anual de energia elétrica, tabelas 5.10 e 5.11, observa-se uma menor eficácia nos dados obtidos. Para o Canal do Boqueirão, nota-se um resultado de 21% a 24% inferior ao obtido na tabela 5.1. Enquanto que para a Ilha do Caranguejo a redução é cerca de 35% quando comparado aos dados da tabela 5.9.

Tabela 5.10: Geração anual de energia elétrica no Canal do Boqueirão ao aplicar o critério de velocidade média ( $V_{med}=1,45 \text{ m/s}$ ).

	TA	TB	TC	SFS	SM	P66	P154
$E_e \text{ (MWh)}$	139,34	93,42	64,88	4,45	6,04	3,44	18,58

Tabela 5.11: Geração anual de energia elétrica na Ilha do Caranguejo ao aplicar o critério de velocidade média ( $V_{med}=1,38 \text{ m/s}$ ).

	SFS	SM	P66	P154
$E_e$ (MWh)	3,86	5,24	2,98	16,11

## 6 CONCLUSÃO

A motivação desse trabalho é avaliar a viabilidade e eficácia das turbinas hidrocinéticas europeias, especialmente projetadas para as águas do Reino Unido e França, quando aplicadas nas condições do mar brasileiro. Essa pesquisa é significativa, uma vez que as condições de correntes de maré e clima variam consideravelmente de uma região para outra, e o desempenho de tecnologias como as turbinas hidrocinéticas é influenciado por essas diferenças. Ao avaliar a adaptabilidade das turbinas hidrocinéticas comerciais ao ambiente marinho brasileiro, é possível determinar se essas tecnologias são viáveis e eficazes para a geração de energia no litoral do Brasil.

### 6.1 Canal do Boqueirão

As HKTs com maior produção de energia nesse sítio de energia são TA, TB e SM. TA e TB apresentaram os maiores valores de produção de energia, quando avaliadas individualmente. No entanto o parque composto por turbinas SM apresentou a maior  $E_e$ , pois SM possui a maior eficiência específica dentre todas as HKTs.

TA, TB e SM possuem velocidade nominal próximas da máxima velocidade observada. Portanto são as HKTs com melhores Fatores de capacidade. Sendo o  $C_f$  de TA igual a 48,38%, o que impacta positivamente no custo nivelado de energia.

A turbina TA, embora possua um alto custo inicial e, conseqüentemente, um OPEX maior, apresentou o menor custo por  $kWh$ , devido a elevada produção de energia e seu elevado fator de capacidade. Por outro lado a SFS necessita de um baixo investimento inicial e, isoladamente, possui baixa produção de energia, com isso apresenta o maior LCOE.

Devido ao baixo custo nivelado de energia, ao elevado fator de capacidade e eficiência específica satisfatória, a turbina TA pode ser dita como a melhor solução para este sítio. Ainda que possua o maior diâmetro (6,3 metros), o Canal do Boqueirão tem dimensões que permitem a instalação e operação de TA.

Embora a turbina TA tenha alcançado resultados satisfatórios para este sítio



de energia, é possível alcançar índices de desempenho ainda mais elevados ao projetar uma solução que leve em consideração as características específicas do local.

## 6.2 Ilha do Caranguejo

A turbina P154 apresenta elevada geração de energia no período avaliado. No entanto a turbina SM possui os maiores índices de eficiência específica e fator de capacidade dentre as HKTs avaliadas. A velocidade nominal das HKTs são maiores do que a máxima velocidade registrada na maré de sizígia ( $2,76\text{ m/s}$ ), por isso apresentaram baixo fator de capacidade, podendo impactar negativamente no LCOE.

De forma geral, as HKTs avaliadas não possuem um desempenho satisfatório quando operam neste sítio, no entanto é necessário salientar que a análise foi desenvolvida com dados de um total de 50 horas de medição. É necessário obter dados de velocidade no período de 1 ano, tal qual o Canal do Boqueirão, para que seja realizada uma análise completa de desempenho. Assim como selecionar HKTs que, além de ter diâmetro das pás menor, possuam velocidade nominal compatível com as velocidades observadas nas proximidades da Ilha do Caranguejo.

## 6.3 Conclusão Geral

Como conclusão final, com base na análise de desempenho realizada, foi possível identificar que algumas turbinas demonstraram um desempenho satisfatório. No entanto, também se constatou que esse desempenho pode ser aprimorado ainda mais através de uma customização adequada para se adaptar às características específicas das correntes e marés na região costeira do Brasil.

Essa customização pode envolver ajustes no design das turbinas para otimizá-las para as condições locais. Além disso, a otimização dos materiais e componentes das turbinas para resistir às condições marítimas específicas do Brasil é essencial para melhorar tanto o desempenho quanto a durabilidade desses dispositivos.

Destaca-se a importância de levar em consideração as peculiaridades do ambiente marinho local ao implantar tecnologias de turbinas hidrocínéticas. A customização e adaptação dessas tecnologias para as condições específicas do Brasil podem torná-las uma

solução mais eficaz e sustentável para a geração de energia nas águas brasileiras.

## 6.4 Trabalhos Futuros

Estudos complementares são necessários para aprimorar a avaliação de desempenho desenvolvida. Portanto, como trabalhos futuros, sugere-se:

1. Modelagem do perfil de velocidade de maré na região da Ilha do Caranguejo para um período de 1 ano.
2. Avaliação de desempenho de turbinas hidrocínéticas na região da Ilha do Caranguejo, utilizando série temporal de 1 ano.
3. Avaliação de desempenho de turbina hidrocínética projetada para operar na Baía de São Marcos.
4. Estudo de conectividade do sistema de geração maremotriz, localizado na Baía de São Marcos, com a rede elétrica.
5. Avaliação da logística para instalação e operação de empreendimento de corrente de maré na Baía de São Marcos.

## 6.5 Publicações

1. Anna D. Espindola, Osvaldo R. Saavedra, Pedro B. Leite Neto and Denisson Q. Oliveira. **Performance Assessment of Hydrokinetic Turbines - Case study in the Boqueirão Channel**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2023.
2. Anna D. Espindola, Amiron W. Serra, Patrícia de S. Santos, Silvangela L. Barcelos, Osvaldo R. Saavedra, Rafael K. Carneiro, Rafael G. Bento. **Análise de Cenários de Operação de uma Microrrede Residencial**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2023.
3. Anna D. E. F. Rocha, Amiron W. dos S. Serra, Patrícia de S. Santos, Lucas de M. C. França, Silvangela L. da S. L. Barcelos, Osvaldo R. Saavedra, Rafael G. Bento. **Estudos Preliminares da Microrrede CAMPUSGRID usando PSCAD/EMTDC**. Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2022.

4. Amiron W. Serra, Anna D. Rocha, Patrícia S. Santos, Silvangela L. Barcelos, Osvaldo R. Saavedra, Rafael G. Bento. **Analysis of Scenarios for the Operation of a University Campus Microgrid using PSCAD/EMTDC**. 2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), 2022.
5. Hellen Dianne P. de Souza, Anna D. Espindola, Shigeaki L. de Lima, Silvangela L. Barcelos, Rafael Gomes Bento. **Estratégias de Gerenciamento da Operação de Microrredes Residenciais Sobre Condições Crítica**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2023.

## Referências Bibliográficas

- [1] Historical GHG Emissions. **CLIMATEWATCH**. 2022. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org>. Acesso em: 12 Set. 2023.
- [2] Electricity. **International Energy Agency - IEA**. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>. Acesso em: 26 Jul. 2022.
- [3] Balanço Energético Nacional 2023. **Empresa de Pesquisa Energética - EPE**. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 12 Set. 2023.
- [4] Innovation Outlook: Ocean Energy Technologies. **IRENA**. 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Innovation-Outlook-Ocean-Energy-Technologies>. Acesso em: 12 Out. 2023.
- [5] Anthea Czizewski, Felipe Mendonça Pimenta, and Osvaldo Ronald Saavedra. Numerical modeling of maranhão gulf tidal circulation and power density distribution. *Ocean Dynamics*, pages 1–16, 2020.
- [6] Taynan Nacly Abenassiff Azevedo, Maamar El-Robrini, and Osvaldo Ronald Saavedra. "Assessment of Tidal Current Potential in the Pará River Estuary (Amazon Region–Brazil)". Available at SSRN 4113862., 2022.
- [7] M. T. Tolmasquim. "Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica". epe: Rio de janeiro., 2016.
- [8] Scaling up investments in ocean energy technologies. **IRENA**. 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Scaling-up-investments-in-ocean-energy-technologies>. Acesso em: 12 Out. 2023.
- [9] D.M. Fouz, R. Carballo, I. López, and G. Iglesias. "Tidal stream energy potential in the Shannon Estuary". *Renewable Energy*, vol. 185, p. 61-74., 2022.
- [10] Zhaoqing Yang, Taiping Wang, Ruth Branch, Ziyu Xiao, and Mithun Deb. "Tidal stream energy resource characterization in the Salish Sea". *Renewable Energy*, vol. 172, p. 188-208., 2021.

- [11] Yi Wen and Pengzhi Lin. "Exploitation potential of tidal current energy in Southern China seas". *Energy Conversion and Management*, vol. 267., 2022.
- [12] Diego L.S. Cosme, Rafael B. Veras, Ramiro G.R. Camacho, Osvaldo R. Saavedra, Audálio Torres, and Mauro M. Andrade. Modeling and assessing the potential of the boqueirão channel for tidal exploration. *Renewable Energy*, 219:119468, 2023.
- [13] Aline Mayara Santos Costa, Rômulo de Araujo Soares, Rafael Brito de Sousa Veras, Audálio Rebelo Torres, Diego Leonardo Santos Cosme, and Osvaldo Ronald Saavedra. Preliminary Assessment of the Potential for Tidal Currents in the Boqueirão Channel. In *Renewable Resources and Energy Management*, pages 99–106. CRC Press, 2023.
- [14] Rafael Brito de Sousa Veras, Aline Mayara Santos Costa, Diego Leonardo Santos Cosme, Osvaldo Ronald Saavedra, Anthea Carla Czizewski, Audálio Rebelo Torres Junior, and Felipe Mendonça Pimenta. Modeling tidal streams of the boqueirão channel using delft3d. In *TENCON 2021 - 2021 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, pages 911–916, 2021.
- [15] Wender M. Figueredo, Rafael B. de S. Veras, Aline M. S. Costa, Romulo de A. Soares, Osvaldo R. Saavedra, and Pedro B. Leite Neto. "Avaliação Preliminar de Energia Eólica e de Correntes de Maré na Região da Ilha do Caranguejo - Foz do Rio Mearim". *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, 2023.
- [16] Alan Cavalcanti da Cunha, Alaan Ubaiara Brito, Alaan Ubaiara Brito, Helenilza Ferreira Albuquerque Cunha, and Antônio César Pinho Brasil Júnior. "Simulação Hidrodinâmica e Avaliação de Potencial Hidrocinético: Estudo da foz do Rio Matapi no baixo Rio Amazonas - Amapá/Brazil". *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. 1, 2010.
- [17] Ivan Felipe Silva dos Santos, Ramiro Gustavo Ramirez Camacho, Geraldo Lúcio Tiago Filho, Antonio Carlos Barkett Botan, and Barbara Amoeiro Vincent. Energy potential and economic analysis of hydrokinetic turbines implementation in rivers: An approach using numerical predictions (CFD) and experimental data. *Renewable Energy*, 143:648–662, 2019.
- [18] Pedro Bezerra Leite Neto, Osvaldo Ronald Saavedra, Nelson José Camelo, Luiz A de Souza Ribeiro, and Rafael M Ferreira. Exploração de energia maremotriz para

- geração de eletricidade: aspectos básicos e principais tendências. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 19(2):219–232, 2011.
- [19] Roslyna Rosli and Eric Dimla. A review of tidal current energy resource assessment: Current status and trend. In *2018 5th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA)*, pages 34–40, 2018.
- [20] Bruno Gomes de Sá, Osvaldo R Saavedra, Denisson Q Oliveira, and Pedro BL Neto. Dimensionamento ótimo de uma micro-usina baseada em correntes de maré para sistemas isolados. In *no 12º LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION-CLAGTEE*, 2017.
- [21] Thiago Luís C Gomes, Osvaldo R Saavedra, Pedro L Bezerra, Bruno G Sá, and Rômulo A Soares. Scenario analysis for sizing of micro-plants of tidal currents for isolated systems. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, pages 1–6. IEEE, 2019.
- [22] V. Ramos, R. Carballo, M. Álvarez, M. Sánchez, and G. Iglesias. "A port towards energy self-sufficiency using tidal stream power". *Energy*, vol. 71, p. 432-444., 2014.
- [23] E Machado, OR Saavedra, and L Paucar. Análise de desempenho da potência hidráulica de uma turbina hidrocínética em ambientes com alto conteúdo de sedimentos. In *The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*, volume 1, pages 1–7, 2017.
- [24] Thiago Junqueira Rezek, Ramiro G. R. Camacho, and Nelson Manzanares-Filho. "A Novel Methodology for the Design of Diffuser-Augmented Hydrokinetic Rotors". [https://ssrn.com/abstract=4148357.](https://ssrn.com/abstract=4148357), 2023.
- [25] Almir L. Rodrigues, Antônio C. B. Botan, Letícia de O. S. D. Colletta, Edna R. Silva, Ramiro G. R. Camacho, José V. Gomes, Tania M. A. Angulo, Germán E. N. Del Rio, and Geraldo L. Tiago Filho. "Análise experimental do comportamento de turbinas hidrocínéticas carenadas em banco de ensaios com fluxo de ar". V Latin American Hydro Power & Systems Meeting – IAHR, 2023.
- [26] Hossein Alizadeh, Mohammad Hossein Jahangir, and Roghayeh Ghasempour. Cfd-based improvement of savonius type hydrokinetic turbine using optimized barrier at the low-speed flows. *Ocean Engineering*, 202:107178, 2020.

- [27] E. González-Gorbeña, P.C.C. Rosman, and R.Y. Qassim. Assessment of the tidal current energy resource in são marcos bay, brazil. *Ocean Eng. Mar. Energy* 1, pages 421—433, 2015.
- [28] Projeto Baías do Brasil. **COPPE**. 2018. Disponível em: <http://www.baiasdobrasil.coppe.ufrj.br>. Acesso em: 28 mar. 2023.
- [29] CLEMENTINO, José. A impotância do complexo portuário da Baía de São Marcos. **IEMPA**. 2023. Disponível em: <https://www.iempa.com.br/posts/a-importancia-do-complexo-portuario-da-baia-de-sao-marcos>. Acesso em: 20 Out. 2023.
- [30] Dados Maregráficos e Fluviométricos. **Marinha do Brasil**. 2022. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav/dados-de-mare-mapa>. Acesso em: 28 mar. 2022.
- [31] S.R. Dillenburg and P.A. Hesp. “Geology and Geomorphology of Coastal Barriers of Brazil”. Springer, 2009.
- [32] L.D. Lacerda, J.E. Conde, B. Kjerfve, R. Alvarez-León, C. Alarcón, and J. Polanía. “Mangroves of Brazil”. Springer, 1993.
- [33] L.C.B. Molion and S.O. Bernardo. “Uma revisão da dinâmica das chuvas no nordeste brasileiro”. revista Brasileira de Metereologia, vol. 17, p. 1-10., 2002.
- [34] Bacia do Nordeste. **Ministério de Transportes**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/conteudo/portos-e-transporte-aquaviario/bacia-nordeste>. Acesso em: 03 jul. 2023.
- [35] Anna D. Espindola, Osvaldo R. Saavedra, Pedro B. Leite Neto, and Denisson Q. Oliveira. ”Performance Assessment of Hydrokinetic Turbines - Case study in the Boqueirão Channel”. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 2023.
- [36] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers. ”Wind Energy Explained: theory, design and application”. 2009. ISSN 14320932. ISBN 9781119994367. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/9781119994367>.
- [37] Fatemeh Behrouzi, Mehdi Nakisa, Adi Maimun, and Yasser M Ahmed. Global renewable energy and its potential in malaysia: A review of hydrokinetic turbine technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62:1270–1281, 2016.

- [38] Zhen Hu and Xiaoping Du. Reliability analysis for hydrokinetic turbine blades. *Renewable Energy*, 48:251–262, 2012.
- [39] Vincent J Ginter and Jeff K Pieper. Robust gain scheduled control of a hydrokinetic turbine. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 19(4):805–817, 2010.
- [40] Sonia Magalhães dos Santos, Amanda Viana Gonçalves, André de Matos Branco, Daniel Alves de Andrade, Fábio Berwaldt Hartwig, Jefferson Ogliari, Leonardo Files Dias, and Leonardo Mackmillan Paim. Projeto, construção e instalação de Turbinas Hidrocinéticas de pequeno porte no Brasil e no mundo - A experiência da FURG, 2023.
- [41] Siegfried Heier. "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems". John Wiley Sons, Ltd, 2nd edition, england., 2009.
- [42] José Gomes de Matos. "Controle de Potência em Microrredes CA Isoladas com Aerogeradores e Bancos de Baterias Distribuídos" Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Maranhão, São Luis, MA., 2014.
- [43] Thiago Junqueira Rezek. "Metodologia de Projeto Hidrodinâmico de Turbinas Hidrocinéticas Carenadas Baseada na Otimização e Simulação em Dinâmica dos Fluidos Computacional" Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG., 2019.
- [44] Lucio R. B. Salomon Anna Paula de S. P. Rodrigues, Antonio C. P. Brasil Junior. "Modeling of Hydrokinetic Turbine". 19th International Congress of Mechanical Engineering., 2007.
- [45] Aly M. E. Badawy, M. T. S. "Gás dynamic analysis of the performance of diffuser augmented wind turbine". Sadana, vol. 25, pp. 453-461., 2000.
- [46] Grassmann H. Bet, F. "Upgrading conventional wind turbines". *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 71-78., 2003.
- [47] Vrsakovic I. Francovic, B. "New high profile wind turbine". *Renewable Energy*, vol. 24, pp. 491-499., 2001.
- [48] AbuBakr S Bahaj. "Generating electricity from the oceans". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, p. 3399-3416., 2011.



- [49] OES and IEA. “International Levelised Cost of Energy for Ocean Energy Technologies”, 2015.
- [50] Smart Turbines. **Smart Hidro Power**. 2023. Disponível em: <https://www.smart-hydro.de/renewable-energy-systems/hydrokinetic-turbines-river-canal/>. Acesso em: 23 jun. 2023.
- [51] Ours Products. **Guinard**. 2023. Disponível em: <https://www.guinard-energies.bzh/en/our-products/>. Acesso em: 14 jun. 2023.
- [52] Tocardo T1. **Hidrowing**. 2023. Disponível em: <https://hydrowing.tech/turbines/tocardo-t1/>. Acesso em: 14 jun. 2023.
- [53] Tocardo T-1 Tidal Turbines. **Tocardo**. 2023. Disponível em: <https://www.tocardo.com/tocardo-t1/>. Acesso em: 23 jun. 2023.
- [54] Thijs Mandersloot. “Tocardo EMEC installation - Project Information Summary”., 2017.
- [55] Yonis.M. Yonis Buswig, Azuka Affam, Al-Khalid Hj bin Othman, Norhuzaimin bin Julai, Yi Sy Sim, and Wahyu Mulyo Utomo. Sizing of a hybrid photovoltaic-hydrokinetic turbine renewable energy system in east malaysia. In *2020 13th International UNIMAS Engineering Conference (EnCon)*, pages 1–8, 2020.
- [56] Tushar Kumar Das and Diponkar Kundu. Feasibility and sensitivity analysis of a self-sustainable hybrid system: A case study of a mountainous region in Bangladesh. *Energy Conversion and Management: X*, 20:100411, 2023.
- [57] Tushar Kumar Das, Rakibul Islam, Md Ebrahim Khallil, Abdullah Al Mamun, Diponkar Kundu, and Mamunur Rashid. Design optimization and economic analysis of a hybrid system for a hilly area in bangladesh. In *Recent Trends in Manufacturing and Materials Towards Industry 4.0: Selected Articles from iM3F 2020, Malaysia*, pages 93–105. Springer, 2021.
- [58] P. Berthouex. “Evaluating Economy of Scale”. Water Pollution Control Federation, vol. 44, no. 11, pp. 2111–2119., 1972.
- [59] D. Garrett. “Chemical Engineering Economics”. reprint ed. Springer., 1989,2013.

- [60] CERQUEIRA, Hallan. Avaliação Mensal de Chuva (março de 2021). **UEMA**. 2021. Disponível em: <https://www.nugeo.uema.br/>. Acesso em: 20 abr. 2023.
- [61] Lessons learnt from MeyGen phase 1A final summary report. **Department for Business, Energy and Industrial Strategy**. 2020. Disponível em: [https://webassets.bv.com/2020-06/MeyGen%20Lessons%20Learnt%20Full%20Report\\_0.pdf](https://webassets.bv.com/2020-06/MeyGen%20Lessons%20Learnt%20Full%20Report_0.pdf). Acesso em: 20 set. 2023.
- [62] Muluken Temesgen Tigabu, Dawit Diriba Guta, and Bimrew Tamrat Admasu. Economics of hydro-kinetic turbine for off-grid application: A case study of gumara river, upper blue Nile, Amhara, Ethiopia. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 9(3):1368–1375, 2019.
- [63] Tocado signs deal with Koreans for tidal turbine. **Renewable Energy Magazine**. 2012. Disponível em: [https://www.renewableenergymagazine.com/ocean\\_energy/tocado-signs-deal-with-koreans-for-tidal](https://www.renewableenergymagazine.com/ocean_energy/tocado-signs-deal-with-koreans-for-tidal). Acesso em: 20 set. 2023.
- [64] Jacob Riglin, Cosan Daskiran, Joseph Jonas, W Chris Schleicher, and Alparslan Oztekin. Hydrokinetic turbine array characteristics for river applications and spatially restricted flows. *Renewable energy*, 97:274–283, 2016.