

CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE VENTO DE UMA REGIÃO DO NORDESTE BRASILEIRO UTILIZANDO O SOFTWARE WINDOGRAPHER

Bruno França Vieira¹
Rita Karolinny Chaves Lima²

RESUMO

O Brasil destaca-se no cenário global da energia eólica, ocupando a sexta posição em capacidade instalada e gerando 15,2% de sua matriz elétrica a partir dessa fonte renovável. No Nordeste, região responsável por 92% da geração eólica nacional, características como médias anuais de vento de até 9,0 m/s nas áreas litorâneas impulsionam investimentos no setor. Este estudo objetiva caracterizar o perfil de vento em uma região no interior do Nordeste brasileiro, utilizando dados anemométricos e meteorológicos coletados ao longo de 24 meses por uma estação de torres de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) e tratados pelo software *Windographer*. A análise incluiu a distribuição de velocidades e direções do vento, perfis de cisalhamento e variáveis atmosféricas locais, seguindo normas da IEC 61400-12-1 e instrumentação em consonância com o documento Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas elaborado pela Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE). Os resultados indicam uma velocidade média de vento de 7,462 m/s e direção predominante em 112,5°. A distribuição de Weibull revelou maior frequência de ventos entre 7,5 m/s e 8,0 m/s. A rugosidade do terreno foi avaliada com coeficiente médio de 0,879 m, revelando baixa complexidade do solo. Extremos de velocidade de vento foram modelados, prevendo um pico histórico de 19,049 m/s em até 50 anos. Os dados coletados fornecem suporte técnico para dimensionamento e avaliação de riscos em empreendimentos eólicos, destacando o potencial da região para geração sustentável de energia. Este estudo reforça a importância da aplicação de ferramentas computacionais e metodologias padronizadas na análise de recursos energéticos renováveis.

Palavras-chave: Eólica. Perfil de vento. *Windographer*. Nordeste.

ABSTRACT

Brazil stands out in the global wind energy scenario, ranking sixth in installed capacity and generating 15.2% of its energy matrix from this renewable source. In the northeast, a region responsible for 92% of the national wind energy generation, characteristics such as annual wind averages of up to 9.0 m/s in coastal areas drive investments in the sector. This study aims to characterize the wind profile in a region located in the interior of northeastern Brazil, using anemometric and meteorological data collected over 24 months by a tower station for Anemometric Measurement Monitoring (AMA) and processed using *Windographer* software. The analysis included the distribution of wind speeds and directions, shear profiles, and local atmospheric variables, following IEC 61400-12-1 standards and the instrumentation of the anemometric station according to the document Installation of Anemometric Stations - Best Practices of the Brazilian Energy Research Corporation (EPE). The results indicate an average wind speed of 7.462 m/s and a predominant direction of 112.5°. The Weibull distribution revealed a higher frequency of winds between 7.5 m/s and 8.0 m/s. The terrain roughness was evaluated with an average coefficient of 0.879 m, indicating low soil complexity. Extreme wind

¹Discente da Especialização em Gestão de Recursos Hídricos Ambientais e Energéticos, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB), brunofranca7991@gmail.com.

²Docente da Especialização em GRHAE, UNILAB, karolinny@unilab.edu.br.

speeds were modeled, predicting a historical peak of 19.049 m/s within 50 years. The collected data provide technical support for the design and risk assessment of wind energy projects, highlighting the region's potential for sustainable energy generation. This study reinforces the importance of applying computational tools and standardized methodologies in the analysis of renewable energy resources.

Keywords: Wind energy. Wind profile. *Windographer*. Northeast.

1 INTRODUÇÃO

O Brasil possui atualmente 1.027 parques eólicos espalhados pelo território nacional, com uma capacidade instalada em operação comercial de 30,45 GW, representando 15,2% da matriz elétrica nacional (ABEEÓLICA, 2023). De acordo com o Global Wind Energy Council – GWEC (2021), o país é o sexto colocado no ranking mundial de capacidade total instalada e se tornou o terceiro país no ranking de nova capacidade instalada onshore em 2023. Representando 18% dos investimentos em energias renováveis em 2023, o setor eólico encerrou o ano com R\$22,17 bilhões de investimento.

Tais investimentos necessitam de embasamento técnico e justificativa para que sejam realizados. Uma vez que o vento, que é o principal insumo dessa fonte de energia, constitui um recurso de característica variável, existem incertezas ligadas à avaliação dos parâmetros que influenciam na estimativa da capacidade de geração de um parque eólico. Segundo o boletim anual de 2023, publicado pela Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEÓLICA, o Nordeste gerou 83,52 TWh, representando 92% de toda a energia produzida por esse setor. Entre outros fatores, a expressividade dessa região no cenário nacional deve-se ao seu perfil de vento, que, conforme o mapa eólico brasileiro, pode atingir médias anuais de 9,0 m/s nas áreas litorâneas, especialmente no segundo semestre, período em que as médias de vento são mais elevadas.

Nas etapas de prospecção, a precisão dos equipamentos e métodos utilizados na coleta e tratamento dos dados são de particular relevância. A instrumentação da estação anemométrica deve seguir padrões e critérios técnicos, como os estabelecidos pela norma internacional IEC 61400-12-1 (IEC, 2017), e os dispostos no documento Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015).

Caracterizar o perfil de vento de uma região de interesse é um requisito fundamental para as etapas de prospecção de um empreendimento eólico. A determinação das médias de velocidade do vento, da direção predominante, do cisalhamento do vento e dos aspectos atmosféricos da região contribui para a previsão de parâmetros relevantes, como a Energia Anual Produzida (EAP) e a variação da velocidade do vento com a altura. Esses fatores, por sua vez, auxiliam na estimativa das diferentes cargas aplicadas ao longo da área de varredura do rotor.

Ter conhecimento sobre as direções predominantes do vento na região é outro aspecto relevante para parques eólicos, pois, conforme explica Taira (2019), o espaçamento e posicionamento das turbinas eólicas imprimem forte influência na energia produzida devido às perdas causadas pelo efeito esteira, que pode ser minimizado ao dispor melhor os aerogeradores de maneira que sofram menos com a turbulência *downwind* na principal direção do vento na região.

De acordo com Gallon (2020), analisar variáveis de temperatura, umidade e pressão auxilia na caracterização do fenômeno de estratificação térmica. Schuster (2021) destaca que quando a Camada Limite Atmosférica (CLA) é aquecida pelo sol em momentos de maior incidência da luz solar, ocorre um aumento na instabilidade térmica e na intensidade de

turbulência da região, alterando o perfil vertical de vento.

O presente trabalho teve como objetivo caracterizar o perfil de vento de uma região localizada no interior do Nordeste brasileiro, com base em uma análise qualitativa e quantitativa dos dados anemométricos e meteorológicos coletados ao longo de 24 meses, utilizando o software *Windographer*. Para tal, foram investigados aspectos como o perfil de cisalhamento do vento, a distribuição de velocidades e direções predominantes, bem como variáveis atmosféricas locais, seguindo os critérios estabelecidos por normativas como a IEC 61400-12-1 (IEC, 2017) e a Portaria nº 102/2016 do Ministério de Minas e Energia (MME, 2016). Além disso, foram avaliados extremos de velocidade de vento e seus períodos de retorno, permitindo um mapeamento do recurso eólico na região estudada. Os dados coletados são provenientes de uma estação de torres de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) e foram fornecidos pela empresa Voltalia, com especificações de fornecimento ditados pela própria empresa.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No contexto de crescente demanda de energia renovável, pesquisas recentes têm se dedicado à simulação e monitoramento das condições atmosféricas em diversas localidades do Brasil, com o objetivo de otimizar a previsão de ventos e viabilizar o planejamento de parques eólicos. No estudo de Gonçalves *et al.* (2022), por exemplo, foi realizada uma simulação de tempo, utilizando diferentes parametrizações de camada limite e resolução de níveis verticais do modelo em mesoescala WRF (Weather Research and Forecasting), de um parque eólico offshore, localizado na região costeira do município de Parnaíba, estado do Piauí. Com medições realizadas por LiDAR e torres anemométricas, foi possível prever os padrões locais de vento, fornecendo uma representação precisa da direção, velocidade e cisalhamento do vento.

Em estudo com aspectos semelhantes, Gomes *et al.* (2019) avaliaram o potencial de geração eólica no estado da Bahia, considerando dados sobre o comportamento dos ventos na região e os empreendimentos já em operação. Além disso, foi também analisado, por meio de simulações na plataforma Matlab/Simulink, o potencial de geração eólica específico do município de Guanambi, localizado no alto sertão baiano. Os resultados mostraram que o estado da Bahia como um todo se destaca nacionalmente no cenário offshore, apresentando médias anuais de ventos favoráveis para a geração de energia por meio do recurso eólico. O potencial de geração de Guanambi ficou evidente pelo perfil diário de vento com pouca variação e considerável capacidade energética.

Já Jacondino *et al.* (2019) realizaram uma análise estatística do vento em dois parques do estado do Rio Grande do Norte. O comportamento do vento foi avaliado em uma altura de 95 m, objetivando identificar qual época do ano de 2017 foi favorável para a produção de energia eólica. Foi constatado que o período de primavera apresentou maiores taxas de velocidades médias mensais de vento, com destaque para a produção no mês de setembro. Os menores valores foram observados no período do outono daquele ano.

Avaliações precisas de recursos eólicos disponíveis em locais distintos possuem grande relevância. Softwares, cálculos, análises estatísticas e sistema de informação geográfica são algumas das ferramentas necessárias para a realização de mapeamentos, simulações, modelagens e estimativas anuais de energia (Murthy; Rahi, 2017). Conforme afirmam Lopez-Villalobos *et al.* (2022), a análise só pode ser realizada de forma eficaz com base em estudos detalhados das condições locais, incluindo a rugosidade da superfície, a presença ou ausência de interferências e a topografia, entre outros fatores, que são essenciais para a construção de um trabalho consistente e viável. Atualmente, a literatura ainda carece de mais estudos dedicados à área de energia eólica, tanto em termos de metodologias aplicadas quanto de estudos de caso. O tema é de grande interesse contemporâneo para o Brasil e o mundo.

2.1 Ferramenta Computacional

O estudo e a avaliação dos recursos eólicos de uma região são essenciais para definir sua relevância para futuros empreendimentos. Para definir características do perfil de vento de uma área de interesse, diversos métodos podem ser utilizados, tais como coletas em estações anemométricas, estimativas de satélites e tecnologias de sensoriamento remoto, como a LiDAR (Light Detection and Ranging), sendo que ao menos um ano de dados medidos em terra deve ser considerado (Dayal *et al.*, 2021).

O uso de softwares para modelagem e tratamento dos dados coletados tem ocorrido em larga escala, uma vez que esses programas executam os modelos matemáticos necessários para esse tipo de metodologia de avaliação. Softwares como WASP, OpenWind, WindPRO e WindFarm são amplamente utilizados, principalmente devido à sua capacidade de prever as características do vento em regiões onde não há medições disponíveis (Murthy, 2017).

Outro software amplamente utilizado para análises de perfil de vento é o *Windographer*, da empresa UL Solutions. De acordo com Lira *et al* (2017), com o *Windographer* é possível realizar a análise de uma grande quantidade de dados, gerando gráficos e tabelas como resultados. Esse software permite configurações por parte do usuário do banco de dados utilizado, bem como importar, visualizar, simular e processar os dados de medições de vento, realizando o tratamento de dados coletados e simulando velocidades de vento em diversas alturas (Reginato; Julião, 2019).

Diversos estudos comprovam a eficácia do *Windographer* em aplicações práticas no setor eólico. No estudo de Lázár *et al.* (2024) foi realizada uma análise comparativa de métodos de extrapolação de velocidade do vento na Hungria, usando o *Windographer* como verificador e comparador de valores de velocidades de vento, proporcionando cálculos de densidade de energia eólica em diferentes intervalos de tempo. Já Caglayan *et al.* (2019) efetuaram a análise do potencial de energia eólica em um ponto específico do Campus da Universidade de Kocaeli, utilizando o *Windographer* para fornecer a energia potencial, energia gerada e a potência da saída das turbinas eólicas a serem implementadas no local.

Para o presente trabalho, a escolha deste software para análises de medição, correlação e predição dos dados coletados, se deu em função de sua interface amigável e possibilidade de importação de dados coletados em vários formatos. Foi utilizada a versão grátis, com validade de 15 dias, disponível no site do fabricante.

2.2 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é usada em diversas análises de recurso eólico para modelar as distribuições de velocidade de vento. Sua popularidade é atribuída a sua compatibilidade com diversos tipos de topografia e condições atmosféricas (El Kihel *et al.*, 2024). A distribuição de Weibull possui dois parâmetros importantes para a caracterização da distribuição de vento, o fator de forma k e o fator de escala c (o software *Windographer* utiliza a letra A para determinar o fator de escala). A Equação 1 apresenta a função de densidade de probabilidade de ocorrência para cada velocidade de vento e a Equação 2 apresenta a função de distribuição cumulativa dos dois parâmetros.

Equação 1

$$f(v)=\frac{k}{A}\left(\frac{v}{A}\right)^{k-1}\times\exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

Equação 2

$$F(U) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right]$$

Nas Equações 1 e 2, v é a velocidade do vento (m/s); k é o fator de forma da distribuição; e A é o fator de escala. O fator de forma define a amplitude da distribuição. Valores de k mais baixos indicam uma distribuição ampla com uma maior variação das velocidades do vento, porém, em distribuições com k maior, a distribuição tende a se aglutinar. Já o parâmetro A , como o próprio nome indica, define a escala da função de distribuição. Para o software utilizado, o método de distribuição de Weibull busca encontrar os parâmetros de k e A que melhor se encaixam na distribuição de vento.

2.3 Instrumentação

A norma IEC 61400-12-1 (IEC, 2017), em seu capítulo 7, juntamente com o documento Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas (EPE, 2015) indicam quais sensores meteorológicos devem ser empregados em campanhas de medição para *site calibration*, curva de potência e torres AMA. No presente trabalho, foram utilizados 4 tipos diferentes de sensores na campanha de medição, devidamente calibrados e rastreados pela empresa proprietária. Os tipos de calibração são definidos no anexo F da IEC 61400-12-1 (IEC, 2017).

2.3.1 Anemômetro de copo

Os anemômetros de copo são sensores projetados para detectar e medir a velocidade e a componente horizontal do vento em estudos de meteorologia, sendo também empregados em campanhas de medição da curva de potência em parques eólicos e definição do perfil de vento de determinada região. Tais dispositivos fornecem valores instantâneos de velocidade do vento em uma frequência de atualização de 1 Hz. A IEC 61400-12-1 (IEC, 2017) e determinam a classe de precisão desses sensores a fim de atingir o mínimo de incertezas nas medições. Comumente recomenda-se sensores com uma classe de precisão de 0,2. A Figura 1 apresenta um exemplo de anemômetro de copo.

Figura 1 - Anemômetro de copo.



Fonte: Thiesclima (2024a).

2.3.2 Sensores de direção de vento (*wind vanes*)

Sensores de direção de vento são utilizados para a medição da direção horizontal do vento no âmbito da meteorologia (Thiesclima, 2024a). O eixo do sensor possui um ímã magnetizado em uma de suas extremidades e gira de maneira livre de acordo com a componente

horizontal do vento, variando de 0° a 360°. A partir do giro, a posição do ângulo do eixo é verificada por um sensor de ângulo magnético. O circuito eletrônico interno do sensor calcula a posição do ângulo e fornece os valores instantâneos na sua saída de sinal serial, que por sua vez é coletada pelo *datalogger*. A Figura 2 apresenta um exemplo de sensor de direção de vento.

Figura 2 - Sensor de direção de vento.



Fonte: Ammonit (2024a).

2.3.3 Termo-Higrômetro

Termo-higrômetros são utilizados para aferir os valores de temperatura e umidade relativa do ambiente, podendo ser empregados em ambientes internos ou externos. A temperatura é aferida por meio de um sensor chamado P100 resistor e a umidade relativa é captada por um sensor capacitivo. No âmbito de medições meteorológicas, tais dispositivos fornecem informações relevantes quanto aos aspectos capazes de definir as condições climáticas da região, bem como a influência do processo de estratificação térmica. Os valores de temperatura fornecidos, quando comparados com o perfil diurno de vento, indicam em qual momento ocorre a maior intensidade de turbulência. A Figura 3 apresenta um exemplo de um termo-higrômetro.

Figura 3 - Termo-higrômetro.



Fonte: Ammonit (2024b).

2.3.4 Barômetro

Os barômetros são equipamento que atuam na aferição dos valores da pressão absoluta do ar atmosférico da região. Em seu interior há um sensor piezocerâmico, que é capaz de gerar uma carga elétrica quando submetido a uma variação de pressão ou aceleração. Esse tipo de sensor tem diversas aplicações no setor eólico por sua alta precisão, sendo empregados em sistema de monitoramento de cargas (acelerômetros) e pressão atmosférica (barômetros). Neste trabalho foram utilizados sensores desse tipo para analisar a variação de pressão da região de estudo. A Figura 4 apresenta um exemplo de barômetro.

Figura 4 - Barômetro.



Fonte: Thiesclima (2024b).

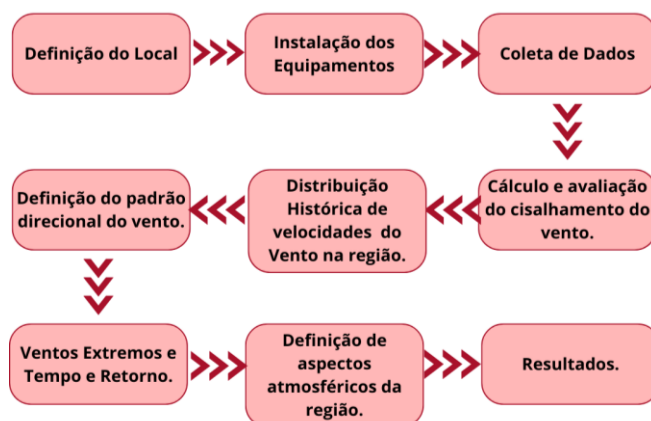
3 METODOLOGIA

O presente trabalho adotou uma metodologia que combina análise qualitativa e quantitativa dos dados para caracterizar o perfil de vento da região de interesse. A análise qualitativa tem como objetivo principal a compreensão e interpretação dos fenômenos observados, levando em consideração a descrição detalhada dos elementos presentes. Nesse tipo de análise, os dados coletados são predominantemente descritivos, com maior ênfase no processo estudado do que no produto final (Augusto et al., 2013). A análise quantitativa, por sua vez, está diretamente relacionada aos dados estatísticos e busca identificar interpretações consistentes e minimizar erros durante as análises. Trata-se de uma abordagem objetiva, que separa os fatos do contexto do estudo, utilizando como ferramenta principal a elaboração de hipóteses com base em dados primários e/ou secundários (Gunther, 2006).

De acordo com a Portaria nº 102/2016 do Ministério de Minas e Energia (MME, 2016), capítulo 2, que trata da Habilitação Técnica e do Cadastramento de Empreendimentos na EPE, no Art. 5º, inciso IV, Parágrafo 3º, no ato de cadastramento do empreendimento será exigido um período mínimo de trinta e seis meses de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas diferentes, sendo a altura mínima de cinquenta metros, com valores médios agrupados a cada 10 minutos.

O anexo L da IEC 61400-12-1 (IEC, 2017) estabelece que o período de aquisição de dados deve durar pelo menos 3 meses para *site calibration* e *site assessment*, ambas etapas de *micrositing* de um empreendimento eólico no qual ocorre a caracterização do perfil de vento da região. Para o presente estudo, a empresa Voltalia forneceu uma base de dados de 24 meses coletada a partir de uma torre AMA, situada em uma região do Nordeste brasileiro. A sequência de etapas realizadas neste estudo seguiu o fluxograma da Figura 5.

Figura 5 - Fluxograma da metodologia.



Fonte: Acervo pessoal do autor (2024).

3.1 Definição do local de estudo

O local selecionado para estudo está localizado no Nordeste brasileiro, que de acordo com a ABEÉOLICA (2023) é considerado um dos principais expoentes do mercado eólico nacional. Para efeitos deste trabalho, o terreno característico da área estudada se enquadra nos aspectos definidos na IEC 61400-12-1 (IEC, 2017), Anexos B e C, como um terreno de complexidade tipo A. Esse tipo de terreno conta com uma orografia sem muitas variações de elevação nas proximidades da torre de medição, com aproximadamente 205 m (GWEC, 2021), além de uma baixa rugosidade de solo. A base de dados fornecida pela empresa Voltalia faz parte do seu sistema AMA privado, situado no Nordeste brasileiro, portanto, a determinação específica da torre de coleta permanecerá em sigilo para fins comerciais.

3.2 Coleta de dados

O sistema de coleta de dados consiste em um conjunto de três elementos principais: (i) a estação de coleta de dados; (ii) o armazenamento de dados; e (iii) o envio dos dados armazenados. Neste trabalho, a estação de coleta de dados consistiu em uma torre treliça, montada no local de estudo, sustentada por estais, em consonância com os critérios dispostos no documento Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas (EPE, 2015).

Essa torre configura-se como a estação de medição meteorológica, denominada Torre de Referência (TR1), com 117 m de altura de estrutura metálica. Nela são instalados os sensores meteorológicos relevantes para a coleta de dados, a saber: anemômetros de copo, sensores de direção, anemômetro vertical, termo-higrômetros, sensor de pressão e pluviômetro.

A instalação dos equipamentos ocorreu seguindo os parâmetros estabelecidos pela norma IEC 61400-12-1 (IEC, 2017), Anexo G, que define a quantidade de sensores a serem instalados, as dimensões das hastes de instalação dos sensores e os critérios mínimos de distância entre esses sensores, a fim de que haja o mínimo de interferência das medições realizadas, reduzindo as incertezas nos cálculos finais. Tal instrumento normativo define também o ângulo de instalação de cada sensor, bem como modelos e calibração recomendados. As disposições de altura e lista de sensores são apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1 - Lista de sensores e alturas de instalação.

Lista de Sensores			
Sensor	Altura	Sensor	Altura
Anemômetro Principal	120 m	Direção de Vento Principal	116m
Anemômetro de Controle	116m	Direção de Vento Controle	57m
Anemômetro Intermediário	100	TH Principal	100
Anemômetro Inferior	57	Barômetro Principal	100

Fonte: Elaborado pelo autor (2024), com base na norma IEC 61400-12-1, Anexo G (IEC, 2017).

Além da estação coletora de dados, o sistema responsável pelo armazenamento e pré-processamento das informações obtidas pelos sensores instalados é composto por um *datalogger*. Esse equipamento é responsável por realizar a coleta e organização dos dados de cada sensor. Conforme recomendado pela IEC 61400-12-1 C (2017), e pela Portaria nº 102/1016 do Ministério de Minas e Energia (MME, 2016), os dados devem ser medidos de

maneira instantânea, com frequência de atualização de 1 Hz.

Em seguida, devem ser agrupados em intervalos ou amostras de 10 minutos. Estas amostras correspondem a média dos dados coletados de cada sensor dentro dos 10 minutos e são a base principal de dados para caracterização do perfil de vento do local. Além de contar com um sistema de coleta de dados, o *datalogger* também possui um componente de armazenamento, composto por um *memory card* em sua placa de circuitos integrados que é capaz de armazenar uma grande quantidade de dados.

Por fim, tem-se o sistema de envio de dados coletados. Desde que o *datalogger* possua acesso à algum meio de comunicação suportado pelo equipamento, é possível enviar toda a sua base de dados coletada, seja em regime constante ou com periodicidade pré-definida. Para este projeto, o *datalogger* utilizado possui uma placa de comunicação integrada, que permite comunicação via sinal GSM, Scada, Direct COM, satélite Iridium e BGAN, porém, pelo fato da região onde a torre e o *datalogger* foram instalados possuir sinal GSM, de diversas operadora de celular, optou-se por esse meio de comunicação, que permitiu uma instalação e configuração mais simplificada.

3.2 Tratamento dos dados

Os dados coletados passam por duas etapas de pré-tratamento. O primeiro estágio se dá no *datalogger*, ainda antes do envio de dados, com o equipamento realizando a compartimentalização e organização do banco de dados, considerando amostras de 10 minutos para cada sensor. Após o envio dos dados por parte do sistema de comunicação, a segunda etapa ocorre por meio do processo de filtragem dos dados. Nessa etapa, toda a base de dados é filtrada, eliminando-se as amostras que poderiam invalidar a leitura, como é o que ocorre quando algum dos sensores perde comunicação com o *datalogger* ou é danificado, necessitando de reparos. Ou ainda quando o relógio interno do *datalogger* é dessincronizado, dificultando a determinação do momento de coleta daquela amostra.

Após o pré-tratamento, inicia-se de fato o tratamento dos dados no software escolhido, para que sejam gerados os resultados que se espera avaliar e discutir para a definição de aspectos relevantes do perfil de vento da região. O software *Windographer*, utilizado neste trabalho, trata-se de um programa computacional especializado na análise de características do vento de uma região por meio de bancos de dados de estações de coleta importados manualmente. Além de gerar gráficos, tabelas e relatórios propícios para este estudo, ele também dispõe de ferramentas simplificadas de simulação de performance de turbinas eólicas a partir dos dados anemométricos e meteorológicos coletados, embora este último aspecto não seja foco de interesse deste estudo.

3.2.1 Cisalhamento do vento

Conforme mostrado na Figura 5, a primeira etapa do tratamento de dados é a definição da significância do cisalhamento do vento. Considerando os anemômetros primário (120 m) e inferior (57 m), o software utilizado indica duas variáveis para definir o perfil de cisalhamento da região: (i) o expoente de cisalhamento utilizando o método da lei da potência, que indica que a velocidade de vento varia com a altura de acordo com a Equação 3; e (ii) a rugosidade do solo (Equação 4), que indica que a velocidade do vento varia logaritmicamente com a altura do solo, sendo influenciada pela rugosidade.

Na Equação 3, tem-se que Z é a altura efetiva acima do solo (m); $U(z)$ é a velocidade de vento na altura efetiva Z (m/s); β é uma constante; α é o expoente da lei da potência alfa. Na Equação 4, tem-se que Z é a altura efetiva acima do solo (m); $U(z)$ é a velocidade de vento na altura efetiva Z (m/s); U^* é a velocidade de fricção; k é a constante de von Karman (0,4); e Z_0

é a rugosidade da superfície (m).

Equação 3

$$U(z) = \beta z^\alpha$$

Equação 4

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \left\{ \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \right\} \text{ se } z > z_0$$

$$U(z) = 0 \text{ se } z \leq z_0$$

De acordo com Manwell *et al.* (2002), há uma correlação em terrenos típicos e a rugosidade da superfície, conforme mostrado no Quadro 2.

Quadro 2 - Relação entre terreno e rugosidade da superfície.

Terreno	Rugosidade da Superfície (m)	Terreno	Rugosidade da Superfície (m)
Gelo ou Lama Suaves	0,00001	Plantações	0,05
Mar Aberto Calmo	0,0002	Poucas Árvores	0,10
Mar Aberto	0,0005	Muitas Árvores ou Poucos Prédios	0,25
Superfície Nevada	0,003	Florestas e Bósques	0,50
Gramado	0,008	Subúrbios	1,50
Pasto áspero	0,01	Centros de Cidades com Edifícios Altos	3,00
Campo Calmo	0,03		

Fonte: Manwell *et al.* (2002).

3.2.2 Distribuição da velocidade de vento

Os sensores de velocidade do vento permitem a definição de diversos aspectos do perfil de vento de uma região. Nessa etapa, foi realizada a configuração do histograma a partir da distribuição de Weibull. No software, os dados coletados a partir de cada anemômetro foram segregados em diferentes faixas de velocidade de vento, a cada 0,5m/s. De posse desses dados, foi possível definir o fator de forma k e o fator de escala A para cada altura de medição. Em seguida, utilizando a mesma base de dados, foi possível definir o histograma do número de ocorrências de cada faixa de velocidade. Dessa forma, foram gerados dois histogramas para cada altura de medição, com os seguintes eixos: “Velocidade de Vento x Frequência” e “Velocidade de Vento x Número de Ocorrências”.

A fim de traçar o perfil diurno do vento ao longo dos meses, foram configurados os

gráficos de “Velocidade de Vento x Hora do Dia”. Para tal, definiu-se a média de velocidade de vento diária e a média de velocidade de vento horária, para então definir a média mensal a cada hora do dia. Em comparação, seguindo a mesma metodologia de média, definiu-se as médias mensais de temperatura que também variam ao longo do dia.

Por fim, para fins de verificação de consistência dos dados entre o perfil vertical do vento, a partir dos dados de vento, foi gerado um gráfico de dispersão. Nesse gráfico, as médias de velocidade de vento para cada altura foram calculadas conforme o procedimento de geração do histograma e segregadas em diferentes faixas de velocidade de vento. Em seguida, as bases de dados foram conflitadas, a fim de definir as variações de dispersão da velocidade de vento com a variação da altura.

3.2.3 Caracterização das direções de vento

A partir dos sensores de direção de vento, é possível indicar qual a direção predominante do vento da região de estudo. No software, a fim de encontrar a frequência com que os ventos se direcionam para cada setor de medição, foi configurado o gráfico que apresenta as frequências e direções de vento, tomando como base cada sensor de direção em comparação com o anemômetro principal situado a 120 m. Cada base de dados, referentes aos sensores de direção de vento de 116 m e 57 m, foram importadas no software e a partir disso foi possível extrair as direções e setores de medição dessas ocorrências. Com isso, para uma melhor visualização, as amostras foram divididas em 24 setores, representados em graus em um gráfico tipo pizza.

Além disso, a fim de determinar a predominância de direção do vento em cada mês coberto pela base de dados, utilizou-se a mesma base de dados do procedimento anterior, porém, houve uma comparação entre o anemômetro principal (120 m) e o sensor de direção principal (116 m), de forma que suas amostras foram segregadas a cada mês, indicando às frequências e ocorrências das direções em cada mês avaliado.

Por fim, para determinar qual setor direcional comporta cada faixa de velocidade de vento, foi configurado um gráfico de calor com a mesma base de dados do procedimento anterior, porém, no software, as amostras direcionais do sensor de direção principal (116 m) foram segregadas em diferentes faixas de velocidade de vento, obtidas pelo anemômetro principal (120 m), com cada círculo apresentando o incremento de 1 m/s.

3.2.4 Período de retorno

Para a definição do período de retorno, com base nos dados coletados de velocidade de vento, foi possível definir que o pico de velocidade medida em toda a amostra ocorreu em abril de 2023, na direção de 73,6°. A partir disso, utilizando a ferramenta *Extreme Wind* definiu-se os períodos de retorno da máxima histórica da base de dados, além do período esperado para superação dessa máxima.

Para modelar a probabilidade de vento extremos, o software escolhido utiliza a distribuição de Gumbel. A Equação 5 fornece o valor extremo anual a partir de uma distribuição específica de Gumbel e o período de retorno em anos apresentado por R . β é um parâmetro de escala, que define a amplitude da distribuição e o μ é o parâmetro de módulo, que define a região de maior probabilidade.

Equação 5

$$\chi = \mu - \beta \cdot \ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{R} \right) \right]$$

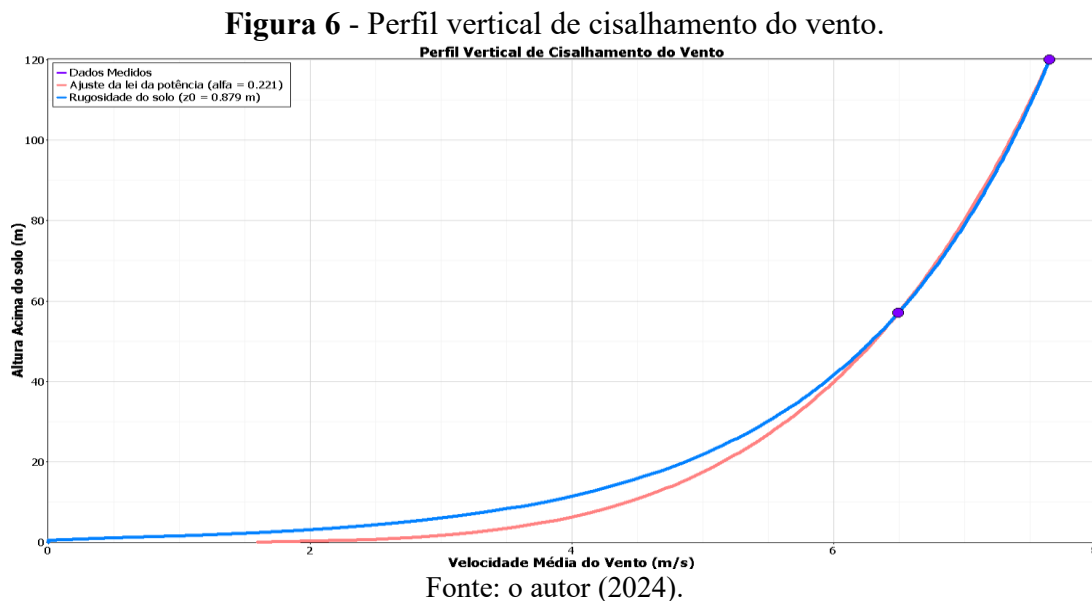
3.2.5 Características atmosféricas da região

A fim de traçar o perfil diurno e mensal das características atmosféricas da região do estudo, foram configurados os gráficos de “Temperatura x Umidade Relativa do Ar” e “Temperatura x Pressão”. Os sensores de pressão e termo-higrômetros foram instalados na altura de 100 m. Para tal, definiu-se a média das variáveis atmosféricas coletas diária e a média horária, para então definir a média mensal a cada hora do dia.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Cisalhamento do vento na região

O cisalhamento do vento, de maneira geral, indica a variação de velocidade do vento de acordo com a variação de altura em relação ao solo, que, por sua vez, tende a aumentar proporcionalmente ao aumento de altura. Após a definição do local e coleta de dados, o perfil de cisalhamento da região foi definido conforme o exposto anteriormente. Como mostrado na Figura 6, é possível verificar que, com base em todas as amostras coletadas, a média do expoente de cisalhamento da região (alfa) é 0,221.



De acordo com o Quadro 3 é possível verificar as médias mensais, o que reforça a constância do valor do expoente de cisalhamento ao longo dos meses e, por consequência, das amostras.

Quadro 3 - Velocidades médias de vento em 120 m e 57 m.

Mês	Velocidade média do vento (m/s)		Melhor Ajuste
	Anemômetro (120m)	Anemômetro (57m)	α Lei da Potência

Janeiro	7,561	6,488	0.206
Fevereiro	7,652	6.547	0.209
Março	6,883	5.827	0.224
Abril	6,298	5.245	0.246
Maiο	6,602	5.494	0.247
Junho	6,700	5.566	0.249
Julho	7,849	6.490	0.255
Agosto	7,944	6.731	0.223
Setembro	8,757	7.494	0.209
Outubro	9,096	7.837	0.200
Novembro	8,364	7.228	0.196
Dezembro	8,124	6.980	0.204

Fonte: o autor (2024).

A fim de revelar melhor a variação do cisalhamento do vento da região de estudo, a Figura 7 apresenta o alfa calculado a partir da lei da potência (Equação 3) para cada mês. De acordo com item C.5.1.2 da IEC 61400-12-1 (IEC, 2017), a relevância do cisalhamento na região para etapas de *site calibration* deve ser considerada quando houver um expoente de cisalhamento maior que 0.25 (alfa) para mais de 25% das amostras, porém isso ocorre apenas no mês de julho, quando o alfa é 0,255.

Na Figura 8 é possível observar a rugosidade da superfície para cada mês da base de dados, obtido a partir da lei logarítmica, apresentada na Equação 4. Conforme pode ser observado na Figura 8, é possível verificar que, com base em todas as amostras coletadas, a média da rugosidade da superfície da região (Z_0) é 0,879 m. Isto indica que o terreno possui uma rugosidade maior do que regiões de bosques e florestas e menor do que regiões de subúrbios, de acordo com o quadro 2. Embora a rugosidade da superfície não se altere tão rapidamente a cada mês, de maneira sazonal, as variáveis de velocidade de vento (U) e velocidade de Fricção (U^*) são elementos sazonais e acabam influenciando o valor de rugosidade da superfície.

Figura 7 - Perfil vertical de cisalhamento do vento a cada mês.

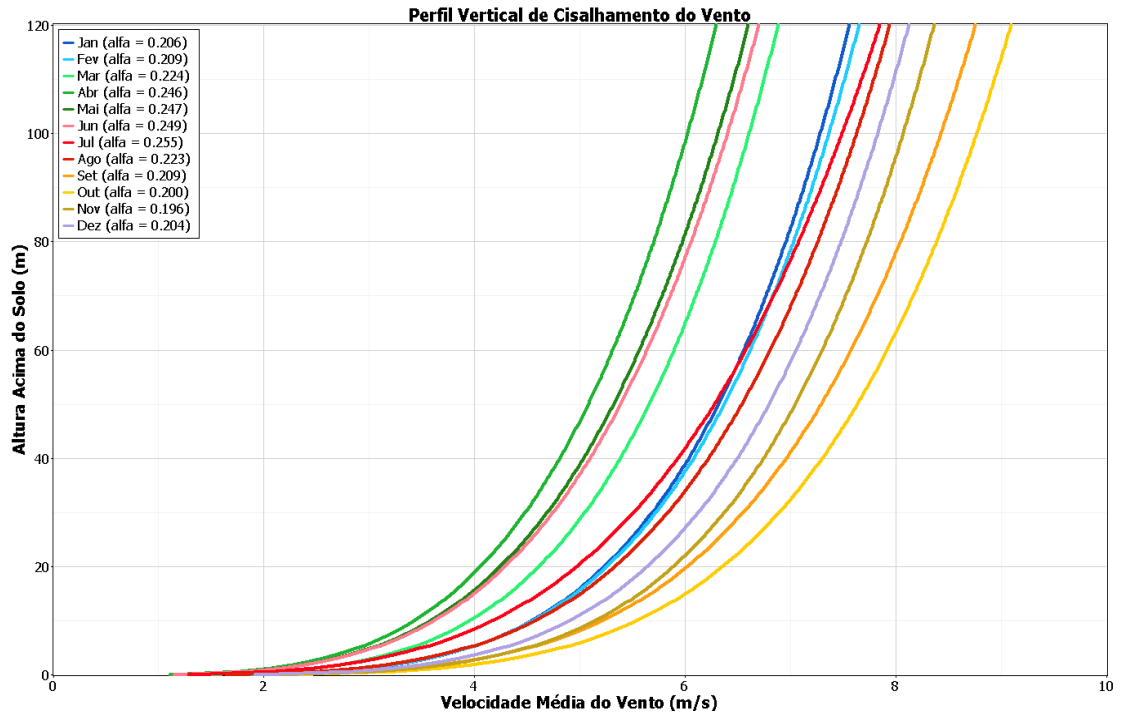
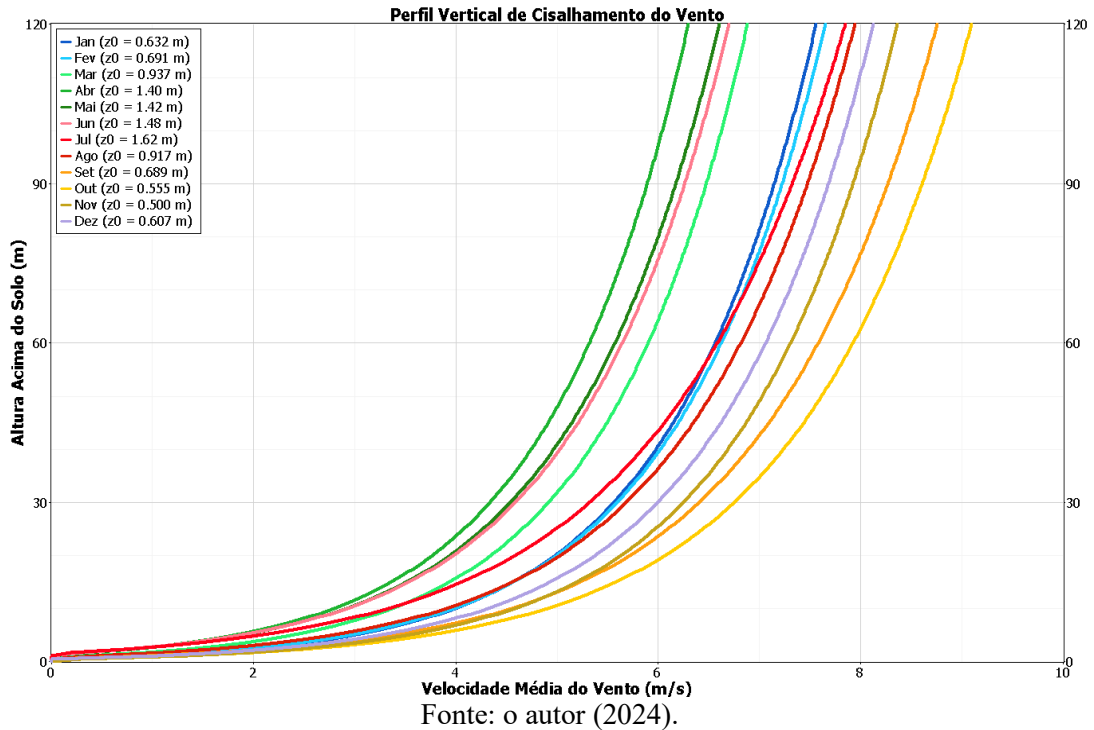


Figura 8 - Rugosidade superficial a cada mês.

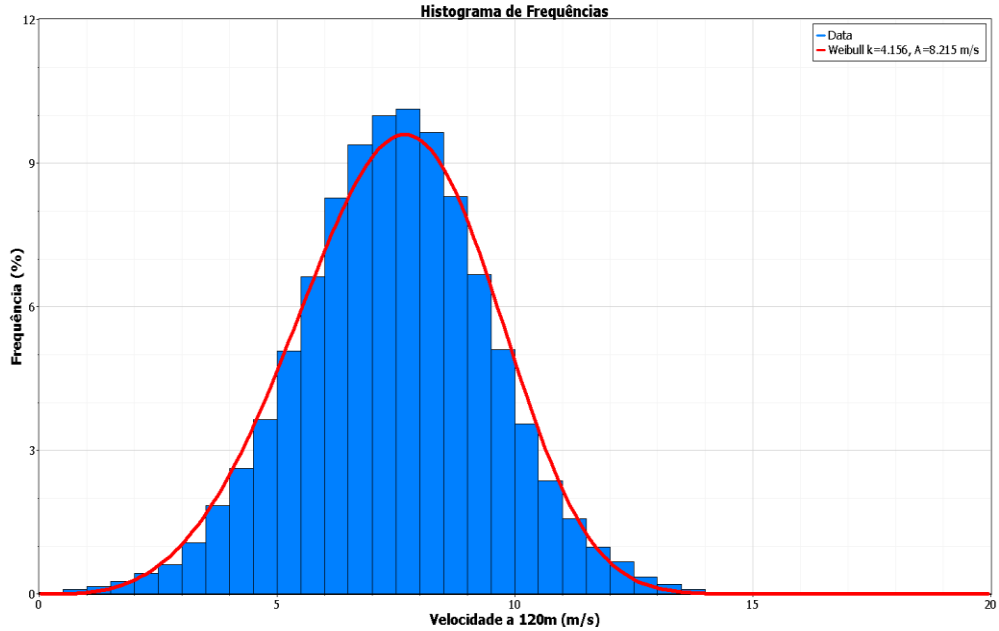


4.2 Distribuição da velocidade de vento

A seguir são apresentados os histogramas de ocorrências e, por consequência, de

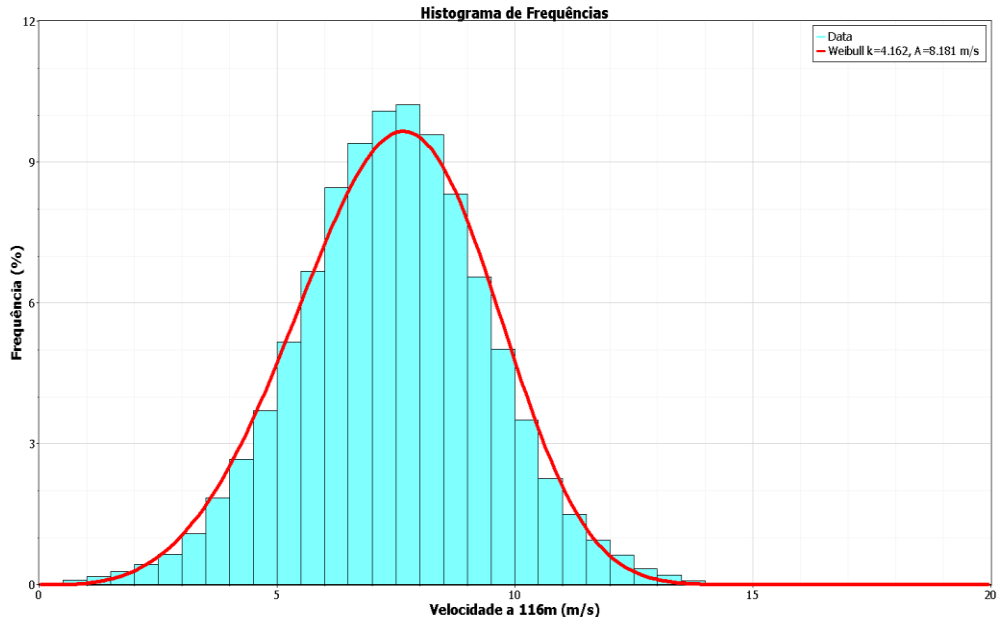
frequências de velocidade de vento a partir de cada altura de acordo com a distribuição de Weibull (Figuras 10 a 13). Para fatores de forma (k) altos, tem-se a indicação de que as amostras coletadas variam menos. A partir das Figuras 10, 11, 12 e 13 verifica-se uma maior frequência de vento entre 7,5 m/s e 8,0 m/s.

Figura 10 - Histograma de velocidade do vento a 120 m.



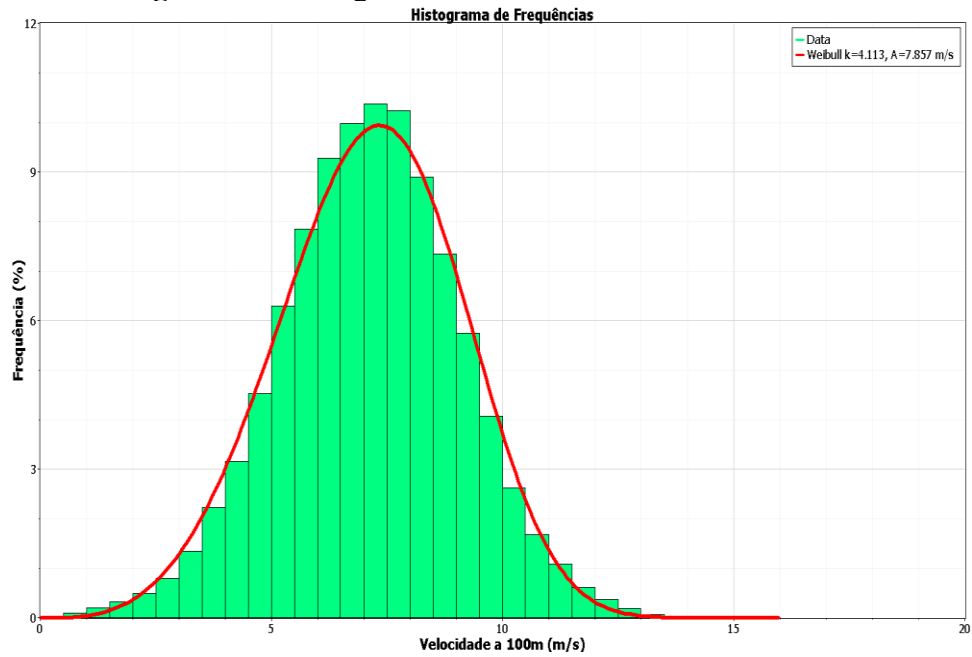
Fonte: o autor (2024).

Figura 11 - Histograma de velocidade do vento a 116 m.



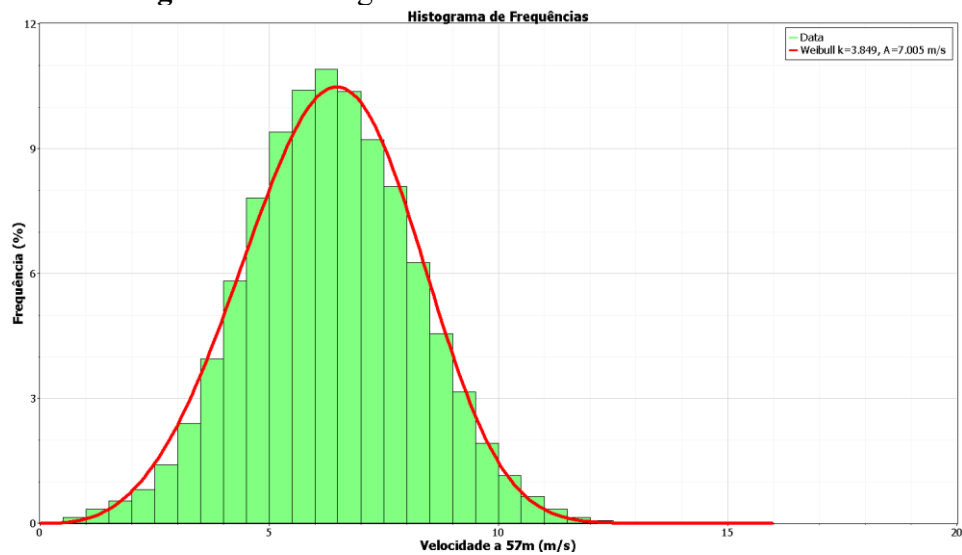
Fonte: o autor (2024).

Figura 12 - Histograma de velocidade do vento a 100 m.



Fonte: o autor (2024).

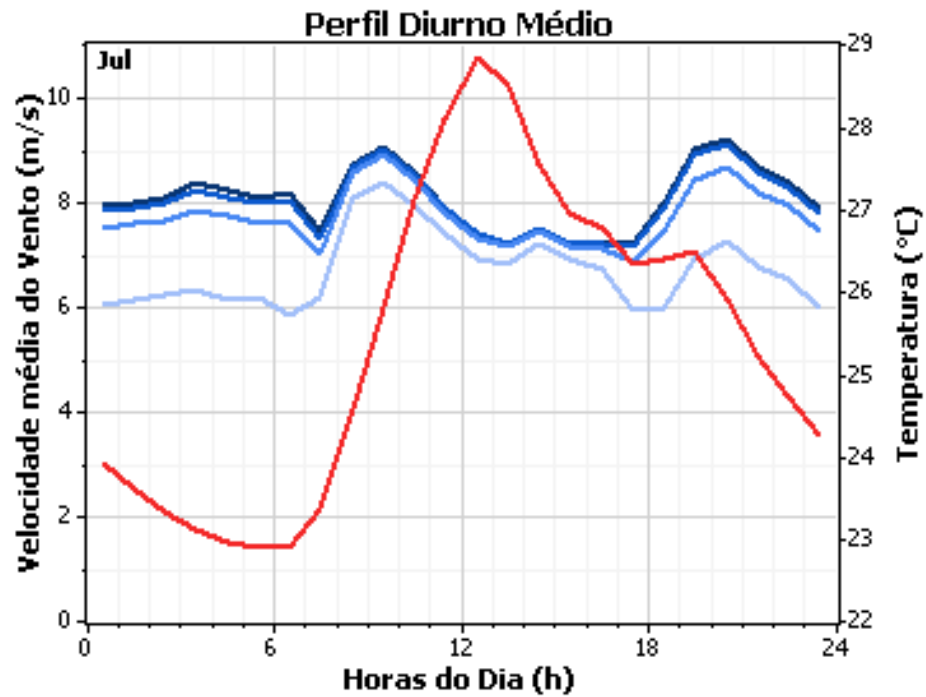
Figura 13 - Histograma de velocidade do vento a 57 m.



Fonte: o autor (2024).

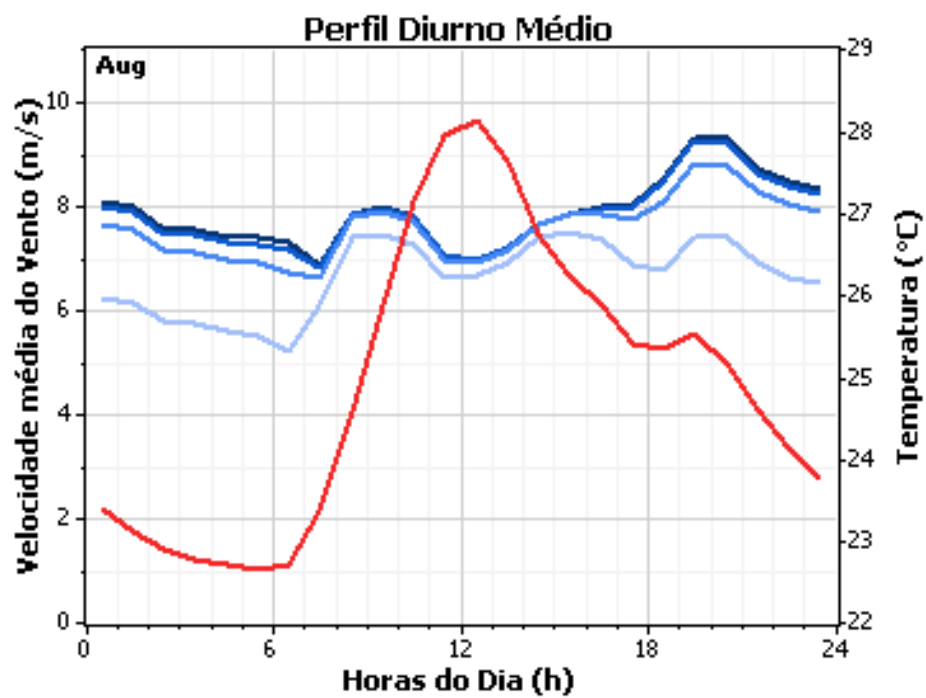
As Figuras 14, 15 e 16 representam o perfil diurno médio dos meses de julho, agosto e setembro de 2023, período em que o sensor de temperatura esteve operacional na torre de medição.

Figura 14 - Perfil diurno do vento em julho.



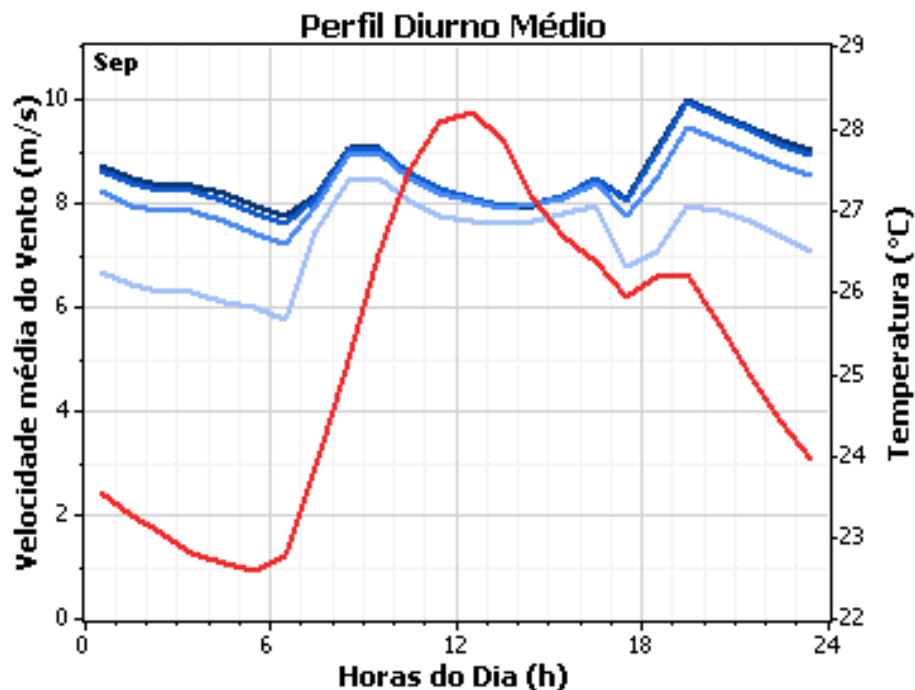
Fonte: o autor (2024).

Figura 15 - Perfil diurno do vento em agosto.



Fonte: o autor (2024).

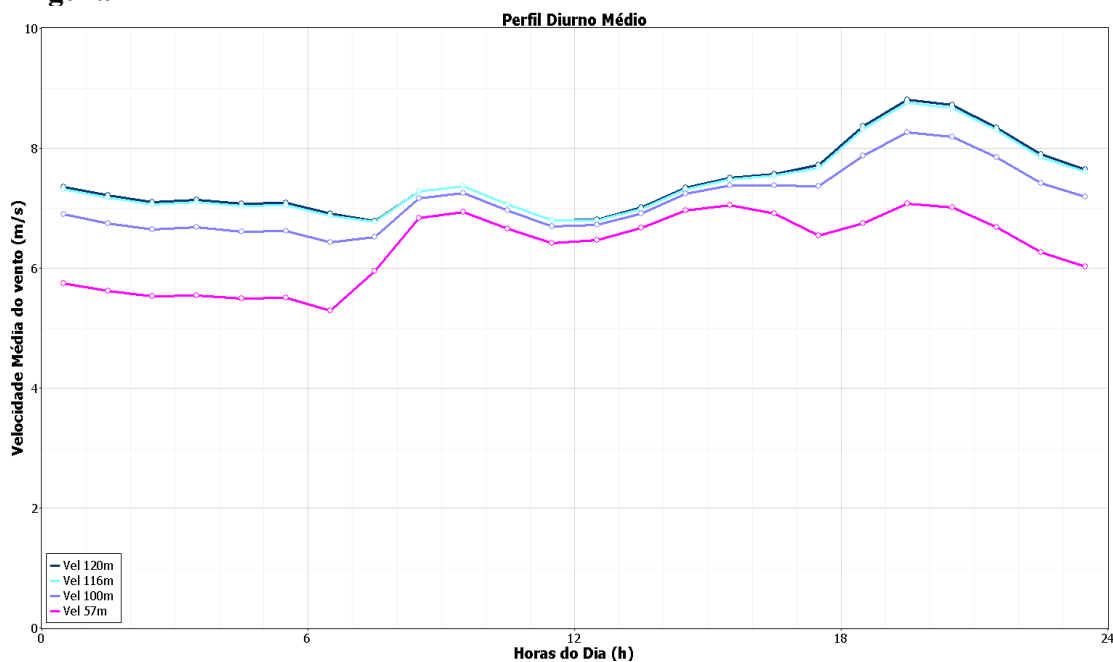
Figura 16 - Perfil diurno do vento em setembro.



Fonte: o autor (2024).

A partir das Figuras 14 a 16, é possível verificar a relação entre a temperatura e velocidade de vento próximo ao meio dia, quando ocorre o aumento da temperatura e a redução das médias de velocidade de vento, indicando a possibilidade de um maior impacto do efeito de estratificação térmica nesse momento do dia. A Figura 17 apresenta o perfil diurno médio de todos os sensores de velocidade de vento.

Figura 17 - Perfil diurno médio das velocidades de vento em todos os anemômetros.

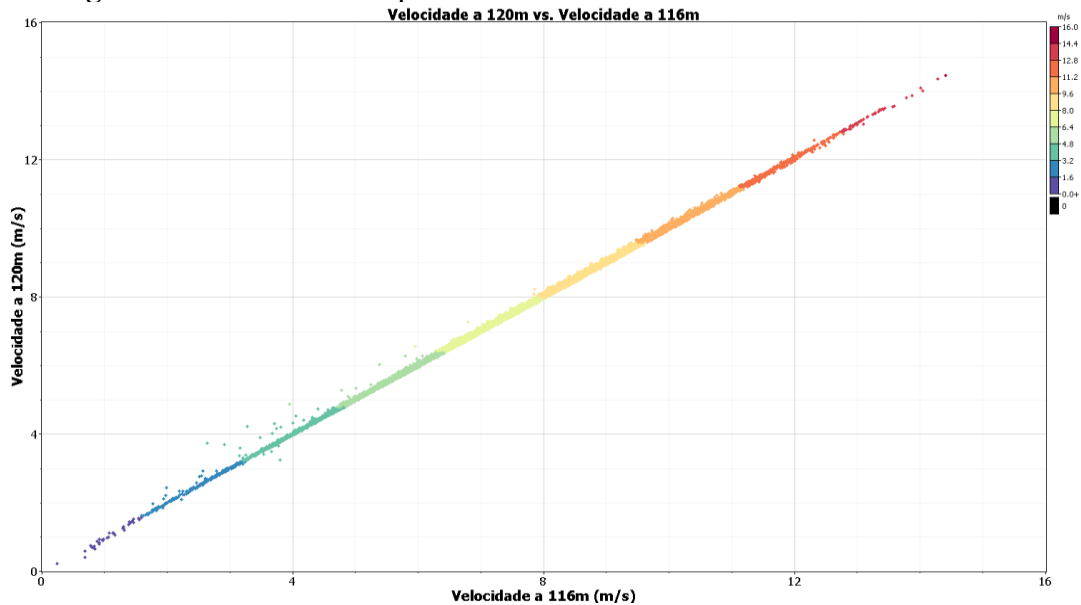


Fonte: Ao autor (2024).

As Figuras 18, 19 e 20 apresentam os gráficos de dispersão das médias de velocidade de vento de cada anemômetro em comparação com anemômetro principal. Com estes gráficos

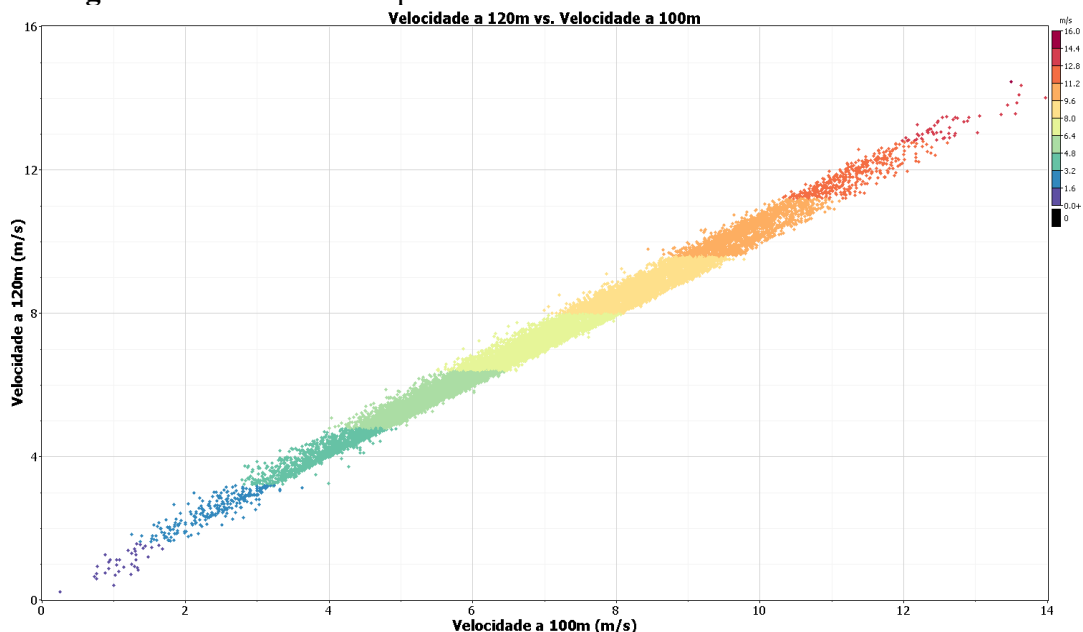
é possível verificar a diferença de velocidades de vento à medida em que os anemômetros se distanciam em altura, informação que corrobora com o perfil de cisalhamento da região. Além disso, a partir da figura 20, nota-se que para valores distantes das médias de maior ocorrência (entre 4 m/s e 8 m/s) a dispersão nos valores é ainda maior, isto se deve pela menor quantidade de amostra nessas faixas de velocidade de vento.

Figura 18 - Gráfico de dispersão de velocidade de vento em 120 m x 116 m.



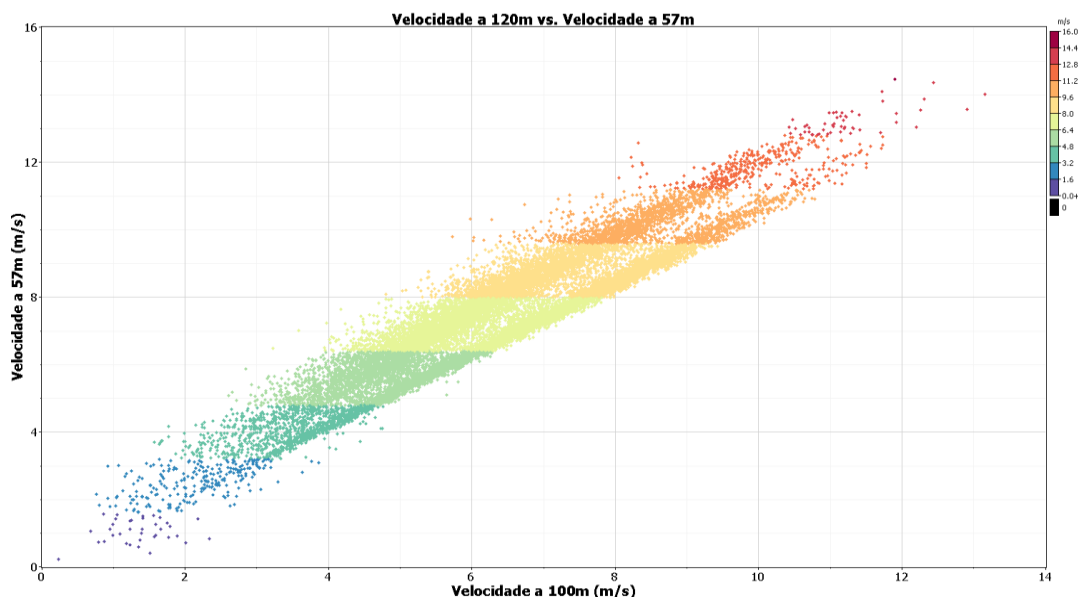
Fonte: o autor (2024).

Figura 19 - Gráfico de dispersão de velocidade de vento em 120 m x 100 m.



Fonte: o autor (2024).

Figura 20 - Gráfico de dispersão de velocidade de vento em 120 m x 57 m.



Fonte: o autor (2024).

O Quadro 4 apresenta os valores médios de velocidade de vento coletados a cada mês durante dois anos de medição, indicando um valor médio de velocidade de vento de toda a base de dados igual a 7,462 m/s.

Quadro 4 - Velocidade média do vento em cada mês da base de dados.

Velocidade Média do Vento (m/s) em 120m													
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	6,887	7,413	6,429	6,083	6,250	5,940	7,593	7,888	8,89	9,270	8,119	8,197	7,415
2023	7,829	7,591	6,248	5,528	6,290	6,810	8,082	7,895	8,59	8,920	8,526	7,892	7,512
Total	7,358	7,502	6,339	5,805	6,270	6,321	7,781	7,891	8,74	9,095	8,322	8,047	7,462

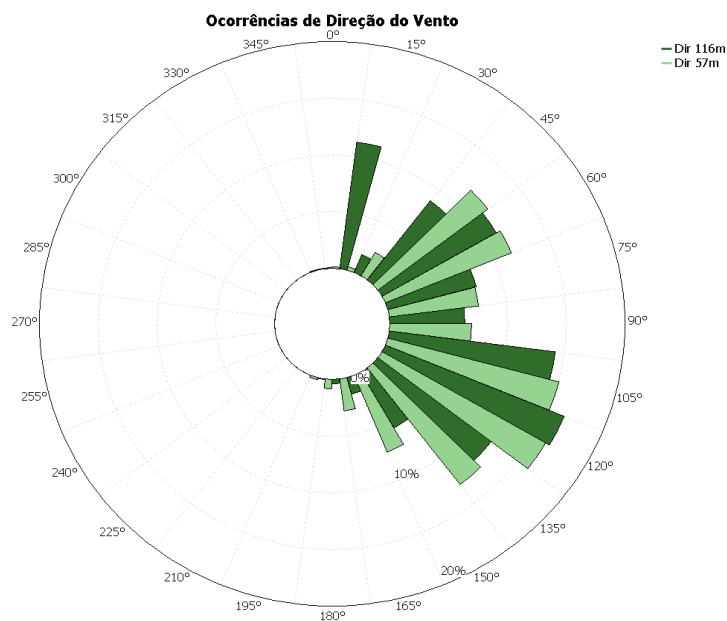
Fonte: Acervo pessoal do autor (2024).

4.3 Caracterização das direções de vento

A Figura 21 indica qual a direção predominante dos ventos da região de estudo em termos de ocorrência e frequência. Tais resultados referem-se aos sensores de direção de vento de 116 m e 57 m. A partir dessa informação pode-se inferir que os ventos predominantes dessa região tendem a ocorrer entre 100° e 135°.

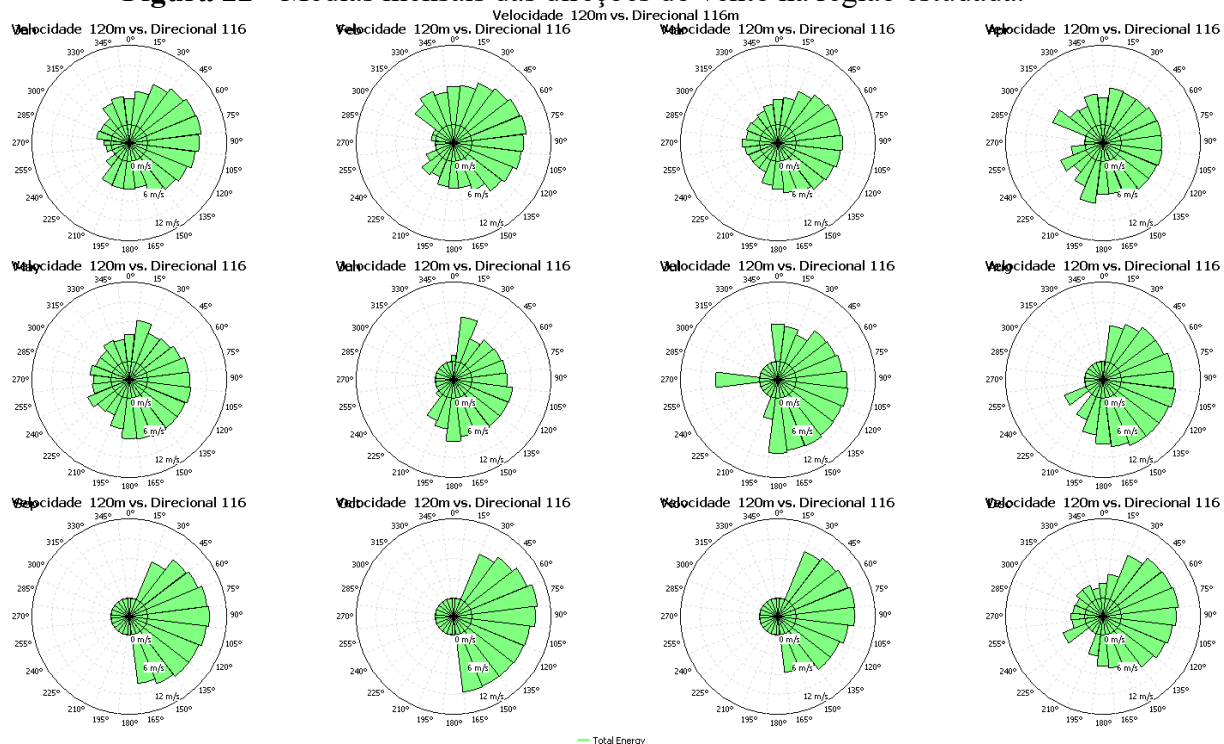
A Figura 22 apresenta as médias mensais de velocidade de vento coletadas a 120 m e sua direção, coletada pelo sensor de direção a 116 m.

Figura 21 - Ocorrências das direções do vento na região estudada.



Fonte: o autor (2024).

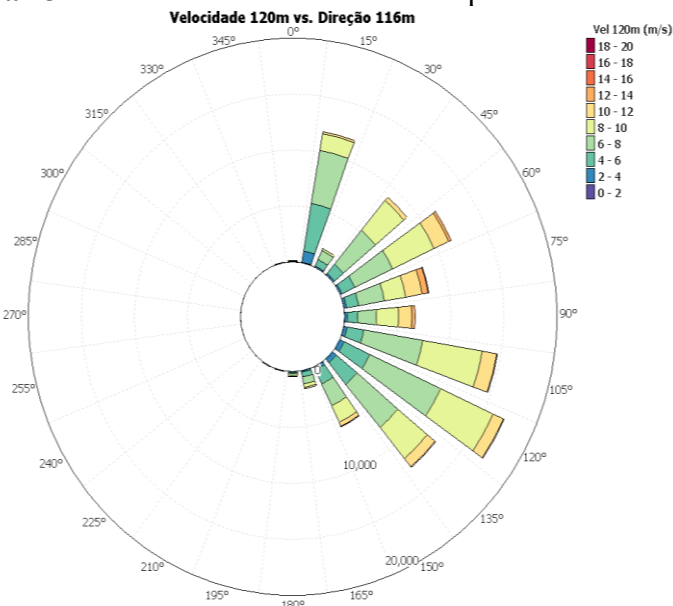
Figura 22 - Médias mensais das direções do vento na região estudada.



Fonte: Acervo pessoal do autor (2024).

A Figura 23 apresenta o setor direcional que comporta cada faixa de velocidade de vento. A partir dessa figura, percebe-se um maior número de ocorrências especialmente entre as direções 105° e 135°, com ventos predominantes variando entre 6 m/s e 12m/s.

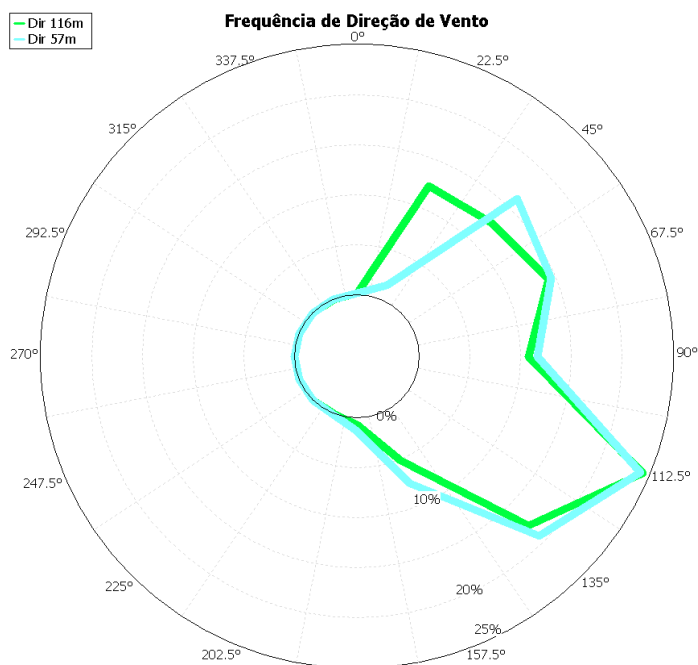
Figura 23 - Faixa de velocidade de vento por setor de medição.



Fonte: o autor (2024).

De maneira mais direta, ao se reduzir os setores para aumentar a precisão e gerar o gráfico de frequência de direção do vento, pode-se observar na Figura 24 que o setor de 112,5° é o com a maior frequência de ocorrências, indicando ser essa a direção predominante do vento na região.

Figura 24 - Direção de vento de maior frequência de ocorrências.



Fonte: o autor (2024).

4.4 Período de retorno e valores históricos de vento

A partir dos dados coletados foi possível definir e apresentar no Quadro 5 as informações do pico de velocidade de vento da região durante o período de coleta.

Quadro 5 - Máxima histórica de velocidade de vento do período em análise.

Informação	Valor Observado
Velocidade Média do vento em 120m (m/s)	7,462
Período do Pico de Velocidade	23/04/2022 15:15
Pico de Velocidade do Vento em 120m (m/s)	16,560
Direção do Pico de Velocidade (Dir 116m)	73,6° (ENE)
Fator de Forma Weibull (k)	4,156

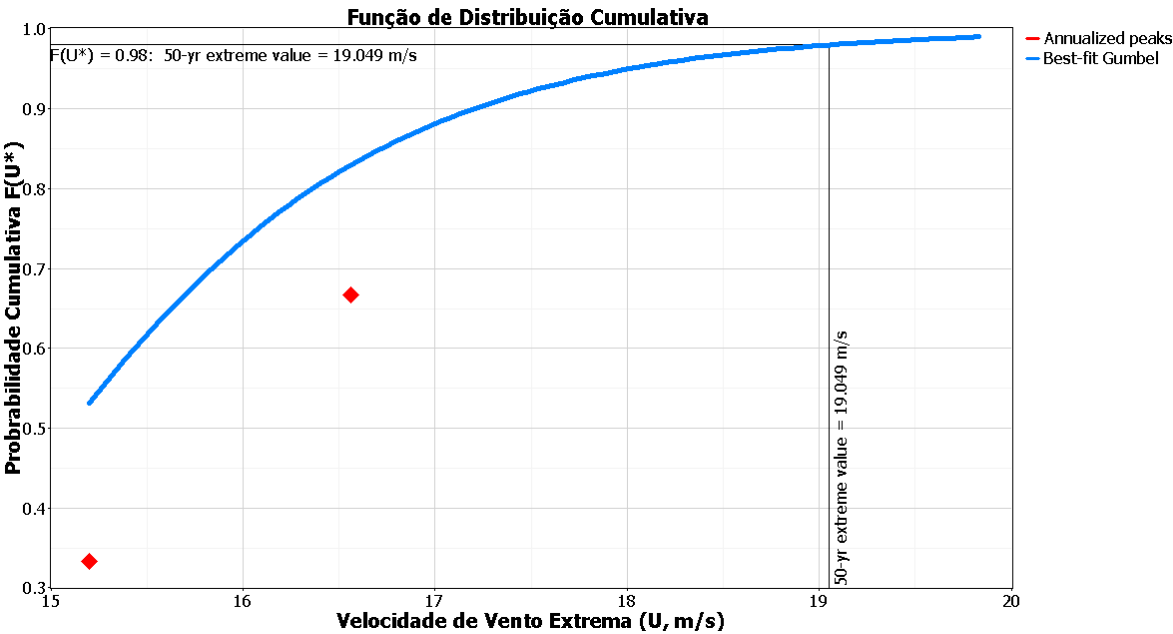
Fonte: o autor (2024).

Aplicando a Equação 6, considerando os valores de μ igual a 14,686 e β igual a 1,118, de acordo com o melhor encaixe da distribuição de Gumbel, para um período de 50 anos, tem-se que a máxima de velocidade de vento será de 19,04836 m/s. É possível observar o mesmo evento na Figura 25.

Equação 6

$$\chi = \mu - \beta \cdot \ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{R} \right) \right]$$

Figura 25 - Máxima histórica de velocidade de vento em 50 anos.



Fonte: o autor (2024).

A fim de verificar o período de retorno de várias faixas de velocidade, o Quadro 6 é apresentado mais a seguir. A partir dele é possível verificar que o pico de velocidade de vento aferido ao longo da campanha de medição (16,560 m/s) será superado entre 5 e 10 anos, período que é menor do que a vida útil de diversos componentes de turbinas eólicas, o que representa

uma segurança para empreendimentos eólicos de longa duração.

Quadro 6 - Máxima de vento e período de ocorrência.

Ocorrência	Vento Extremo	Ocorrência	Vento Extremo
Período (Anos)	Velocidade (m/s)	Período (Anos)	Velocidade (m/s)
5	16,363	55	19,157
10	17,203	60	19,255
15	17,676	65	19,345
20	18,007	70	19,429
25	18,263	75	19,506
30	18,470	80	19,579
35	18,646	85	19,647
40	18,797	90	19,712
45	18,930	95	19,772
50	19,049	100	19,830

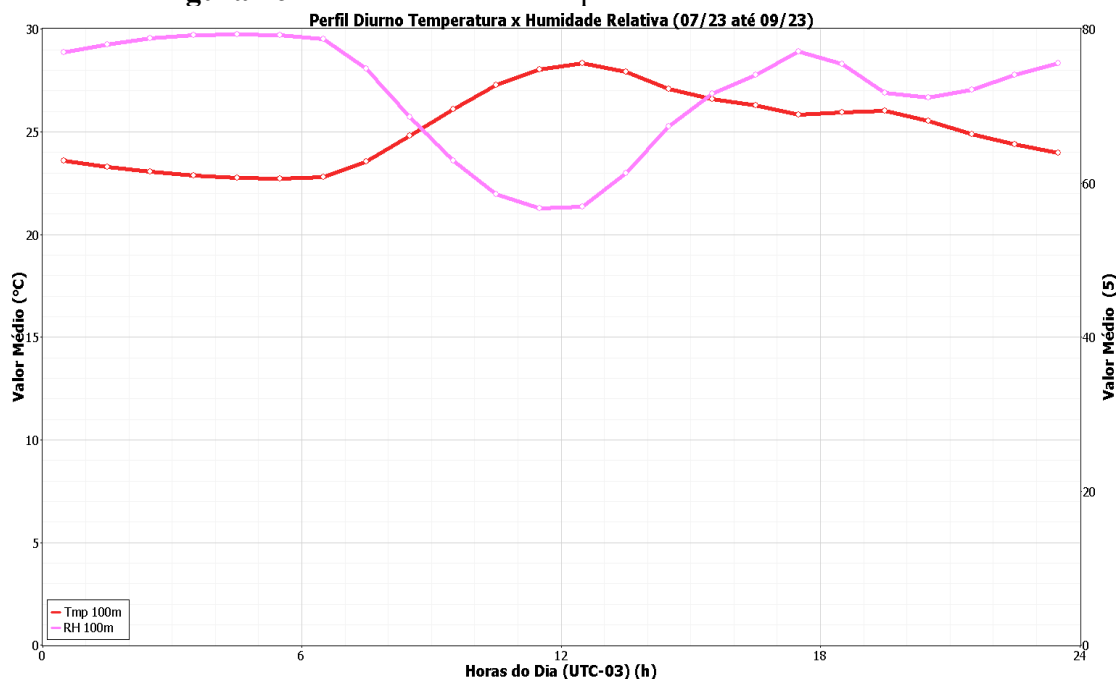
Fonte: o autor (2024).

4.5 Características atmosféricas da região

Os dados obtidos das variáveis temperatura, pressão e umidade do ar podem ser verificados nas Figura 26 e 27. Durante a etapa de tratamento de dados, observou-se que o sensor de temperatura esteve fora de operação para a maior parte dos períodos de 2022 e 2023. Dessa forma, optou-se por filtrar os dados correspondentes ao período que esse dispositivo esteve coletando informações.

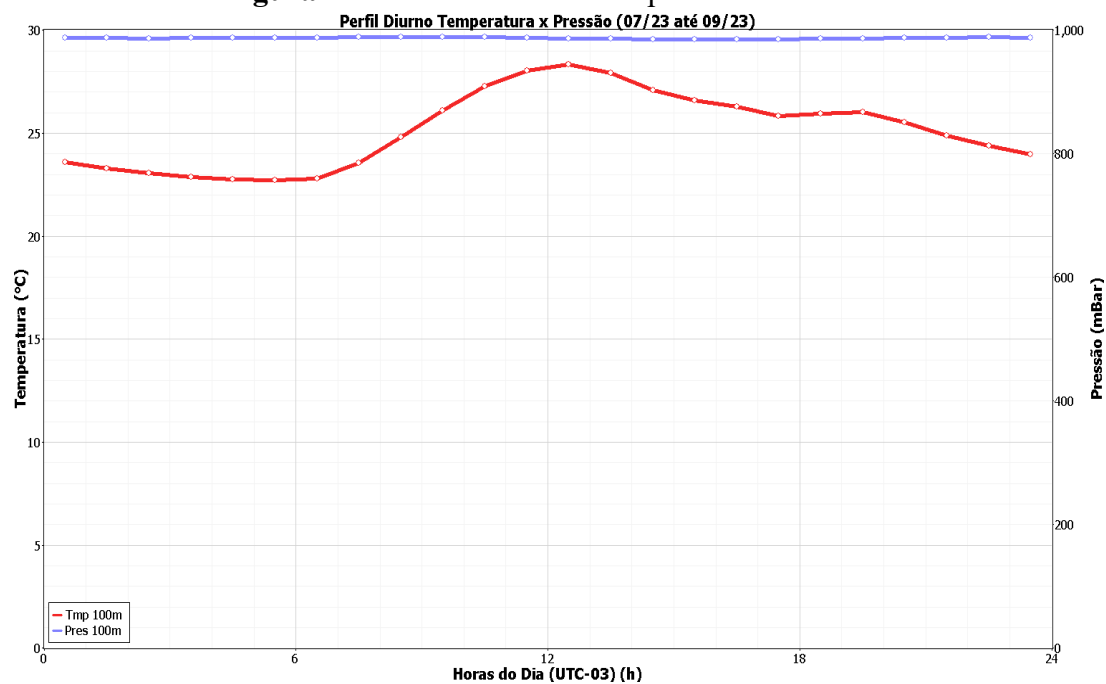
O Quadro 7 apresenta com mais precisão as médias para cada hora do dia. De maneira geral, tem-se que a média de temperatura da região estudada durante o período de coleta foi de 25,26 °C, com uma umidade relativa do ar igual a 71,7%. Outro aspecto importante observado é a relação entre temperatura e umidade relativa do ar nas horas próximas ao meio dia, apresentando uma relação de proporcionalidade inversa - à medida que a temperatura se eleva, a umidade é reduzida.

Figura 26 - Perfil diurno de Temperatura x Umidade Relativa.



Fonte: o autor (2024).

Figura 27 - Perfil diurno de Temperatura x Pressão.



Fonte: o autor (2024).

Quadro 7 - Média horária de temperatura e umidade relativa.

Hora	Tmp 100m	UR 100m	Hora	Tmp 100m	UR 100m
	Mean (°C)	Mean (%)		Mean (°C)	Mean (%)
00:00 - 01:00	23,6	77,1	12:00 - 13:00	28,34	56,9
01:00 - 02:00	23,31	78,1	13:00 - 14:00	27,94	61,3
02:00 - 03:00	23,07	78,8	14:00 - 15:00	27,1	67,4
03:00 - 04:00	22,89	79,2	15:00 - 16:00	26,6	71,6
04:00 - 05:00	22,77	79,3	16:00 - 17:00	26,29	74,1
05:00 - 06:00	22,71	79,2	17:00 - 18:00	25,84	77,1
06:00 - 07:00	22,8	78,7	18:00 - 19:00	25,94	75,5
07:00 - 08:00	23,56	74,9	19:00 - 20:00	26,03	71,7
08:00 - 09:00	24,81	68,6	20:00 - 21:00	25,52	71,1
09:00 - 10:00	26,1	63,0	21:00 - 22:00	24,9	72,2
10:00 - 11:00	27,28	58,5	22:00 - 23:00	24,4	74
11:00 - 12:00	28,05	56,8	23:00 - 24:00	23,96	75,6
Média	Tmp 100m	25,16	Média	UR 100m	71,7

Fonte: Acervo pessoal do autor (2024).

O Quadro 8 apresenta com mais precisão as médias de pressão e temperatura para cada hora do dia, considerando os períodos em que o sensor de temperatura esteve operacional. A média de temperatura da região durante o período apresentado se manteve igual aos valores observados anteriormente, com uma média de pressão igual a 987,6 mbar. A fim de representar melhor o perfil diurno da pressão atmosférica na região do estudo, o Quadro 9 expressa os valores médios da pressão em todo o período de coleta da amostra, sem a aplicação do filtro do sensor de temperatura. Nesse caso, a média da pressão atmosférica da região é igual a 964,2 mbar.

Quadro 8 - Média horária de temperatura e pressão.

Hora	Tmp 100m	Pres 100m	Hora	Tmp 100m	Pres 100m
	Mean (°C)	Mean (mBar)		Mean (°C)	Mean (mBar)
00:00 - 01:00	23,6	988	12:00 - 13:00	28,34	987,1
01:00 - 02:00	23,31	987,6	13:00 - 14:00	27,94	986,2
02:00 - 03:00	23,07	987,3	14:00 - 15:00	27,1	985,7

03:00 - 04:00	22,89	987,4	15:00 - 16:00	26,6	985,5
04:00 - 05:00	22,77	987,6	16:00 - 17:00	26,29	985,6
05:00 - 06:00	22,71	988,1	17:00 - 18:00	25,84	985,9
06:00 - 07:00	22,8	988,6	18:00 - 19:00	25,94	986,4
07:00 - 08:00	23,56	989,1	19:00 - 20:00	26,03	987
08:00 - 09:00	24,81	989,3	20:00 - 21:00	25,52	987,8
09:00 - 10:00	26,1	989,3	21:00 - 22:00	24,9	988,4
10:00 - 11:00	27,28	988,8	22:00 - 23:00	24,4	988,6
11:00 - 12:00	28,05	988	23:00 - 24:00	23,96	988,5
Média	Tmp 100m	25,16	Média	Pres 100m	987,6

Fonte: o autor (2024).

Quadro 9 - Média horária da pressão em todo o período da amostra de dados.

Hora	Pres 100m	Hora	Pres 100m
	Mean (mBar)		Mean (mBar)
00:00 - 01:00	964,4	12:00 - 13:00	963,7
01:00 - 02:00	963,9	13:00 - 14:00	963
02:00 - 03:00	963,7	14:00 - 15:00	962,5
03:00 - 04:00	963,7	15:00 - 16:00	962,4
04:00 - 05:00	964	16:00 - 17:00	962,4
05:00 - 06:00	964,4	17:00 - 18:00	963,2
06:00 - 07:00	964,7	18:00 - 19:00	963,7
07:00 - 08:00	965	19:00 - 20:00	964,3
08:00 - 09:00	965,2	20:00 - 21:00	965
09:00 - 10:00	965,3	21:00 - 22:00	965,2
10:00 - 11:00	965,2	22:00 - 23:00	965,2
11:00 - 12:00	964,5	23:00 - 24:00	964,8
Média			964,2

Fonte: o autor (2024).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo apresentou uma análise do perfil de vento de uma região situada no Nordeste brasileiro. Os dados coletados permitiram caracterizar o perfil de cisalhamento do vento na região, que determina como a velocidade do vento varia de acordo com a altura. Dessa forma, obteve-se um valor de alfa médio de 0,221, indicando se tratar de comportamento característico de terrenos de complexidade tipo A, de acordo com o anexo C, item C.3.1 da IEC 61400-12-1 (IEC, 2017).

Esse resultado é reforçado pela definição do coeficiente de rugosidade do solo com valores médios de 0,879 m. A distribuição de velocidades de vento seguiu o modelo de Weibull, com maior frequência em faixas entre 7,5 m/s e 8,0 m/s, enquanto os dados de direção confirmaram a predominância de ventos oriundos do setor entre 100° e 135°, reforçando a previsibilidade dos padrões de vento na região. A velocidade média do vento na região é de 7,462 m/s e a direção predominante do vento é de 112,5°.

Além disso, o tratamento e processamento de dados permitiram prever valores extremos de velocidade de vento e estimar períodos de retorno, fundamentais para a avaliação de riscos e dimensionamento de infraestrutura em futuros empreendimentos eólicos. Considerando os dados obtidos, estimou-se um pico de velocidade de vento em 16,560 m/s na direção de 73,6°, com período de retorno entre 5 e 10 anos, em uma máxima histórica de 19,049 m/s em até 50 anos.

As condições atmosféricas locais também foram investigadas, obtendo-se médias de temperatura de 25,26 °C e umidade relativa de 71,7%. Essas variáveis apresentaram influência direta sobre os padrões de vento e densidade do ar, bem como uma pressão média de 964,2 mbar. Por fim, os resultados obtidos indicam que a região estudada possui um perfil de vento estável, com terreno pouco acidentado e favorável para empreendimentos eólicos. Os dados coletados contribuem para a compreensão do recurso energético eólico da região, além de reforçar a relevância do uso de ferramentas computacionais e metodologias de caracterização e modelagem matemáticas para a análise de dados ambientais, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do setor energético no Brasil.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim Anual**, 2023. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-2024>. p. 2, Acesso em: 03 out. 24.

AMMONIT. **Wind Vane Thies First Class TMR**, 2024a. Disponível em: <<https://www.ammonit.com/en/products/wind-sensors/wind-vanes/product-details/wind-vane-thies-first-class-tmr-heatable/#details>>. Acesso em 20 Dez. 24.

AMMONIT, **Temperature Sensor Galtec TPC Active**, 2024b. Disponível em: <<https://www.ammonit.com/en/products/wind-sensors/temperature-humidity-sensors/product-details/active-air-temperature-sensor-galltec-tp/>>. Acesso em 20 Dez. 24.

AUGUSTO, C. B.; SOUZA, J. P.; DELLAGNELO, E. H. L.; CARIO, S. A. F. Pesquisa Qualitativa: rigor metodológico no tratamento da teoria dos custos de transação em artigos apresentados nos congressos da Sober (2007-2011). **Revista de Economia e Sociologia Rural - RESR**, Piracicaba-SP, Vol. 51, Nº 4, p. 745-764, Out/Dez 2013.

CAGLAYAN Ipek, Ismet Tikiz, Anil Can Turkmen, Cenk Celik, Galina (Gulsen) Soyhan, Analysis of wind energy potential; A case study of Kocaeli University campus, **Fuel**, Volume 253, 2019, P. 1333-1341, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.05.123>.

DAYAL, Kunal K.; CATER, John E.; KINGAN, Michael J.; BELLON, Gilles D.; SHARMA, Rajnish N. Wind resource assessment and energy potential of selected locations in Fiji. **Renewable Energy**, v. 172, p. 219-237, 2021.

EL KIHIL, Badr; ELYAMANI, Nacer Eddine El Kadri; CHILLALI, Abdelhakim. Wind energy potential assessment using the weibull distribution method for future energy self-sufficiency. **Scientific African**, v. 26, p. e02482, 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas**. 1º ed., 2015. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-236/>>. Acesso em 3 out. 24.

GALLON, Guilherme Pasqualli. Análise numérica da influência das características do vento do interior da bahia no desempenho aerodinâmico e potência média de um aerogerador. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2020.

GWEC – Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2023**, 2021. Disponível em: <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/03/GWR-2023>>. Acesso em 10 out. 24.

GOMES, A. C.; Matos, V. S.; Wanderley, V. S. A.; Gonçalves, G. B.; Cortes, L. R. C.; Soriano, F. R. Análise do potencial de geração eólica no estado da Bahia. **CEEL – ISSN 2596-2221**, 2019. Disponível em: < https://peteletricaufu.com.br/static/ceel/artigos/artigo_427.pdf> Acesso em 20 jan. 2025.

GONÇALVES, J. M.; Correa, M. F. F.; Radunz, W. C.; Passos, J. C.; Sakagami, Y. Simulação de mesoescala de ventos com características offshore utilizando observações de lidar em um

parque eólico costeiro no nordeste brasileiro. In: **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – Florianópolis**, 2022.

GUNTHER, Hartmut. Pesquisa Qualitativa Versus Pesquisa Quantitativa: Esta É a Questão?. **Psicologia: Teoria e Pesquisa**, Mai-Ago 2006, Vol. 22 n. 2, pp. 201-210.

IEC – International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1, 2º ed 2**: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. Geneva: IEC, 2017.

JACONDINO, W.D.; Calvetti, L.; Nascimento, A. L. S.; Beneti, C. A. A.; Paz, S. R.; Jadalla, O. M. Análise Estatística do Vento em Dois Parques Eólicos no Rio Grande do Norte. **Anuário do Instituto de Geociências**, vol. 42, n. 2, 2019.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application of wind energy**. 1st ed., England: John Wiley and Sons, 2002.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Portaria nº 102/2016**. 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2016/portaria-n-102-2016.pdf/view>>. Acesso em 3 out. 24.

MURTHY, K. S. R.; RAHI, O. P. A comprehensive review of wind resource assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1320-1342, 2017.

LÁZÁR, István, István Hadnagy, Boglárka Bertalan-Balázs, László Bertalan, Sándor Szegedi, Comparative examinations of wind speed and energy extrapolation methods using remotely sensed data – A case study from Hungary, **Energy Conversion and Management: X**, Volume 24, 2024, 100760, ISSN 2590-1745, <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100760>.

LOPEZ-VILLALOBOS, C.A.; O. Martínez-Alvarado, O. Rodriguez-Hernandez, R. Romero-Centeno, Analysis of the influence of the wind speed profile on wind power production, **Energy Reports**, Volume 8, 2022, P. 8079-8092, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.06.046>.

LIRA, Marcos Antonio Tavares et al. Caracterização do regime de ventos no Piauí para o aproveitamento de energia eólica. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 32, n. 1, p. 77-88, 2017.

UL SOLUTIONS. **Windographer: Complementary two-week trial of Windographer 5**. Disponível em <<https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>>. Acesso em 20 Dez. 24.

REGINATO, V. S.; JULIÃO, R. P. Geographic Modelling of Wind and Solar Energy Potential. **Bulletin of Geodetic Sciences**, 25(3): e2019019, 2019.

SCHUSTER, Matheus Foschera. Modelagem e simulação da estratificação térmica na camada limite atmosférica. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade do Vale dos Sinos, São Leopoldo, 2021.

SILVA, Francisco Jeandson Rodrigues da.; COSTA, Douglas Aurélio Carvalho; SOARES, Fellipe Souto; VIEIRA, Obed Leite; CARVALHO, Pollyana Rodrigues de; CARVALHO, Paulo

Cesar Marques de. Fatores de forma e de escala da distribuição de probabilidade Weibull: um estudo de caso para dados de recursos eólicos da região Nordeste do Brasil. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, v. 12, p. 229-239, 2020.

TAIRA, Carolina Maname. Estudo dos efeitos da interferência de esteiras na produção de energia eólica por meio de ensaios em túnel de vento. **Monografia** (Graduação em Engenharia Química). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

THIESCLIMA. **Tecnologia de Medição de Vento**, 2024a. Disponível em: <<https://www.thiesclima.com/pt/Produtos/Tecnologia-de-medicao-de-vento-First-Class/>>. Acesso em 20 Dez. 24.

THIESCLIMA. **Tecnologia de Medição de Pressão do Ar**, 2024b. Disponível em: <<https://www.thiesclima.com/pt/Produtos/Tecnologia-de-medicao-da-pressao-do-ar-Dispositivos-eletricos/?art=616>>. Acesso em 20 Dez. 24.