



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Arthur Victor Costa Martins

**Influência do Cisalhamento Vertical do Vento na
Produção Anual de Energia na Região Costeira
do Nordeste do Brasil**

São Luís - MA

2023

Arthur Victor Costa Martins

**Influência do Cisalhamento Vertical do Vento na
Produção Anual de Energia na Região Costeira do
Nordeste do Brasil**

Dissertação apresentada como requisito para
obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em
em Engenharia Elétrica, da Universidade
Federal do Maranhão.

Orientador: Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira
Coorientador: Prof. Dr. Felipe Mendonça Pimenta

São Luís - MA

2023

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

Martins, Arthur Victor Costa.

Influência do Cisalhamento Vertical do Vento na
Produção Anual de Energia na Região Costeira do Nordeste
do Brasil / Arthur Victor Costa Martins. - 2023.
62 p.

Coorientador(a): Felipe Mendonça Pimenta.

Orientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

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

1. Cisalhamento do Vento. 2. Energia Eólica. 3.
LIDAR. 4. Nordeste do Brasil. 5. SODAR. I. Oliveira,
Denisson Queiroz. II. Pimenta, Felipe Mendonça. III.
Título.

Arthur Victor Costa Martins

Influência do Cisalhamento Vertical do Vento na Produção Anual de Energia na Região Costeira do Nordeste do Brasil

Dissertação apresentada como requisito para
obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica, ao Programa de Pós-Graduação em
em Engenharia Elétrica, da Universidade
Federal do Maranhão.

São Luís - MA, 15 de Dezembro de 2023

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira
Orientador
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Felipe Mendonça Pimenta
Coorientador
Universidade Federal de Santa Catarina

**Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra
Mendez**
Examinador Interno
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Arcilan Trevenzoli Assireu
Examinador Externo
Universidade Federal de Itajubá

São Luís - MA
2023

Ao autor e consumidor da fé.

Agradecimentos

Agradeço ao meu salvador Jesus Cristo, quem me deu nova vida, saúde e graça para contemplar mais essa conquista.

Sentimento profundo de gratidão à minha querida mãe, Alda, mulher que muito me inspira com seu senso de justiça e bondade. Obrigado por investir sua vida e seu tempo para me ver crescer e me tornar o que sou hoje. Obrigado por seus conselhos amorosos, por suas palavras de apoio, pela dedicação ao trabalho ao longo de toda minha carreira acadêmica e pelas palavras de otimismo e esperança nos momentos de adversidade.

Agradeço ao meu amor, Priscila, por todo o apoio, a compreensão e o encorajamento para prosseguir até a chegada deste momento.

Agradeço aos meus pares do Projeto EoSolar Rafael Veras, Natalia Saraiva, Daniel Cortes e Erika Barbosa. Às minhas companhias de estudo e apoio Vangelicia Mendes, Anna Dulce e Bruna Bugarin pela troca de experiências e apoio mútuo na construção desta pesquisa e parceria ao longo do curso.

Também agradeço aos financiadores Grupo Equatorial Energia e Gera Maranhão pelo fomento à pesquisa por meio do P&D ANEEL Eosolar (PD-00037-0042/2020).

Agradeço também o apoio e a compreensão dos meus gestores Caio Huais e Andre Landulfo, que contribuíram para que este trabalho fosse concluído com êxito.

Não poderia deixar de mencionar também o apoio da professora Silvangela Barcelos pelo incentivo a ingressar neste programa e ao professor José Gomes de Matos pela confiança.

Por fim, agradeço a Capes pelo fomento a esta pesquisa, à UFMA, ao IEE e a todo seu corpo docente, em especial a Denisson Queiroz Oliveira e Felipe Pimenta pelo apoio e orientação na construção deste trabalho.

"o enchi do Espírito de Deus, de habilidade, de inteligência e de conhecimento, em todo artifício."

(Êxodo 31:3)

Resumo

O vento tem características particulares que não são facilmente capturadas por métodos de medições tradicionais. Desvios no escoamento atmosférico podem causar uma diferença significativa entre a produção de energia esperada e a produção real em algumas usinas. Dado o potencial eólico brasileiro e a necessidade de entender o impacto de fenômenos micrometeorológicos no desempenho de turbinas eólicas, este trabalho apresenta uma análise comparativa do potencial energético disponível utilizando duas metodologias. A primeira utiliza a velocidade do vento na altura da torre (HHWS) e a segunda a velocidade do vento equivalente no rotor (REWS) medida por perfiladores de ventos. Os dois métodos são comparados e suas diferenças investigadas, considerando fenômenos micrometeorológicos locais que causam desvios na produção de vento, como o cisalhamento vertical e a estabilidade atmosférica. Os resultados sugerem que o método REWS fornece uma previsão de Produção Anual de Energia mais precisa, capturando melhor as características do recurso eólico.

Palavras-chave: Energia Eólica, Margem Equatorial, Nordeste do Brasil, LIDAR, SODAR, Cisalhamento do Vento, Estabilidade Atmosférica, Produção Anual de Energia.

Abstract

The wind has special properties that are not easy to detect using conventional measurement methods. Fluctuations in the atmospheric flow can cause a significant difference between the expected and actual energy production in some installations. Given the Brazilian wind potential and the need to understand the impact of micrometeorological phenomena on wind turbine performance, this work presents a comparative analysis of the available energy potential evaluated with two different methodologies. The first uses the wind speed at tower height (HHWS) and the second the equivalent rotor wind speed (REWS) measured by a wind profiler. These two predictions are compared and the differences between them are analyzed taking into account possible local micrometeorological phenomena that cause variations in wind generation, such as wind shear and atmospheric stability. The results show that the REWS method enables a more accurate prediction of annual energy production as it better captures changes in flow.

Keywords: Wind Power, Equatorial Margin, Northeast Brazil, LIDAR, SODAR, Wind Shear, Atmospheric Stability, Annual Energy Production.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira. Fonte: [6]	2
Figura 2 – Variação típica das velocidades do vento com a altura na camada superficial para diferentes regimes de estabilidade em escala linear. Fonte: [32]	11
Figura 3 – Comparação entre os métodos HHWS (<i>Hub Height Wind Speed</i>) e REWS (<i>Rotor Equivalent Wind Speed</i>) em que os pontos azuis representam observações de vento.	14
Figura 4 – LIDAR em campanha de medição na região de estudo.	16
Figura 5 – SODAR em campanha de medição na região de estudo. O reboque sobre rodas refere-se ao sistema de comunicação remota e potência, alimentado por painéis solares.	17
Figura 6 – Mapa dos pontos de medição na área de estudo em Paulino Neves e Barreirinhas, Maranhão, Brasil. As coordenadas representam a latitude e a longitude de cada ponto de medição.	18
Figura 7 – Curva de potência da turbina e função polinomial aplicada.	19
Figura 8 – Fluxograma da metodologia proposta para a seleção e tratamentos de dados utilizados na análise comparativas entre os métodos REWS e HHWS.	21
Figura 9 – Séries temporais de velocidade do vento, potência de turbina e energia acumulada para o ponto P1. (a) Velocidade do vento HHWS versus velocidade do vento equivalente U_{eq} . (b) Potência de turbina $P(HHWS)$ vs. $P_{eq}(REWS)$. (c) Energia acumulada $E(HHWS)$ vs $E_{eq}(REWS)$	23
Figura 10 – Energia acumulada durante medição em P2 para ambos métodos.	25
Figura 11 – Em P2(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P2 entre 15 de dezembro de 2021 e 27 de janeiro de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.	26
Figura 12 – Energia acumulada durante medição em P3 para ambos métodos.	27
Figura 13 – Em P3(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P3 entre 28 de janeiro e 06 de março de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.	28
Figura 14 – Energia acumulada durante medição em P4 para ambos métodos.	29

Figura 15 – Em P4(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P4 entre 20 de abril e 13 de junho de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.	30
Figura 16 – Energia acumulada durante medição em P5 para ambos métodos.	31
Figura 17 – Em P5(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P4 entre 15 de junho e 27 de julho de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.	32
Figura 18 – Em P3(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P3 entre 28 de janeiro e 06 de março de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.	34
Figura 19 – Em P3(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P3 entre 29 de julho e 15 de setembro de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.	35
Figura 20 – Em P1 com referência HHWS a 90m (a) limites inferior e superior de altura e (b) Velocidades (HHWS) vs. (REWS).	37
Figura 21 – Em P1 com referência HHWS a 90m (a) potência gerada HHWS vs. REWS e (b) energia acumulada durante o período em ambos métodos.	38
Figura 22 – Em P1 com referência HHWS a 110m (a) limites inferior e superior de altura e (b) Velocidades (HHWS) vs. (REWS).	39
Figura 23 – Em P1 com referência HHWS a 110m (a) potência gerada HHWS vs. REWS e (b) energia acumulada durante o período em ambos métodos.	40

Lista de tabelas

Tabela 1 – Oferta e Demanda de Energia (GWh)	1
Tabela 2 – Nova capacidade <i>onshore</i> instalada no ano.	2
Tabela 3 – Literatura relacionada à temática abordada na dissertação	7
Tabela 3 – Literatura relacionada à temática abordada na dissertação (Continuação)	8
Tabela 4 – Regimes de Estabilidade e Valores do Coeficiente de Cisalhamento [35]	12
Tabela 5 – Características da turbina Siemens utilizada neste trabalho [29]	19
Tabela 6 – Razão entre a AEP calculado pelo método REWS para o SODAR e LIDAR nos pontos de medição	33
Tabela 7 – Medição em P3 nas estações seca e chuvosa na região equatorial maranhense	36
Tabela 8 – Razão entre os métodos HHWS e REWS para diferentes alturas de hub	41

Lista de abreviaturas e siglas

Abeeolica	<i>Agencia Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
AEP	<i>Annual Energy Production</i>
BEN	<i>Balanço Energético Nacional</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HHWS	<i>Hub Height Wind Speed</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEE	<i>Instituto de Energia Elétrica</i>
Lidar	<i>Light Detection And Ranging</i>
P&D	<i>Pesquisa e Desenvolvimento</i>
REWS	<i>Rotor Equivalent Wind Speed</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	3
1.1.1	Objetivo Geral	3
1.1.2	Objetivos Específicos	4
1.2	Justificativa	4
1.3	Estrutura do Texto	4
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	6
2.1	Trabalhos Relacionados	6
2.2	Estabilidade Atmosférica	10
2.3	Expoente de Cisalhamento do Vento	11
2.4	<i>Hub Height Wind Speed - HHWS</i>	12
2.5	<i>Rotor Equivalent Wind Speed - REWS</i>	13
3	METODOLOGIA	15
3.1	Sensoriamento Remoto	15
3.1.1	LIDAR - <i>Light Detection And Ranging</i>	15
3.1.2	SODAR - <i>Sound Detection And Ranging</i>	16
3.2	Dados Eólicos	17
3.3	Estações Observacionais	17
3.4	Turbina selecionada	18
3.5	Metodologia de Cálculo da AEP e Cisalhamento	20
4	RESULTADOS	22
4.1	Análise da Produção Anual de Energia - SODAR	22
4.2	Produção de Energia em Diferentes Pontos a Partir da Costa	24
4.2.1	Caso 1: P2	24
4.2.2	Caso 2: P3	27
4.2.3	Caso 3: P4	28
4.2.4	Caso 4: P5	30
4.2.5	Análise Comparativa	32
4.3	Influência da Sazonalidade na Produção de Energia	33
4.3.1	Estação chuvosa	33
4.3.2	Estação Seca	34
4.3.3	Análise Comparativa da Sazonalidade em P3	36
4.4	Influência da Altura do <i>Hub</i> na Produção de Energia	36

4.4.1	Altura de referência a 90m	36
4.4.2	Altura de referência a 110m	38
4.4.3	Análise comparativa por altura de referência	40
5	CONCLUSÕES	42
5.1	Trabalhos Futuros	43
5.2	Artigos Associados a essa Dissertação	43
	Referências	44

1 Introdução

O aumento do custo de produção de combustíveis fósseis, agravado por fatores como conflitos externos, volatilidade dos preços internacionais e regulamentações ambientais, é um dos principais impulsionadores do desenvolvimento e da adoção de fontes de energia renovável [4].

A 27^a Conferência do Clima da Organização das Nações Unidas (COP27) evidenciou a necessidade de atingir as metas de descarbonização, que perpassam pela transição energética para fontes de energia com baixo impacto ambiental [6]. Nesse cenário de diversificação e transição energética para fontes sustentáveis, renováveis e limpas, a energia eólica se destaca por sua competitividade em relação às fontes de energia convencionais [20]. Dados da Agência Internacional de Energia (IEA) mostram que a energia eólica foi a fonte de energia renovável que mais cresceu no mundo em 2022. A IEA estima que a capacidade instalada de energia eólica global deverá chegar a 1,6TW até 2030 [13].

Além disso, conflitos externos, como o da Rússia e Ucrânia, evidenciam a importância da segurança energética. Nesse contexto, os recursos energéticos tornam-se estratégicos, uma vez que os investimentos em fontes renováveis diminuem a dependência dos países produtores de combustíveis fósseis [6]. Portanto, o desenvolvimento e a adoção de fontes de energia renovável são essenciais para a segurança energética, a sustentabilidade ambiental e o combate às mudanças climáticas [6].

No Brasil, a geração de eletricidade a partir de fonte eólica atingiu 81,6 TWh em 2022, de acordo com o Balanço Nacional de Energia (BEN) [7]. Isso representa um aumento de 13% em relação ao ano anterior, quando a geração atingiu 72,3 TWh. A tabela 1 mostra a evolução de oferta e demanda de fontes eólicas ao longo dos últimos dez anos no Brasil.

Tabela 1 – Oferta e Demanda de Energia (GWh)

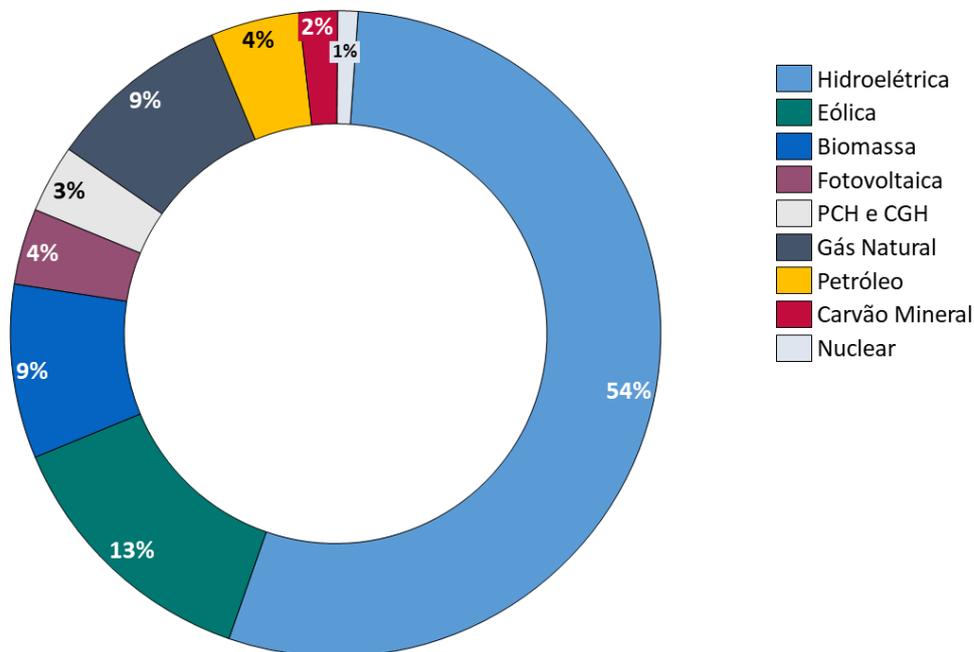
FLUXO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GERAÇÃO TOTAL ¹	6.578	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051	72.286	81.632
CONSUMO TOTAL	6.578	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051	72.286	81.632

Fonte: [7].

Os dados do BEN [7] são corroborados também pelo boletim anual de 2022 publicado pela Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (Abeeolica), conforme o gráfico da figura 1 que apresenta a participação de todas as fontes de geração na matriz elétrica brasileira [6]. Além disso, o relatório da Abeeolica [6] destaca que a capacidade instalada de energia eólica no Brasil aumentou 14,3% em 2022. Esse crescimento fez do

Brasil o terceiro país do mundo com mais capacidade instalada de energia eólica, de acordo com dados do *Global Wind Energy Council*(GWEC).

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira. Fonte: [6]



Em 2022, conforme a tabela 2, foram instalados 7,97 GW de potência em todas as fontes de geração de energia elétrica, sendo a fonte eólica destaque com crescimento de 51,03% da nova capacidade instalada no ano [6].

Tabela 2 – Nova capacidade *onshore* instalada no ano.

Posição	País	Nova capacidade <i>onshore</i> instalada no ano (GW)
1	China	32,6
2	EUA	8,6
3	Brasil	4,1
4	Suécia	2,4
5	Finlândia	2,4
6	Alemanha	2,4
7	Índia	1,8
8	Espanha	1,7
9	França	1,6
10	Polônia	1,5

Adaptado de [6].

A evolução da tecnologia eólica possibilitou o desenvolvimento de aerogeradores maiores e mais potentes [35]. Esses aerogeradores conseguem aproveitar a energia do vento de forma mais eficiente, resultando em maior produção de energia. Os fabricantes globais de aerogeradores estão continuamente desenvolvendo produtos para expandir a capacidade

de seus equipamentos [23][26][39]. A altura e a potência média dos aerogeradores devem aumentar, atingindo 130 metros de altura e 5,5 MW para unidades *onshore* e 150 metros e 17 MW para unidades *offshore* [37]. Além disso, fatores econômicos contribuem para esse cenário, pois a construção de um parque eólico *offshore* com alguns aerogeradores grandes tem um custo menor e é mais vantajosa do que a instalação de muitos aerogeradores pequenos com menor capacidade de geração [19]. Além disso, as áreas de grande potencial eólico existentes já estão sendo exploradas, demandando a evolução da altura das turbinas para viabilizar a exploração em outras áreas com disponibilidade energética em maiores alturas.

A evolução da capacidade e do tamanho dos aerogeradores apresenta desafios relacionados à caracterização do vento devido à maior complexidade do fluxo, à presença de efeitos de turbulência na camada limite planetária e a outros fenômenos meteorológicos. Os fatores mencionados exigem a medição precisa de curvas de potência e o cálculo dos ventos em diferentes alturas e por um longo período de tempo [23][14][17].

É sabido que, tradicionalmente, a metodologia chamada *Hub Height Wind Speed* (HHWS) é usada para calcular a geração de energia esperada anual de um aerogerador considerando apenas a velocidade do vento em uma única altura correspondente à altura do *hub* da turbina, tradicionalmente medido por um anemômetro instalado em torre. Considera-se que esta velocidade seja constante em todo o disco do rotor da turbina [23][24][28].

Por sua vez, a metodologia *Rotor Equivalent Wind Speed* (REWS), incluída na revisão da norma IEC 61400-12-14 [15], leva em consideração a velocidade do vento equivalente na área do rotor, que é a velocidade do vento necessária para produzir a mesma quantidade de energia que o aerogerador está realmente produzindo [31]. O método REWS requer pelo menos três medições realizadas através de torres meteorológicas ou, preferencialmente, medições em diversas alturas realizadas por um perfilador de ventos.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Esta dissertação tem como objetivo principal realizar um estudo sobre a influência da estabilidade atmosférica e do expoente de cisalhamento do vento na produção de energia de um aerogerador a partir dos dados reais coletados na região equatorial do Maranhão. Para isso, são usados nas investigações de previsão de produção de energia anual os métodos HHWS e o método REWS, de forma a evidenciar os benefícios da aplicação deste último método. O objetivo geral deste trabalho perpassa pela execução dos seguintes objetivos específicos.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estabelecer uma análise comparativa da produção anual de energia em uma turbina eólica usando os métodos HHWS e REWS;
- Identificar e quantificar as fontes de incertezas na estimativa da produção anual de energia de um modelo de turbina eólica, sobretudo relacionado ao cisalhamento do vento e das condições de estabilidade atmosférica;
- Investigar as causas de diferença entre os dois métodos sob os aspectos da continentalidade e sazonalidade, bem como variação de altura de referência.

1.2 Justificativa

Com base nas contribuições acima de estudos que analisam o comportamento da incidência do fluxo de vento ao longo do rotor do disco de uma turbina, este trabalho propõe uma análise comparativa entre os métodos HHWS e REWS para o nordeste do Brasil em termos de avaliação da produção anual de energia, em inglês, (*Annual Production Energy*) (AEP) com dados obtidos por perfiladores que possuem capacidade de medições em alturas elevadas, em conformidade com a tendência de novas tecnologias no setor eólico, mencionada anteriormente, e atenuação as dificuldades impostas pela medição convencional.

Foram observadas diferenças sutis na geração em uma escala horária devido a fenômenos micrometeorológicos, especialmente mudanças na estabilidade atmosférica e cisalhamento do vento.

1.3 Estrutura do Texto

A disposição do texto desta dissertação consiste em 5 capítulos, a começar pelo capítulo introdutório que acerca apresenta uma revisão bibliográfica organizada em ordem cronológica de publicação sobre os estudos de estabilidade e cisalhamento do perfil do vento que afetam a produção anual de energia de aerogeradores.

O capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica dos aspectos meteorológicos, conceituação de produção anual de energia e segmentação do método REWS para cálculo da capacidade de um modelo considerando toda a área varrida do disco do rotor.

No capítulo 3 a metodologia proposta é apresentada e as estratégias definidas de acordo com os dados dos instrumentos aplicados nas medições em campo da região equatorial do Maranhão.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos da produção anual de energia considerando todo o disco do rotor frente ao método convencional que leva em consideração apenas

uma altura fixa, geralmente a nacele do rotor, assim como as possíveis interferências de fenômenos de cisalhamento e estabilidade do perfil do vento na região estudada.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as principais conclusões acerca do estudo aqui realizado e sugestões para trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

As metodologias HHWS e REWS são técnicas de avaliação do recurso eólico que têm sido amplamente utilizadas para a medição da velocidade de vento e para estimar a produtividade de parques eólicos. Com o intuito de mostrar as conexões deste trabalho com a literatura existente sobre o tema, a seção abaixo apresenta uma breve revisão bibliográfica abordando de forma sistemática como as metodologias HHWS e REWS tem sido aplicadas. Para isso, identifica-se as principais contribuições da literatura sobre as metodologias HHWS e REWS com base no histórico da pesquisa, nas principais aplicações, nas limitações e desafios.

2.1 Trabalhos Relacionados

A revisão bibliográfica mostra que as metodologias HHWS e REWS têm sido amplamente utilizadas em uma variedade de aplicações, incluindo: Monitoramento climático, previsão meteorológica, pesquisa atmosférica e impactos na geração eólica. As principais contribuições da literatura sobre as metodologias HHWS e REWS incluem desenvolvimento de novas técnicas de processamento de dados, melhoria da precisão das medidas e investigação da relação de fenômenos micrometeorológicos com a produção de energia em diferentes regiões do mundo.

Diversos estudos evidenciam que a estabilidade atmosférica pode influenciar significativamente as previsões da velocidade do vento, especialmente em ambientes *offshore*. Isso se deve ao fato de a estabilidade atmosférica alterar o cisalhamento vertical do vento, uma fonte considerável de incerteza nas previsões da velocidade do vento. Portanto, a compreensão da estabilidade atmosférica é crucial para melhorar a precisão das previsões de energia eólica.

De forma resumida, a tabela 3 mostra algumas contribuições pertinentes ao tema deste trabalho selecionadas na revisão bibliográfica contendo título e resumo. Os trabalhos demonstram implicações importantes para o desenvolvimento da energia eólica. Ao compreender o impacto da estabilidade atmosférica nas previsões da velocidade do vento, os desenvolvedores podem melhorar a precisão de suas estimativas de produção de energia e reduzir o risco de perdas financeiras.

Tabela 3 – Literatura relacionada à temática abordada na dissertação

Título	Resumo
<i>[37]Expert Elicitation Survey Predicts 37% to 49% Declines in Wind Energy Costs by 2050</i>	Baseado em uma pesquisa de opinião com especialistas em energia eólica, este estudo fornece previsões sobre os custos futuros da energia eólica até 2050. As percepções dos especialistas são cruciais para antecipar as tendências e orientar políticas e investimentos no setor.
<i>[19]Offshore Wind Turbines: Size Really Matters, Rystad Says</i>	O artigo analisa criticamente o impacto do tamanho das turbinas eólicas <i>offshore</i> na produção de energia e nos custos associados. Oferece uma perspectiva sobre as implicações econômicas e técnicas da adoção de turbinas maiores nesse contexto específico.
<i>[14]Improved Structural Design of Wind Turbine Blade Based on Topology and Size</i>	Apresenta uma abordagem inovadora para o projeto estrutural das pás de turbinas eólicas, incorporando considerações de topologia e tamanho. Essa proposta visa aprimorar a eficiência e a durabilidade das turbinas, contribuindo para avanços significativos na tecnologia.
<i>[17]Effect of Growth in Turbine Size on Rotor Aerodynamic Performance of Modern Commercial Large-Scale Wind Turbines</i>	Analisa os efeitos do crescimento no tamanho das turbinas no desempenho aerodinâmico do rotor em turbinas eólicas comerciais modernas de grande escala. Os <i>insights</i> fornecidos são essenciais para o desenvolvimento de turbinas mais eficientes e sustentáveis.
<i>[24]Accounting for the Atmospheric Stability in Wind Resource Variations and Its Impacts on the Power Generation by Concentric Equivalent Wind Speed</i>	Examina como a estabilidade atmosférica afeta as variações nos recursos eólicos e os impactos resultantes na geração de energia pela velocidade equivalente do vento concêntrico. Proporciona uma compreensão mais completa dos fatores que influenciam a produção de energia eólica em diferentes condições atmosféricas.
<i>[28]Improving the Accuracy of Wind Turbine Power Curve Validation by the Rotor Equivalent Wind Speed Concept</i>	Explorando a aplicação da velocidade equivalente do vento do rotor, este artigo discute estratégias para aprimorar a precisão na validação da curva de potência de turbinas eólicas. Apresenta abordagens práticas para otimizar os processos de validação, visando resultados mais confiáveis.
<i>[12] Wind Shear and Uncertainties in Power Curve Measurement and Wind Resources</i>	Este artigo examina a influência do cisalhamento do vento nas incertezas associadas à medição da curva de potência e à avaliação dos recursos eólicos. Aborda como as variações na velocidade do vento afetam a precisão dessas medições e suas implicações na avaliação da viabilidade de projetos eólicos.
<i>[34]Atmospheric stability affects wind turbine power collection</i>	A estabilidade atmosférica é explorada neste artigo em relação à produção de energia das turbinas eólicas. Analisa como diferentes condições atmosféricas impactam a eficiência na coleta de energia, proporcionando <i>insights</i> valiosos para otimizar o desempenho das turbinas em diversas situações.
<i>[30]Do we really need rotor equivalent wind speed?</i>	Este artigo questiona a necessidade da velocidade equivalente do vento do rotor na determinação das curvas de potência e na estimativa anual de produção de energia para turbinas eólicas. Examina a relevância desse parâmetro, oferecendo uma perspectiva crítica sobre sua utilidade prática.
<i>[10]A Study of Energy Production Change according to Atmospheric Stability and Equivalent Wind Speed in the Offshore Wind Farm using CFD Program</i>	O artigo apresenta um estudo detalhado sobre como a estabilidade atmosférica e a velocidade equivalente do vento afetam a produção de energia em parques eólicos <i>offshore</i> . Utiliza um programa CFD para modelagem, fornecendo <i>insights</i> valiosos para o planejamento eficiente desses empreendimentos.
<i>[40]LiDAR Measurements for an Onshore Wind Farm: Wake Variability for Different Incoming Wind Speeds and Atmospheric Stability Regimes</i>	Investigando medições LiDAR em parques eólicos em terra, este estudo analisa a variabilidade do vórtice de sombra em diferentes condições de velocidade do vento e estabilidade atmosférica. Fornece dados importantes para compreender o comportamento das turbinas e otimizar o <i>layout</i> de parques terrestres.
<i>[9]Influence of Atmospheric Stability on Wind Farm Performance in Complex Terrain</i>	Apresenta uma investigação detalhada sobre como a estabilidade atmosférica impacta o desempenho de dois parques eólicos construídos em terrenos complexos. Utiliza observações de uma campanha de medição recente para chegar a conclusões valiosas sobre os desafios específicos enfrentados nesse contexto.

Tabela 3 – Literatura relacionada à temática abordada na dissertação (Continuação)

Título	Resumo
[36] <i>Meso- to Microscale Modeling of Atmospheric Stability Effects on Wind Turbine Wake Behavior in Complex Terrain</i>	Este estudo analisa a modelagem de meso a microescala dos efeitos da estabilidade atmosférica no comportamento do vórtice de sombra de turbinas eólicas em terrenos complexos. Fornece uma compreensão aprofundada dos fenômenos em jogo, contribuindo para o desenvolvimento de estratégias de otimização mais precisas.
[22] <i>Atmospheric Stability Effects on Offshore and Coastal Wind Resource Characteristics in South Korea for Developing Offshore Wind Farms</i>	O objetivo deste estudo é determinar as diferenças nas características dos recursos eólicos no mar e na costa da Coreia do Sul em relação às variações na estabilidade atmosférica. Utilizando dados de observação recentes, o artigo oferece informações cruciais para o planejamento de parques eólicos <i>offshore</i> na região.
[3] <i>EOSOLAR Project: Assessment of Wind Resources of a Coastal Equatorial Region of Brazil-Overview and Preliminary Results</i>	Este artigo apresenta uma visão geral e resultados iniciais do projeto EOSOLAR, que busca avaliar os recursos solar e eólico em áreas costeiras próximas à linha do equador. Os resultados preliminares são importantes para futuros desenvolvimentos na utilização desses recursos na região.
[21] <i>Characterization of Wind Resources of the East Coast of Maranhão, Brazil</i>	Oferece uma análise abrangente da caracterização dos recursos eólicos na região da costa leste do estado do Maranhão, Brasil. Os dados apresentados são fundamentais para o planejamento estratégico e a tomada de decisões em projetos de energia eólica na área.

A incidência do vento ao longo do rotor de uma turbina é influenciada por características particulares que podem afetar a capacidade de produção de energia, especialmente em aerogeradores com grandes rotores [12]. Medir a velocidade do vento ao longo da altura do rotor é a melhor abordagem para minimizar incertezas na estimativa do potencial eólico, no método de medição da curva de potência e no cálculo da Produção Anual de Energia (AEP). O cisalhamento do vento pode levar a imprecisões significativas na estimativa da AEP [12].

É particularmente útil correlacionar as características do fluxo de vento, como a estabilidade atmosférica, com as diferenças na produção de energia [23]. A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) descreve a metodologia REWS, propondo o cálculo da velocidade do vento equivalente no rotor a partir da velocidade do vento medida em pelo menos três alturas diferentes [11].

De fato, aerogeradores podem produzir quantidades diferentes de energia, mesmo em períodos com rajadas de vento de intensidade média idêntica à altura do *hub*, dependendo do perfil do vento, como visto em [34]. Essa variabilidade pode ser induzida pela estabilidade atmosférica, que afeta os perfis de velocidade do vento, direção e turbulência ao longo do disco do rotor.

De acordo com o estudo de [30], a diferença entre REWS e HHWS é reduzida quando o coeficiente de cisalhamento do vento é constante. No entanto, essa diferença pode ser significativa em alguns casos, já que o perfil vertical da velocidade do vento pode não ser constante ao longo do tempo. Diferentes fatores meteorológicos controlam a variação do cisalhamento do vento em uma ampla variedade de escalas de tempo [10, 23, 24].

Em condições especiais, a diferença entre REWS e HHWS pode ser significativa. O cisalhamento vertical da velocidade do vento pode ser influenciado pela estabilidade atmosférica, o que pode afetar a velocidade média do vento. As contribuições de [27, 34] sugerem que o REWS pode ajudar a melhorar a precisão da estimativa da produção de energia em áreas com fortes efeitos não lineares.

Referências [9, 36, 40] convergem no sentido de que a avaliação da geração de energia eólica aplicando o REWS pode ajudar a quantificar a sensibilidade à turbulência do vento, à direção do vento e à estabilidade atmosférica. De acordo com [26] e [22], em áreas com condições atmosféricas variáveis, a metodologia de velocidade equivalente contribui para a confiabilidade da estimativa da produção de energia.

O conjunto de dados utilizado nesta investigação deriva de um grande experimento de campo realizado na costa leste do estado do Maranhão, no nordeste do Brasil [3]. A região está sujeita a variabilidades significativas diurnas e sazonais em termos de velocidade do vento e estabilidade [21], embora nenhum estudo tenha investigado o impacto do cisalhamento do vento na produção das turbinas.

Os recursos eólicos são um importante recurso energético renovável, com potencial para contribuir para a transição para uma matriz energética limpa e sustentável. No entanto, a eficiência da geração de energia eólica pode ser afetada por fatores ambientais, como a estabilidade atmosférica e a direção do vento.

Diante disto, diversos trabalhos de pesquisa têm investigado a influência da estabilidade atmosférica e da direção do vento nos recursos eólicos. Os resultados desses estudos sugerem que a estabilidade atmosférica pode afetar a velocidade do vento, a turbulência e o desempenho das turbinas eólicas.

O estudo de [5] discute, dentre outros efeitos meteorológicos, as mudanças de estabilidade e da direção do vento para torres terrestres e marítimas próximas ao parque eólico *offshore* de Vindeby na Dinamarca. Os resultados do estudo sugerem que a estabilidade atmosférica pode afetar a velocidade do vento e a turbulência em diferentes altitudes. Além disso, [25] analisa um conjunto de dados de duas torres *offshore* no Mar do Norte e avalia a estabilidade atmosférica para ventos soprando do setor oceânico. Os resultados do estudo sugerem que a estabilidade atmosférica pode afetar a velocidade do vento e a turbulência em diferentes alturas.

A contribuição de [34] mostra os efeitos da estabilidade no cisalhamento do vento, na turbulência e no desempenho das turbinas para um parque eólico em terra no oeste da América do Norte. Os resultados do estudo sugerem que a estabilidade atmosférica pode afetar o desempenho das turbinas eólicas. Por outro lado, [1] estuda observações de longo prazo de uma torre oceânica e descreveram mudanças diárias a sazonais na estabilidade atmosférica no nordeste dos Estados Unidos. Os resultados do estudo sugerem que a

estabilidade atmosférica pode variar ao longo do dia e das estações do ano.

Por fim, [21] considera que as turbinas muito próximas à costa estão sujeitas a perfis de vento menos variáveis, mais fortes e menos cisalhados verticalmente. Para as turbinas localizadas mais para o interior, os ventos tendem a interagir com diferentes elementos topográficos e de rugosidade superficial, adaptando-se também às mudanças nos fluxos de calor. O impacto dessas mudanças sobre o perfil vertical dependerá da distância percorrida pelo vento sobre a terra. O ângulo dos ventos em relação à costa pode ter um impacto significativo no desenvolvimento de camadas limite internas.

Portanto, a contribuição proposta nesta dissertação é realizar uma análise comparativa entre os métodos HHWS e REWS, com foco na Produção Anual de Energia sob as condições climáticas da região equatorial do Maranhão. Além disso, o trabalho busca identificar e quantificar as fontes de incerteza na estimativa da produção anual de energia com esses dois métodos.

2.2 Estabilidade Atmosférica

A estabilidade atmosférica tem um efeito significativo nas características do perfil do vento [2, 33]. A radiação solar diária leva ao aquecimento da superfície e, portanto, as condições convectivas que produzem perfis de velocidade do vento com cisalhamento vertical muito baixo. Por outro lado, o resfriamento noturno da superfície leva a condições atmosféricas estáveis. Como resultado, os perfis do vento mostram forte cisalhamento [3].

Na proximidade da superfície, especificamente na camada superficial, a radiação solar é identificada como a causa direta das variações de temperatura e, conseqüentemente, das alterações resultantes na estabilidade atmosférica. O processo ocorre da seguinte maneira: a radiação solar atinge a atmosfera terrestre e passa diretamente por ela, uma vez que a atmosfera é transparente para os comprimentos de onda da luz solar. A radiação é então absorvida pela superfície terrestre, que por sua vez é aquecida. A transferência de calor sensível resultante desse aquecimento, aquece a atmosfera de baixo para cima. Portanto, é a partir do contato com o solo (e não diretamente do Sol) que a atmosfera é aquecida [16].

É importante notar que, ao modelar a atmosfera de forma simplificada, geralmente se assume que a atmosfera é neutra, o que simplifica as análises. No entanto, na realidade, a atmosfera raramente é verdadeiramente neutra. Durante o dia, o sol aquece a superfície, causando convecção e tornando a atmosfera instável. À noite, a superfície do solo tipicamente perde calor por radiação de onda longa se resfriando rapidamente.

O contato da atmosfera com o solo mais frio leva ao seu resfriamento, propiciando a sua estratificação e a geração de condições estáveis. Por consequência, o perfil de velocidades

torna-se mais cisalhado verticalmente. Portanto, as condições verdadeiramente neutras são encontradas apenas durante os breves intervalos ao redor do nascer e pôr do sol [16].

Perfis verticais de velocidade do vento para perfis estáveis, neutros e instáveis estão ilustrados na Figura 2.

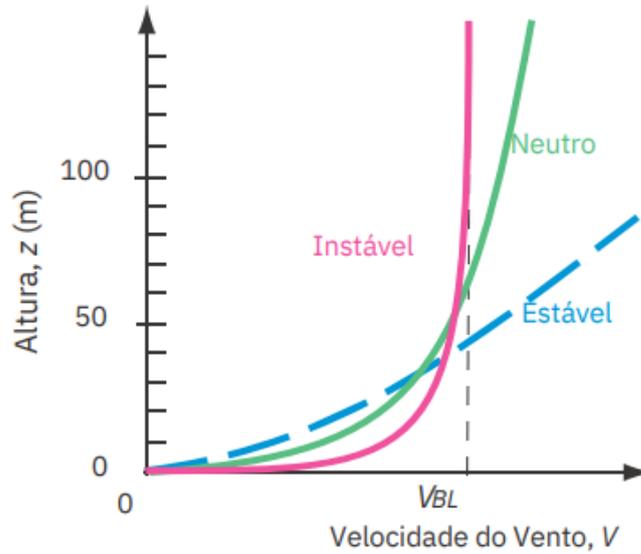


Figura 2 – Variação típica das velocidades do vento com a altura na camada superficial para diferentes regimes de estabilidade em escala linear. Fonte: [32]

No entanto, modelos simplificados são utilizados porque, para condições ligeiramente instáveis (um estado que ocorre com maior frequência na atmosfera) e em velocidades do vento mais altas (que são de interesse na energia eólica), a atmosfera ainda se comporta de forma semelhante a um estado neutro, permitindo que os modelos neutros funcionem eficazmente [16].

2.3 Expoente de Cisalhamento do Vento

O expoente de cisalhamento $U(z)$ do vento é um parâmetro que mede a variação da velocidade do vento com a altura z . O valor do expoente, de aproximadamente $1/7$ ou 0.14 [18], pode variar de 0 a 1, sendo: 0 um indicativo de que a velocidade do vento é constante com a altura e 1 um indicador que a velocidade do vento aumenta linearmente com a altura [38]. O expoente de cisalhamento do vento é importante para a previsão da produção de energia eólica, dado que um valor alto pode significar turbulência no vento, o que pode reduzir a produção de energia [38].

Sendo assim, um método simplificado para avaliar a estabilidade atmosférica é o coeficiente de cisalhamento vertical do vento [35][34]. Em uma altura dada z (em metros), a velocidade do vento U (em $m\ s^{-1}$) pode ser definida usando a Equação 2.1, onde U_r é a

velocidade medida em uma altura de referência z_r (em metros), e α representa o expoente de cisalhamento [21].

$$U(z) = U_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

Em que:

U_z é a velocidade do vento na altura do *hub* (m/s); U_r é a velocidade do vento na altura de referência ($m s^{-1}$); z_r é a altura de referência (m), z é a altura (m) e α o expoente do perfil de vento, que depende das características específicas do local e da rugosidade do terreno.

A partir da Equação 2.1, para estimar o cisalhamento adimensional, o método dos mínimos quadrados pode ser aplicado aos dados medidos em campo em diferentes níveis. Este método foi proposto por [1] e aplicado por [21], conforme a Equação 2.2:

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^N \ln \left(\frac{U_i}{U_r} \right) \ln \left(\frac{z_i}{z_r} \right)}{\sum_{i=1}^N \ln \left(\frac{z_i}{z_r} \right)^2} \quad (2.2)$$

Aqui, i representa o nível de altura capturados pelo sensor remoto; o fator N é o número total de observações verticais. A velocidade de referência U_r corresponde ao valor medido para a altura de $z_r = 130m$. Este é o método de determinação do coeficiente de cisalhamento empregado nesta dissertação. Os resultados da análise do expoente de cisalhamento são apresentados no capítulo 5.

De acordo com [34, 35], o coeficiente de cisalhamento vertical do vento é um método indireto para avaliar a estabilidade atmosférica. A Tabela 4 mostra os critérios de classificação para a estabilidade atmosférica para cada intervalo e os fenômenos meteorológicos representativos, seguindo [35]. A relação entre o perfil de velocidade do vento e a estabilidade atmosférica foi estudada em [35].

Tabela 4 – Regimes de Estabilidade e Valores do Coeficiente de Cisalhamento [35]

Regimes de Estabilidade	Intervalos do Coeficiente de Cisalhamento
Fortemente Estável	$\alpha > 0.3$
Estável	$0.2 < \alpha \leq 0.3$
Neutro	$0.1 < \alpha \leq 0.2$
Convectivo	$0.0 < \alpha \leq 0.1$
Fortemente Convectivo	$\alpha \leq 0$

2.4 Hub Height Wind Speed - HHWS

A equação 2.1, definida na seção 2.3, que rege a metodologia da velocidade do vento à altura do *hub* pode ser definida de forma simplificada pela lei do perfil logarítmico

do vento. Essa lei é uma representação aproximada do comportamento da velocidade do vento com a altura acima da superfície terrestre.

A metodologia HHWS é uma abordagem simples e amplamente utilizada para estimar a geração de energia esperado de um aerogerador. Essa metodologia considera que a velocidade do vento medida à altura do *hub* é constante em todo o disco do rotor da turbina. A medição é tipicamente feita usando um anemômetro de copo localizado à altura do *hub* de uma torre meteorológica [11, 12, 31]. Esta hipótese simplificadora é verdadeira quando se considera uma atmosfera neutra e alturas de torres eólicas até 50 metros. Neste trabalho em específico, utilizamos um perfilador de ventos, mas selecionamos somente a velocidade na altura de $z=130$ m para estimativa HHWS.

2.5 Rotor Equivalent Wind Speed - REWS

Considera-se, tradicionalmente, que a velocidade do vento na altura da torre, que é o centro da área do disco rotor, é a velocidade média do vento que passa por todo o disco rotor, assumindo que a estabilidade atmosférica é neutra e que a velocidade do vento aumenta discretamente com a altura. Todavia, este é um método adequado quando a estabilidade atmosférica é neutra ou fracamente instável, ou para pequenas e médias turbinas eólicas com diâmetro de disco rotor inferior a 50 m.

Diante do recente superdimensionamento das turbinas eólicas, a aplicação da velocidade do vento equivalente ao rotor (*Rotor Equivalent Wind Speed* - REWS) é recomendável, levando em conta o efeito das mudanças na energia cinética na geração de energia [23][10][22]. Este é um princípio que considera a velocidade do vento em várias alturas passando pela área do disco rotor por meio de múltiplas divisões horizontais, conforme mostrado na Figura 3.

A turbina pode receber velocidades diferentes em toda a sua área de rotor, já que a velocidade do vento varia ao longo do eixo z . Assim, usar apenas a série de dados na altura do *hub* da turbina pode levar a imprecisões na modelagem de potência, de modo que alguns autores consideram várias observações ao longo do perfil do vento para calcular o vento equivalente incidente na turbina [10].

A metodologia REWS foi incluída na revisão da norma IEC 61400-12-14 [11], que é a norma internacional para a classificação de aerogeradores. A adoção da metodologia REWS é uma tendência global, pois permite uma avaliação mais precisa da geração de energia esperada de aerogeradores de grande porte. Neste trabalho, a integração proposta em [22] é utilizada para calcular uma série de velocidade equivalente do vento conforme descrito na Equação 2.3:

$$U_{eq} = \frac{2}{A_t} \int_{H-r}^{H+r} U(Z) (r^2 - H^2 + 2Hz - z^2)^{1/2} dz \quad (2.3)$$

Em que $U(z)$ é a velocidade do vento em (m/s) na altura z ; H , r , e A são respectivamente a altura da torre, o raio e a área do rotor do gerador de vento. A tabela 5 lista as especificações técnicas das duas turbinas, incluindo a altura do cubo, o diâmetro do rotor, a velocidade nominal do vento e a eficiência. Como observado, as especificações técnicas das duas turbinas são semelhantes.

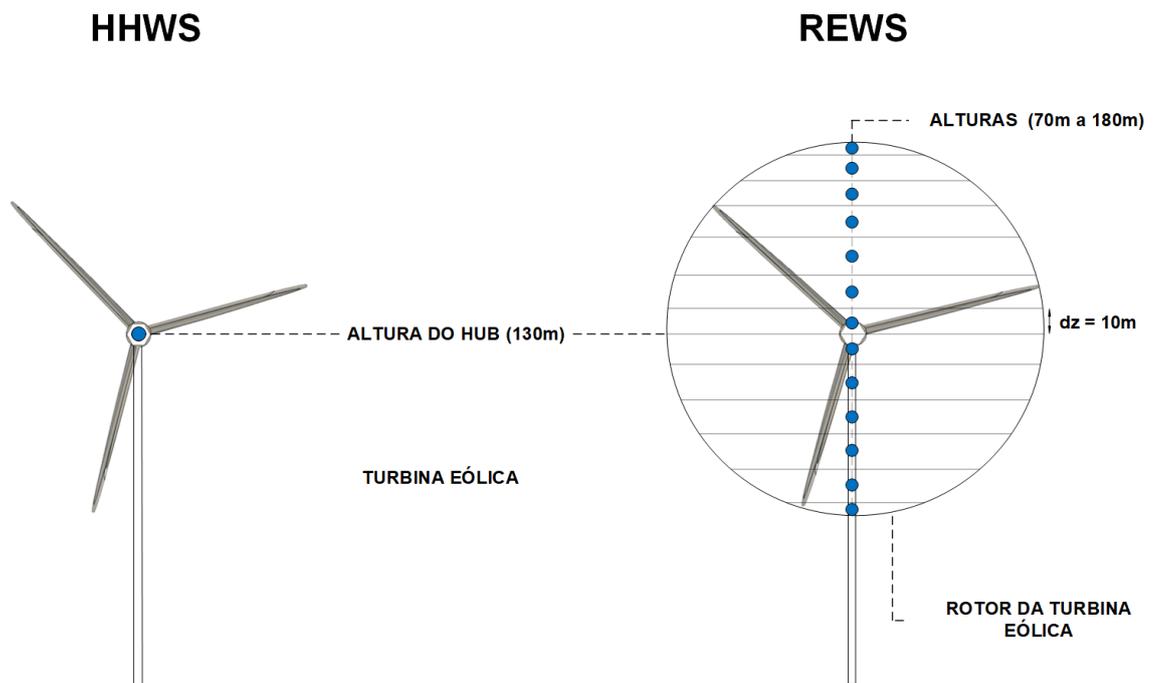


Figura 3 – Comparação entre os métodos HHWS (*Hub Height Wind Speed*) e REWS (*Rotor Equivalent Wind Speed*) em que os pontos azuis representam observações de vento.

Como mencionado acima, a análise comparativa proposta é dedicada à avaliação da AEP a partir de uma perspectiva padrão - usando medições do vento na altura do rotor de uma turbina eólica, com base nas características fornecidas pelo fabricante - e analisando a AEP sob as condições REWS usando dados medidos por LIDAR e SODAR, sensores remotos capazes de fazer medições em diferentes alturas ao longo de todo o disco do rotor de uma turbina eólica.

A comparação entre as previsões calculadas usando os métodos HHWS e REWS permitirá avaliar o impacto do cisalhamento do vento, e portanto, da estabilidade atmosférica, na produção de energia de uma turbina eólica. Essa avaliação é importante para a prospecção e desenvolvimento de projetos.

3 Metodologia

Os dados eólicos deste estudo são referentes ao período de novembro de 2021 a novembro de 2022 e obtidos por meio de medições em campo na região dos municípios de Paulino Neves e Barreirinhas, no estado do Maranhão, Brasil. As medições fazem parte do projeto EOSOLAR, que tem como objetivo mapear o potencial eólico e solar do estado brasileiro e produzir pesquisas a partir dos dados que investiguem características meteorológicas particulares da região, atualmente baseada em modelos de outras regiões do mundo [29]. O local de estudo foi escolhido devido às suas características geográficas e meteorológicas favoráveis à geração eólica. A estação de medição foi instalada a cerca de 2,5 km de um complexo eólico com 15 parques eólicos, com capacidade total de 426 MW [3, 8, 29].

3.1 Sensoriamento Remoto

Nesta seção, apresentamos dois tipos de dispositivos de sensoriamento remoto utilizados no projeto: o SODAR e o LIDAR. O SODAR usa ondas sonoras, enquanto o LIDAR usa ondas de luz. Ambos os instrumentos são baseados no princípio do efeito Doppler, um fenômeno em que a frequência de uma onda é alterada devido ao movimento da fonte ou do receptor. No sensoriamento remoto, o efeito Doppler pode ser usado para medir a velocidade de objetos distantes [16].

3.1.1 LIDAR - *Light Detection And Ranging*

O perfil de velocidade do vento pode ser medido com um LIDAR, que é um instrumento de sensoriamento remoto que usa lasers como fonte de luz. Conforme observado na Figura 4, os LIDARs são fixados no solo, o que os torna portáteis e fáceis de montar e mover. Eles podem medir a velocidade do vento até 280 m acima do solo, o que é mais alto do que a maioria das torres anemométricas e aerogeradores. Um uso mais recente dos LIDARs é colocá-los em plataformas flutuantes *offshore*, o que pode substituir os mastros, que são caros tanto em terra quanto em alto-mar. O movimento do vento é detectado pelo feixe de laser refletido em partículas de aerossóis, possibilitando determinar a velocidade e direção do vento [16].

Existem dois tipos de LIDARs: pulsado e onda contínua. O tipo pulsado emite pulsos de luz, e a altura da medição pode ser inferida a partir do tempo de chegada do sinal refletido. O tipo cw foca o feixe de laser em diferentes alturas, que são então alteradas rapidamente para obter uma medição do perfil de velocidade do vento [16].



Figura 4 – LIDAR em campanha de medição na região de estudo.

3.1.2 SODAR - *Sound Detection And Ranging*

O SODAR, conforme Figura 5, é um instrumento de sensoriamento remoto que mede o perfil de velocidade do vento usando ondas sonoras. Ao contrário do LIDAR, que emite feixes em comprimentos de onda imperceptíveis ao olho humano, o SODAR emite ondas sonoras audíveis [16].

O instrumento emite um pulso de som que se propaga pela atmosfera. O som é refletido de volta pelas turbulências termicamente induzidas em pequena escala. A frequência do som refletido é alterada devido ao deslocamento Doppler, o que permite calcular a velocidade e a direção do vento em uma determinada altura [16].

Usando três feixes de som, é possível medir o vetor de velocidade do vento tridimensional. A maioria dos SODARs são monostáticos, o que significa que as antenas transmissoras e receptoras estão localizadas no mesmo local [16].



Figura 5 – SODAR em campanha de medição na região de estudo. O reboque sobre rodas refere-se ao sistema de comunicação remota e potência, alimentado por painéis solares.

3.2 Dados Eólicos

Em conformidade com as contribuições dadas por [3, 21, 29], neste trabalho, o conjunto de dados de vento foi adquirido por sensoriamento remoto usando um LIDAR (Light Detection and Ranging) modelo Windcube V2 da Leosphere/Vaisala, e um SODAR modelo MFAS da Sintec. Tanto o LIDAR quanto o SODAR (vistos nas Figuras 4 e 5) foram configurados para coletar amostras a cada 10 m de altura de 40 a 280 m para o LIDAR e a cada 10 m de altura de 30 a 280 m para o SODAR. Ambos os instrumentos fornecem médias de 10 minutos da velocidade do vento, as quais foram aplicadas nesta investigação.

3.3 Estações Observacionais

Fazendo uso das contribuições analíticas por campanhas de medição de [3, 21], este trabalho considera as estações observacionais EOSOLAR representadas por marcações em azul no mapa da Figura 6 e numeradas de P1 a P5. As estações observacionais abrangem a região próxima à praia, áreas na planície costeira consideradas para desenvolvimento futuro e regiões mais distantes da costa para fins de modelagem e avaliações de recursos regionais.

A pesquisa de campo foi realizada na costa leste do Maranhão, com estações

observacionais EOSOLAR (P1 a P5) espalhadas pela região. As estações estão alinhadas com a direção predominante dos ventos e localizadas em diferentes distâncias da praia e em diferentes tipos de terreno. Dados ambientais foram coletados simultaneamente em duas estações diferentes com o auxílio de LIDAR, SODAR e uma torre micrometeorológica. As posições das estações foram selecionadas para minimizar a interferência das esteiras das turbinas do Complexo Eólico Delta. O período total da coleta dos dados totaliza um ano e captura mudanças relevantes entre as estações seca e chuvosa [21].

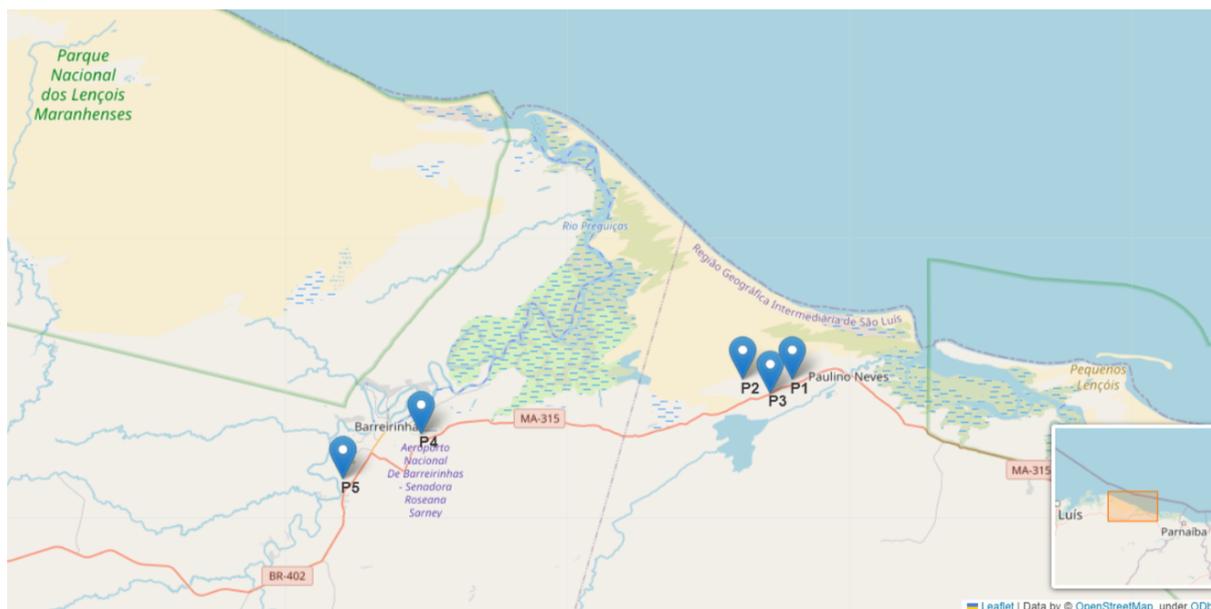


Figura 6 – Mapa dos pontos de medição na área de estudo em Paulino Neves e Barreirinhas, Maranhão, Brasil. As coordenadas representam a latitude e a longitude de cada ponto de medição.

Conforme contribuição de [21], a disposição do arranjo experimental empregou dois perfis verticais de vento em conjunto com duas torres micrometeorológicas. Tal configuração permite o monitoramento temporal de uma localização fixa e a exploração das mudanças espaciais devido às características do terreno.

3.4 Turbina selecionada

Seguindo a metodologia proposta em [29], um modelo de turbina real é usado para determinar a AEP avaliada pelas metodologias HHWS e REWS, conforme a Tabela 5 que apresenta dados de uma turbina real usada nessa investigação.

Tabela 5 – Características da turbina Siemens utilizada neste trabalho [29]

Parâmetros	Dados
Modelo	2.3-113
Potência nominal (MW)	2.3
Diâmetro do rotor (m)	113
Área varrida (m ²)	10.000
Área específica (m ² /kW)	4.3
Número de pás	3
Controle de potência	Passo
Velocidade de corte (m/s)	3
Velocidade nominal (m/s)	10.5
Velocidade de desligamento (m/s)	25.0

Para realizar essa tarefa, a curva de potência da turbina real, obtida pelo fabricante, é reproduzida por meio de interpolação linear entre os pontos. Esse processo facilita uma comparação entre a curva do fabricante e a curva gerada pelo polinômio, como ilustrado na Figura 7.

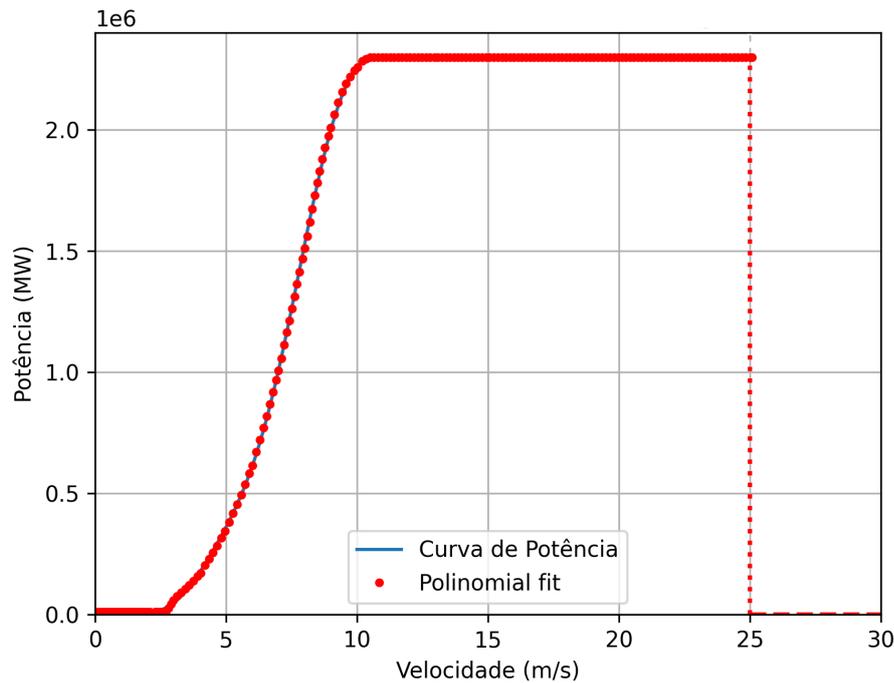


Figura 7 – Curva de potência da turbina e função polinomial aplicada.

Os dados de medição da velocidade do vento são usados como parâmetros de entrada diretamente, resultando na potência gerada de acordo com a curva da turbina. A equação 3.1 que determina a produção de energia, em MWh, para cada intervalo de tempo:

$$E = P \times dt \quad (3.1)$$

Sendo E a Energia expressa em MWh e t a constante de tempo $\frac{1}{6}$ correspondente aos intervalos de medições a cada 10 minutos no período de 1 hora.

3.5 Metodologia de Cálculo da AEP e Cisalhamento

O fluxograma da Figura 8 representa de forma resumida as etapas discriminadas a seguir:

- Dados Eólicos - Os dados usados neste trabalho foram medidos em campanhas de campo realizadas entre novembro de 2021 e setembro de 2022, entre os municípios de Barreirinhas e Paulino Neves. Duas torres micrometeorológicas, um SODAR e um LIDAR, coletaram dados durante esse período. O SODAR foi fixado em P1, enquanto o LIDAR foi movido de P2 a P5 em áreas costeiras e urbanas com o objetivo de capturar efeitos da continentalidade nos recursos eólicos.
- Seleção da Turbina - A seleção da turbina considerou características do modelo existente em um parque da região de estudo para obter resultados consistentes com dados reais para análise comparativa. A turbina selecionada foi uma Siemens 2.3MW.
- Integração REWS - O método de integração da velocidade na área do disco do rotor da turbina selecionada foi aplicado para obtenção da velocidade e potência equivalente, essencial para a comparação da produção de energia entre o método proposto e o HHWS.
- Curva de Potência da Turbina - A curva de potência da turbina selecionada foi obtida por meio de interpolação com o objetivo de garantir com fidelidade uma comparação de acordo com os dados fornecidos pelo fabricante e estimativa de geração obtida.
- Obtenção das Variáveis de Potência e Energia para os Métodos em Estudo - A partir das etapas anteriores, foi possível obter a potência HHWS e REWS bem como a energia produzida para os períodos analisados.
- Cálculo do Expoente de Cisalhamento - Para analisar as causas das diferenças entre os métodos propostos, o expoente de cisalhamento do vento foi determinado para avaliar os efeitos da estabilidade atmosférica da região nos recursos eólicos.
- Análise Comparativa entre Métodos, Pontos de Medição e Alturas Referência - Como resultado da metodologia, o produto deste trabalho é apresentado no capítulo 4 em termos de produção anual de energia entre os métodos propostos e interações de continentalidade, sazonalidade e diferentes níveis de altura referência.

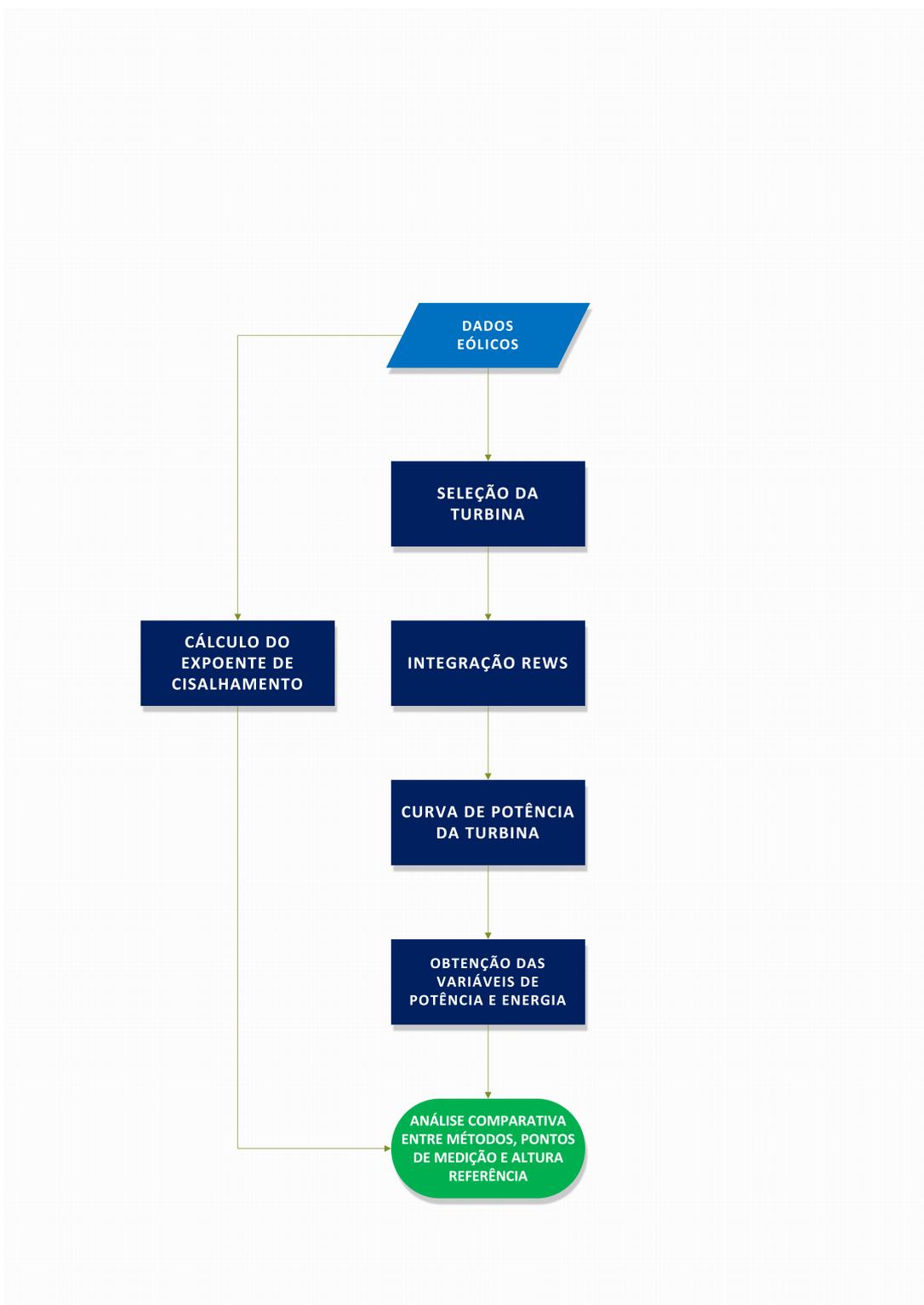


Figura 8 – Fluxograma da metodologia proposta para a seleção e tratamentos de dados utilizados na análise comparativas entre os métodos REWS e HHWS.

4 Resultados

Neste tópico, a Produção Anual de Energia estimada para o modelo de turbina proposto é avaliada usando os métodos HHWS e REWS.

Os dados eólicos foram coletados nas proximidades do município de Paulino Neves, Brasil, de novembro de 2021 a novembro de 2022 em alturas distintas usando LIDAR e um SODAR, conforme a subseção 3.3. O LIDAR empregado consiste em um Windcube V2 da Leosphere/Vaisala, enquanto o SODAR se trata de um MFAS da Scintec. Ambos instrumentos forneceram perfis de velocidade e direção do vento médios a cada 10 minutos. Este local foi selecionado dadas as condições geográficas e meteorológicas favoráveis para a geração de energia eólica.

Além disso, também é realizada uma análise da geração de energia acumulada e potência sob diferentes condições climáticas, além da observação de variabilidade das velocidades mensuradas, com o objetivo de identificar padrões e estimar as fontes de incerteza que podem afetar o desempenho da turbina eólica em estudo. Para isso, são consideradas as variações ao longo dos períodos de medição em que o instrumento deslocado em pontos distintos da região. Com isso, tem-se o desempenho eólico por período do ano e continentalidade.

4.1 Análise da Produção Anual de Energia - SODAR

Do ponto de vista anual, a produção de energia é analisada a partir de dados eólicos obtidos pelo SODAR do período de novembro de 2021 a setembro de 2022, instalado no ponto P1. O ponto de medição P1, conforme a figura 6, fica localizado a 5,6km da costa na região de estudo. Algumas lacunas são observadas na série de dados do SODAR, equivalendo a períodos sem medição devido à parada forçada no equipamento. Para este trabalho optou-se por manter as lacunas, em vez de aplicar alguma técnica para geração de dados para completar a série artificialmente.

Como mencionado anteriormente, o método HHWS considera a medição da intensidade do vento em $m s^{-1}$ na altura do *hub* da turbina eólica, enquanto a metodologia REWS aplica uma velocidade equivalente avaliada em toda a área do disco do rotor. Ambos os métodos utilizam a curva de potência da turbina eólica para estimar a produção da turbina.

A Figura 9 representa o HHWS e o REWS, a potência gerada na turbina eólica de acordo com essas velocidades e os AEPs acumulados avaliados por ambas as metodologias para o ponto P1.

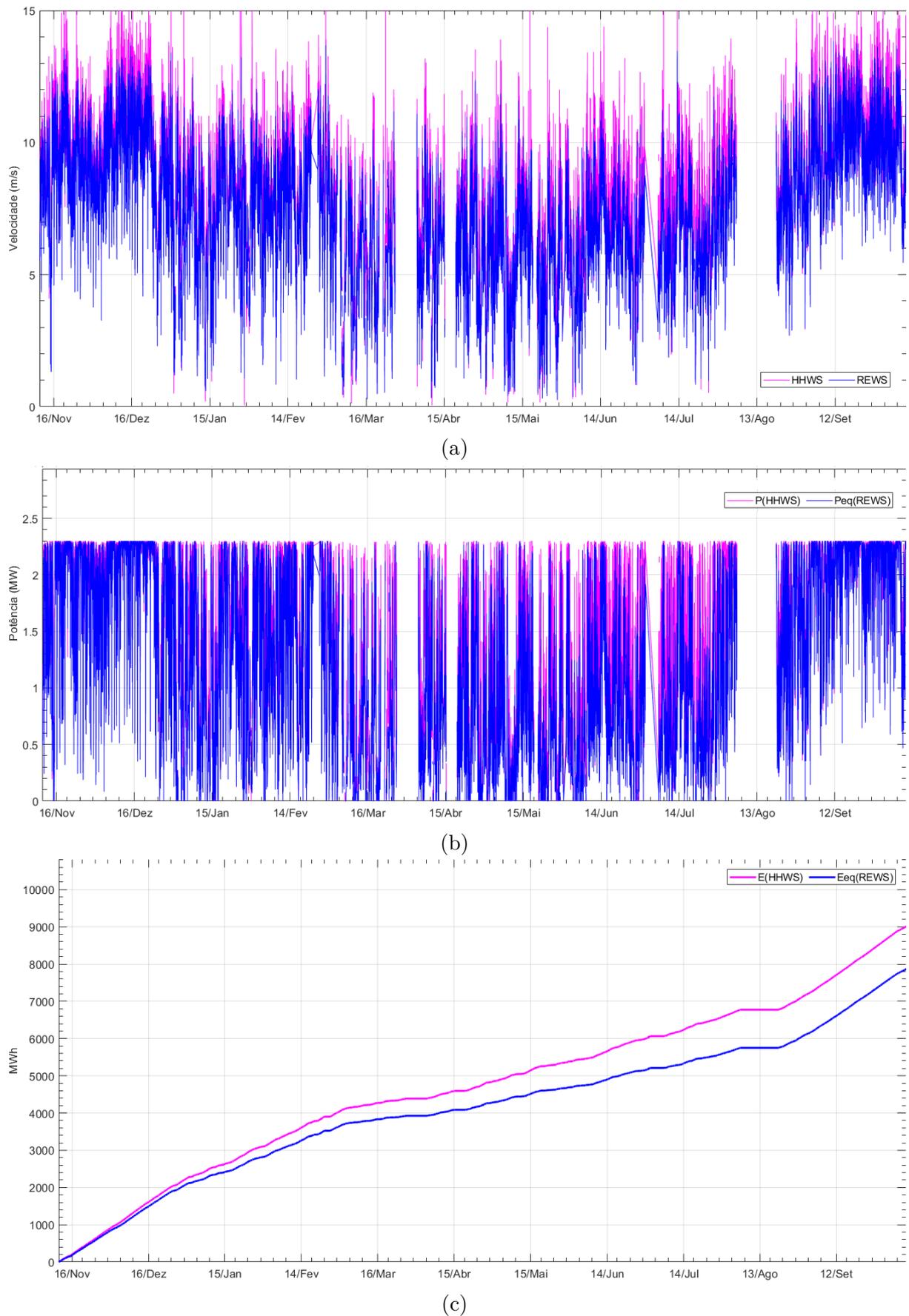


Figura 9 – Séries temporais de velocidade do vento, potência de turbina e energia acumulada para o ponto P1. (a) Velocidade do vento HHWS versus velocidade do vento equivalente U_{eq} . (b) Potência de turbina $P(HHWS)$ vs. $P_{eq}(REWS)$. (c) Energia acumulada $E(HHWS)$ vs $E_{eq}(REWS)$.

Em P1, a AEP avaliada pelo HHWS é 5,3% maior do que usando o REWS (2.482 MWh vs. 2.357 MWh). Como observado, a metodologia HHWS estima um valor de AEP maior do que a metodologia REWS, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia na primeira é maior do que na última.

É observado, a partir do gráfico na Figura 9a e Figura 9b, que a intensidade de velocidade do vento e a potência gerada são maiores no período entre os meses de setembro e dezembro, que corresponde à estação seca da região equatorial do Maranhão, com menor precipitação e maior disponibilidade de vento. A partir do final de dezembro, a produção de energia diminui, período que coincide com o início da estação chuvosa na região de estudo.

4.2 Produção de Energia em Diferentes Pontos a Partir da Costa

Nesta seção são analisados o comportamento da Produção Anual de Energia estimada em diferentes pontos com distâncias crescentes do litoral usando os métodos HHWS e REWS. Estes resultados ilustram a disponibilidade energética à medida que se adentra o continente. Para obter os dados apresentados nessa seção foram usados os dados medidos pelo LIDAR nos diferentes pontos apresentados anteriormente (P2 a P5).

Os pontos P1, P2 e P3 estão localizados em uma região costeira, a uma distância de 5,6 a 7,8 km do litoral, sendo o terreno das estações semelhantes com morfologias de cristas de dunas e depressões de dunas com grama fixa [21]. A estação P4 está localizada no aeroporto de Barreirinhas, a 26 km de P1. O terreno em P4 é composto por areia, com vegetação baixa no entorno e dentro de área urbana com edificações baixas (casas). A estação P5 está localizada a sudoeste de Barreirinhas, em uma área vegetada com arbustos de pequena altura. P5 está a 32 km de P1 [3, 21].

A medição anual do SODAR em P1 é utilizada como base para as estações observacionais do LIDAR, que se moveu de P1 a P5 de novembro de 2021 a setembro de 2022. Para fins comparativos, o expoente de cisalhamento foi avaliado e representado nos casos propostos. Esse expoente representa a variação média da velocidade do vento para cada período do dia avaliado durante todo o período disponível em cada ponto.

Devido ao período de comparação distinto em P1 para os dispositivos LIDAR e SODAR, a análise comparativa dos casos a seguir considera apenas os pontos P2, P3, P4 e P5.

4.2.1 Caso 1: P2

O ponto P2, com período 43 dias de medição compreendido entre 15 de dezembro de 2021 a 27 de janeiro de 2022 evidencia um período de transição da primavera para o verão

na região de estudo, com uma redução progressiva nos ventos e aumento da precipitação conforme [21]. Denotando o período de transição com aumento da precipitação, em muitas ocorrências de medições os ventos caíram para velocidades abaixo de 2 m s^{-1} em janeiro de 2022 [21].

Para fins comparativos, os parâmetros de energia acumulada, velocidade e a variação média diária do cisalhamento para o período registrados nos métodos de captação REWS e HHWS são ilustrados nas figuras 10, 11a e 11b, respectivamente.

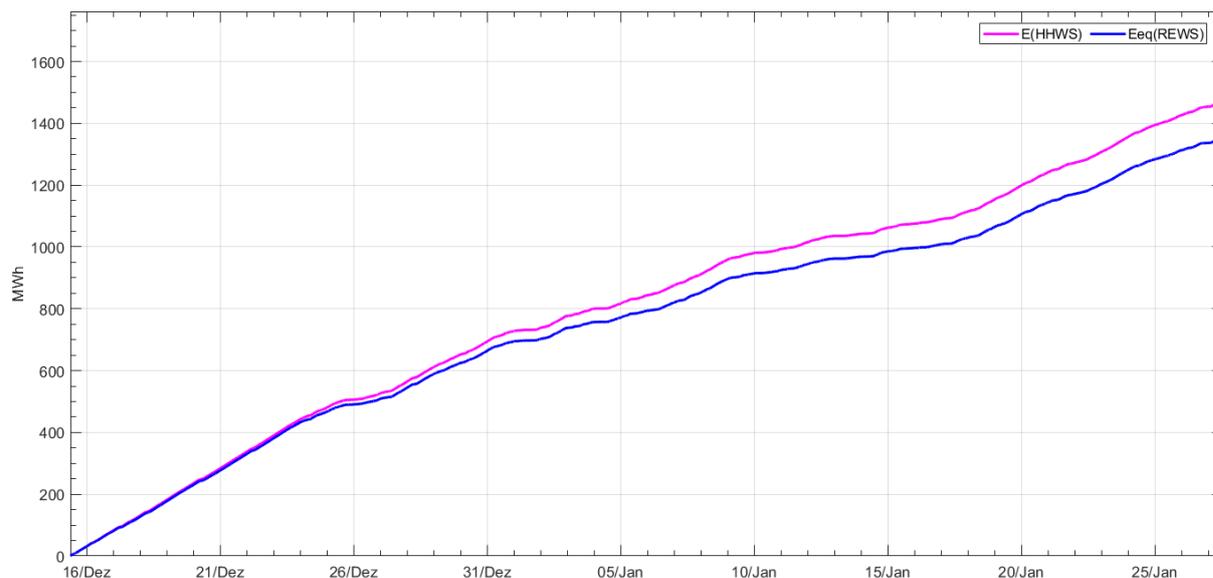


Figura 10 – Energia acumulada durante medição em P2 para ambos métodos.

Em P2, a AEP avaliada pelo HHWS utilizando o perfilador LIDAR, é 8,75% maior do que usando o REWS (1.480 MWh versus 1.371 MWh). Como observado, a metodologia HHWS novamente superestima a AEP, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia é maior do que na metodologia REWS. De forma análoga, selecionando o mesmo intervalo na medição anual do SODAR, a AEP avaliada pelo HHWS é 12,13% maior que o calculado com REWS (1.444 MWh versus 1.287 MWh).

No P2, observa-se que geralmente a atmosfera permanece em um estado neutro das 19h às 04h00, tornando-se estável das 04h00 às 09h00, e posteriormente assumindo características convectivas das 10h00 às 18h00.

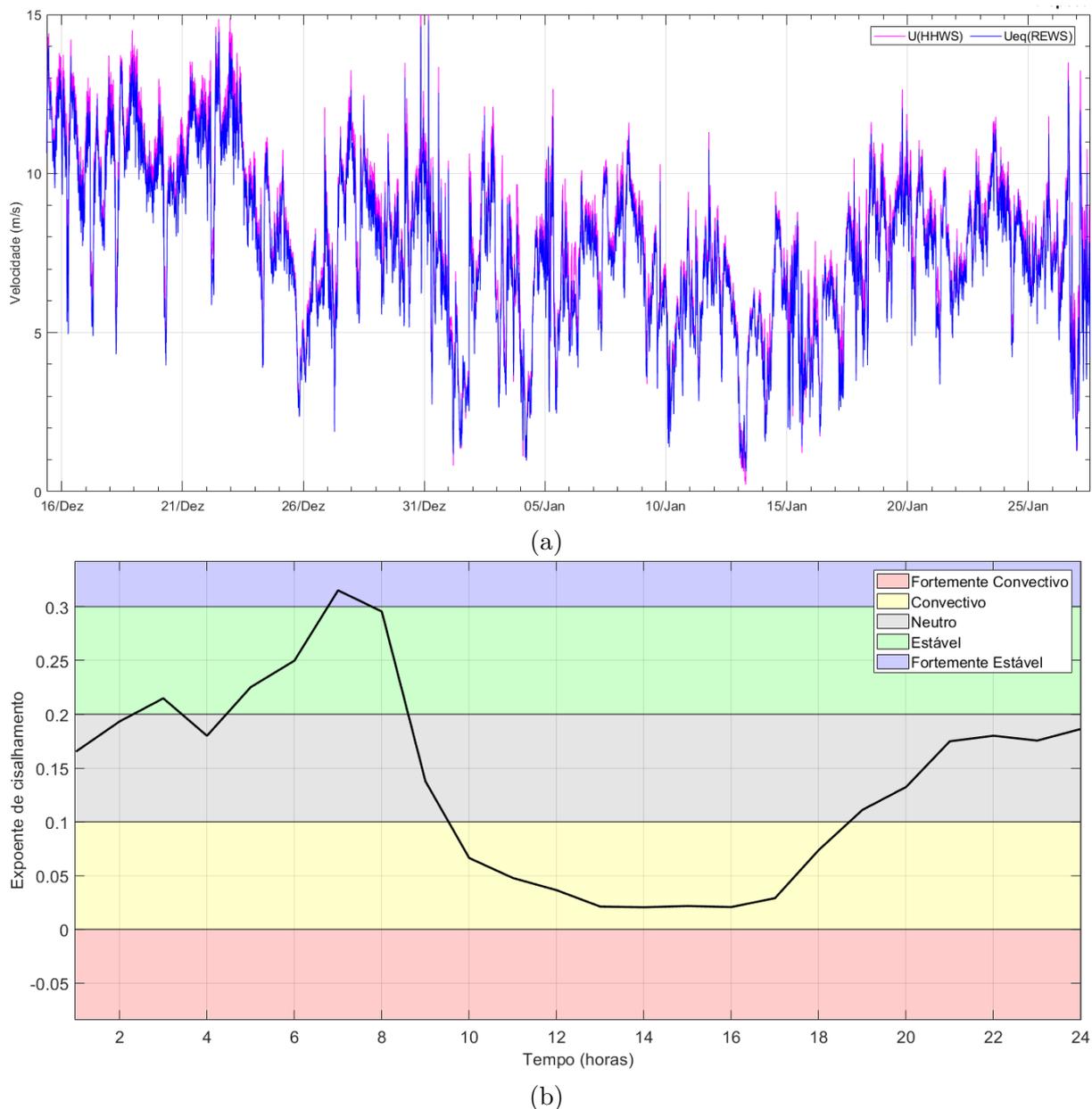


Figura 11 – Em P2(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P2 entre 15 de dezembro de 2021 e 27 de janeiro de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.

Além disso, é possível observar que a atmosfera é predominantemente neutra a estável na madrugada e primeiras horas da manhã, convectiva durante a maior parte do dia e neutra das 19h às 4h. As magnitudes máximas do vento ocorrem ao meio-dia em P2 [21] em concordância com os expoentes de cisalhamento de vento observados com condições atmosféricas convectivas, promovidas pelo aquecimento da superfície.

A dependência do cisalhamento em relação à direção do vento é observado em P2 [21]. Os cisalhamentos mais fortes são associados aos ventos oriundos diretamente do continente e para ventos com ângulos pequenos em relação à costa. O baixo cisalhamento

está associado a ventos fortes do norte e nordeste [21].

4.2.2 Caso 2: P3

O ponto P3, com período 80 dias de medição compreendido entre 28 de janeiro de 2022 a 18 de abril de 2022 evidencia o período chuvoso na região de estudo, com uma redução significativa nos ventos e intensificação da precipitação conforme [21]. Para fins comparativos, os parâmetros de energia acumulada, velocidade e a variação média diária do cisalhamento para o período registrados nos métodos de captação REWS e HHWS são ilustrados nas figuras 12, 13a e 13b, respectivamente.

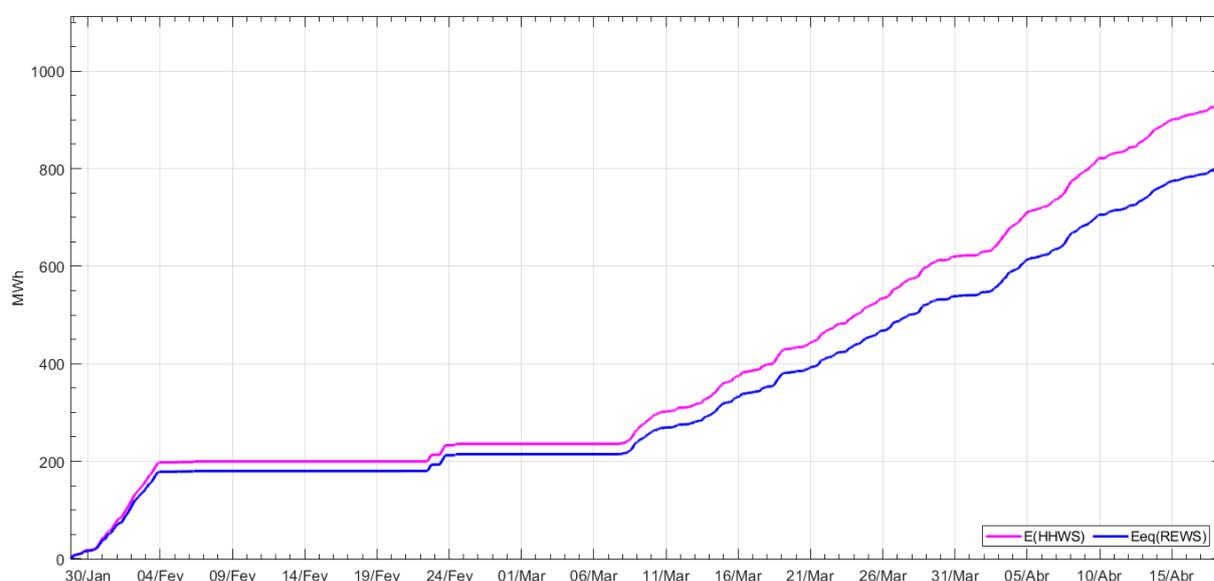


Figura 12 – Energia acumulada durante medição em P3 para ambos métodos.

A medições registradas em P3 demonstram um pico de velocidade do vento no meio da tarde (14h), que coincide com o cisalhamento na zona convectiva [21]. A dependência do cisalhamento no P3 em relação à direção do vento demonstra uma distribuição semelhante à do P2, mas com um aumento no ângulo relativo de aproximação para perfis fortemente cisalhados [21].

Em P3, a AEP avaliada pelo HHWS, utilizando o perfilador LIDAR, é 14,57% maior do que usando o REWS (961 MWh versus 839 MWh). Como observado, a metodologia HHWS superestima a AEP, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia é maior do que na metodologia REWS. De forma análoga, selecionando o mesmo intervalo na medição anual do SODAR, a AEP avaliada pelo HHWS é 17,98% maior que o calculado com REWS (1.495 MWh versus 1.267 MWh).

Vale destacar que os dados aferidos em P3 durante demonstram um pico de velocidade do vento no período da tarde às 14h00, período que coincide com condição convectiva do expoente de cisalhamento.

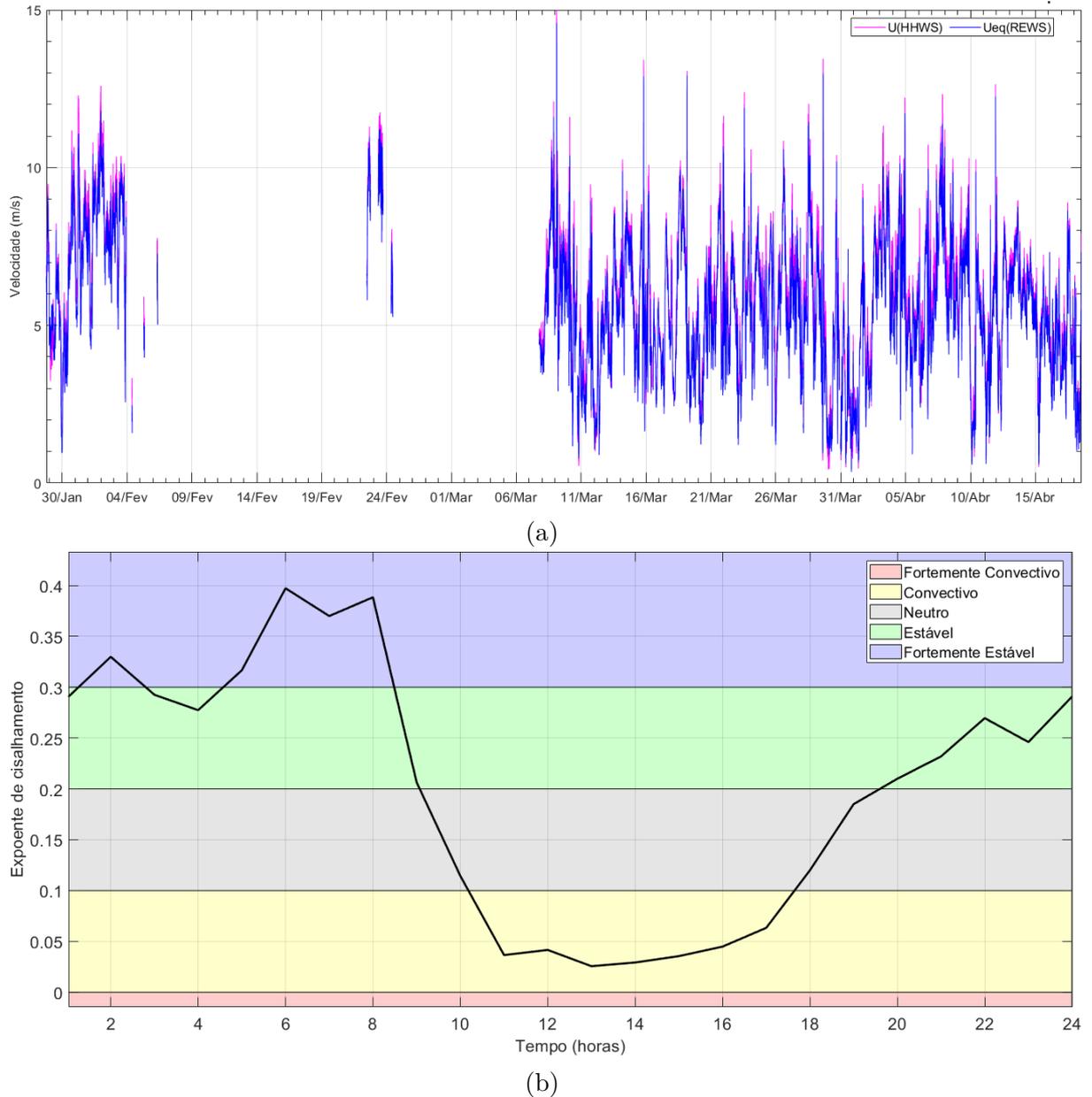


Figura 13 – Em P3(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P3 entre 28 de janeiro e 06 de março de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.

4.2.3 Caso 3: P4

O ponto P4, com período 54 dias de medição compreendido entre 20 de abril de 2022 a 13 de junho de 2022 também evidencia o período chuvoso na região de estudo, com uma redução significativa nos ventos e intensificação da precipitação conforme [21].

Para fins comparativos, os parâmetros de energia acumulada, velocidade e a variação média diária do cisalhamento para o período registrados nos métodos de captação REWS e HHWS são ilustrados nas figuras 14, 15a e 15b, respectivamente.

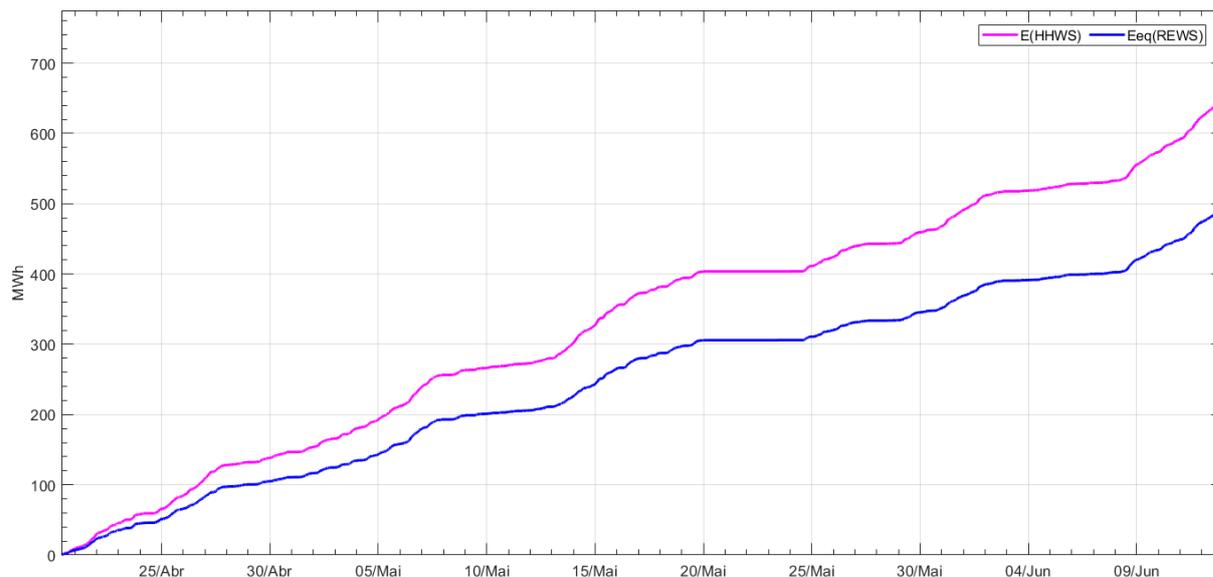


Figura 14 – Energia acumulada durante medição em P4 para ambos métodos.

Em P4, a AEP avaliada pelo HHWS, utilizando o perfilador LIDAR, é 27,01% maior do que usando o REWS (670 MWh versus 527 MWh). Como observado, a metodologia HHWS superestima a AEP, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia é maior do que na metodologia REWS.

De forma análoga, selecionando o mesmo intervalo na medição anual do SODAR para o ponto P1, a AEP avaliada pelo HHWS é 30,66% maior que o calculado com REWS (986 MWh versus 754 MWh).

Em P4, as observações revelam uma atmosfera geralmente predominantemente estável das 20h00 às 09h00 da manhã, seguida por uma mudança para um estado convectivo das 10h00 às 16h00. A partir das 16h00, os dados mostram que atmosfera varia de neutra a estável, demonstrando uma transição gradual de condições. É possível observar que a atmosfera é neutra das 19h00 às 9h00, quando se torna convectiva.

O ponto P4 não tem valores máximos de intensidade e velocidade durante as horas de instabilidade atmosférica 9h00 às 17h00, indicando que a rugosidade do terreno e o aquecimento têm maior importância para o comportamento do escoamento atmosférico [21].

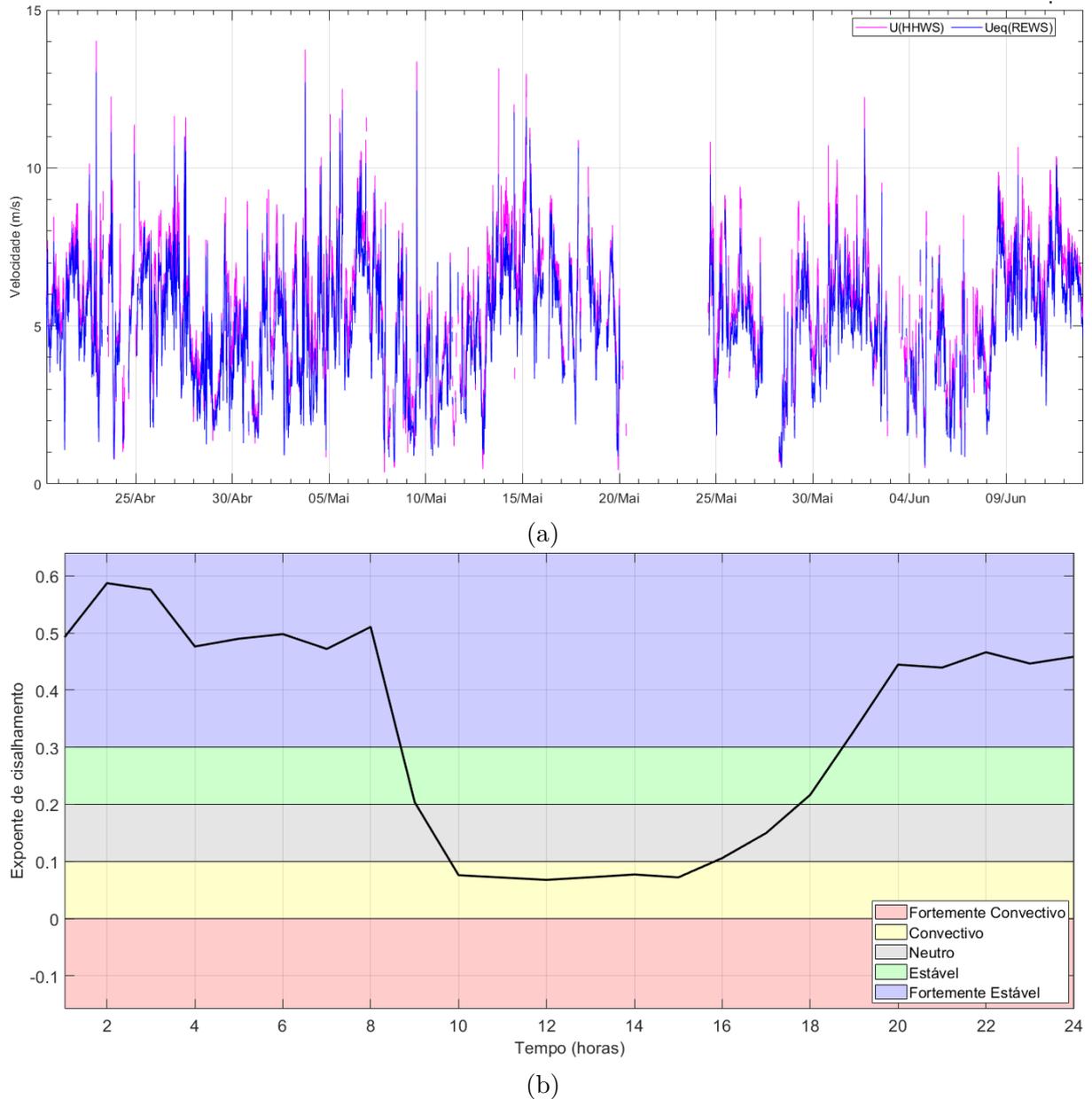


Figura 15 – Em P4(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P4 entre 20 de abril e 13 de junho de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.

4.2.4 Caso 4: P5

O ponto P5, situado às margens do Rio Preguiças, na zona urbana da cidade de Barreirinhas, foi objeto de medição por um período de 42 dias, compreendido entre 15 de junho de 2022 e 27 de julho de 2022. Durante esse intervalo, também foi observada a presença do período chuvoso na região de estudo, embora com uma intensidade menor [21]. Esse padrão climático caracteriza o início da transição para a estação seca na região. As velocidades médias do vento foram de $4,68 \text{ m s}^{-1}$ em P5.

Para fins comparativos, os parâmetros de energia acumulada, velocidade e a variação média diária do cisalhamento para o período registrados nos métodos de captação REWS e HHWS são ilustrados nas figuras 16, 17a e 17b, respectivamente.

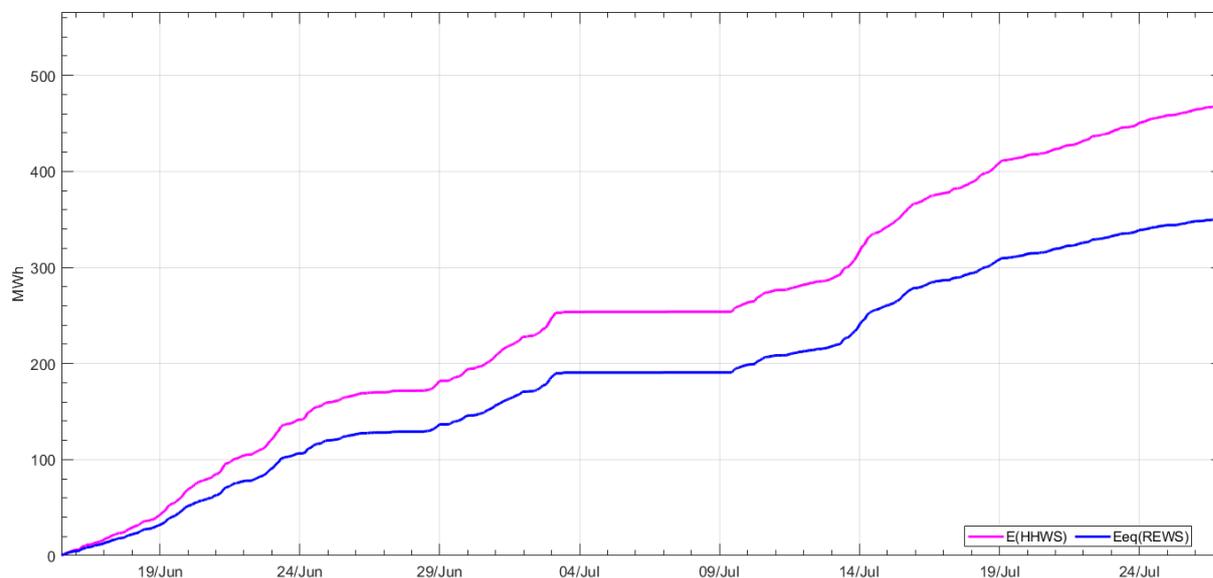


Figura 16 – Energia acumulada durante medição em P5 para ambos métodos.

Em P5, a AEP avaliada pelo HHWS, utilizando o perfilador LIDAR, é 29,75% maior do que usando o REWS (482 MWh versus 371 MWh). Como observado, a metodologia HHWS novamente superestima a AEP, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia é maior do que na metodologia REWS.

De forma análoga, selecionando o mesmo intervalo na medição anual do SODAR, a AEP avaliada pelo HHWS é 34,88% maior que o calculado com REWS (764 MWh versus 567 MWh).

No P5, a estabilidade atmosférica teve comportamento fortemente estável predominante das 20h00 às 09h00, enquanto as condições se tornaram convectivas das 10h00 às 18h00. No intervalo de tempo de 18h00 às 20h00, a atmosfera exibiu variações de neutra a estável. O ponto P4, assim como P3, também não tem valores máximos durante as horas de instabilidade atmosférica das 09h00 às 17h00, indicando que a rugosidade do terreno e o aquecimento têm maior importância para o comportamento do vento [21].

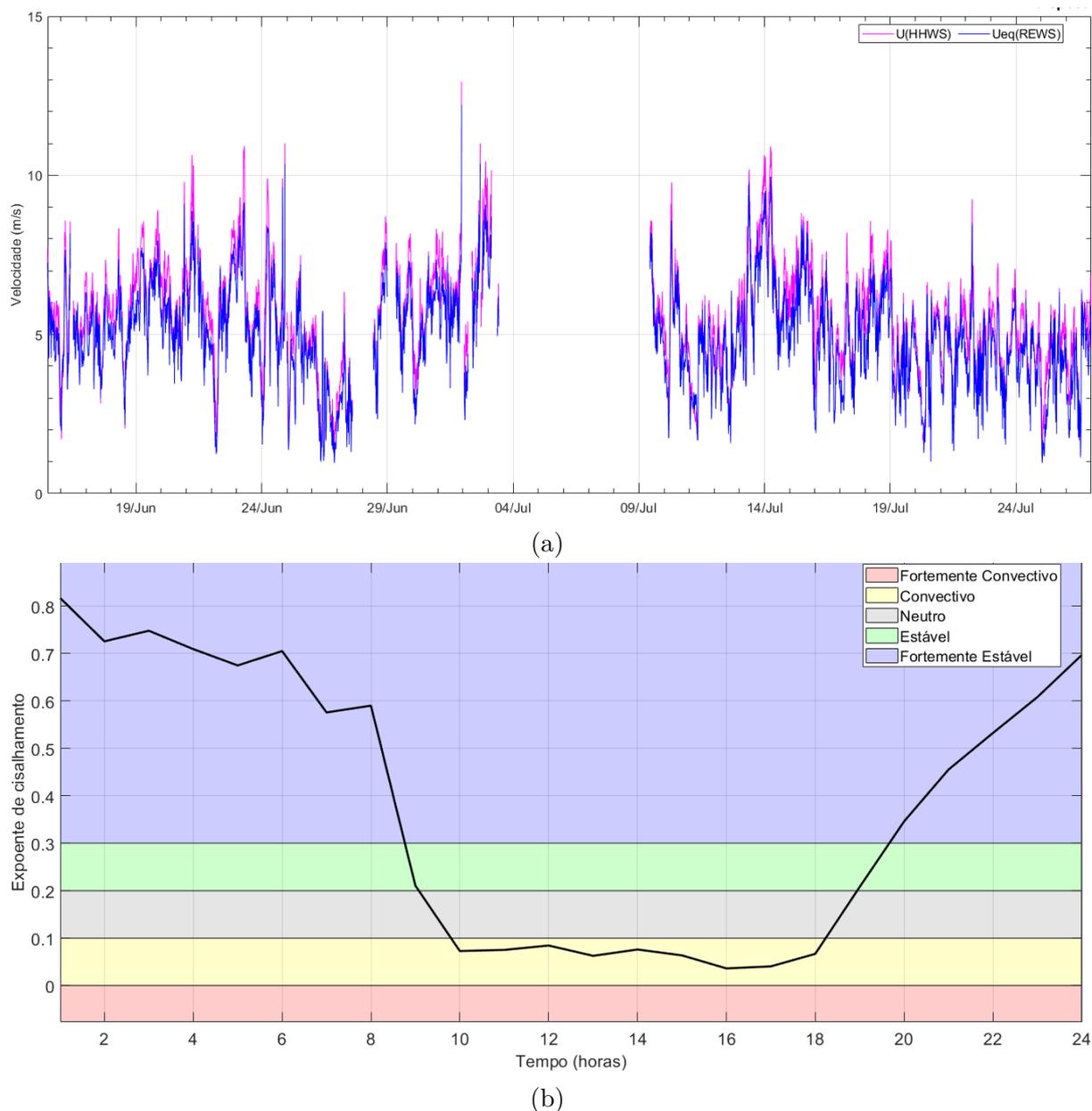


Figura 17 – Em P5(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (α) para o ponto P4 entre 15 de junho e 27 de julho de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.

4.2.5 Análise Comparativa

A Tabela 6 resume as medições dos casos apresentados acima mostrando a razão entre as medições de energia obtida pela metodologia REWS para o SODAR fixo em P1 e o LIDAR nos pontos de medição P2, P3, P4 e P5. A razão é calculada dividindo a energia equivalente estimada utilizando os dados medidos por ambos instrumentos em diferentes pontos.

Há uma tendência de diminuição da REWS à medida que a distância da costa

Tabela 6 – Razão entre a AEP calculado pelo método REWS para o SODAR e LIDAR nos pontos de medição

Ponto	SODAR (Eeq)	LIDAR (Eeq)	Eeq SODAR/Eeq LIDAR	Diferença %
P2	1.287	1.361	0,9461636815	-5,38%
P3	1.267	839	1,510954378	51,10%
P4	754	527	1,430414849	43,04%
P5	567	371	1,526271176	52,63%

aumenta para o LIDAR. O coeficiente de correlação linear entre a REWS e a distância da costa é de -0,98 para o LIDAR, o que indica uma forte relação negativa entre elas. Com exceção do P2, em que a medição do LIDAR supera P1, as demais medições de P3 a P5 indicam que a continentalidade influencia de forma significativa a produção de energia eólica. As diferenças percentuais de P2 a P5 são de -5,38%, 51,1%, 43,04% e 52,63%, respectivamente.

4.3 Influência da Sazonalidade na Produção de Energia

Com o objetivo de investigar os efeitos da sazonalidade na produção de energia, foram selecionados dados de medição obtidos com o LIDAR no ponto P3 em períodos distintos do ano. Conforme mencionado no capítulo 3, o ponto P3 fica localizado a 7.8 km da costa da região em estudo.

4.3.1 Estação chuvosa

O primeiro período de medição neste ponto, conforme 4.2.2, totalizam 80 dias entre 28 de janeiro e 06 de março de 2022. A caracterização da estação é predominantemente chuvosa com redução significativa nos ventos [21]. Para fins comparativos, a variação da velocidade nos métodos de captação REWS e HHWS são ilustrados na figura 13a e a variação média diária do cislhamento para o período na figura 13b.

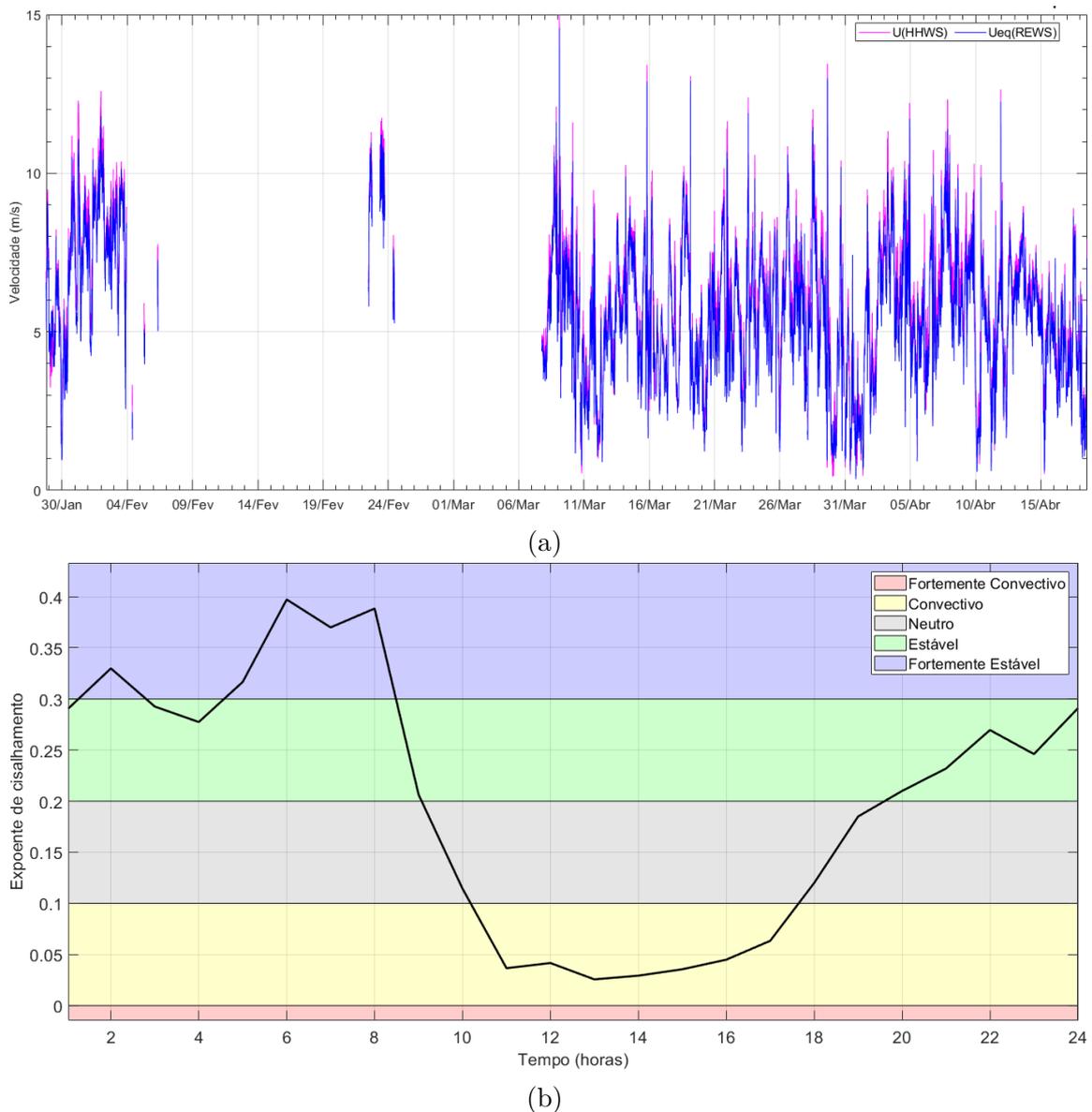


Figura 18 – Em P3(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P3 entre 28 de janeiro e 06 de março de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.

A caracterização do cisalhamento para o período chuvoso é predominante nas condições fortemente estável e estável durante a madrugada. Durante o dia varia de convectivo a estável. Em nenhum horário dos dias do intervalo de medição as condições se mostram fortemente convectivas.

4.3.2 Estação Seca

O segundo período de medição neste ponto totalizam 80 dias entre 28 de julho de 2022 e 15 de setembro de 2022. A caracterização da estação é predominantemente seca com aumento significativo da intensidade dos ventos [21]. Para fins comparativos, a variação

da velocidade nos métodos de captação REWS e HHWS são ilustrados na figura 13a e a variação média diária do cisalhamento para o período na figura 13b.

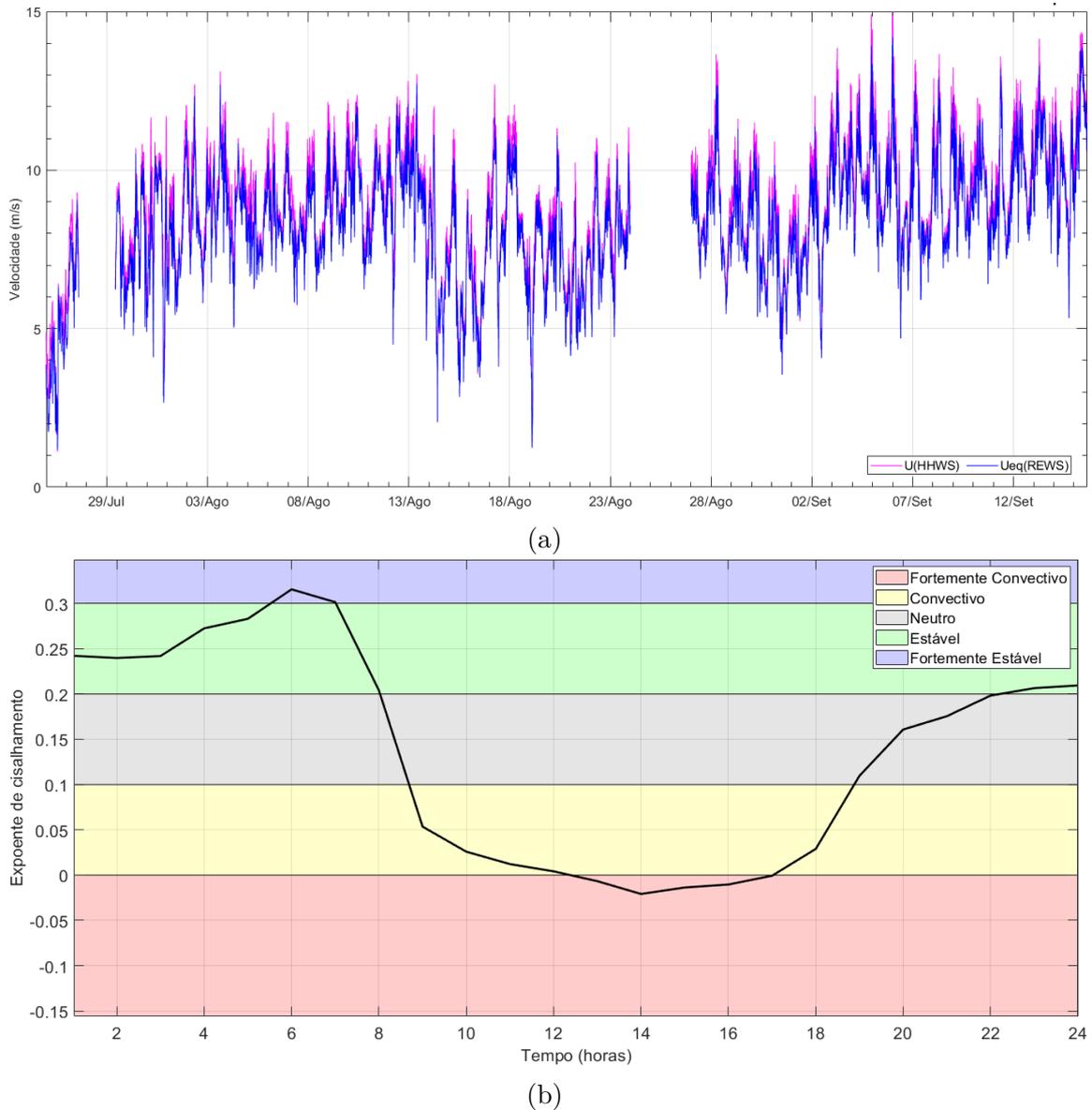


Figura 19 – Em P3(a) velocidade medida HHWS vs. REWS e (b) Variabilidade diurna média por hora do expoente de cisalhamento do vento (alfa) para o ponto P3 entre 29 de julho e 15 de setembro de 2022. As cores sombreadas indicam a classificação de estabilidade conforme mostrado na Tabela 4.

No P3 durante a estação seca, a atmosfera permanece estável das 22h00 às 08h00, passando a variar entre neutra e convectiva das 08h00 às 12h00. Posteriormente, das 12h00 às 17h00, observa-se um estado fortemente convectivo. No período das 17h00 às 22h00, a atmosfera oscilou entre convectiva e neutra. Essas flutuações ressaltam a dinâmica das condições atmosféricas na área de estudo.

A caracterização do cisalhamento para o período seco é predominante nas condições estável e neutra durante a madrugada. Durante o dia varia de convectivo a fortemente

convectivo. É possível afirmar que a condição fortemente estável é pouco predominante na estação.

4.3.3 Análise Comparativa da Sazonalidade em P3

A tabela 7 mostra, de forma resumida, a produção de energia para o ponto P3 nas estações chuvosa e seca apresentadas nas seções 4.3.1 e 4.3.2.

Tabela 7 – Medição em P3 nas estações seca e chuvosa na região equatorial maranhense

Estação	LIDAR (Et)	LIDAR (Eeq)	LIDAR (Et/Eeq)	Diferença %
Chuvosa	961	839	1,145697581	14,57%
Seca	1.930	1.780	1,084149975	8,41%

Para a estação chuvosa em P3, a produção de energia por meio da metodologia HHWS é 14,57% maior que a calculada com o método REWS (961 MWh versus 839 MWh). Para a estação seca em P3, a produção de energia calculada por meio da metodologia HHWS é 8,41% maior que a calculada com método REWS (1930 MWh versus 1780 MWh).

Os resultados acima mostram que a produção de energia é mais favorável na estação seca, que tende a dispor de ventos mais fortes e menor precipitação. Além disso, o método HHWS mostra maior sobrestimação no período chuvoso. Conseqüentemente, é possível afirmar que a metodologia REWS, por apresentar menor desvio em relação a metodologia HHWS, captura com mais fidelidade as nuances provocadas por influência de fenômenos micrometeorológicos.

4.4 Influência da Altura do *Hub* na Produção de Energia

De antemão, conforme revisão bibliográfica do capítulo 2, sabe-se que a dimensão de turbinas eólicas tem evoluído para acessar alturas mais elevadas visando o aumento de capacidade de geração de energia.

Com o objetivo de investigar os efeitos da variação de altura do hub da turbina eólica na produção de energia, foram selecionadas as alturas de 90 e 110 metros como altura de referência para fins comparativos com a altura de 130m deste estudo. Para esta seção são utilizados os dados do SODAR em P1.

4.4.1 Altura de referência a 90m

Em P1, com altura de referência a 90 metros, a AEP avaliada pelo HHWS é 8,52% maior do que usando o REWS (6.878 MWh versus 6.338 MWh). Como observado, a metodologia HHWS superestima a AEP em relação ao REWS, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia é maior do que na metodologia REWS.

A figura 20 evidencia as velocidades registradas nos limites de altura inferior em 50 metros e superior em 160 metros e o comportamento da velocidade medida em ambos métodos ao longo do período de medição caracterizado pela estação chuvosa. Os gráficos das figuras 21a e figura 21b ilustram, respectivamente, a potência gerada pela turbina e energia acumulada para ambos métodos.

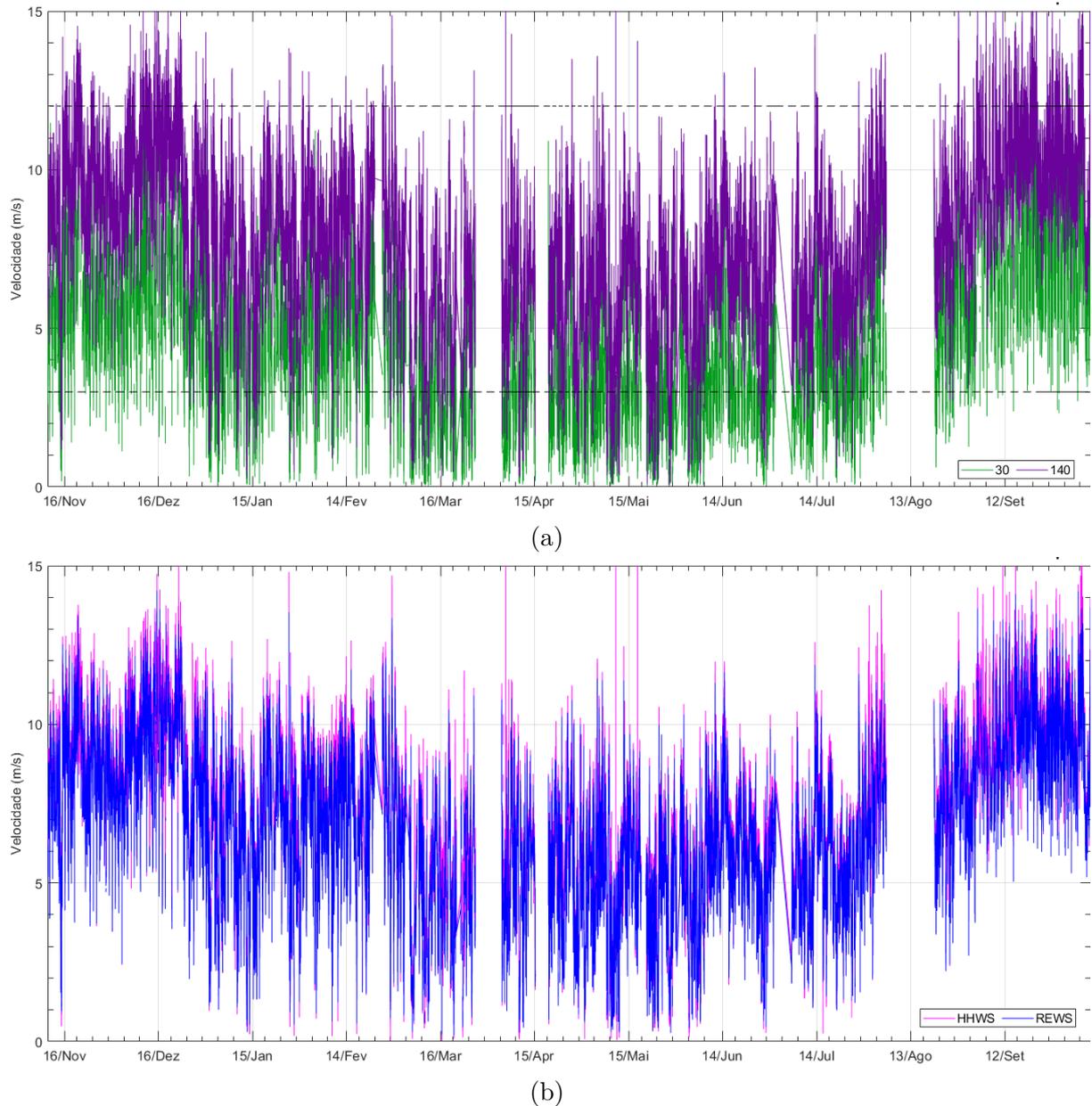


Figura 20 – Em P1 com referência HHWS a 90m (a) limites inferior e superior de altura e (b) Velocidades (HHWS) vs. (REWS).

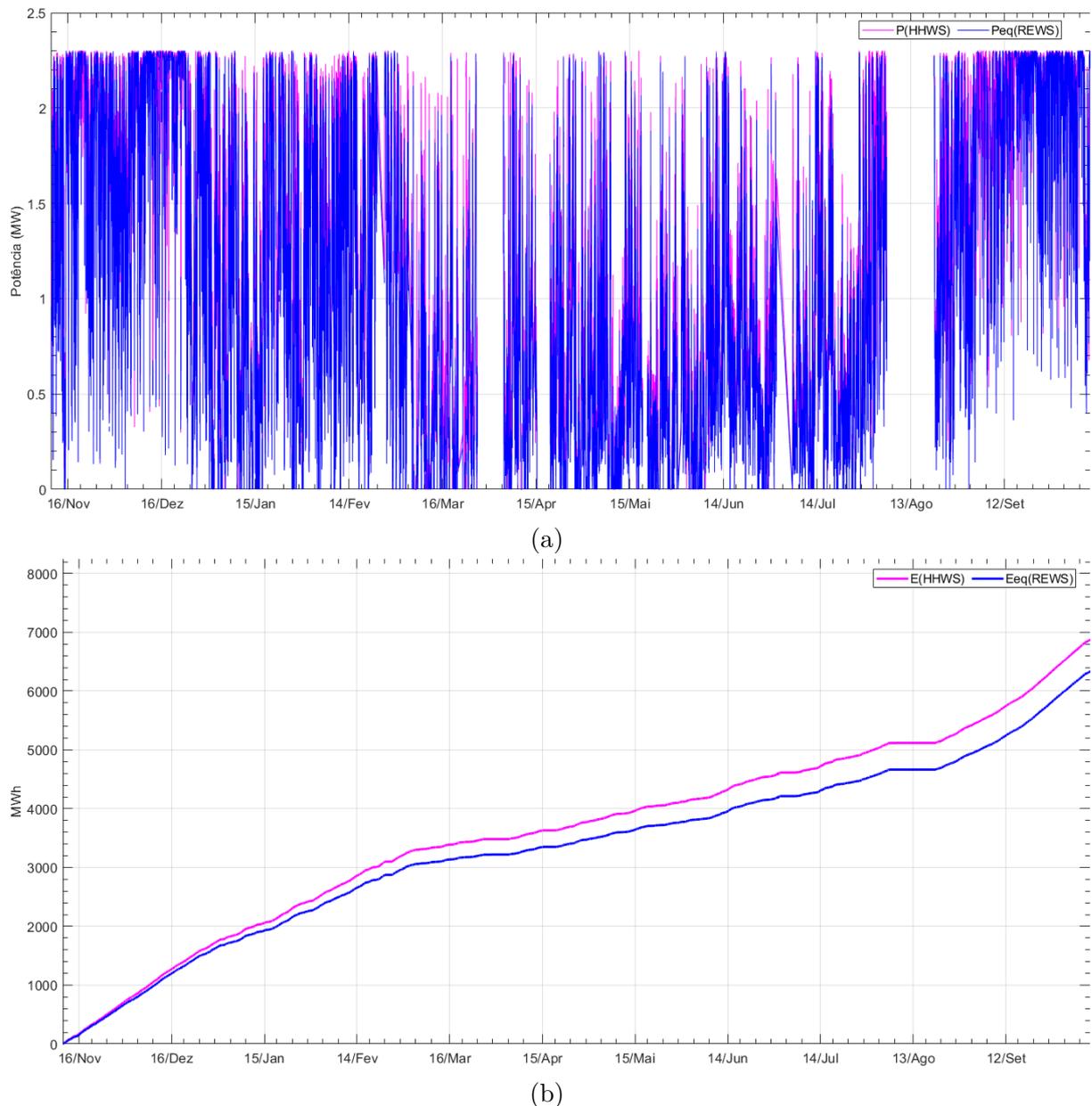


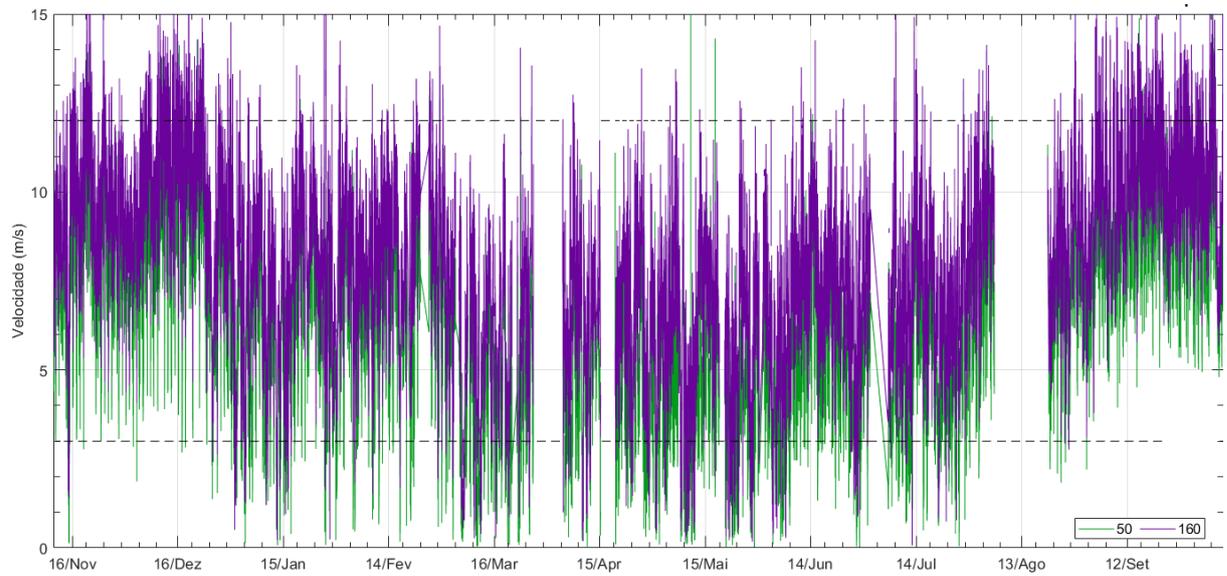
Figura 21 – Em P1 com referência HHWS a 90m (a) potência gerada HHWS vs. REWS e (b) energia acumulada durante o período em ambos métodos.

4.4.2 Altura de referência a 110m

Em P1, com altura de referência a 110 metros, a AEP avaliada pelo HHWS é 11,6% maior do que usando o REWS (8.662 MWh versus 7.762 MWh). Como observado, a metodologia HHWS superestima a AEP, uma vez que a velocidade do vento considerada para a previsão de energia é maior do que na metodologia REWS.

A figura 22 evidencia as velocidades registradas nos limites de altura inferior em 50 metros e superior em 160 metros, o comportamento da velocidade medida em ambos métodos ao longo do período de medição caracterizado pela estação seca. Os picos de velocidade REWS registrados atingem 14 m s^{-1} em meados de dezembro 2021 e meados

de setembro de 2022.



(a)

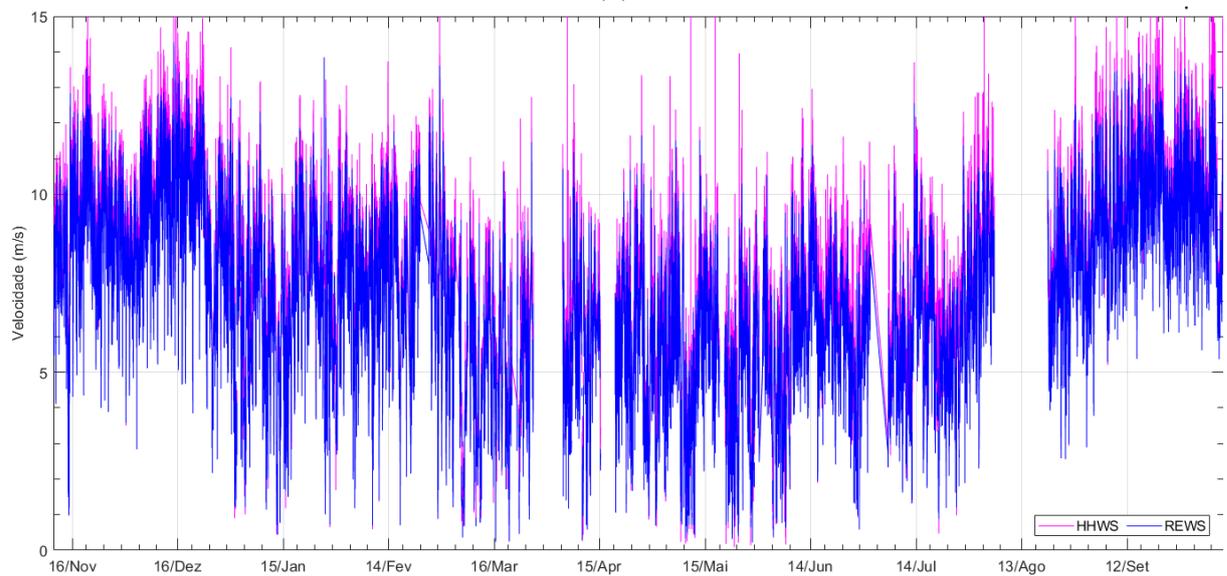


Figura 22 – Em P1 com referência HHWS a 110m (a) limites inferior e superior de altura e (b) Velocidades (HHWS) vs. (REWS).

Os gráficos das figuras 23a e figura 23b ilustram, respectivamente, a potência gerada pela turbina e energia acumulada para ambos métodos.

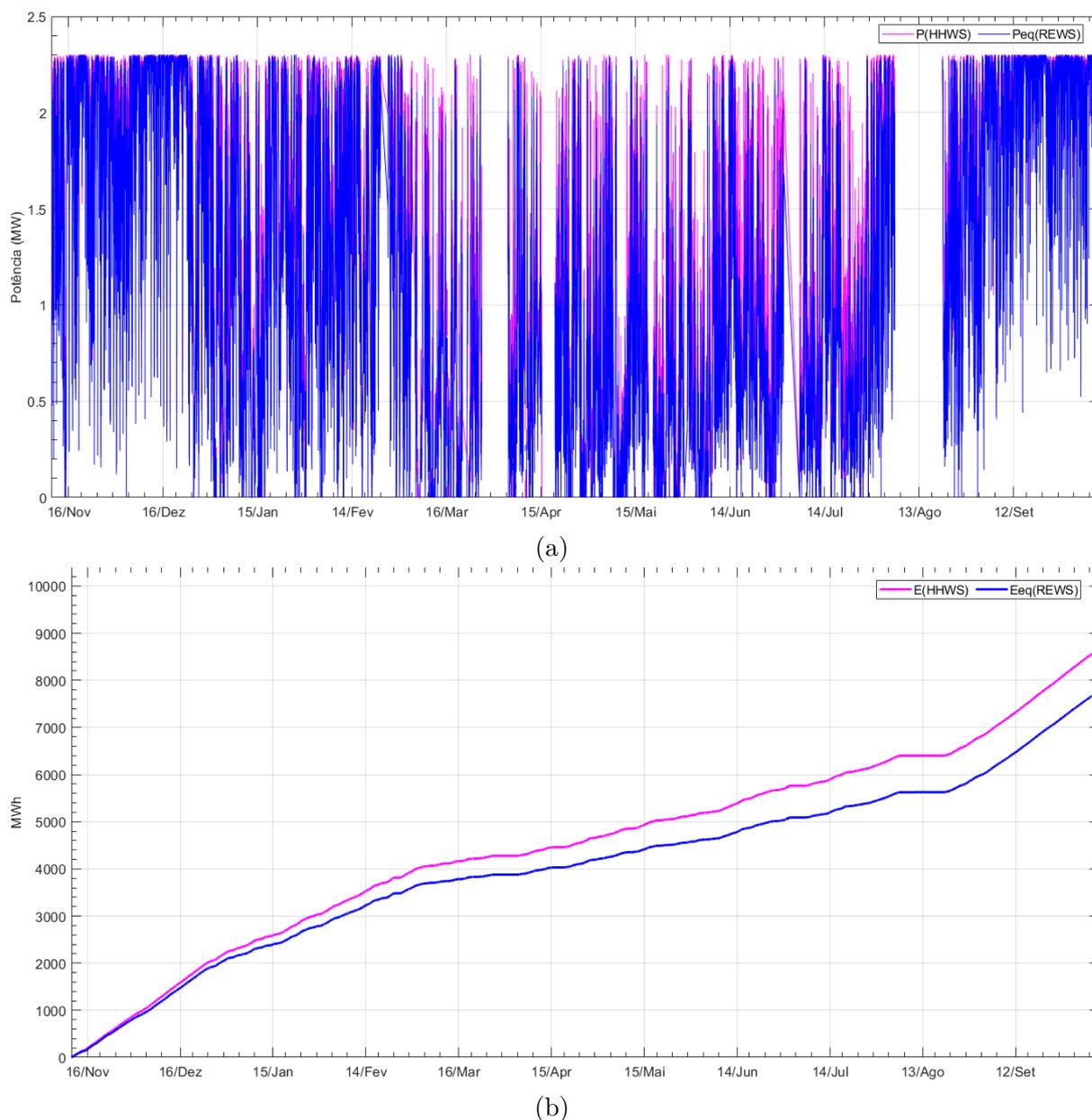


Figura 23 – Em P1 com referência HHWS a 110m (a) potência gerada HHWS vs. REWS e (b) energia acumulada durante o período em ambos métodos.

4.4.3 Análise comparativa por altura de referência

A tabela 8 mostra uma comparação entre os métodos HHWS e REWS, em diferentes alturas de *hub* (90, 110 e 130). À medida que a altura do *hub* aumenta, a razão entre HHWS e REWS também aumenta. Isso sugere que tanto o método HHWS quanto o método REWS capturam aumento da produção de energia proporcionalmente a elevação da altura do *hub* da turbina.

Em uma altura de *hub* de 90, a razão entre HHWS e REWS é de aproximadamente 1,085, indicando que o método HHWS está estimando resultados cerca de 8,52% mais altos do que o método REWS. À medida que a altura do *hub* aumenta para 110, a razão

aumenta para cerca de 1,116, indicando um aumento na diferença entre as previsões de AEP para cerca de 11,60%. Finalmente, em uma altura de *hub* de 130, a razão aumenta ainda mais para cerca de 1,146, com diferença de AEP aumentando para 14,57%.

Nesta análise comparativa de estimativa de produção de energia eólica entre os métodos propostos, observa-se uma tendência do HHWS sobrestimar a geração de energia, o que pode explicar os valores mais altos em comparação com o REWS à medida que a altura do *hub* aumenta. Tal fator indica a necessidade de investigação de fenômenos que se tornam mais proeminentes em alturas de *hub* maiores. Os dados apresentados nesta análise reforçam a necessidade de cautela ao usar o método HHWS, especialmente em alturas de *hub* maiores. Dependendo do grau de precisão necessário, pode ser preferível usar o método REWS para evitar a sobrestimação da geração de energia.

No entanto, é importante notar que a escolha do método pode depender do contexto específico. Em alguns casos, pode ser aceitável ou até mesmo desejável ter uma estimativa conservadora (ou seja, maior) da geração de energia. Por exemplo, isso pode ser útil para fins de planejamento, onde uma margem de segurança é necessária.

Tabela 8 – Razão entre os métodos HHWS e REWS para diferentes alturas de hub

Altura Referência	HHWS	REWS	HHWS/REWS	Diferença %
90	6.878	6.338	1,08522561	8,52%
110	8.662	7.762	1,115996532	11,60%
130	9.011	7.865	1,145744345	14,57%

5 Conclusões

As análises que compõem a contribuição deste trabalho evidenciam que as condições atmosféricas têm um impacto direto na estimativa da produção de energia. A metodologia REWS é capaz de capturar fenômenos micrometeorológicos considerando toda a área do disco do rotor, reduzindo a possível superestimação da AEP demonstrada pela metodologia HHWS em relação ao REWS.

Como uma limitação dos resultados apresentados, os autores apontam a necessidade de comparar ambas as previsões de AEP, por HHWS e por REWS, com uma medida real de uma turbina eólica. Tal comparação forneceria uma melhor figura do grau de superestimação, ou mesmo subestimação, para ambos os métodos. No entanto, coletar dados reais de produção de parques eólicos existentes para comparar com a AEP avaliada pelas metodologias HHWS e REWS é uma tarefa desafiadora. Estes incluem a proteção de dados proprietários, preocupações com a privacidade e limitações técnicas. Diante desses obstáculos, estimar a produção de energia usando dados coletados em campo surge como uma alternativa viável para a avaliação do método.

Embora os dados reais de produção possam enriquecer a análise, obtê-los nem sempre é prático ou viável. Nesse contexto, adotar uma metodologia rigorosa, conduzir uma análise detalhada dos resultados e reconhecer as limitações do estudo tornam-se essenciais. Esses elementos podem fornecer uma base sólida para pesquisas futuras, garantindo que as conclusões sejam robustas e confiáveis.

Considerando a sazonalidade experimentada pela região e as nuances observadas entre os pontos de medição, é possível afirmar que a estabilidade atmosférica e a continentalidade são fatores importantes para a produção de energia, pois ambos impactam sobre o cisalhamento do vento. Em condições observadas durante os períodos chuvosos, variações diurnas mais fortes do cisalhamento tendem a acontecer, de modo que desvios importantes são observados na captura de REWS. Isso demonstra que a captura de REWS é adequada para análises de longo prazo, por capturar com maior precisão as variações dos fenômenos atmosféricos em escalas micro e regional e impactos na produção de energia. Estimativas mais confiáveis de geração eólica podem ser obtidas pelo REWS em detrimento ao HHWS.

Esse fator confere maior confiabilidade à modelagem de parques eólicos e destaca a necessidade de empregar tecnologias avançadas de medição e modelagem, para obter dados mais confiáveis e fundamentados na análise e planejamento de parques eólicos. Para tanto, sugere-se a implementação de estratégias como andensar medidas anemométricas entre as alturas inferior e superior das pás ou usar LIDAR em parques eólicos. Essas informações têm implicações significativas para o setor de energia renovável e podem contribuir para o

desenvolvimento de estratégias mais eficientes em aspectos econômicos e sustentáveis no uso dos recursos eólicos.

Para trabalhos futuros, a investigação apresentada deve ser aprimorada com mais detalhes e dados medidos em diferentes pontos e estações para explicar melhor os fenômenos observados. Além disso, a influência de outros fenômenos no fluxo de vento deve ser investigada, como a Intensidade de Turbulência e o efeito da densidade do ar.

5.1 Trabalhos Futuros

Mediante as considerações obtidas para o a análise comparativa entre os métodos, as seguintes sugestões para trabalhos futuros são descritas a seguir, como forma de contribuir para a continuidade deste estudo:

1. Análise comparativa estendida para levar em consideração a intensidade da turbulência. Isso tornaria a análise mais precisa e forneceria uma melhor compreensão do impacto desses fatores na produção de energia de parques eólicos.

2. Análise comparativa em diferentes regiões e condições de atmosféricas. Isso permitirá avaliar a aplicabilidade da análise em diferentes contextos.

3. Sobreposição de curvas de produção reais às estimativas obtidas neste trabalho com os dois métodos avaliados.

4. Obtenção de dados de geração de turbina eólica na região seria uma contribuição relevante para a continuidade deste estudo.

5.2 Artigos Associados a essa Dissertação

- A. V. C. Martins, D. Q. Oliveira, F. M. Pimenta and R. B. S. Veras, "Influence of Vertical Wind Shear on the Annual Energy Production of a Coastal Region in Northeastern Brazil," 2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS), Brasilia, Brazil, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/WCNPS60622.2023.10344372.
- A. V. C. Martins e D. Q. Oliveira, "Análise Comparativa da Produção Anual de Energia Eólica na Região Equatorial Brasileira usando Metodologia Padrão e Dados de LIDAR," in Proceedings of the 14th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE 2022), ISBN: 978-85-64689-02-2, DOI: 10.29327/547386.

Referências

- [1] C.L. Archer and M.Z. Jacobson. Spatial and temporal distributions of u.s. winds and wind power at 80 m derived from measurements. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 108(9), 2003. doi: 10.1029/2002jd002076.
- [2] S. Pal Arya. *Introduction to Micrometeorology*, volume 79. Academic Press, San Diego, CA, 2001.
- [3] A. T. Assireu et al. Eosolar project: Assessment of wind resources of a coastal equatorial region of brazil-overview and preliminary results. *Energies*, 15:2319, 2022.
- [4] D. Astanei et al. Annual energy production estimation based on wind speed distribution. In *2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, pages 862–867, 2016.
- [5] R.J. Barthelmie. The effects of atmospheric stability on coastal wind climates. *Meteorol. Appl.*, 6:39–47, 1999.
- [6] Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim de geração eólica 2022, 2022. URL <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>. Acessado em 18 de julho de 2023.
- [7] EPE. Balanço energético nacional 2023. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>, 2023. (Acessado em 26 de agosto 2023).
- [8] A.R. Torres Junior et al. Performance evaluation of lidar and sodar wind profilers on the brazilian equatorial margin. *Sustainability*, 14:14654, 2022.
- [9] W.C.Radünz et al. Influence of atmospheric stability on wind farm performance in complex terrain. *Appl.Energy*, 282:116149, 2021.
- [10] G.-H. Ryu et al. A study of energy production change according to atmospheric stability and equivalent wind speed in the offshore wind farm using cfd program. *J. Environ. Sci. Int.*, 25:247–257, 2016.
- [11] International Electrotechnical Commission. IEC 61400-12-1; Wind Turbines-Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines. Geneva, Switzerland, 2005.
- [12] Ioannis Antoniou et al. Wind shear and uncertainties in power curve measurement and wind resources. *Wind Engineering*, 33:449–468, 2009.

- [13] International Renewable Energy Agency (IRENA). Título do documento, 2018. URL <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-externos/>. Acessado em 24 de Setembro de 2023.
- [14] J. Zhu et al. Improved structural design of wind turbine blade based on topology and size.
- [15] J.Korean Sol.Energy Soc. Variations and its impacts on the power generation by concentric equivalent wind speed. *J.Korean Sol.Energy Soc.*, 36:49–61, 2016.
- [16] L. Landberg. *Meteorology for Wind Energy: An Introduction*. John Wiley Sons, Ltd, 2016.
- [17] M. Bilgili et al. Effect of growth in turbine size on rotor aerodynamic performance of modern commercial large-scale wind turbines. *Arab.J.Sci.Eng.*, 46:7185–7195, 2021.
- [18] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley, West Sussex, UK, 2009.
- [19] Offshore Engineer Magazine. Offshore Wind Turbines: Size Really Matters, Rystad Says. <https://www.oedigital.com/news/481796-offshore-wind-turbines-size-really-matters-rystad-says>, 2020. (acessado em 12 de julho 2023).
- [20] E. O’Shaughnessy et al. Corporate acceleration of the renewable energy transition and implications for electric grids. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 146:111160, 2021.
- [21] F. M. Pimenta et al. Characterization of wind resources of the east coast of maranhão, brazil. *Energies*, 16(14):5555, 2023. doi: 10.3390/en16145555.
- [22] G. H. Ryu et al. Atmospheric stability effects on offshore and coastal wind resource characteristics in south korea for developing offshore wind farms. *Energies*, 15(4): 1305, 2022.
- [23] G. H. Ryu et al. Analysis of vertical wind shear effects on offshore wind energy prediction accuracy applying rotor equivalent wind speed and the relationship with atmospheric stability. *Applied Sciences*, 12(14):6949, 2022.
- [24] Geon-Hwa Ryu et al. Accounting for the atmospheric stability in wind resource variations and its impacts on the power generation by concentric equivalent wind speed. *Journal of the Korean Solar Energy Society*, 36:49–61, 02 2016. doi: 10.7836/kjes.2016.36.1.049.
- [25] A. Sathe, S.E. Gryning, and A. Peña. Comparison of the atmospheric stability and wind profiles at two wind farm sites over a long marine fetch in the north sea. *Wind Energy*, 14:767–780, 2011.

- [26] S.C. Pryor et al. Wind power production from very large offshore wind farms. *Joule*, 5:2663–2686, 2021.
- [27] F. Scheurich et al. Improving the accuracy of wind turbine power curve validation by the rotor equivalent wind speed concept. *Journal of Physics: Conference Series*, 753(7):072029, Sep 2016. doi: 10.1088/1742-6596/753/7/072029.
- [28] Frank Scheurich et al. Improving the accuracy of wind turbine power curve validation by the rotor equivalent wind speed concept. In *J.Phys.Conf.Ser.*, volume 753, page 072029, 2016.
- [29] Rafael B. S. Veras et al. Assessing economic complementarity in wind-solar hybrid power plants connected to the brazilian grid. *Sustainability*, 15(11), 2023. ISSN 2071-1050. doi: 10.3390/su15118862.
- [30] W. Van Sark et al. Do we really need rotor equivalent wind speed? *Wind Energy*, 22: 745–763, 2019.
- [31] R. Wagner et al. Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement. *WIND ENERGY*, 14(8):993–1004, 2011.
- [32] John M. Wallace and Peter V. Hobbs. *Atmospheric Science: An Introductory Survey*. Publisher Name, Publisher Location, 2 edition, 2006. ISBN 0-12-732951-X. QC861.3.W35 2006.
- [33] John M. Wallace and Peter V. Hobbs. *Atmospheric Science: An Introductory Survey*. Second edition, 2006.
- [34] Sonia Wharton and Julie K Lundquist. Atmospheric stability affects wind turbine power collection. *Environmental Research Letters*, 7:014005, 2012.
- [35] Sonia Wharton et al. Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm. *Wind Energy*, 15, 2012. doi: 10.1002/we.483.
- [36] A. S. Wise et al. Meso- to microscale modeling of atmospheric stability effects on wind turbine wake behavior in complex terrain. *WIND ENERGY SCI.*, 7(1):367–386, 2022.
- [37] Ryan Wiser et al. Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. *Nature Energy*, 6(5):555–565, 2021.
- [38] A. J. Wood and J. R. Elliot. *Wind Energy Engineering*. CRC Press, 2017.
- [39] Z. Ren et al. Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 144:110886, 2021.

- [40] L. Zhan et al. Lidar measurements for an onshore wind farm: Wake variability for different incoming wind speeds and atmospheric stability regimes. *WIND ENERGY*, 23(4):501–527, 2020.