



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

SÂMIA DANTAS DE FREITAS SAMPAIO

**ANÁLISE DE DESEMPENHO E PERDAS ENERGÉTICAS POR DESALINHAMENTO
DE GUINADA EM AEROGERADORES NO NORDESTE BRASILEIRO: UM ESTUDO
DE CASO COM DADOS SCADA**

FORTALEZA

2025

SÂMIA DANTAS DE FREITAS SAMPAIO

ANÁLISE DE DESEMPENHO E PERDAS ENERGÉTICAS POR DESALINHAMENTO DE
GUINADA EM AEROGERADORES NO NORDESTE BRASILEIRO: UM ESTUDO DE
CASO COM DADOS SCADA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia de
Energias Renováveis do Centro de Tecnologia
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do grau de bacharel
em Engenharia de Energias Renováveis.

Orientadora: Profa. Dra. Amanda Pe-
reira Monteiro

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S186a Sampaio, Sâmia Dantas de Freitas.

Análise de desempenho e perdas energéticas por desalinhamento de guinada em aerogeradores no Nordeste Brasileiro : um estudo de caso com dados SCADA / Sâmia Dantas de Freitas Sampaio. – 2025.

76 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2025.

Orientação: Profa. Amanda Pereira Monteiro.

1. Desalinhamento. 2. SCADA. 3. Perdas energéticas. 4. Curva de potência. 5. Impacto econômico. I.
Título.

CDD 621.042

SÂMIA DANTAS DE FREITAS SAMPAIO

**ANÁLISE DE DESEMPENHO E PERDAS ENERGÉTICAS POR DESALINHAMENTO DE
GUINADA EM AEROGERADORES NO NORDESTE BRASILEIRO: UM ESTUDO DE
CASO COM DADOS SCADA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia de
Energias Renováveis do Centro de Tecnologia
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do grau de bacharel
em Engenharia de Energias Renováveis.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Amanda Pereira Monteiro (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Ilson da Silva Junior
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. Dra. Mônica Castelo Guimarães Albuquerque
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À todos que fizeram parte da minha trajetória e,
humildemente, a mim, que nunca desisti de acre-
ditar nos meus sonhos mesmo quando pareceram
tão inalcançáveis.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Robênia, que enfrentou com coragem os desafios de ser mãe solo e jamais permitiu que me faltasse o essencial. Sua dedicação incansável à minha educação moldou quem sou hoje, e cada sacrifício, cada palavra de incentivo e seu amor incondicional foram os alicerces que me trouxeram até aqui. Dedico a você tudo que conquistei e que ainda irei conquistar, pois seu amor será para sempre minha fonte de inspiração.

Ao meu irmão, Rodrigo, que assumiu o papel de pai com dedicação e afeto, sempre acreditando em mim e me impulsionando a conquistar meus objetivos ao longo de toda minha trajetória. Dedico a você não apenas minhas conquistas, mas também quem sou hoje e quem aspiro me tornar, pois sua presença constante foi fundamental na construção do meu caráter e dos meus sonhos.

À toda minha família, especialmente em memória de minha querida avó materna, Rocilda, que, mesmo tendo acompanhado pouco de minha trajetória, permanece para sempre em meu coração e em minhas memórias mais preciosas. Aos demais familiares Paulo Ricardo, Flávio, Júlio, Ricardo, Alicia Mara, Clécia, Adamásio, Ednéia, Melissa, Marcell, Marcelo, Jeane, Elane, Lucca, Francisco, Lázara, Robério, Noeli, Lídia, Sérgio, Betânia, Edgard, Erick, David e Gislan, meus sinceros agradecimentos por terem feito parte da minha trajetória, cada um ajudou a moldar quem eu sou de uma maneira especial e única.

À minha melhor amiga, Dávylla, por ter sido meu porto seguro em todos os momentos em que fraquejei, me reerguendo com sua força e sempre acreditando no meu potencial mesmo quando eu duvidava de mim mesma. Seu amor incondicional e paciência infinita foram fundamentais para minha caminhada, e dedico a você muito do que me tornei.

Ao meu namorado, Breno, por esses três anos de união que foram fundamentais para que eu chegassem até aqui. Você é minha maior sorte e agradeço por todo carinho, amor, cumplicidade e principalmente por ter me ensinado a amar, de uma forma que eu ainda não havia aprendido. Dedico a você tudo que conquistei e que possamos conquistar ainda mais, juntos, sempre.

À todos os meus amigos de graduação, em especial Gislany, Ana Teresa, Éverton, Felipe Braga, Ana Carolina, Isabele, Hariel, Pedro Pereira e Pedro Victor que estiveram sempre presentes nas conquistas e nas derrotas, sem vocês não conseguiria chegar tão longe, muito obrigada.

Ao PET Energias por todo o suporte em minha trajetória e todos os momentos

felizes que ficarão para sempre em minha memória. Ao Laboratório de Combustão e Energias Renováveis por todo o suporte nesse momento tão desafiador, em especial a Carol, Cícero, Diego, Arthur, Gabriel, João Victor, Jéssica, Wandey que com risadas e suporte foram fundamentais nos últimos meses, meus mais sinceros agradecimentos.

À todos os meus colegas de trabalho, Renata, Catarina, Letícia, Giovanni, Arnold, Arthur, Marcos e todos os outros que contribuíram para minha conquista e me deram todo o apoio necessários para que eu alcançasse meus objetivos.

À Profª. Dra. Amanda Pereira Monteiro, pela orientação atenciosa, pelas valiosas contribuições e ideias compartilhadas ao longo deste trabalho, além de sua confiança, incentivo e crença na minha capacidade de realizá-lo.

A todos os meus professores da graduação, que contribuíram significativamente para minha formação acadêmica e pessoal ao longo dessa jornada, transmitindo conhecimento, valores e apoio.

Por fim, à empresa que forneceu os dados para a realização dos estudos de caso, sem eles seria impossível executar este projeto.

“O sonho é que leva a gente para frente. Se a gente for seguir a razão, fica aquietado, acomodado.”

(Ariano Suassuna)

RESUMO

A crescente participação da energia eólica na matriz energética brasileira torna a eficiência operacional essencial para a competitividade e sustentabilidade do setor. O desalinhamento do sistema de guinada (*yaw*) é um fator crítico de desempenho em aerogeradores, ocasionando perdas energéticas significativas. Este trabalho teve como objetivo analisar e quantificar os impactos técnicos e econômicos do desalinhamento de guinada com base em dados reais do sistema SCADA. Foi conduzido um estudo de caso quantitativo com três turbinas eólicas Vestas V150 localizadas em parques eólicos na região Nordeste do Brasil. A metodologia incluiu análise de séries temporais para identificar períodos de desalinhamento e comparação entre curvas de potência medida e teórica para quantificação das perdas. Os resultados mostraram uma redução de desempenho energético de até 80,5% em relação ao esperado, totalizando 1.038,82 MWh de energia perdida. Apenas uma das turbinas foi responsável por 68% das perdas totais devido ao longo período de operação desalinhada. Em termos econômicos, essas perdas representam um impacto financeiro expressivo, com reflexos diretos na rentabilidade dos projetos e a viabilidade do investimento. O estudo comprova que o desalinhamento de guinada é uma fonte significativa de sub-desempenho operacional e financeiro, ressaltando a importância da implementação de sistemas contínuos de monitoramento baseados em Controle de Supervisão e Aquisição de Dados(*Supervisory Control and Data Acquisition*) (SCADA) para a detecção precoce de falhas e mitigação eficaz das perdas técnico-econômicas em parques eólicos.

Palavras-chave: Desalinhamento. SCADA. Perdas Energéticas. Curva de Potência. Manutenção Preditiva. Impacto Econômico.

ABSTRACT

The growing participation of wind energy in the Brazilian energy matrix makes operational efficiency essential for the competitiveness and sustainability of the sector. Yaw system misalignment is a critical factor for underperformance in wind turbines, causing significant energy losses. This work aimed to analyze and quantify the technical and economic impacts of yaw misalignment based on real data from the SCADA system. A quantitative case study was conducted with three Vestas V150 wind turbines located in the Northeast region of Brazil. The methodology included time series analysis to identify misalignment periods and comparison between measured and theoretical power curves for loss quantification. The results showed an energy performance reduction of up to 80.5% compared to the expected, totaling 1,038.82 MWh of lost energy. Only one of the turbines was responsible for 68% of the total losses due to the long period of misaligned operation. In economic terms, these losses represent a significant financial impact, directly affecting project profitability and investment viability. The study proves that yaw misalignment is a significant source of operational and financial underperformance, highlighting the importance of implementing continuous SCADA-based monitoring systems for early fault detection and effective mitigation of technical-economic losses in wind farms.

Keywords: Misalignment. SCADA. Energy Losses. Power Curve. Predictive Maintenance. Economic Impact.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tendências globais em energia renovável.	17
Figura 2 – Tecnologias de energia renovável no Brasil - 2022.	18
Figura 3 – Geração da Fonte Eólica - 2024 (MWmed).	18
Figura 4 – Emissões de CO ₂ evitadas por mês (toneladas).	19
Figura 5 – Área varrida pelas pás de uma turbina de eixo horizontal.	25
Figura 6 – Curva típica de desempenho de rotores eólicos.	26
Figura 7 – Direção do vento em relação a nacelle.	27
Figura 8 – Perdas de energia em função do desalinhamento para diferentes casos. . . .	28
Figura 9 – Curva característica da potência de uma turbina eólica.	28
Figura 10 – Distribuições de Weibull.	30
Figura 11 – Relação entre altura e velocidade do vento.	31
Figura 12 – Representação da frequência da direção do vento de Parnaíba - PI (a) e Petrolina - PE (b).	32
Figura 13 – Torre Anemométrica.	33
Figura 14 – Análise de medições inconsistentes pelo sistema AMA.	34
Figura 15 – Estrutura de uma torre anemométrica.	35
Figura 16 – Anemômetro de nacelle na turbina Vestas.	36
Figura 17 – Turbina eólica de eixo vertical e sua estrutura.	37
Figura 18 – Principais componentes de um aerogerador.	38
Figura 19 – Estrutura interna de um aerogerador.	39
Figura 20 – Exemplo de um sistema de yaw.	41
Figura 21 – Erro de desalinhamento da nacelle em relação à direção do vento.	42
Figura 22 – Aquisição de dados SCADA.	43
Figura 23 – Localização das turbinas nos respectivos estados do Brasil.	48
Figura 24 – Curva de potência da turbina eólica Vestas V150-4.2 MW.	49
Figura 25 – Curva de potência da turbina eólica Vestas V150-4.5 MW.	50
Figura 26 – Comparação da direção da nacelle entre a turbina WTG01 e vizinhas. . . .	51
Figura 27 – Comparação da velocidade de vento entre a turbina WTG01 e vizinhas . . .	52
Figura 28 – Direção do vento da WTG01 em relação a <i>wind vane</i> da torre anemométrica.	53
Figura 29 – Comparação da direção da nacelle entre a turbina WTG02 e vizinhas. . . .	53
Figura 30 – Comparação da velocidade de vento entre a turbina WTG02 e vizinhas. . . .	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Especificações para instalação de anemômetros em torres anemométricas.	35
Tabela 2 – Características dos componentes do sistema <i>yaw</i>	42
Tabela 3 – Direção média do vento WTG01 em relação às <i>wind vanes</i> - Antes da falha.	58
Tabela 4 – Direção da nacelle WTG01 - Antes da falha.	58
Tabela 5 – Direção média do vento WTG01 em relação às <i>wind vanes</i> - Durante a falha.	59
Tabela 6 – Direção da nacelle WTG01 - Durante a falha.	60
Tabela 7 – Direção média do vento WTG02 em relação às <i>Wind Vanes</i> - Antes da falha.	61
Tabela 8 – Direção da nacelle WTG02 - Antes da falha.	61
Tabela 9 – Direção média do vento WTG02 em relação às <i>wind vanes</i> - Durante a falha.	61
Tabela 10 – Direção da nacelle WTG02 - Durante a falha.	62
Tabela 11 – Direção do vento WTG03 em relação as vizinhas - Antes da falha.	63
Tabela 12 – Direção da nacelle WTG03 - Antes da falha.	63
Tabela 13 – Direção do vento WTG03 à <i>Wind Vane</i> - Durante a falha.	64
Tabela 14 – Direção da nacelle WTG03 - Durante a falha.	65
Tabela 15 – Resumo do desempenho energético da turbina nos três períodos analisados WTG01.	69
Tabela 16 – Resumo do desempenho energético da turbina nos três períodos analisados WTG02.	70
Tabela 17 – Resumo do desempenho energético da turbina nos três períodos analisados WTG03.	70
Tabela 18 – Resumo consolidado das perdas energéticas e impactos econômicos por turbina	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMA	Acompanhamento de Medições Anemométricas
CFD	Diâmica de Fluidos Computacionais (<i>Computational Fluid Dynamics</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HMI	Interface Homem-Máquina
LiDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
PID	Proporcional-Integral-Derivativo
PLC	Controladores Lógicos Programáveis
SCADA	Controle de Supervisão e Aquisição de Dados(<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

E_c	Energia cinética;
ρ	Massa específica do ar;
C_p	Coeficiente de potência;
β	ângulo de guinada;
k	fator de forma;
c	Fator de escala;
E_{esp}	Energia esperada;
E_{med}	Energia medida;
E_{pde}	Energia perdida por desempenho energético;
$Desemp_{energ}$	Desempenho energético;
$DispTemp$	Disponibilidade temporal;
CP	Curva de potência;
Δt	Período de amostragem dos dados;
P	Potência ativa (W);
v	Velocidade do vento (m/s);
A	Área varrida pelas pás (m^2)
R	Raio do rotor (m)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
<i>1.0.1</i>	<i>Cenário Brasileiro</i>	17
<i>1.0.2</i>	<i>Benefícios Ambientais e Climáticos</i>	19
<i>1.0.3</i>	<i>Desafios e Oportunidades para o Setor</i>	19
1.1	Revisão Bibliográfica	20
1.2	Objetivos	21
1.3	Contribuições do Trabalho	22
1.4	Estrutura do Trabalho	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	Princípios de Conversão de Energia Eólica	24
<i>2.1.1</i>	<i>Coeficiente de Potência de uma Turbina Eólica</i>	25
<i>2.1.2</i>	<i>Curva de Potência de uma Turbina Eólica</i>	28
2.2	Propriedades do Vento	29
<i>2.2.1</i>	<i>Distribuição de Weibull</i>	29
<i>2.2.2</i>	<i>Densidade do ar e perfil vertical de vento</i>	31
<i>2.2.3</i>	<i>Direção do vento</i>	32
2.3	Instrumentos de medição	32
<i>2.3.1</i>	<i>Torres anemométricas</i>	33
<i>2.3.2</i>	<i>Anemômetros de nacelle</i>	36
2.4	Turbinas eólicas	36
<i>2.4.1</i>	<i>Torre de Sustentação</i>	38
<i>2.4.2</i>	<i>Sistema de Pás</i>	38
<i>2.4.3</i>	<i>Cubo (Hub) e Sistema de Controle de Passo</i>	38
<i>2.4.4</i>	<i>Multiplicador de Velocidade (Gearbox)</i>	39
<i>2.4.5</i>	<i>Gerador Elétrico</i>	39
<i>2.4.6</i>	<i>Sistema de Frenagem</i>	39
<i>2.4.7</i>	<i>Transformador Elevador</i>	39
<i>2.4.8</i>	<i>Sistemas de Controle e Supervisão</i>	40
<i>2.4.9</i>	<i>Sistema de guinada (Yaw System)</i>	40
<i>2.4.9.1</i>	<i>Sistema de Controle</i>	41

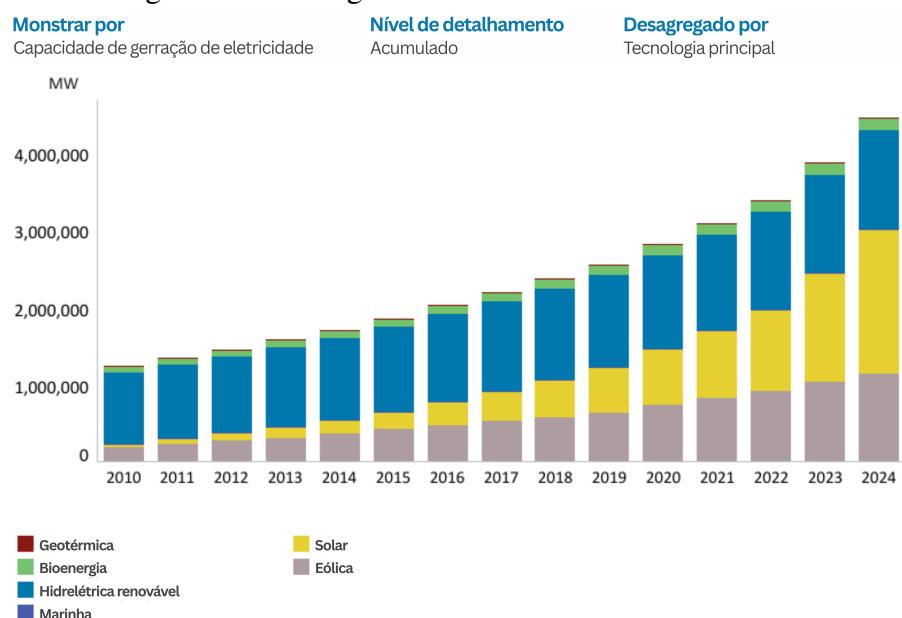
2.4.10	<i>Sistema SCADA e monitoramento operacional</i>	43
3	METODOLOGIA	45
3.1	Metodologia para Cálculo de Perdas Energéticas	45
3.1.1	<i>Cálculo da energia esperada</i>	46
3.1.2	<i>Calculo da energia frustrada</i>	46
3.1.3	<i>Cálculo do desempenho energético</i>	47
4	ESTUDO DE CASO	48
4.1	Estudo de Caso: Análise Comparativa das Turbinas Eólicas	48
4.1.1	<i>WTG 01</i>	50
4.1.2	<i>WTG 02</i>	52
4.1.3	<i>WTG 03</i>	55
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
5.1	Curvas de potência	57
5.1.1	<i>Análise de desempenho: WTG01</i>	57
5.1.2	<i>Análise de desempenho: WTG02</i>	60
5.1.3	<i>Análise de desempenho: WTG03</i>	62
5.2	Intervenções realizadas	65
5.2.1	<i>WTG01 - Substituição do Sistema de Sensoriamento</i>	65
5.2.2	<i>WTG02 - Manutenção Corretiva das Redutoras de Yaw</i>	66
5.2.3	<i>WTG03 - Intervenção no Sistema de Yaw e Sensoriamento</i>	67
5.3	Perdas associadas	68
5.3.1	<i>Análise de Perdas - WTG01</i>	68
5.3.2	<i>Análise de Perdas - WTG02</i>	69
5.3.3	<i>Análise de Perdas - WTG03</i>	70
5.4	Impacto Financeiro	71
6	CONCLUSÕES	73
6.1	Trabalhos futuros	74
	REFERÊNCIAS	75

1 INTRODUÇÃO

A busca por energias alternativas intensificou-se após as crises do petróleo da década de 1970 (PINTO, 2012), levando diversos países a procurar garantia no fornecimento energético. Este cenário impulsionou o crescimento das energias renováveis de modo quase exponencial, com destaque para as tecnologias solar e eólica. Nos últimos 15 anos, a capacidade mundial instalada de energias renováveis cresceu de aproximadamente 1.300 MW em 2010 para mais de 4.500 MW em 2024, representando um crescimento superior a 245% no período, segundo (IRENA, 2024).

A Figura 1 evidencia esta tendência de crescimento, com expansão acelerada a partir de 2018, demonstrando a consolidação dessas tecnologias como alternativas viáveis aos combustíveis fósseis para atender à crescente demanda energética global.

Figura 1 – Tendências globais em energia renovável.

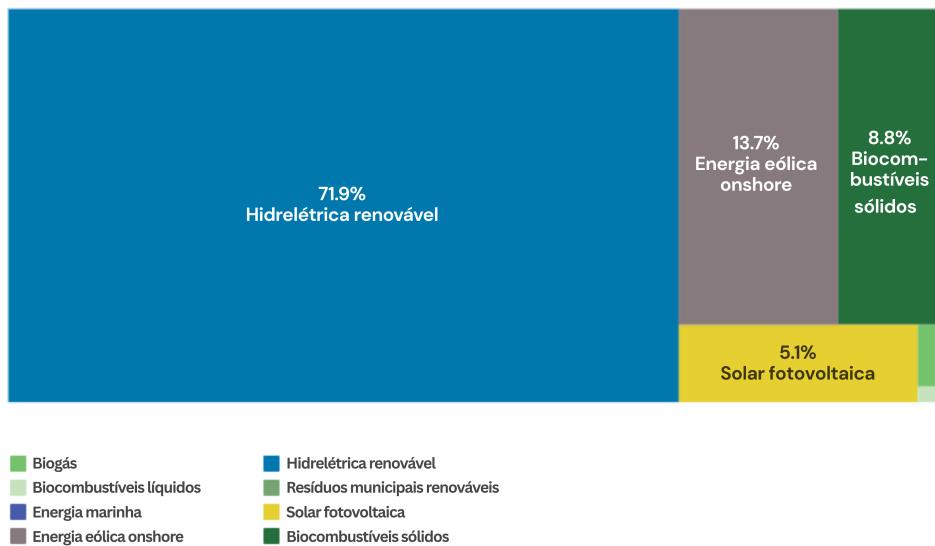


Fonte: IRENA (2024).

1.0.1 Cenário Brasileiro

O Brasil acompanha esta tendência mundial de diversificação energética. Em 2022, as fontes de energias renováveis no país eram representadas majoritariamente pela energia hidroelétrica (71,9%), seguida pela energia eólica *onshore* (13,7%) e solar fotovoltaica (5,1%) (IRENA, 2022), como mostrado na Figura 2.

Figura 2 – Tecnologias de energia renovável no Brasil - 2022.



Este cenário destaca não apenas o potencial brasileiro para energias renováveis, mas também a consolidação da energia eólica como a segunda maior fonte renovável do país, superando tecnologias tradicionais como biomassa e biocombustíveis sólidos (8,8% combinados). A magnitude deste crescimento pode ser dimensionada pelo fato de que a energia eólica gerada em 2024 (Figura 3) seria suficiente para suprir integralmente o consumo dos estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro durante todo o ano de 2023, atendendo uma população de aproximadamente 26 milhões de habitantes (IBGE, 2023).

Figura 3 – Geração da Fonte Eólica - 2024 (MWmed).



Fonte: ABEEólica (2025).

Esta capacidade de geração demonstra não apenas a maturidade tecnológica alcançada pelo setor eólico brasileiro, mas também seu potencial estratégico para garantir a segurança energética nacional.

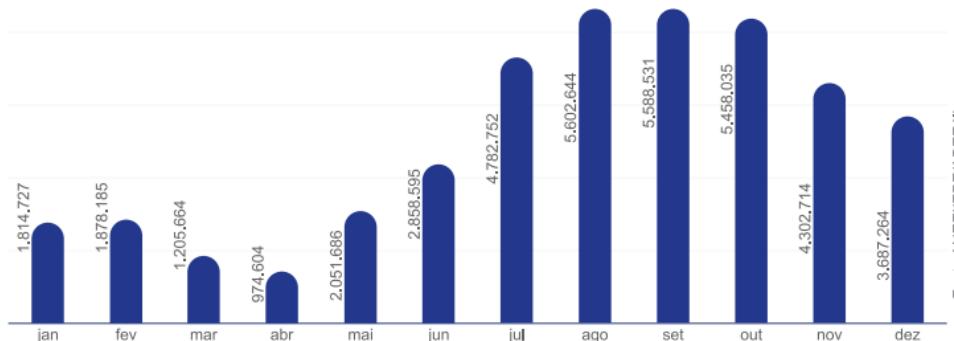
1.0.2 Benefícios Ambientais e Climáticos

A energia eólica brasileira representa um dos principais vetores para a descarbonização da matriz energética nacional, oferecendo uma alternativa limpa e renovável às fontes convencionais de geração elétrica. Durante sua operação, os parques eólicos emitem quantidades negligíveis de dióxido de carbono (CO_2), contrastando significativamente com as termoelétricas movidas a combustíveis fósseis, que respondem por uma parcela considerável das emissões do setor energético brasileiro (MCTI, 2024).

Os dados da ABEEólica (2025) demonstram a magnitude desse impacto ambiental positivo: em 2024, a geração eólica nacional evitou a emissão de aproximadamente 40,21 milhões de toneladas de CO_2 . Para dimensionar essa contribuição, tal volume equivale às emissões anuais de cerca de 27,6 milhões de automóveis de passeio — um montante que supera significativamente a frota total de veículos da cidade de São Paulo, estimada em aproximadamente 10 milhões de unidades (IBGE, 2023).

Esta performance ambiental evidencia o papel estratégico da energia eólica no cumprimento das metas de descarbonização estabelecidas nos compromissos climáticos internacionais assumidos pelo Brasil. Os resultados mensais apresentados na Figura 4 revelam a consistência dessa contribuição ao longo de 2024, com destaque para os meses de maior geração eólica, que coincidem com os períodos de ventos mais intensos nas regiões produtoras.

Figura 4 – Emissões de CO_2 evitadas por mês (toneladas).



Fonte: ABEEólica (2025).

1.0.3 Desafios e Oportunidades para o Setor

Diante deste contexto de crescimento expressivo e relevância estratégica da energia eólica brasileira, torna-se evidente que a consolidação desta fonte energética demanda estratégias

gias avançadas de gestão operacional (EPE, 2025). O setor enfrenta desafios complexos para sustentar este crescimento, especialmente na consolidação de uma cadeia produtiva com padrões internacionais e na otimização da eficiência operacional.

A gestão eficiente de Operação e Manutenção (O&M) emerge como elemento crítico neste cenário, visando minimizar custos por unidade de energia gerada durante a vida útil dos empreendimentos (SANTIAGO, 2012). Para manter a competitividade e maximizar os benefícios econômicos e ambientais já demonstrados, as empresas do setor investem crescentemente em novas tecnologias de análise e monitoramento, fortalecendo a gestão organizacional através de estratégias que maximizam o desempenho dos parques eólicos.

Neste contexto, algoritmos de *machine learning*, análise de variáveis SCADA e outros métodos de controle representam ferramentas promissoras para manutenção preditiva, permitindo identificar falhas precocemente e otimizar intervalos de serviço (KHOSRAVI *et al.*, 2018). Essa abordagem integrada resulta em redução de custos operacionais, aumento do fator de capacidade e extensão da vida útil dos ativos eólicos, contribuindo para a sustentabilidade econômica e técnica do setor.

1.1 Revisão Bibliográfica

A energia eólica distingue-se pela eficiência e controlabilidade, sendo o sistema de guinada crítico para otimizar a conversão energética (CHEN *et al.*, 2024). Embora calibrações estáticas apresentem baixo custo e resultados imediatos, sua eficácia degrada com o tempo de operação, demandando metodologias específicas para detectar, analisar e corrigir esse problema de forma sistemática.

Deste modo, a identificação precoce do desalinhamento tem se beneficiado significativamente da revolução dos dados na indústria eólica. Nessa perspectiva, Pei *et al.* (2018) desenvolveram uma metodologia inovadora que extrai padrões indicativos de desalinhamento diretamente dos dados operacionais disponíveis nos sistemas SCADA, eliminando a necessidade de equipamentos adicionais de monitoramento.

Complementarmente, Astolfi *et al.* (2020) adotaram uma perspectiva mais analítica, concentrando-se na relação intrínseca entre erro de guinada e velocidade rotacional. Através do mapeamento sistemático dessa correlação, os autores estabeleceram uma ferramenta diagnóstica calibrável para diferentes modelos de turbina - uma contribuição valiosa considerando a diversidade tecnológica do setor.

Avançando nas estratégias de correção, Song *et al.* (2018) exploraram o potencial do controle preditivo, utilizando previsões meteorológicas para antecipar mudanças na direção do vento. Esta abordagem proativa representa um avanço significativo em relação aos sistemas reativos tradicionais, potencialmente reduzindo o tempo de resposta e, consequentemente, as perdas energéticas durante transições. Contudo, a metodologia proposta ainda carece de validação em condições de alta turbulência atmosférica.

A validação prática dessas teorias foi consolidada através do trabalho de Qu *et al.* (2022), que implementaram e testaram um sistema de calibração orientado à potência em seis turbinas comerciais. Os resultados demonstraram não apenas a viabilidade técnica das intervenções propostas, mas também quantificaram o potencial econômico dessas melhorias, fornecendo dados concretos sobre retorno de investimento em otimizações do sistema de guinada.

Assim, a revisão da literatura evidencia uma tendência crescente na integração de técnicas de análise de dados com sistemas de controle preditivo para otimização de turbinas eólicas. Entretanto, identifica-se uma lacuna significativa na avaliação quantitativa de longo prazo dos impactos econômicos e na padronização de metodologias aplicáveis a diferentes fabricantes e modelos de turbinas.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral analisar o impacto do desalinhamento de turbinas eólicas em relação à direção do vento no desempenho operacional através de estudo de caso. Nesse contexto, o presente trabalho adotou uma abordagem quantitativa para avaliar dados SCADA de turbinas eólicas Vestas V150 (4.2 MW e 4.5 MW) através de análise de séries temporais. As curvas de potência de referência, obtidas das especificações técnicas do fabricante (VESTAS WIND SYSTEMS A/S, 2019), foram utilizadas para comparações de desempenho e quantificação das perdas energéticas e econômicas do sistema, contribuindo para o preenchimento das lacunas identificadas na literatura.

Assim, para a efetivação da proposta deste trabalho, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) Realizar análise de causa raiz do desalinhamento utilizando dados SCADA, examinando variáveis de posição da nacelle, direção e velocidade do vento, além de fatores técnicos, operacionais e ambientais;
- b) Quantificar as perdas de eficiência energética através de análise comparativa entre

- turbinas alinhadas e desalinhadas;
- c) Dimensionar o custo associado as perdas energéticas;
- d) Propor diretrizes técnicas para identificação, monitoramento e mitigação de problemas de desalinhamento baseadas na análise dos dados operacionais do estudo de caso.

1.3 Contribuições do Trabalho

Este estudo apresenta contribuições significativas para o cenário nacional de energia eólica ao analisar casos reais de desalinhamento em turbinas Vestas V150 operando em diferentes localidades do Nordeste brasileiro.

A quantificação do impacto do desalinhamento na curva de potência, bem como das perdas energéticas associadas, complementa os estudos nacionais e internacionais com uma abordagem analítica baseada em dados operacionais reais. Esta contribuição fornece insumos concretos para análise de desempenho e incrementa o conhecimento sobre intervenções práticas no setor eólico brasileiro.

O estudo permite a transição de estratégias puramente corretivas para abordagens mais assertivas e preditivas, facilitando a identificação da causa raiz das falhas. Dessa forma, operadores podem implementar ações preventivas baseadas em análises dedicadas e fundamentadas em dados quantitativos.

Por fim, a análise financeira dos impactos causados pelo desalinhamento fornece uma estimativa concreta do quanto esta falha pode representar dentro de um projeto eólico, subsidiando decisões estratégicas de manutenção e investimento em melhorias do sistema de guinada.

1.4 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em seis capítulos.

Capítulo 1 apresenta a contextualização do problema, justificativa da pesquisa e definição dos objetivos gerais e específicos do estudo.

Capítulo 2 desenvolve a fundamentação teórica sobre geração eólica, abordando os princípios de conversão energética, componentes críticos dos aerogeradores e modelos de extração de energia, com ênfase no sistema de orientação.

Capítulo 3 descreve a metodologia empregada para uso dos dados, incluindo os métodos de quantificação de perdas energéticas e desempenho dos aerogeradores.

Capítulo 4 demonstra a análise de séries temporais de dados SCADA e critérios para identificação de desalinhamento nas turbinas estudadas.

Capítulo 5 apresenta e discute os resultados obtidos, incluindo a análise comparativa das curvas de potência, quantificação das perdas energéticas e avaliação do impacto econômico do desalinhamento.

Capítulo 6 consolida as conclusões do estudo, destacando as principais contribuições da pesquisa e propondo recomendações para trabalhos futuros na área de otimização operacional de parques eólicos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentadas as equações características do processo de conversão de energia eólica, assim como os principais elementos componentes de uma turbina eólica, com ênfase no sistema de orientação e sua importância para a otimização da captura energética.

2.1 Princípios de Conversão de Energia Eólica

O vento é gerado a partir da circulação das camadas de ar promovida pelo aquecimento desigual da superfície terrestre. Por ser uma grandeza vetorial, a direção do vento indica convencionalmente de onde ele provém. A energia eólica deriva do movimento de massas de ar com determinada massa (m) e velocidade (v), sendo expressa pela energia cinética conforme a Equação 2.1:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Onde:

E_c : energia cinética (J);

m : massa de ar (kg);

v : velocidade do vento (m/s).

Considerando que o vento constitui um fluxo contínuo de ar, a massa de ar que atravessa uma área A por unidade de tempo pode ser expressa em função da massa específica do ar (ρ). Assim, a potência disponível no vento é determinada pela taxa de variação da energia cinética ao longo do tempo, conforme a Equação 2.2:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.2)$$

Sendo:

P : potência disponível do vento (W);

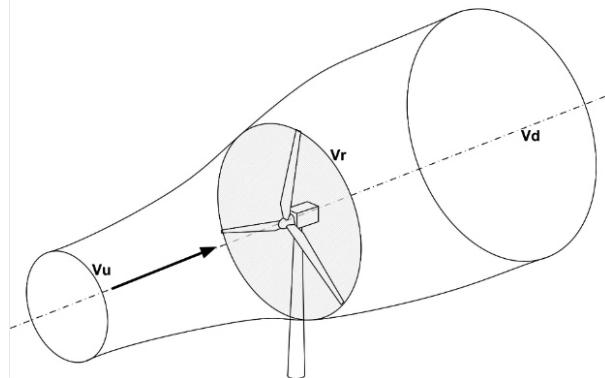
ρ : massa específica do ar (kg/m^3);

A : área varrida pelo rotor (m^2);

v : velocidade do vento (m/s).

Para condições padrão (1 atm, 15°C, nível do mar), a massa específica do ar é de (ρ) = 1,2556 kg/m³. Quando a altitude aumenta, a pressão atmosférica diminui e, consequentemente, a densidade do ar também diminui. Dessa forma, a altura do aerogerador impacta

Figura 5 – Área varrida pelas pás de uma turbina de eixo horizontal.



Fonte: Burton *et al.* (2001).

significativamente na velocidade do vento e, portanto, influencia diretamente a potência produzida. Considerando que tanto a temperatura quanto a pressão atmosférica variam com a altitude, é possível afirmar que turbinas eólicas instaladas em um mesmo local, mas em alturas diferentes, podem apresentar diferentes valores de densidade de potência (FADIGAS, 2011).

A passagem do fluxo de ar através da área varrida por uma turbina eólica resulta em uma redução progressiva de sua velocidade (BURTON *et al.*, 2001), conforme ilustrado na Figura 5. Ao se aproximar da turbina eólica, o vento inicial (v_u) sofre uma desaceleração gradual até atingir a velocidade (v_r) no plano do rotor. Após atravessar a turbina, o fluxo de ar continua perdendo velocidade até estabilizar-se em um valor uniforme (v_d) na região a posterior ao equipamento. Pelo princípio de conservação da massa (equação da continuidade), a redução da velocidade do fluido implica no aumento proporcional da área da seção transversal do escoamento para manter constante a vazão mássica. A área varrida pelas pás do rotor constitui a seção de referência para o cálculo da área do tubo de corrente, obtida através da Equação 2.3:

$$P = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (2.3)$$

Sendo:

D : Diâmetro do rotor (m).

2.1.1 Coeficiente de Potência de uma Turbina Eólica

O coeficiente de potência (c_p) representa a razão entre a potência mecânica extraída por uma turbina eólica e a potência total disponível no vento. Este dado adimensional é amplamente utilizado para avaliar e comparar a eficiência aerodinâmica de diferentes turbinas eólicas, indicando a capacidade de conversão energética do sistema. Este é definido pela relação

entre a potência extraída pelo vento (P_{ext}) e a potência disponível (P_{vento}), assim:

$$C_p = \frac{P_{ext}}{\frac{1}{2} \rho A v^3} = \frac{\text{Potência extraída da turbina}}{\text{Potência disponível no vento}} \quad (2.4)$$

Diversos fatores influenciam a potência de saída de uma turbina eólica. Teoricamente, o valor máximo do coeficiente de potência é limitado pelo limite de Betz, que estabelece que uma turbina eólica ideal pode extrair no máximo 59,3% (Figura 6) da energia cinética disponível no vento. Essa relação resulta da combinação entre a máxima eficiência da força exercida no disco do rotor (área transversal ocupada pelas pás) e a máxima eficiência de velocidade do fluxo de ar na região frontal do rotor (vr) mostrado na Equação 2.5.

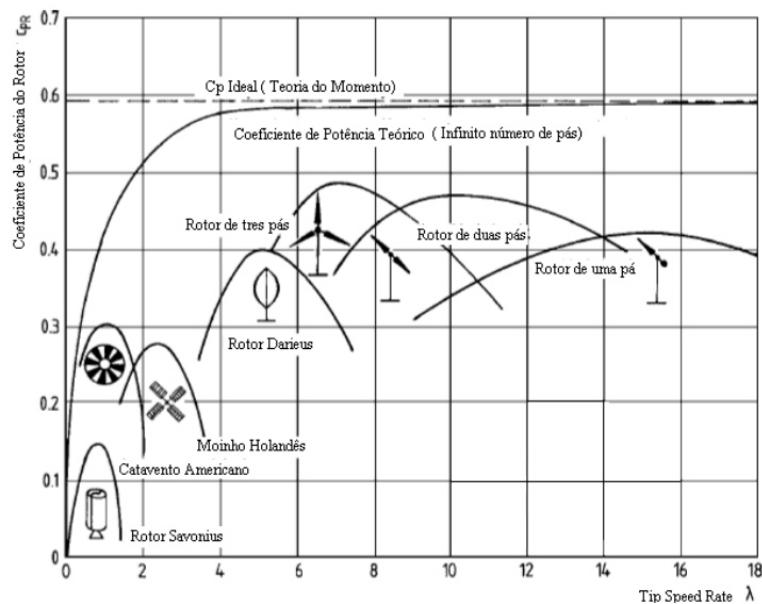
$$C_p = \frac{8}{9} \cdot \frac{2}{3} = 0,59 \quad (2.5)$$

Onde:

C_p : coeficiente de potência (adimensional);

A Figura 6 demonstra o desempenho dos rotores eólicos de diferentes tipos de aerogeradores:

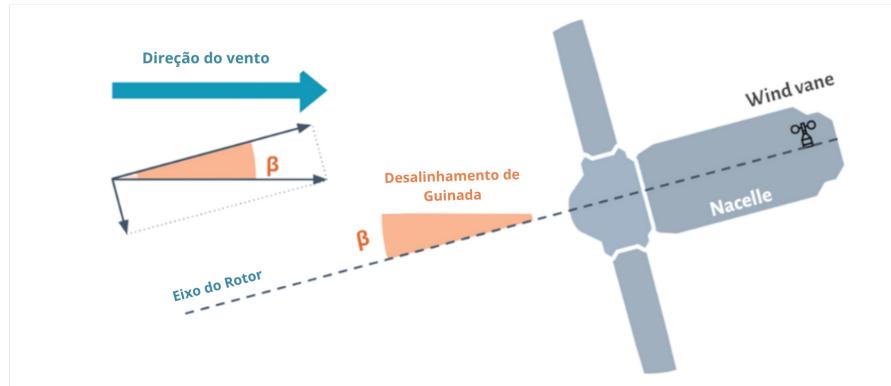
Figura 6 – Curva típica de desempenho de rotores eólicos.



Fonte: Carvalho (2003).

Na prática, os valores de c_p para turbinas eólicas comerciais situam-se tipicamente entre 0,25 e 0,45, sendo influenciados por fatores como o design aerodinâmico das pás, velocidade de rotação, ângulo de ataque e condições operacionais (ALMEIDA, 2012). Para o

Figura 7 – Direção do vento em relação a nacelle.



Fonte: Adaptado de SEREEMA (2025).

desalinhamento, a lei de Betz ainda explica como a velocidade do vento e o ângulo de guinada influenciam a potência de saída, conforme mostrado pela Equação 2.6:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 C_p \cdot (\cos \beta)^3 \quad (2.6)$$

Sendo:

P : potência eólica gerada (W);

ρ : Massa específica do ar (kg/m^3);

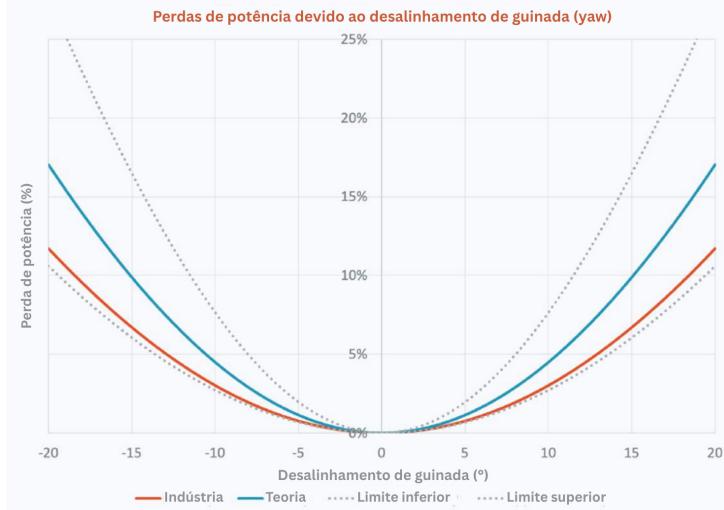
v : velocidade do vento (m/s);

C_p : coeficiente de potência (adimensional);

β : ângulo de guinada ($^\circ$);

A Equação 2.6 revela que o desempenho de potência é otimizado quando $\beta = 0$, isto é, quando o plano das pás permanece perpendicular à direção do vento (Figura 7 e 8). Esta condição teórica é corroborada pelos dados SCADA, que demonstram melhor desempenho de potência quando o ângulo de guinada é zero, situação mantida pelo sistema de yaw da turbina (PEI *et al.*, 2018).

Figura 8 – Perdas de energia em função do desalinhamento para diferentes casos.

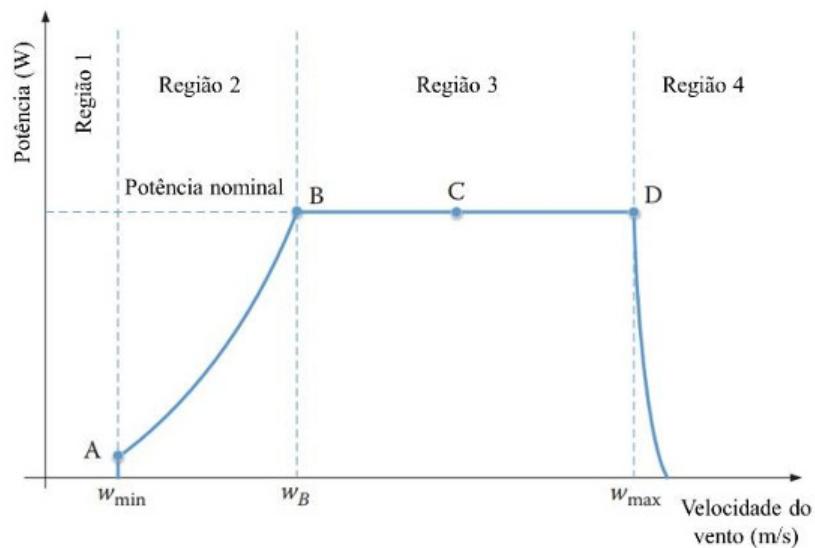


Fonte: Adaptado de (SEREEMA, 2025).

2.1.2 Curva de Potência de uma Turbina Eólica

A avaliação de desempenho de um aerogerador, segundo diretrizes da norma (IEC 61400-12-1), baseia-se em duas métricas essenciais: a Estimativa Anual de Produção (EAP) e a curva de potência. Esta última representa a “assinatura” funcional da turbina, mapeando a relação entre a velocidade do vento na altura do cubo e a potência elétrica líquida gerada. A análise da curva revela quatro zonas operacionais distintas, cada uma governada por diferentes estratégias de controle destacadas na Figura 9.

Figura 9 – Curva característica da potência de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado de El-Sharkawi (2016, p. 33).

A **Região 1** corresponde à faixa de ventos abaixo da velocidade de partida (*cut-in*), na qual a turbina não opera.

A **Região 2** inicia-se a partir do *cut-in*, sendo a fase de otimização, onde a potência cresce exponencialmente com a velocidade do vento.

Ao atingir a potência de projeto, a turbina entra na **Região 3**, operando em potência nominal constante, independentemente do aumento da velocidade do vento, graças à atuação dos sistemas de controle.

Finalmente, ventos que excedem a velocidade de corte (*cut-off*) levam à **Região 4**, onde a turbina é desligada por segurança através do sistema de *pitch*.

A determinação experimental dessas curvas é realizada através de campanhas de medição em campo, onde o anemômetro de referência deve ser posicionado adequadamente para representar as condições locais sem sofrer interferências aerodinâmicas da turbina. Sob condições de vento estacionário, torna-se possível estabelecer correlações confiáveis entre os dados anemométricos e a potência elétrica instantânea.

2.2 Propriedades do Vento

O principal insumo para a geração de energia eólica é o vento. Entretanto, conforme aponta a referência Vian *et al.* (2021), este recurso apresenta desafios significativos: não é controlável nem pode ser armazenado em sua forma primária. Além disso, sua natureza é inherentemente intermitente, com velocidade e direção que variam de forma imprevisível a depender da geografia do local, do clima e da altura em relação ao solo.

2.2.1 Distribuição de Weibull

Para entender como funciona a variação do vento, é necessário entender que este obedece um comportamento sazonal, ou seja, todo ano o mesmo comportamento se repete e tende a atender a um determinado perfil de velocidade (PINTO, 2012). A função usualmente utilizada para caracterizar as estatísticas de velocidade de vento é chamada distribuição de Weibull, dada por:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.7)$$

Onde:

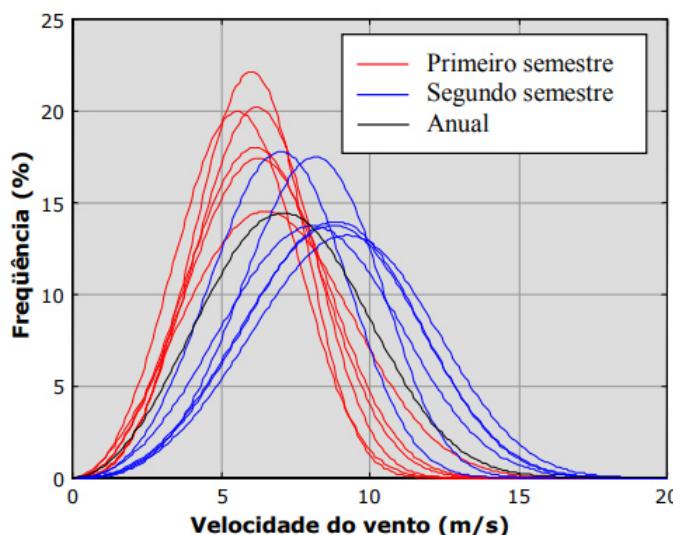
v : velocidade do vento (m/s);

k : fator de forma (adimensional);

c : fator de escala (m/s);

A distribuição de Weibull, apesar de apresentar aderência adequada para a maioria dos regimes de vento, pode exibir discrepâncias significativas em relação aos dados observacionais, especialmente em terrenos de topografia complexa. Contudo, esta distribuição estabeleceu-se como método de referência para caracterização de recursos eólicos na indústria. A Figura 10 apresenta exemplos de curvas de distribuição de Weibull para diferentes períodos sazonais, evidenciando as variações características do regime de ventos.

Figura 10 – Distribuições de Weibull.



Fonte: Adaptado Silva (2003, p.77).

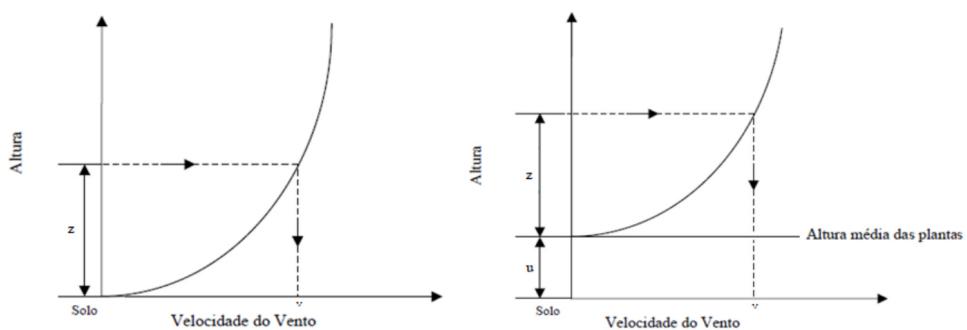
Para o Nordeste brasileiro, Chou *et al.* (2006) identificaram que os valores do fator de forma k superiores a 3,5 ocorrem nas principais regiões de potencial eólico durante todas as estações do ano. As regiões de maiores valores de k se localizam na divisa entre Piauí e Ceará, na divisa entre Piauí e Pernambuco, em várias áreas na Chapada Diamantina na Bahia, no litoral e em pontos elevados da Serra da Borborema no Rio Grande do Norte e Pernambuco, além do litoral e regiões altas do Ceará. Segundo os autores, o fator de forma da distribuição de Weibull indica a maior frequência do vento, de modo que a combinação de vento forte com fator de forma elevado representa a condição mais adequada para ventos intensos e persistentes, características essenciais para a viabilidade de projetos eólicos.

2.2.2 Densidade do ar e perfil vertical de vento

A energia cinética disponível no vento é diretamente proporcional à densidade do ar ambiente, conforme expressa pela relação fundamental da energia eólica (SCHAFFARCZYK, 2023). Para uma determinada velocidade de vento, variações na densidade do ar resultam em alterações proporcionais na energia disponível para conversão por turbinas eólicas. Esta dependência torna-se particularmente relevante em diferentes condições atmosféricas e altitudes, aspectos que devem ser considerados na caracterização de recursos eólicos.

O desenvolvimento de projetos eólicos exige uma caracterização detalhada do regime de ventos por meio de medições realizadas em diferentes alturas ao longo de toda a área de interesse. Este levantamento inicial deve determinar três parâmetros fundamentais: a velocidade média do vento, a direção de incidência predominante e a regularidade temporal do recurso eólico. Considerando que a velocidade do vento aumenta exponencialmente com a altitude devido à redução do efeito de atrito com a superfície terrestre, conforme evidenciado na Figura 11, torna-se essencial compreender essa relação direta entre velocidade e altura para o dimensionamento adequado dos aerogeradores.

Figura 11 – Relação entre altura e velocidade do vento.



Fonte: Almeida (2012, p.32).

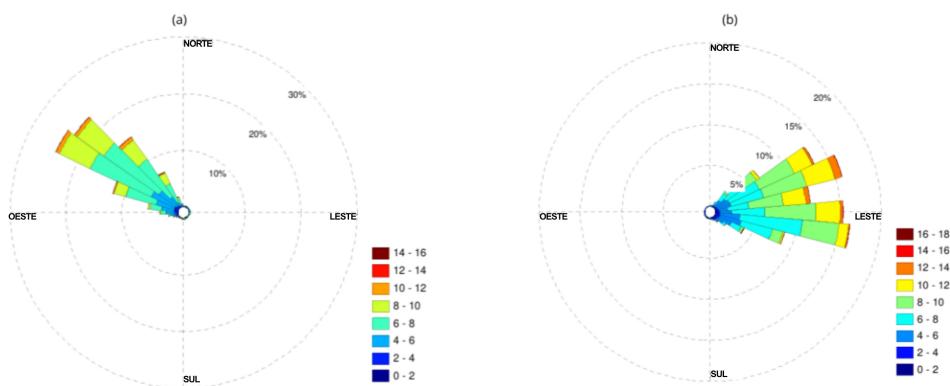
Esta variação vertical da velocidade do vento, combinada com as mudanças na densidade do ar em função da altitude, influencia diretamente o potencial energético disponível. As curvas de potência de turbinas eólicas são tradicionalmente normalizadas para uma densidade de referência de $1,225 \text{ kg/m}^3$, que corresponde às condições padrão ao nível do mar: temperatura de 15°C , pressão atmosférica de $101,325 \text{ kPa}$ e umidade relativa nula. Contudo, as condições reais de operação frequentemente divergem destes valores de referência, especialmente em locais de elevada altitude onde tanto a densidade do ar quanto o perfil de vento diferem significativamente

das condições padrão.

2.2.3 Direção do vento

A direção do vento é definida pela direção de onde o vento se origina, seguindo padrões meteorológicos internacionais. Para análise estatística, as ocorrências são categorizadas em setores angulares de 12 ou 16 divisões, distribuídos uniformemente ao redor da rosa dos ventos (PINTO, 2012). A rosa dos ventos representa graficamente estes dados, onde o comprimento radial de cada setor é proporcional à frequência de ocorrência dos ventos naquela direção. As velocidades menores concentram-se no centro, enquanto os ventos mais intensos se estendem para as extremidades. A Figura 12 ilustra esta representação para duas localidades brasileiras com características eólicas distintas.

Figura 12 – Representação da frequência da direção do vento de Parnaíba - PI (a) e Petrolina - PE (b).



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014, p.60).

Observa-se que Parnaíba (PI) apresenta ventos predominantemente de nordeste, com alta concentração direcional e velocidades mais elevadas, enquanto Petrolina (PE) exibe maior dispersão direcional com ventos de menor intensidade. A análise da direção predominante do vento é fundamental para o posicionamento otimizado de turbinas eólicas, minimizando efeitos de esteira entre aerogeradores e maximizando a captação energética do parque eólico.

2.3 Instrumentos de medição

Como já abordado anteriormente, base da energia eólica é o vento, aproveitado através das turbinas eólicas para converter energia cinética em energia elétrica. Para que a geração eólica seja otimizada, é fundamental conhecer as características do recurso eólico:

sazonalidade, direção predominante, velocidade e sua variação em diversas alturas, viabilizando o aproveitamento através do movimento das pás de um aerogerador.

Esta caracterização demanda instrumentos de medição precisos, capazes de capturar variáveis essenciais como velocidade e direção do vento, além das variações que influenciam o desempenho operacional dos parques eólicos. A precisão destes dados é crucial para a viabilidade econômica dos empreendimentos, uma vez que pequenos erros na medição da velocidade do vento (como 9%) podem resultar em superestimativas da produção de energia de até 21% (EPE, 2017), comprometendo todo o projeto eólico.

2.3.1 Torres anemométricas

A medição precisa e contínua do recurso eólico constitui pilar fundamental para o planejamento, operação e viabilidade de projetos de geração eólica. No Brasil, a expansão da fonte eólica, impulsionada pelos leilões de energia a partir de 2009, evidenciou a necessidade de uma base de dados robusta e confiável (EPE, 2024).

Figura 13 – Torre Anemométrica.



Fonte: Braselco, 2021.

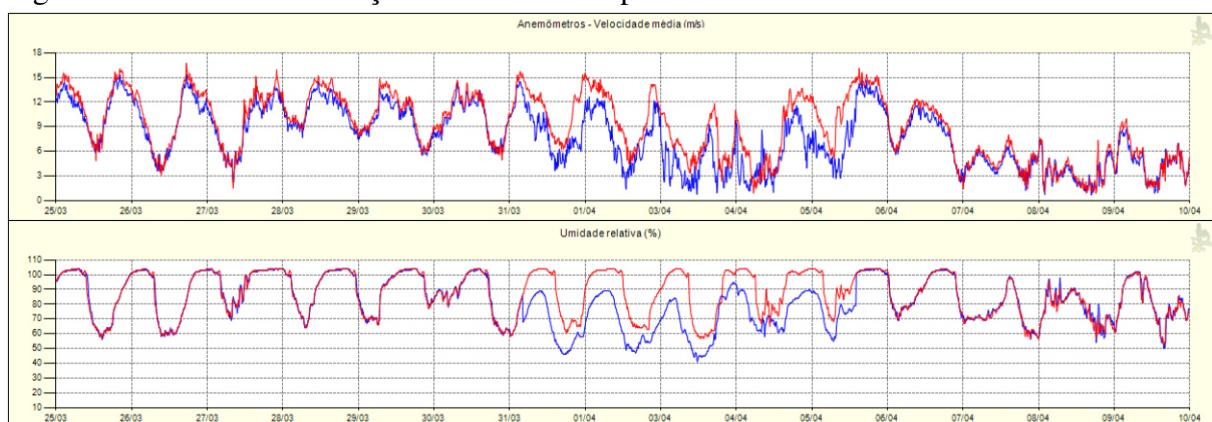
Para suprir essa demanda, regulamentações tornaram obrigatória a instalação de **torres anemométricas** para medições permanentes nos parques eólicos vencedores dos certames (EPE, 2024). A gestão centralizada destes dados resultou na criação e implementação do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que desde então consolida uma base pública referencial para estudos do setor elétrico (EPE, 2024). O sistema AMA realiza o monitoramento contínuo de cinco variáveis meteorológicas:

1. Pressão atmosférica: parâmetro fundamental para análise de condições atmosféricas;

- 2. Temperatura ambiente:** medição das condições térmicas locais;
- 3. Umidade relativa:** quantificação da umidade presente no ar;
- 4. Velocidade do vento:** intensidade dos ventos na região;
- 5. Direção do vento:** orientação predominante dos ventos.

Os dados são coletados a cada segundo e integralizados em intervalos de 10 minutos, sendo submetidos a rigoroso processo de garantia de qualidade para cada torre. Dada a ampla variação dos valores de medição, especialmente da velocidade do vento, a comparação visual entre parques constitui ferramenta importante na identificação de medições inconsistentes, como demonstrado na Figura 14.

Figura 14 – Análise de medições inconsistentes pelo sistema AMA.



Fonte: EPE (2024, p.18).

Os dados são coletados pelo *datalogger* a cada segundo e integralizados em intervalos de 10 minutos, sendo posteriormente submetidos a rigoroso processo de garantia de qualidade para cada torre. Este dispositivo central, conforme visualizado na Figura 15, é responsável por registrar digitalmente todas as informações dos sensores meteorológicos. Dada a ampla variação dos valores de medição, especialmente da velocidade do vento, a comparação visual entre parques constitui uma ferramenta importante na identificação de medições inconsistentes, como demonstrado na Figura 14. Para a estrutura, normalmente são instalados três anemômetros por torre (Tabela 1):

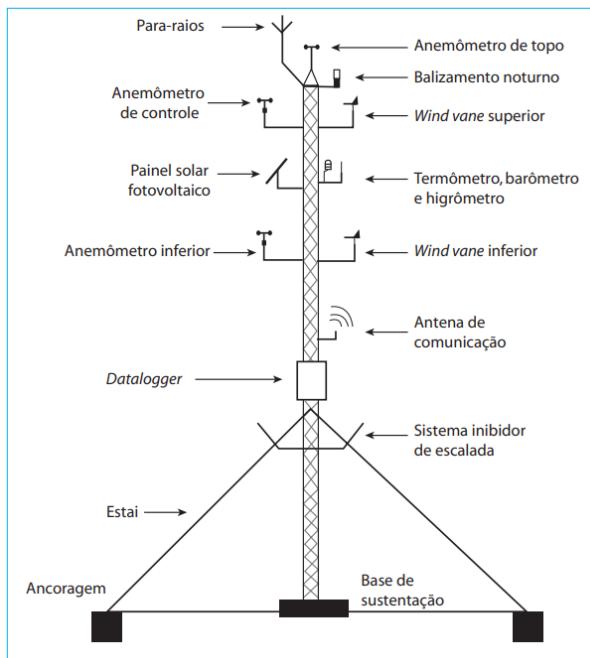
Tabela 1 – Especificações para instalação de anemômetros em torres anemométricas.

Tipo de Anemômetro	Especificações de Instalação
Anemômetro Superior	Instalado no topo da torre, a uma altura do solo igual à do eixo das turbinas eólicas do parque eólico planejado, e no mínimo a 50 metros de altura. É crucial que esteja livre de perturbações e interferências causadas por outros instrumentos ou sinalização.
Anemômetro Intermediário	Deve ser instalado a uma distância de até 2,5 metros abaixo do anemômetro superior.
Anemômetro Inferior	Posicionado a uma distância mínima de 20 metros abaixo do anemômetro superior e, preferencialmente, na altura inferior da ponta da pá das turbinas.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além dos anemômetros, outros componentes essenciais compõem a estrutura da torre anemométrica, conforme ilustrado na Figura 15.

Figura 15 – Estrutura de uma torre anemométrica.



Fonte: Adaptado de Araujo (2021).

Destacam-se os sensores de direção do vento (*Wind Vane*), sendo necessários pelo menos dois por torre. O superior deve estar entre 1,5 metros e 10% da altura do eixo das turbinas abaixo do anemômetro superior, com especificações de precisão $\leq 3^\circ$, resolução $\leq 1^\circ$, banda morta $\leq 6^\circ$ e velocidade de partida $\leq 1 \text{ m/s}$. O “norte de referência” do sensor deve estar alinhado com a torre e sua haste de fixação, sendo o alinhamento correto verificado medindo-se um ângulo de “zero” no *datalogger* e, posteriormente, corrigindo-se as leituras para o norte verdadeiro do sensor, mostrado na Figura 7.

2.3.2 Anemômetros de nacelle

Nos aerogeradores, os sensores de velocidade e direção do vento são instalados no topo da nacelle, conforme ilustrado na Figura 16. Durante a operação, esses instrumentos assumem funções distintas daquelas das torres anemométricas uma vez que a direção do vento captada pela turbina representa a condição real percebida pela máquina em operação, enquanto os dados provenientes da torre de medição servem como referência teórica e normativa, tendo em vista que estão posicionados em local isento de interferências aerodinâmicas provenientes das próprias turbinas.

Figura 16 – Anemômetro de nacelle na turbina Vestas.



Fonte: Adaptado de BOSTON ENERGY (2022).

O anemômetro monitora continuamente a intensidade e velocidade do vento, fornecendo dados em tempo real para a operação da turbina. A biruta (*wind vane*) capta informações sobre a direção do vento para garantir o posicionamento eficiente da turbina.

Assim, a partir dos dados fornecidos por esses sensores é possível realizar o ajuste automático da posição da nacelle, direcionando o rotor para otimizar a captação dos ventos (ALPHA SOLAR, 2022). Essas informações são utilizadas para elaborar a curva de potência das turbinas e realizar estudos de produção elétrica, além de identificar anomalias no funcionamento do equipamento.

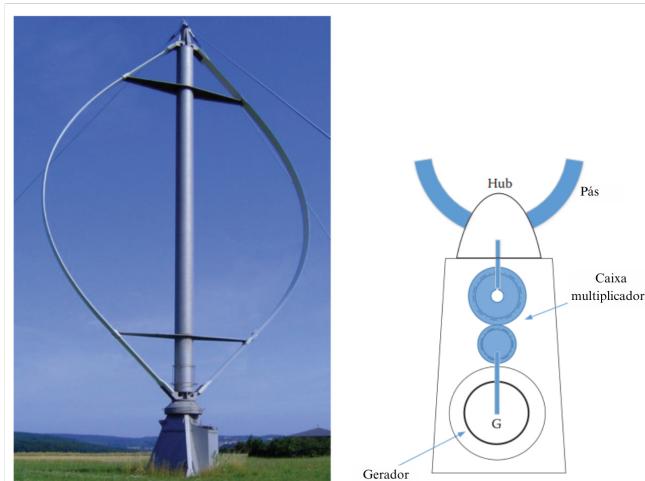
2.4 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas são classificadas conforme a orientação de seu eixo de rotação em dois tipos principais: horizontais e verticais. As turbinas de eixo horizontal constituem a tec-

nologia predominante no mercado, caracterizando-se pelo rotor posicionado perpendicularmente ao solo e equipamentos principais instalados no topo da torre (Figura 16), exigindo sistema de orientação para alinhamento com a direção do vento.

As turbinas de eixo vertical ilustrada na Figura 17, apresentam rotor paralelo ao solo e dispensam mecanismo de orientação, concentrando os equipamentos pesados ao nível do solo. Ambas as configurações compartilham componentes básicos similares, incluindo sistema de captação da energia cinética do vento através de pás aerodinâmicas, caixa multiplicadora, gerador elétrico e sistemas de controle, diferindo principalmente na disposição espacial e estratégias de operação destes elementos.

Figura 17 – Turbina eólica de eixo vertical e sua estrutura.



Fonte: Adaptado de El-Sharkawi (2016, p.62).

As principais vantagens das turbinas eólicas de eixo vertical incluem o posicionamento dos equipamentos principais ao nível do solo, facilitando instalação e manutenção, a dispensa de mecanismo de orientação sendo vantajosas em locais com ventos variáveis, e menor velocidade de partida aproveitando ventos de menor intensidade. Contudo, suas limitações compreendem menor potência devido aos ventos menos intensos próximos ao solo, vibrações causadas por fluxos turbulentos, elevada inércia requerendo partida assistida e alta taxa de falhas nos mancais devido às cargas estruturais concentradas.

A estrutura das turbinas eólicas de eixo horizontal compreende subsistemas integrados para conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Esta configuração tecnológica distribui componentes mecânicos, elétricos e de controle estrategicamente entre a nacelle, torre, pá e cubo (*hub*), conforme os principais elementos detalhados na Figura 18.

2.4.1 Torre de Sustentação

Eleva o conjunto rotor-nacelle para altitudes com ventos mais intensos, atingindo até 250 metros. Fabricada geralmente em aço estrutural, suporta cargas aerodinâmicas, gravitacionais e iniciais.

2.4.2 Sistema de Pás

Capturam a energia cinética do vento através de geometria aerodinâmica otimizada. Fabricadas em materiais compostos (fibra de vidro/poliéster ou epóxi), possuem comprimento de 5 a mais de 100 metros.

2.4.3 Cubo (Hub) e Sistema de Controle de Passo

O cubo conecta as pás ao eixo de baixa rotação, integrando o sistema de controle de passo que ajusta o ângulo das pás via atuadores hidráulicos ou elétricos para otimizar a captação energética e proteger contra sobrecargas.

Figura 18 – Principais componentes de um aerogerador.

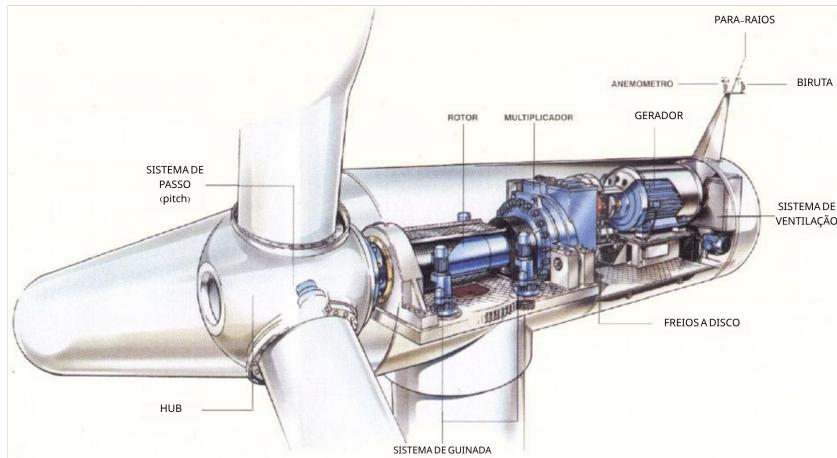


Fonte: Adaptado de Vestas (2017).

Interno à nacelle, concentram-se os componentes responsáveis pela conversão mecânica e elétrica da energia captada pelas pás, conforme ilustrado na Figura 19. Estes subsistemas trabalham de forma integrada para transformar a rotação de baixa velocidade do rotor em energia elétrica de qualidade adequada para conexão à rede, além de controlar a direção da nacelle por

meio do sistema de giro.

Figura 19 – Estrutura interna de um aerogerador.



Fonte: Adaptado de ENERGIAS ALTERNATIVAS (2010).

2.4.4 Multiplicador de Velocidade (Gearbox)

Sistema de engrenagens planetárias que adapta a baixa rotação das pás (15-50 rpm) à alta velocidade requerida pelo gerador elétrico (1200-1800 rpm), através de relações de transmissão de 1:50 a 1:100. Este componente é necessário devido à incompatibilidade entre a velocidade ótima aerodinâmica das pás e a velocidade operacional dos geradores síncronos convencionais.

2.4.5 Gerador Elétrico

Converte energia mecânica em elétrica. As tecnologias predominantes são geradores de indução com rotor bobinado (DFIG) e geradores síncronos de ímãs permanentes.

2.4.6 Sistema de Frenagem

Freio a disco que imobiliza o rotor durante condições adversas, manutenção ou falhas, complementando o controle aerodinâmico das pás.

2.4.7 Transformador Elevador

Eleva a tensão de saída do gerador para níveis compatíveis com a rede elétrica. Pode ser instalado na nacelle ou na base da torre.

2.4.8 Sistemas de Controle e Supervisão

Integram os subsistemas da turbina, realizando controle de potência, sincronização com a rede, monitoramento operacional e proteção contra falhas e condições meteorológicas extremas. Utilizam Controladores Lógicos Programáveis (PLC) que processam sinais de sensores em tempo real, executando algoritmos de controle para orientação da nacelle, ajuste do ângulo das pás, frenagem e sincronização com a rede elétrica. Os PLCs garantem operação otimizada e implementam protocolos de segurança, como parada automática em condições adversas.

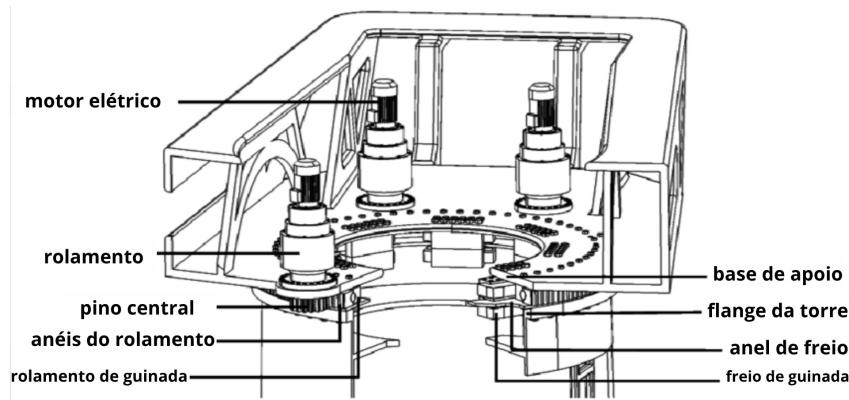
2.4.9 Sistema de guinada (Yaw System)

O sistema guinada (*yaw*) desempenha função fundamental no alinhamento da área de varredura do rotor com a direção do vento, maximizando assim o aproveitamento da energia eólica disponível. Além de sua função primária de orientação, o sistema de guinada também atua como mecanismo de regulação de potência quando a velocidade do vento excede os valores nominais de operação.

A importância da confiabilidade do sistema de guinada torna-se evidente quando são analisados os dados de falhas em turbinas eólicas. Segundo Wilkinson e Hendriks (2011), estudos de confiabilidade revelaram que o sistema *yaw* constitui o segundo componente mecânico mais frequente em termos de contribuição para a taxa de falha geral de turbinas eólicas, definida pelo número de falhas anuais por turbina. Além disso, representa o segundo maior contribuinte para o tempo de inatividade operacional das turbinas, sendo superado apenas pelo sistema de passo.

A arquitetura do sistema é caracterizada pela utilização de quatro a seis redutores (Figura 20) operando em configuração redundante (OLIVEIRA, 2021). Esta configuração oferece vantagens significativas: manutenção da funcionalidade operacional mesmo com falha de unidades individuais, distribuição equitativa de cargas mecânicas prevenindo sobrecargas, e possibilidade de frenagem ativa através de torque diferencial entre acionamentos opostos, eliminando folgas entre pinhão e coroa.

Figura 20 – Exemplo de um sistema de yaw.



Fonte: Adaptado de Kim e Dalhoff (2014).

As falhas por desalinhamento manifestam-se em duas condições distintas:

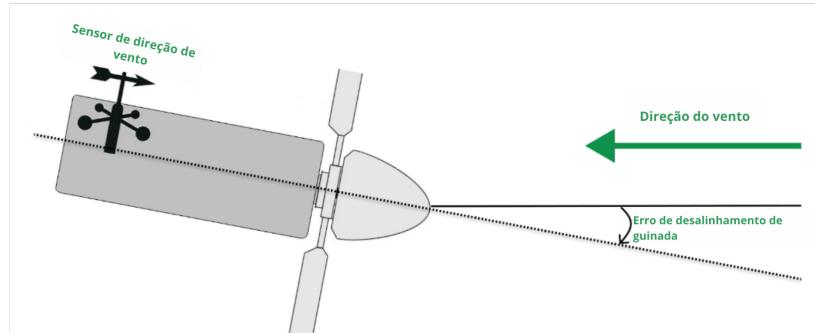
- Desalinhamento estático: onde o erro de yaw é registrado como 0° apesar da turbina não estar direcionada ao vento, tornando-se invisível ao controlador;
- Desalinhamento dinâmico: ocorre quando a nacelle não acompanha as mudanças na direção do vento, sendo corrigido apenas quando o erro excede os indicadores de controle pré-estabelecidos por tempo suficiente para acionar os motores de guinada.

2.4.9.1 Sistema de Controle

O controle do sistema yaw é realizado por meio de PLC que utiliza algoritmos de controle PID Proporcional-Integral-Derivativo (PID) (HASAN, 2010). O sistema opera com base em medições contínuas da direção e velocidade do vento, estabelecendo limites mínimos de erro para acionamento dos motores de guinada.

Quando detectado desvio na direção do vento, o controlador gera sinais de saída que acionam os motores do sistema yaw, promovendo a rotação da nacelle para correção do desalinhamento. O monitoramento da posição é realizado através de transdutores de posição (*encoders* incrementais) instalados junto à cremalheira do yaw (*gear ring*), que fornecem dados precisos para o cálculo da posição real da nacelle em relação às coordenadas geográficas (Figura 21).

Figura 21 – Erro de desalinhamento da nacelle em relação à direção do vento.



Fonte: Adaptado de KAVAKEN TEAM (2022).

A sensibilidade do controle apresenta relação direta com a eficiência na geração de energia: quanto maior a sensibilidade, maior será o aproveitamento energético. Entretanto, essa configuração resulta em acionamentos mais frequentes do sistema *yaw*, o que deve ser considerado no projeto para equilibrar eficiência operacional e vida útil dos componentes (Tabela 2).

Tabela 2 – Características dos componentes do sistema *yaw*.

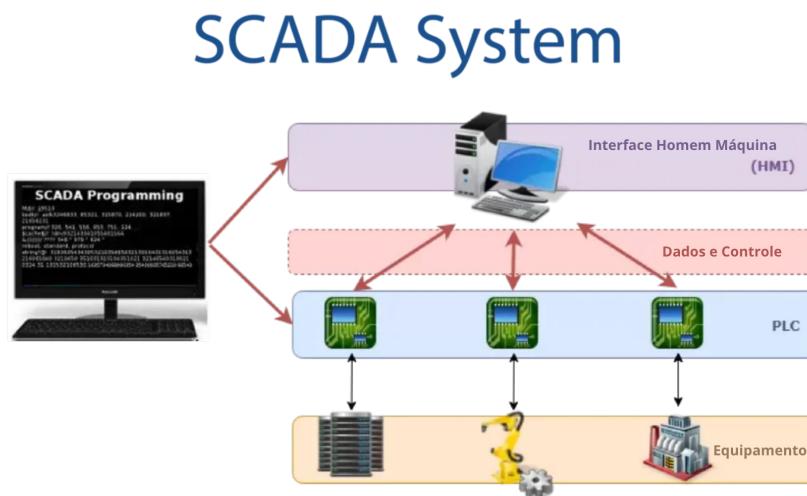
Componente	Tipo/Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Acionamentos	Hidráulico	Alta relação potência/peso; facilita implementação de conceitos de guinada suave	Maior taxa de manutenção; problemas de vazamento
	Eletromecânico (motor elétrico + freio mecânico + redutor planetário)	Controle de velocidade e momento com conversores de frequência; partida controlada; redução de picos de carga	Picos de carga elevados; problemas de folga; operações de partida/parada críticas
Maneiros	Rolamento de quatro pontos	Melhor distribuição de tensões; maior vida útil	Maior custo
	Mancal deslizante	Propriedades de frenagem e amortecimento; dispensa freios adicionais	Efeito stick-slip; alto desgaste; emissão de ruído
Freios	Hidráulico	Força de frenagem regulável; redução de cargas alternadas	Vazamentos (risco de incêndio); superfícies escorregadias; maior manutenção
	Eletromecânico	Evita problemas de vazamento; menor manutenção	Maior peso

Fonte: Elaborado pela autora.

2.4.10 Sistema SCADA e monitoramento operacional

Os sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) constituem a espinha dorsal do monitoramento e controle em tempo real de parques eólicos modernos. Conforme ilustrado na Figura 22, esses sistemas integrados coletam, processam e gerenciam continuamente variáveis operacionais das turbinas eólicas, possibilitando supervisão automática e controle adaptativo por meio da comunicação direta com os sistemas de controle PLC de cada unidade geradora.

Figura 22 – Aquisição de dados SCADA.



Fonte: Adaptado de SAVVYCOM TEAM (2024).

Do ponto de vista técnico, os sistemas SCADA operam com resolução temporal típica na ordem de segundos, embora sejam capazes de registrar medições em intervalos de milissegundos para variáveis críticas, como o ângulo de guinada, coletado a cada 100 ms (PEI *et al.*, 2018). Essa alta frequência de aquisição permite o cálculo de valores médios por segundo, assegurando precisão estatística sem comprometer a capacidade de armazenamento.

Apesar de monitorarem centenas de variáveis, os estudos de desempenho concentram-se em subconjuntos específicos. No caso da análise da guinada, destacam-se variáveis como velocidade do vento, potência ativa, ângulo de passo das pás, valor de ajuste de guinada, modo de operação, direção do vento, posição angular da nacelle e rotação do rotor (CHEN *et al.*, 2024).

A arquitetura apresentada na Figura 22 mostra como os dados são coletados a partir das turbinas, processados pelos controladores PLC, transmitidos à camada de controle e, por fim, disponibilizados na interface Interface Homem-Máquina (HMI) para supervisão. Esse fluxo

contínuo de informações é fundamental para a implementação de algoritmos de detecção e correção de desalinhamentos de guinada.

O uso desses dados baseia-se no princípio de que o desempenho ideal da turbina ocorre quando o ângulo de guinada é nulo — ou seja, quando o plano do rotor está perpendicular à direção do vento. O monitoramento contínuo permite a detecção automática de desvios superiores a tolerâncias predefinidas (tipicamente $\pm 8^\circ$), acionando protocolos de manutenção preditiva e estratégias de otimização.

A integração dos dados SCADA com tecnologias complementares, como sensores *Light Detection and Ranging* (LiDAR) e algoritmos de aprendizado de máquina, potencializa significativamente a precisão da calibração em tempo real do sistema de guinada. Essa sinergia tecnológica permite não apenas a detecção precoce de desalinhamentos, mas também a implementação de ações corretivas proativas, essenciais para a maximização da eficiência energética e redução de custos operacionais em parques eólicos.

3 METODOLOGIA

3.1 Metodologia para Cálculo de Perdas Energéticas

A metodologia empregada para o cálculo das perdas energéticas decorrentes do desalinhamento da nacelle fundamentou-se nos preceitos estabelecidos pela norma internacional IEC 61400-12-1 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2017), que constitui a principal referência mundial para avaliação de curvas de potência em aerogeradores. Adicionalmente, consideraram-se as diretrizes técnicas do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (ONS, 2021) e as práticas recomendadas pela Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica (ABEEólica, 2020) para análise de desempenho de parques eólicos.

Em conformidade com os critérios estabelecidos por essas referências, procedeu-se à filtragem criteriosa da base de dados operacionais, removendo-se os registros que não atendiam aos requisitos de representatividade necessários para a análise. Os critérios de exclusão aplicados foram:

1. Intervalos temporais com disponibilidade operacional inferior a 100%;
2. Registros com velocidades de vento inferiores ao valor mínimo especificado para operação (*cut-in*);
3. Registros com velocidades de vento superiores ao valor máximo admissível para operação (*cut-out*);
4. Dados coletados sob condições de limitação ou restrição operacional impostas pelo operador do sistema ou por questões de manutenção.

Tal procedimento de filtragem possibilitou a comparação entre a energia esperada e a energia efetivamente medida, considerando exclusivamente os períodos de plena disponibilidade técnica dos aerogeradores. Dessa forma, foi possível quantificar e qualificar as perdas energéticas ocorridas durante o período de desalinhamento da nacelle, isolando-se os efeitos dessa anomalia de outras variáveis operacionais.

Para a execução da análise das curvas de potência e dos cálculos de energia perdida por subdesempenho, os dados de velocidade do vento foram organizados em intervalos discretos de velocidade, denominados bins, com incrementos de 0,5 m/s, conforme metodologia consolidada no setor eólico brasileiro (CAMARGO *et al.*, 2018; SILVA *et al.*, 2019). Para cada intervalo de velocidade, calculou-se a média aritmética da potência medida, obtendo-se assim a potência representativa correspondente a cada classe de vento.

Este procedimento metodológico permitiu a construção das curvas de potência para os diferentes cenários investigados no presente trabalho, abrangendo tanto o período de operação normal quanto o período caracterizado pela anomalia associada ao desalinhamento da posição da nacelle em relação à direção predominante do vento.

Adicionalmente, com o objetivo de mensurar o grau de aderência da curva de potência real à curva teórica fornecida pelo fabricante, calculou-se a energia esperada, definida como a quantidade de energia que seria produzida caso o aerogerador operasse em conformidade com a curva de potência contratual. A partir desta, foram determinadas tanto a energia frustrada para cada turbina, nos períodos analisados, assim como o desempenho energético.

3.1.1 Cálculo da energia esperada

Para o cálculo da energia esperada, foram utilizados os dados de potência medidos para cada intervalo de velocidade do vento. Essas medições foram agrupadas em faixas de 0,5 m/s.

Assim, foi possível, inicialmente, traçar as curvas de potência referentes a cada cenário analisado no presente trabalho. Além disso, com o objetivo de avaliar a conformidade entre a curva de potência observada e a curva teórica, foi realizada a estimativa da energia esperada, conforme apresentado na Equação 3.1. Esta equação é baseada em uma adaptação da norma IEC 61400-12-1 e representa a energia gerada caso a turbina opere conforme a curva de potência fornecida pelo fabricante.

$$E_{esp} = \sum_{t=t_i}^{t_f} CP(v_{vento}(t)) \cdot \Delta t \cdot disp_{temp} \quad (3.1)$$

No qual:

E_{esp} : energia esperada;

CP : curva de potência;

$v_{vento}(t)$: velocidade do vento no instante de tempo t ;

Δt : período de coleta dos dados;

$disp_{temp}$: disponibilidade temporal.

3.1.2 Calculo da energia frustrada

Adicionalmente, a fim de estimar a quantidade de energia que deixou de ser gerada devido a episódios de baixo desempenho energético, neste caso mediante ao desalinhamento

da turbina em relação ao vento, realiza-se a subtração entre a energia esperada e a energia efetivamente medida, conforme a Equação 3.2:

$$E_{pde} = E_{esp} - E_{med} \quad (3.2)$$

Em que:

E_{pde} : energia não gerada em função do baixo desempenho;

E_{esp} : energia esperada;

E_{med} : energia medida.

3.1.3 Cálculo do desempenho energético

Com base nessas análises, foi possível mensurar o desempenho energético da turbina, o que permitiu avaliar o quanto a curva real segue o comportamento da curva teórica fornecida pelo fabricante. Essa relação pode ser expressa pela equação 3.3:

$$D_{energ} = \frac{E_{med}}{E_{esp}} \quad (3.3)$$

Sendo:

D_{energ} : desempenho energético;

E_{med} : energia medida;

E_{esp} : energia esperada.

A metodologia apresentada neste capítulo estabelece as bases para a análise comparativa entre turbinas e para a quantificação das perdas associadas ao desalinhamento, conforme será explorado na próxima seção, dedicada ao estudo de caso.

4 ESTUDO DE CASO

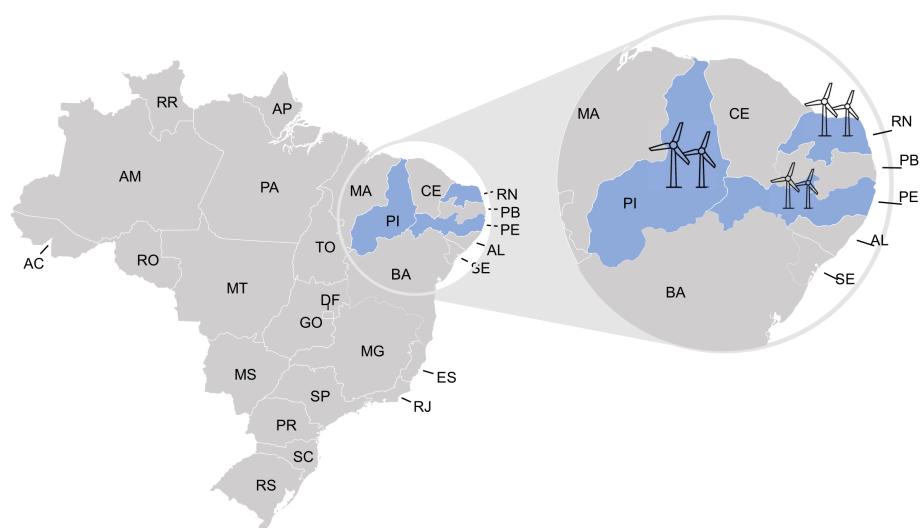
Este capítulo apresenta a aplicação prática da metodologia desenvolvida através da análise de três turbinas eólicas Vestas V150 localizadas em diferentes regiões brasileiras: Rio Grande do Norte (RN), Pernambuco (PE) e Piauí (PI).

A abordagem metodológica baseia-se na análise comparativa entre turbinas com funcionamento regular e aquelas que apresentaram术salinhamento, permitindo identificar desvios de performance através da avaliação séries temporais de: direção da nacelle, velocidade e direção do vento, e curvas de potência. Todas as informações foram anonimizadas para preservar a confidencialidade comercial. Os dados SCADA foram coletados em intervalos de 10 minutos e agregados diariamente via *Python* para análise de tendências comportamentais.

4.1 Estudo de Caso: Análise Comparativa das Turbinas Eólicas

Para fundamentar as análises comparativas de术salinhamento, esta seção apresenta as características técnicas e o desempenho teórico dos aerogeradores Vestas V150 instalados nas três regiões estudadas. A Figura 23 ilustra a distribuição geográfica das turbinas analisadas, evidenciando a diversidade de condições ambientais que influenciam o comportamento operacional de cada unidade.

Figura 23 – Localização das turbinas nos respectivos estados do Brasil.

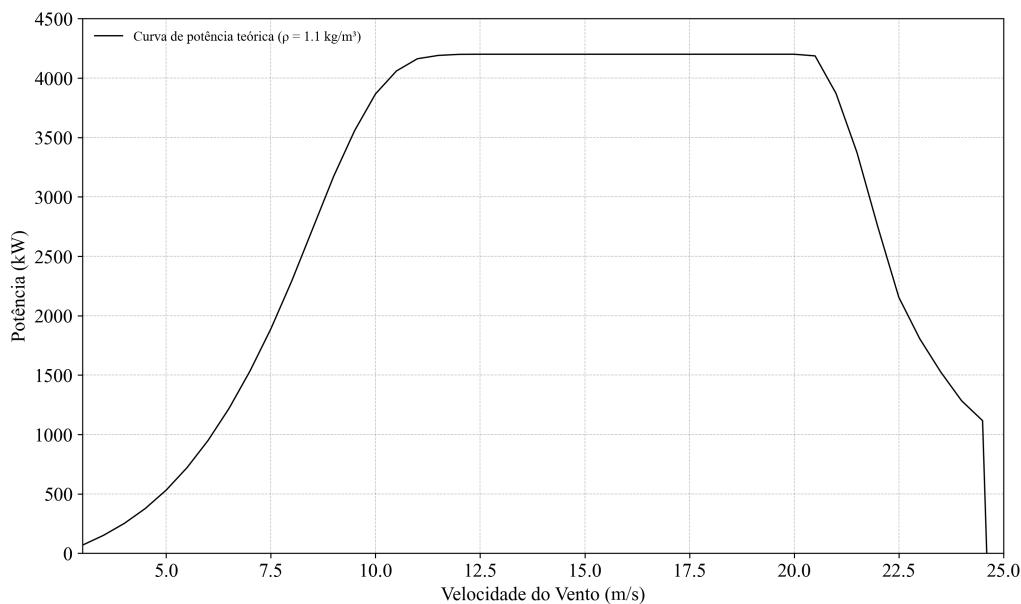


Fonte: Elaborado pela autora.

Com o intuito de analisar teoricamente do desempenho ideal de cada turbina, foram utilizados dados das curvas de potência fornecidas pelo fabricante e integradas ao sistema de monitoramento SCADA em cada localização. Essas curvas refletem o comportamento esperado das turbinas sob diferentes condições de densidade do ar, fator diretamente influenciado pela altitude, temperatura e umidade específicas de cada localidade, conforme explicado na Seção 2.1.2.

A primeira curva refere-se à turbina Vestas V150 com potência nominal de 4.2 MW e localizada no estado do Rio Grande do Norte, construída com base em uma densidade do ar ajustada para $1,1 \text{ kg/m}^3$, valor inferior à densidade do ar padrão ($1,225 \text{ kg/m}^3$ ao nível do mar). Isso indica uma adaptação à altitude e à temperatura média do local do parque. Esta curva será utilizada como referência para as análises relacionadas ao WTG01, que representa o modelo em estudo.

Figura 24 – Curva de potência da turbina eólica Vestas V150-4.2 MW.



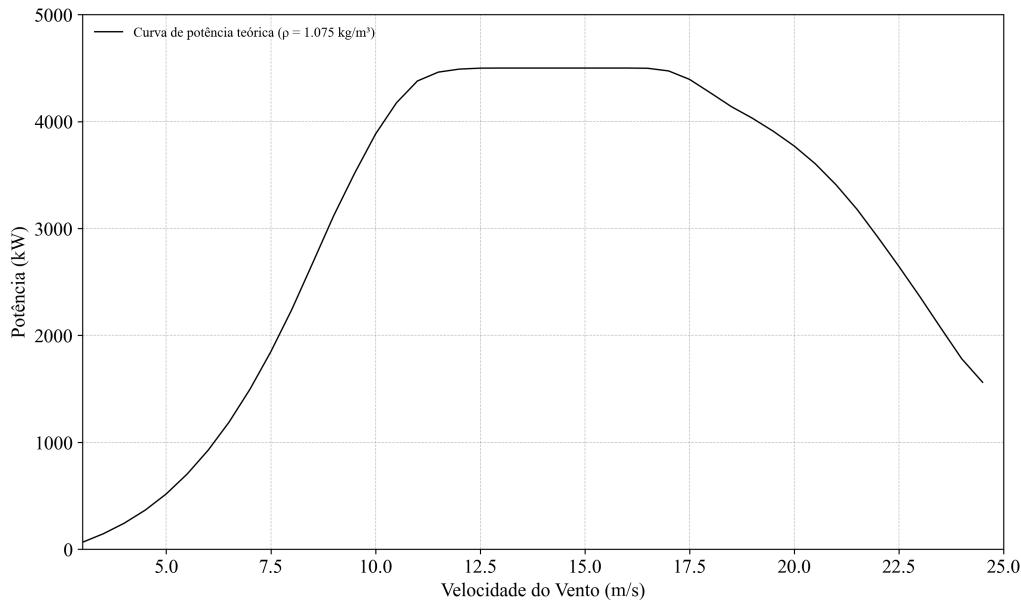
Fonte: Elaborado pela autora.

Como mostra a Figura 24, a potência gerada pela turbina cresce progressivamente a partir da velocidade de *cut-in* (aproximadamente 3 m/s) até atingir a potência nominal de 4.200 kW, o que ocorre entre 12 e 13 m/s. Acima dessa faixa, a potência permanece constante até a velocidade de *cut-out* (cerca de 25 m/s), quando a turbina é desativada para evitar sobrecargas estruturais.

Já as curvas das turbinas WTG02 (Localizada no estado de Pernambuco) e WTG03 (Localizada no estado do Piauí), ambas com potência de 4.5 MW, apresentam desempenho supe-

rior em quase toda a faixa operacional, conforme ilustrado na Figura 25. Embora a densidade do ar considerada ($1,075 \text{ kg/m}^3$) seja ligeiramente inferior à da WTG01, o impacto no desempenho é mínimo. Essa diferença sugere que as turbinas podem estar instaladas em altitudes maiores ou sob condições térmicas distintas, mas mantêm eficiência graças aos ajustes avançados de controle.

Figura 25 – Curva de potência da turbina eólica Vestas V150-4.5 MW.



Fonte: Elaborado pela autora.

Dessa forma, as curvas teóricas constituem a base fundamental para as análises subsequentes de desalinhamento. A comparação entre valores teóricos e dados reais permitirá quantificar precisamente as perdas energéticas em cada turbina estudada. A utilização da mesma curva de referência para as turbinas de PE e PI facilita a análise comparativa regional, isolando as variações de desempenho atribuíveis especificamente ao desalinhamento da nacelle.

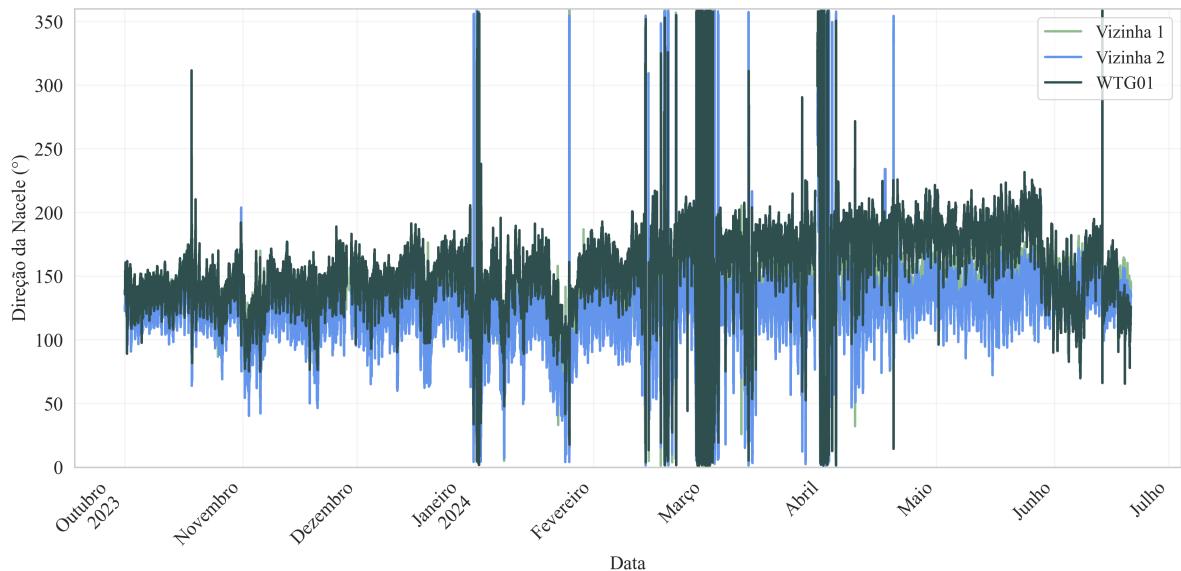
4.1.1 WTG 01

A primeira turbina analisada, denominada WTG 01, apresentou um desvio de comportamento na direção da nacelle entre os anos de 2023 e 2024, o que resultou em um descolamento da curva de potência medida em relação à curva de referência (ou contratual) fornecida pelo fabricante.

Em relação à variação da direção da nacelle, com base nos dados dos sensores do anemômetro de velocidade do vento e do sensor de direção do vento (*wind vane*) da turbina, foram

identificadas alterações significativas de comportamento nos registros referentes ao período de falha em relação as turbinas mais próximas, denominadas como Vizinha 1 e Vizinha 2, conforme apresentado na Figura 26.

Figura 26 – Comparação da direção da nacelle entre a turbina WTG01 e vizinhas.



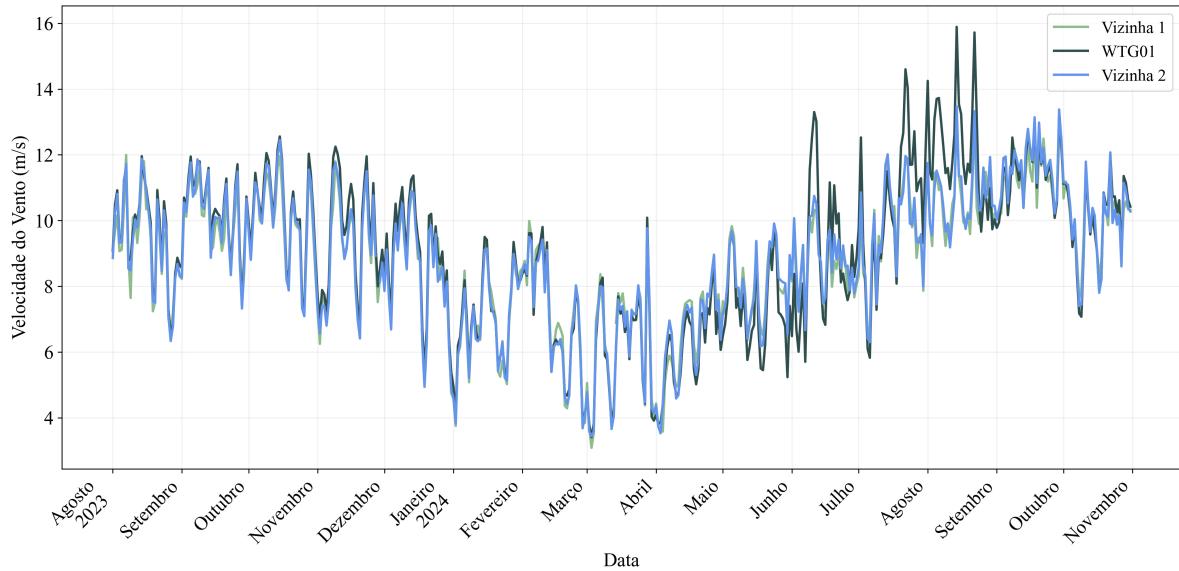
Fonte: Elaborado pela autora.

A análise dos dados revela uma clara diferenciação no comportamento da WTG01 em relação às turbinas vizinhas. Enquanto as vizinhas (1 e 2) mantiveram direção da nacelle consistentemente abaixo de 150°, a WTG01 apresentou oscilações significativas com ângulos superiores a 200° durante todo o período de falha, evidenciando o desalinhamento operacional até a posterior normalização do sistema.

Para otimizar a visualização e análise das tendências comportamentais, os dados SCADA coletados em intervalos de 10 minutos foram agregados em períodos diários através de algoritmos *Python* desenvolvidos especificamente para este estudo. Esta abordagem metodológica permitiu identificar padrões de longo prazo e facilitou a correlação entre eventos de desalinhamento e variações de performance energética.

Ademais, analisou-se, no referido período, a variação das velocidades do vento antes, durante e após o desalinhamento, sendo possível identificar a alteração no comportamento dos dados conforme a Figura 27.

Figura 27 – Comparação da velocidade de vento entre a turbina WTG01 e vizinhas



Fonte: Elaborado pela autora.

Por fim, realizou-se a análise da diferença entre a direção do vento registrada pelo sensor de direção (*wind vane*) instalado na nacelle da turbina e aquela obtida a partir da torre anemométrica. Essa comparação foi fundamental para identificar possíveis desalinhamentos entre o eixo da turbina e a direção predominante do vento, os quais impactam diretamente na eficiência da conversão energética do aerogerador.

A Figura 28 ilustra a comparação entre as direções do vento medidas pela WTG01 e pela torre anemométrica, permitindo uma visualização clara da defasagem observada durante o período de desalinhamento.

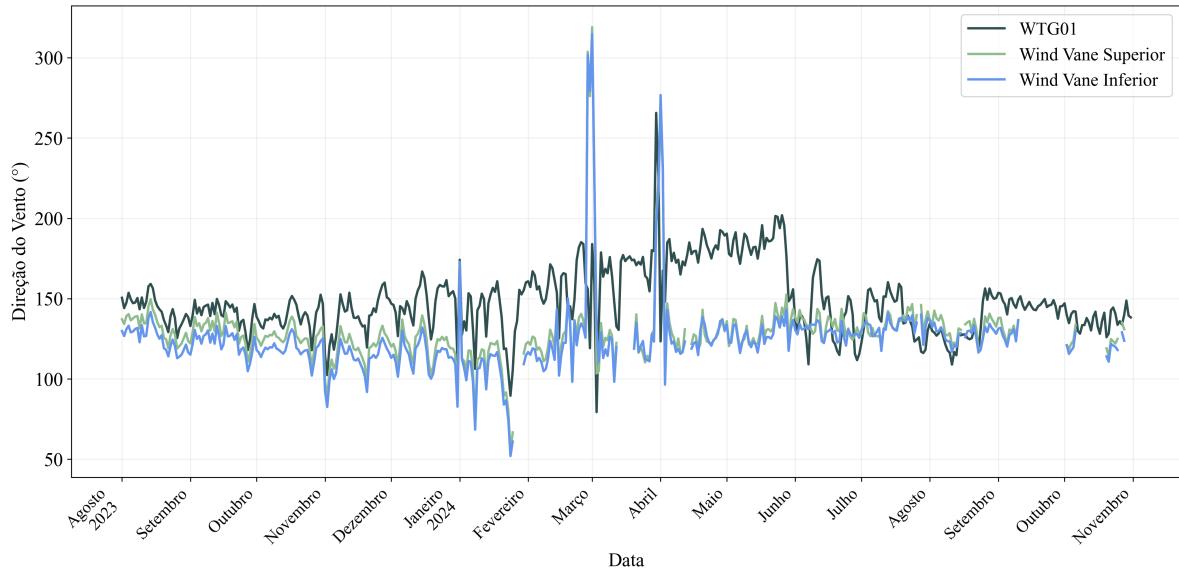
4.1.2 WTG 02

A segunda turbina analisada, denominada WTG02, também é do modelo Vestas V150-4.5 MW, porém está instalada no estado de Pernambuco. Essa unidade apresentou variações na direção da nacelle tanto em relação à torre anemométrica quanto às turbinas vizinhas. Ainda neste caso foi identificado um dano nos redutores do sistema de guinada, o qual ocasionou desalinhamento e, consequentemente, resultou em uma performance abaixo do esperado.

Esta turbina encontra-se posicionada em uma das extremidades do parque eólico, tendo como turbina vizinha mais próxima a unidade identificada como Vizinha 01, que será utilizada como referência para as comparações ao longo do período analisado.

A falha foi registrada entre os dias 24 de dezembro de 2024 e 21 de janeiro de 2025.

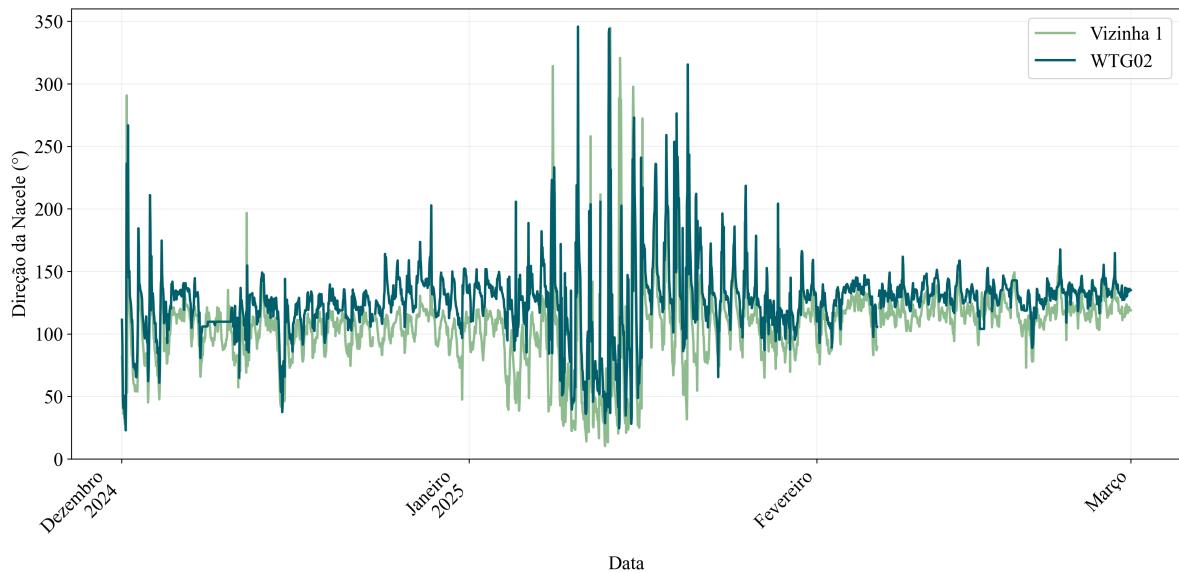
Figura 28 – Direção do vento da WTG01 em relação a *wind vane* da torre anemométrica.



Fonte: Elaborado pela autora.

Nesse intervalo, foi possível verificar a alteração da direção da nacelle em relação às turbinas vizinhas antes, durante e após o evento, conforme evidenciado na Figura 29. Observa-se que,

Figura 29 – Comparaçao da direção da nacelle entre a turbina WTG02 e vizinhas.

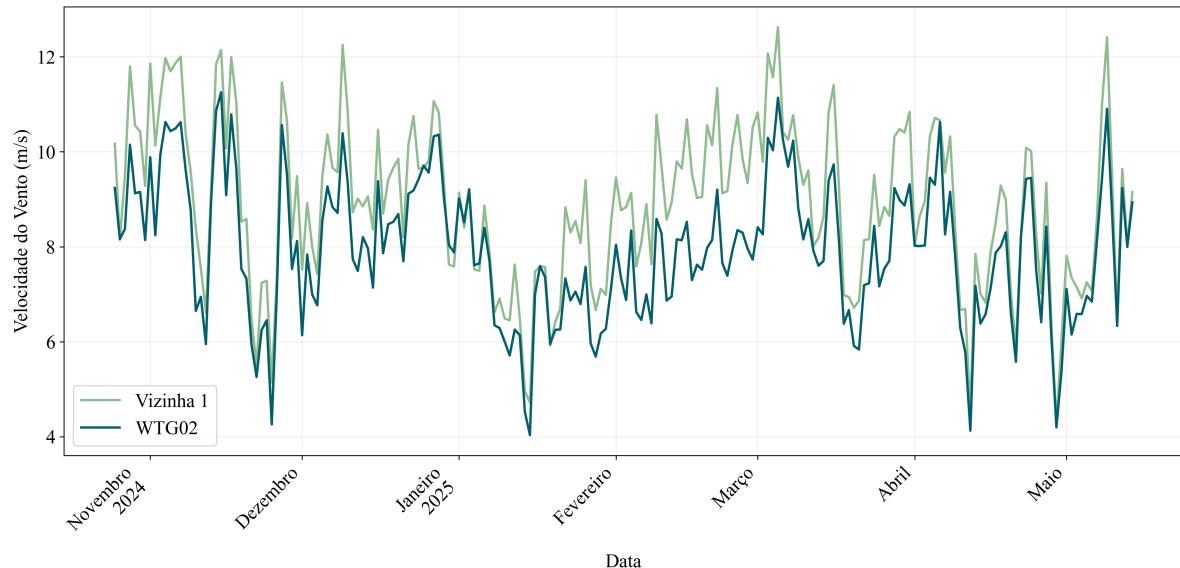


Fonte: Elaborado pela autora.

com o início da falha, a turbinha passou a apresentar elevação nos ângulos de direção da nacelle em relação à Vizinha 01, com registros que ultrapassam os 150°. Em relação à velocidade do vento, identificou-se uma redução dos valores medidos pela WTG02 durante o mesmo período, o que corrobora o desalinhamento observado. A Figura 30 ilustra essa variação ao longo do

período analisado.

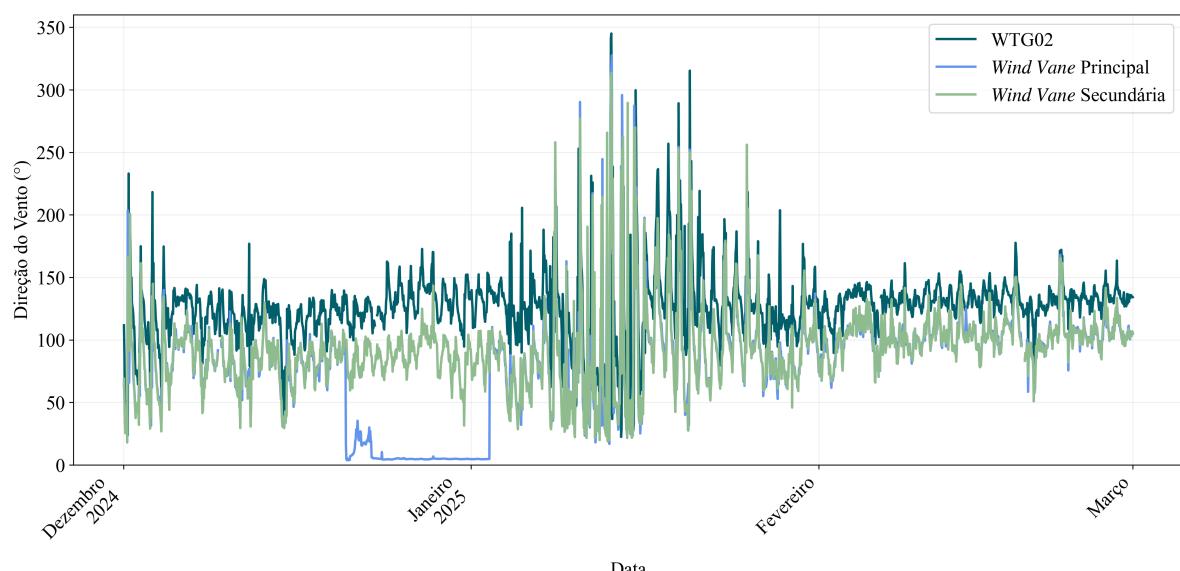
Figura 30 – Comparação da velocidade de vento entre a turbina WTG02 e vizinhas.



Fonte: Elaborado pela autora.

Por fim, ao analisar a direção do vento registrada pela turbina em comparação com os dados da torre anemométrica, observou-se um desbalanceamento significativo. O parque em questão possui duas *wind vanes*, sendo uma principal e outra secundária. A diferença entre os registros reforça a ocorrência de desalinhamento durante o período de falha, conforme demonstrado na Figura 31.

Figura 31 – Direção do vento da WTG02 em relação a *Wind Vane* da torre anemométrica.



Fonte: Elaborado pela autora.

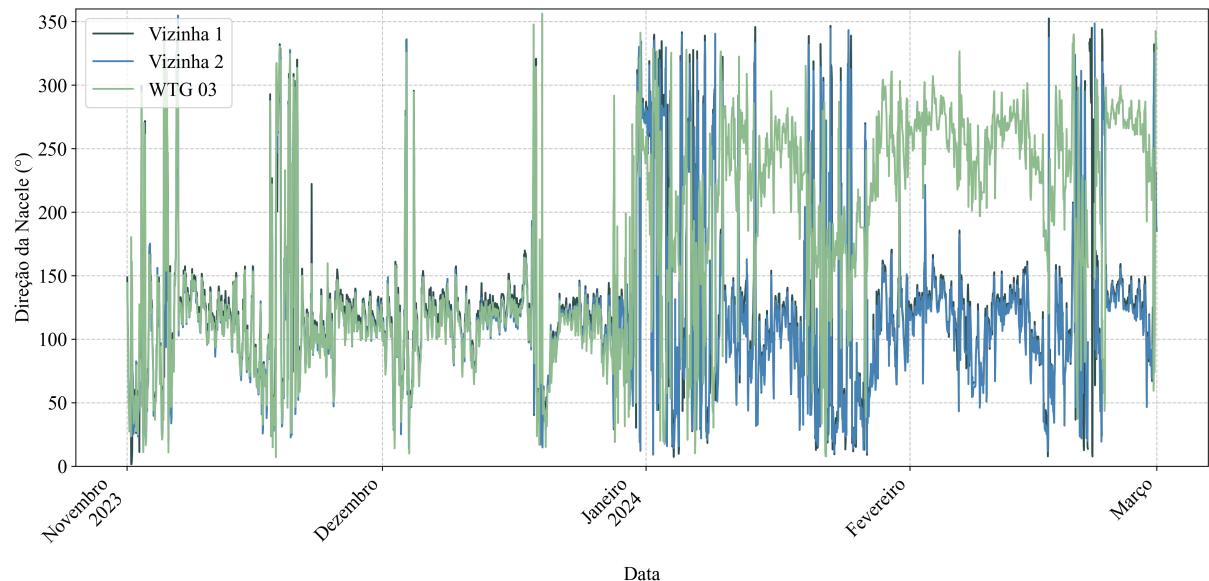
Conforme evidenciado na Figura 31, essa condição é agravada por uma falha crítica no sistema de sensoriamento de referência da torre anemométrica. O mau funcionamento manifesta-se através da *Wind Vane Principal*, que durante o período de falha registrou leituras anômalas próximas de zero graus, e a WTG02 apresentou medições superiores a 150°. Essa deficiência nas medições pode resultar em decisões operacionais inadequadas relacionadas ao posicionamento e direcionamento das turbinas, com impactos diretos na eficiência energética e no desempenho operacional do sistema como um todo.

4.1.3 WTG 03

A última unidade Vestas analisada, identificada como WTG03 e localizada no estado do Piauí, foi analisada em um período compreendido entre 29 de dezembro de 2023 e 1º de março de 2024. Este caso distingue-se dos anteriores pela persistência das anomalias mesmo após intervenções técnicas no sistema de guinada, sugerindo falhas no sistema de sensoriamento de direção.

Conforme ilustrado na Figura 32, a série temporal da direção da nacelle (°) demonstra claramente a discrepância de posicionamento da WTG03 em relação às turbinas vizinhas (Vizinha 1 e Vizinha 2) durante o período analisado.

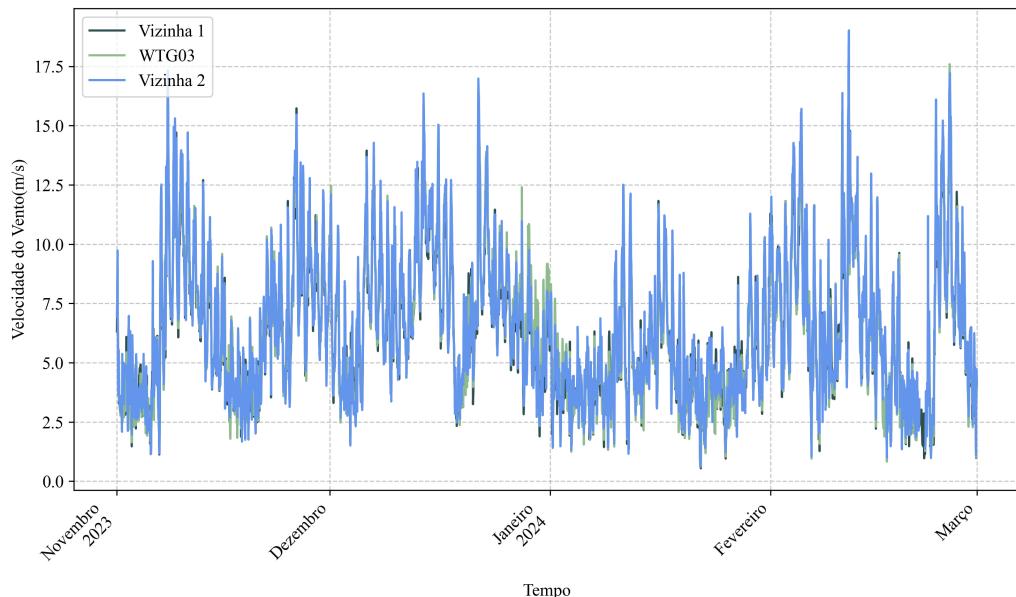
Figura 32 – Comparação da direção da nacelle entre a turbina WTG03 e vizinhas.



Fonte: Elaborado pela autora.

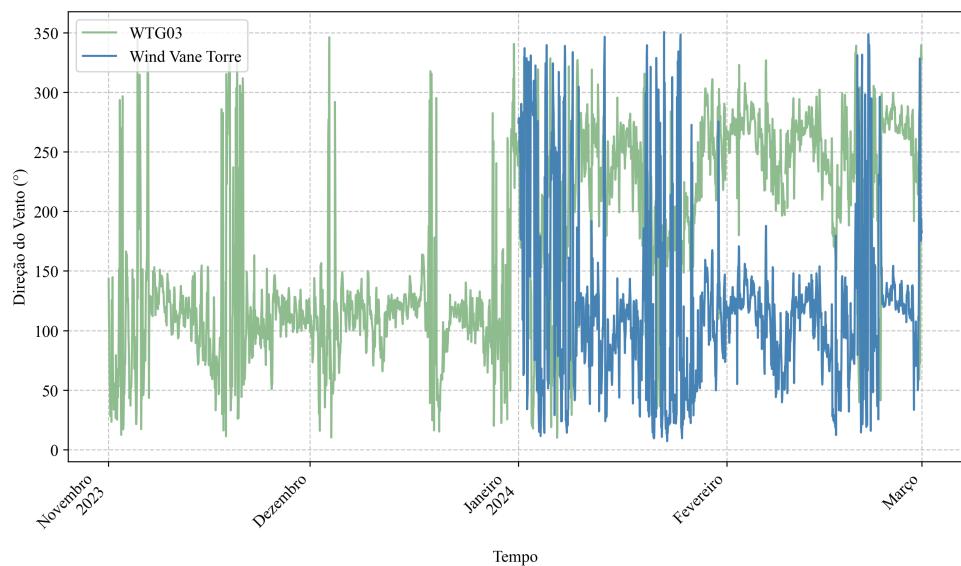
Inicialmente, a turbina WTG03 mantinha alinhamento coordenado com as unidades vizinhas, porém, a partir de 29 de dezembro de 2023, desenvolveu uma divergência angular

Figura 33 – Comparação da velocidade de vento entre a turbina WTG03 e vizinhas.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 34 – Direção do vento da WTG03 em relação a Wind Vane da torre anemométrica.



Fonte: Elaborado pela autora.

superior a 100°. Esta alteração coincidiu com a deterioração da qualidade das medições anemométricas de velocidade, manifestando-se através de leituras inconsistentes com variações de até 2,1 m/s em relação às turbinas vizinhas (Figura 33).

A comparação com os dados da Torre AMA revela complexidade adicional à análise. As lacunas nos registros da torre anemométrica no período pré-falha comprometeram a disponibilidade de referências confiáveis (Figura 34). Nos dados disponíveis, a turbina demonstrou orientação sistematicamente divergente da torre meteorológica, condição que persistiu após as intervenções corretivas.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos a partir do processamento de dados operacionais coletados continuamente pelo *SCADA* instalado nos complexos eólicos estudados. O tratamento e análise destes dados foram realizados através de *scripts* desenvolvidos em linguagem *Python*, foram implementados algoritmos específicos para análise de eventos de desalinhamento de nacelle, cálculo da *subperformance* associada e quantificação precisa das perdas energéticas durante os períodos críticos identificados.

É válido ressaltar que foram considerados os critérios de filtragem definidos na Seção 3.1 de acordo com a IEC 61400-12-1.

5.1 Curvas de potência

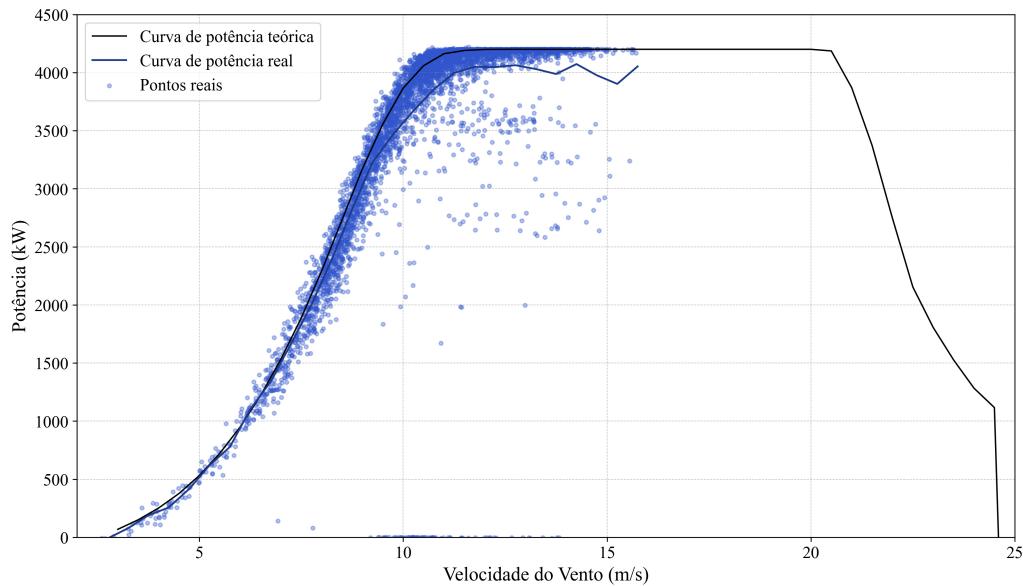
Para a análise de geração e performance, comparou-se as curvas medidas das turbinas em relação as suas respectivas referências tratadas na Seção 4.1 do Capítulo 3. Os dados provenientes das curvas reais utilizaram dados em dispersão (10-minutais) e a partir destes, foi traçada a curva de potência real para cada turbina, antes e durante o desalinhamento.

5.1.1 Análise de desempenho: WTG01

No tocante a WTG01, constatou-se que esta turbina apresentou o maior período de falha dentre todas as turbinas analisadas no estudo. A análise comparativa foi realizada entre a curva teórica fornecida pelo fabricante, apresentada no Capítulo 3 deste trabalho, e a curva real, obtida através de dados de potência e velocidade de vento devidamente filtrados e fornecidos pelo sistema *SCADA*.

Para caracterizar o comportamento anterior à falha, adotou-se o período compreendido entre 20 de setembro de 2023 e 20 de outubro de 2023. Durante este intervalo, verificou-se que a turbina apresentava desempenho satisfatório, com a maioria dos pontos operacionais posicionados próximos à curva teórica, conforme evidenciado na Figura 35.

Figura 35 – Curva de potência da WTG01 - Antes da falha.



Fonte: Elaborado pela autora.

Nesse intervalo, constatou-se que a turbina apresentava um leve desbalanceamento na direção do vento em relação às torres anemométricas, inferior a 20°, detalhado na Tabela 3, com discrepância mais significativa quando comparado ao *Wind Vane Inferior*.

Tabela 3 – Direção média do vento WTG01 em relação às *wind vanes* - Antes da falha.

Fonte de Dados	Direção Média (°)
WTG01	137,23
<i>Wind Vane Superior</i>	125,79
<i>Wind Vane Inferior</i>	118,53

Fonte: Elaborado pela autora.

Na análise da direção da nacelle (Tabela 4), observou-se que a turbina registrava valores mais alinhados com os da "Vizinha 1", enquanto apresentava um desvio superior a 10° em relação à "Vizinha 2".

Tabela 4 – Direção da nacelle WTG01 - Antes da falha.

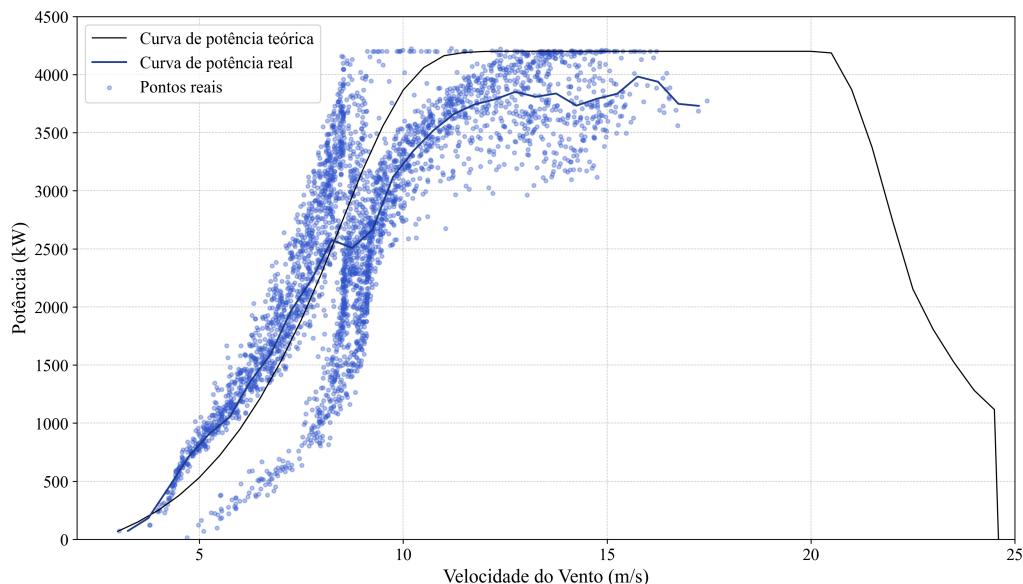
Turbina	Média Dir. (°)	Dif. Ang. Relativa (°)
WTG01	137,39	–
Vizinha 1	136,70	11,16
Vizinha 2	125,54	11,85

Fonte: Elaborado pela autora.

Em contraste, a Figura 36 ilustra o comportamento anômalo durante o período de

desalinhamento (março a agosto de 2024). Foram identificados dois desvios principais: um deslocamento da curva para a esquerda, indicando que o equipamento registrou velocidades de vento inferiores às reais (ou esperadas de acordo com o comportamento da curva teórica), e um descolamento para a direita em velocidades mais altas, caracterizando um sub-desempenho em relação à referência. Adicionalmente, a alta variabilidade da velocidade do vento no período, apresentada na Figura 27, influenciou o padrão observado na curva de potência, especialmente nas faixas operacionais críticas, abaixo de 7 m/s e acima de 13 m/s.

Figura 36 – Curva de potência da WTG01 - Durante a falha.



Fonte: Elaborado pela autora.

Conforme apresentado na Tabela 5, enquanto as torres de referência mostraram uma pequena variação natural na direção do vento (de 3° a 6°), o sensor da turbina mudou em mais de 11°.

Tabela 5 – Direção média do vento WTG01 em relação às *wind vanes* - Durante a falha.

Fonte de Dados	Direção Média (°)
WTG01	148,38
Wind Vane Superior	128,96
Wind Vane Inferior	124,24

Fonte: Elaborado pela autora.

Ainda, ao analisar a direção da nacelle, apresentada na Tabela 2, observou-se que ao comparar com o período antes do desalinhamento, a turbina estava quase perfeitamente alinhada com sua Vizinha 1 (diferença de apenas 0,69°). Durante a falha a turbina passou a apresentar um

maior desbalanceamento da direção do vento em relação as suas vizinhas, com术 desalinamentos de $16,54^\circ$ e $26,87^\circ$, respectivamente. Assim, entende-se que enquanto as turbinas vizinhas ajustaram suas direções em apenas $2-3^\circ$ (provavelmente devido a mudanças naturais no vento), a WTG01 girou quase 18° . Isso confirma que o ajuste fez com que a turbina operasse de forma anômala em relação ao parque eólico.

Tabela 6 – Direção da nacelle WTG01 - Durante a falha.

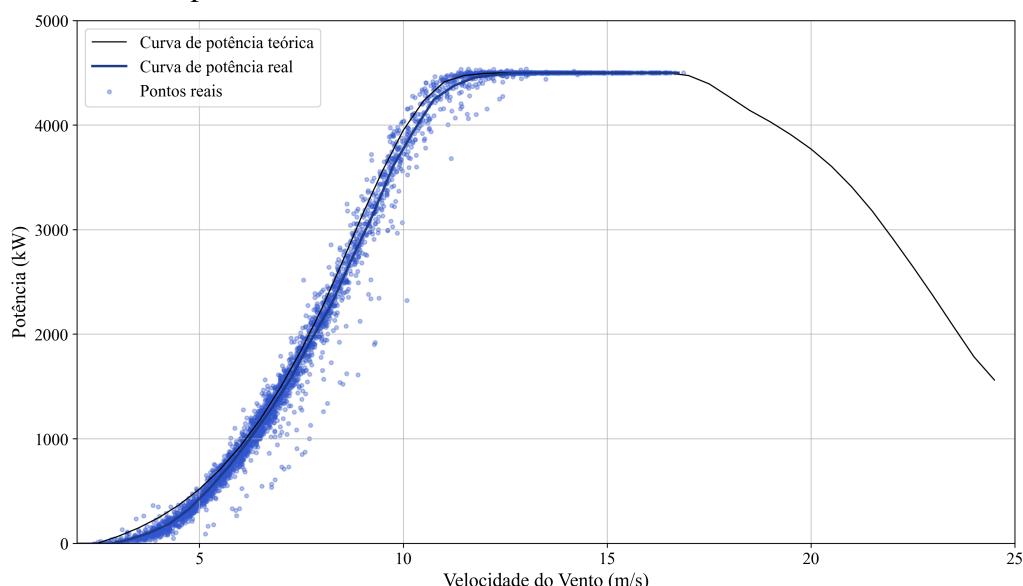
Turbina	Média ($^\circ$)	Dif. Ang. ($^\circ$)
WTG01	155,25	–
Vizinha 1	138,71	16,54
Vizinha 2	128,38	26,87

Fonte: Elaborado pela autora.

5.1.2 Análise de desempenho: WTG02

Na avaliação da WTG02 no período pré-falha (Figura 37), sua curva de potência demonstrou um desempenho ligeiramente abaixo do ideal. Os pontos de operação real se posicionaram com um pequeno, porém consistente, afastamento inferior em relação à curva de referência do fabricante (Figura 25). Neste mesmo intervalo, aproximadamente um mês antes do evento crítico, o sistema de guinada, embora ainda funcional do ponto de vista mecânico, as variáveis de sensoriamento já apontavam para as anomalias que culminariam na falha subsequente.

Figura 37 – Curva de potência da WTG02 - Antes da falha.



Fonte: Elaborado pela autora.

Embora apresentasse certa aderência à curva teórica, verificou-se que a turbina já operava com um desvio significativo de 33,5° (Tabela 7) em seu sensor de direção de vento quando comparado ao sensoriamento da torre de referência, antes do período de falha.

Tabela 7 – Direção média do vento WTG02 em relação às *Wind Vane*s - Antes da falha.

Fonte de Dados	Direção Média (°)
WTG02	118,69
<i>Wind Vane</i> Principal	85,18
<i>Wind Vane</i> Secundária	85,15

Fonte: Elaborado pela autora.

Além disso, também é válido ressaltar que quanto a direção da nacelle (Tabela 8), a WTG02 já estava desalinhada em mais de 16° em relação à sua vizinha, o que é um valor considerável e indica um problema anterior ao período de falha.

Tabela 8 – Direção da nacelle WTG02 - Antes da falha.

Turbina	Média Dir. (°)	Dif. Ang. Relativa (°)
WTG02	117,71	
Vizinha 01	101,44	16,27

Fonte: Elaborado pela autora.

A consequência direta do dano mecânico foi uma degradação severa e imediata da performance da turbina. Conforme ilustrado na Figura 38, os pontos de operação reais passaram a apresentar um descolamento completo em relação à curva de potência de referência, confirmando o impacto crítico da falha.

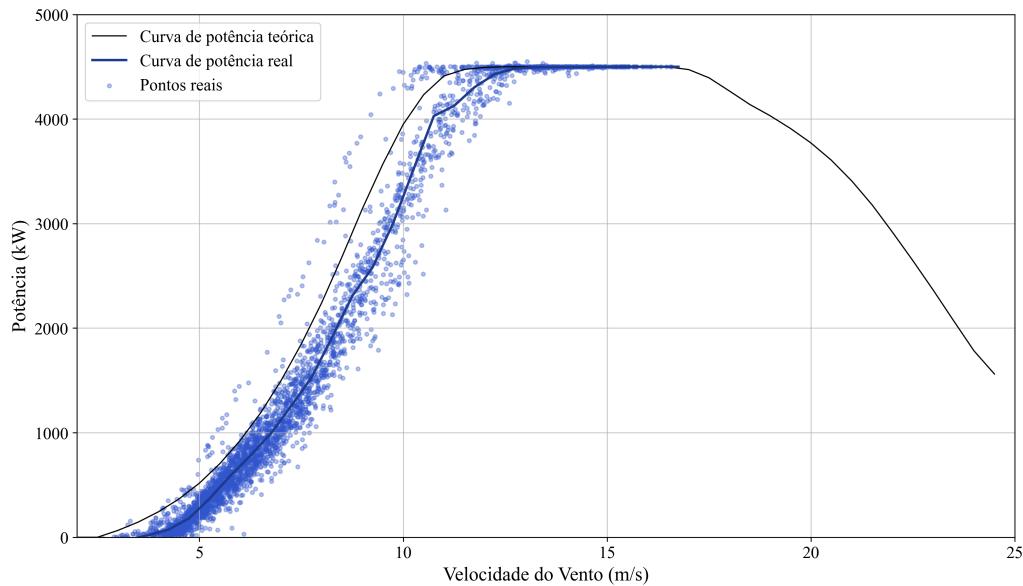
No período avaliado, a divergência angular entre o sensor da turbina e a Torre Principal aumentou em 12°, ao mesmo tempo em que a discrepância com a Torre Secundária se manteve no patamar elevado de 34° (Tabela 9). A confiabilidade da referência foi ainda mais comprometida pela falha de medição da *wind vane* da Torre Principal, que, conforme ilustrado na Figura 31, apresentou leituras anômalas abaixo de 4°.

Tabela 9 – Direção média do vento WTG02 em relação às *wind vanes* - Durante a falha.

Fonte de Dados	Direção Média (°)
WTG02	126,56
<i>Wind Vane</i> Principal	81,0
<i>Wind Vane</i> Secundária	92,71

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 38 – Curva de potência da WTG02 - Durante a falha.



Fonte: Elaborado pela autora.

Em contrapartida, a investigação do comportamento da nacelle demonstrou que seu sistema de controle atuou conforme sua lógica de operação, apesar do erro de referência do sensor. A direção da nacelle foi ajustada de 117.7° para 126.2° (Tabela 10) exibindo uma correlação quase perfeita com a medição de seu próprio sensor de vento, que variou de 118.7° para 126.6° . Portanto, os resultados evidenciam um cenário em que um sistema de controle funcional, ao seguir fielmente os dados que recebeu, direcionou a turbina de forma precisa para uma referência equivocada.

Tabela 10 – Direção da nacelle WTG02 - Durante a falha.

Turbina	Média Dir. Nacelle ($^\circ$)	Dif. Ang. Relativa ($^\circ$)
Vizinha 1	106,24	
WTG02	126,18	19,94

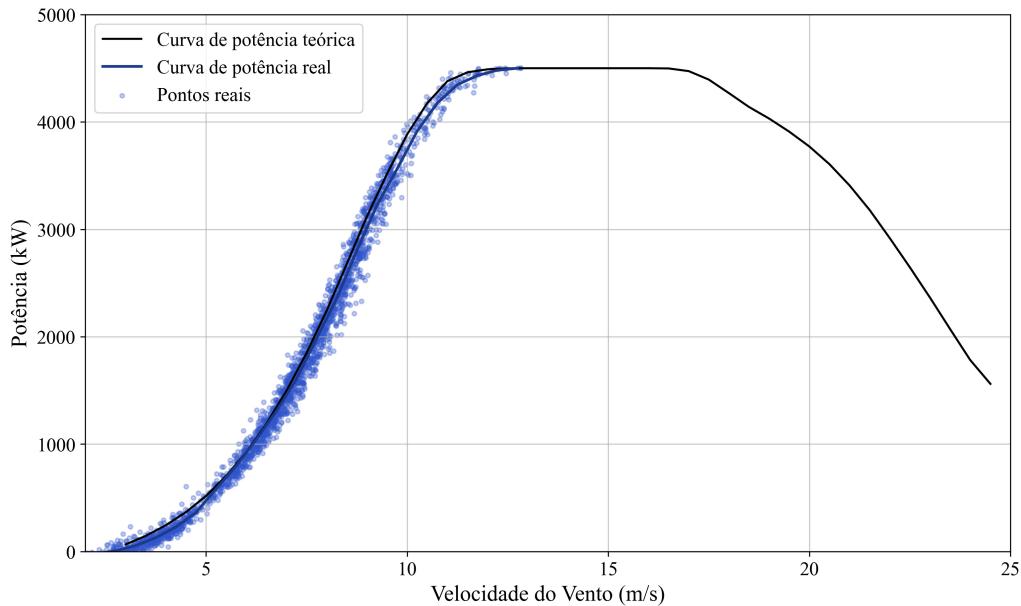
Fonte: Elaborado pela autora.

5.1.3 Análise de desempenho: WTG03

A análise da curva de potência da WTG03, no período que antecedeu o evento de falha, demonstrou um desempenho consistente e alinhado ao esperado. Os pontos de operação reais apresentaram forte aderência à curva de referência (Figura 25), com exceção de um leve descolamento restrito à região do "joelho da curva" de monstrado na Figura 40.

Durante o período analisado, constatou-se a indisponibilidade dos dados de direção do vento provenientes da torre anemométrica AMA (Figura 34). Como alternativa metodo-

Figura 39 – Curva de potência da WTG03 - Antes da falha.



Fonte: Elaborado pela autora.

lógica para avaliar o comportamento da WTG03, foram utilizados como referência os dados operacionais síncronos das turbinas vizinhas conforme mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Direção do vento WTG03 em relação as vizinhas - Antes da falha.

Turbina	Média (°)	Dif. Ang. Relativa (°)
Vizinha 1	115,51	4,21
Vizinha 2	111,30	0,70
WTG03	112,00	–

Fonte: Elaborado pela autora.

Este padrão de alinhamento foi corroborado pela análise da direção da nacelle (Tabela 12). Os resultados mostram baixas divergências angulares entre a WTG03 e suas vizinhas, o que indica que as máquinas mantinham um comportamento coeso de guinada, consistente com as condições de vento locais (Tabela 12).

Tabela 12 – Direção da nacelle WTG03 - Antes da falha.

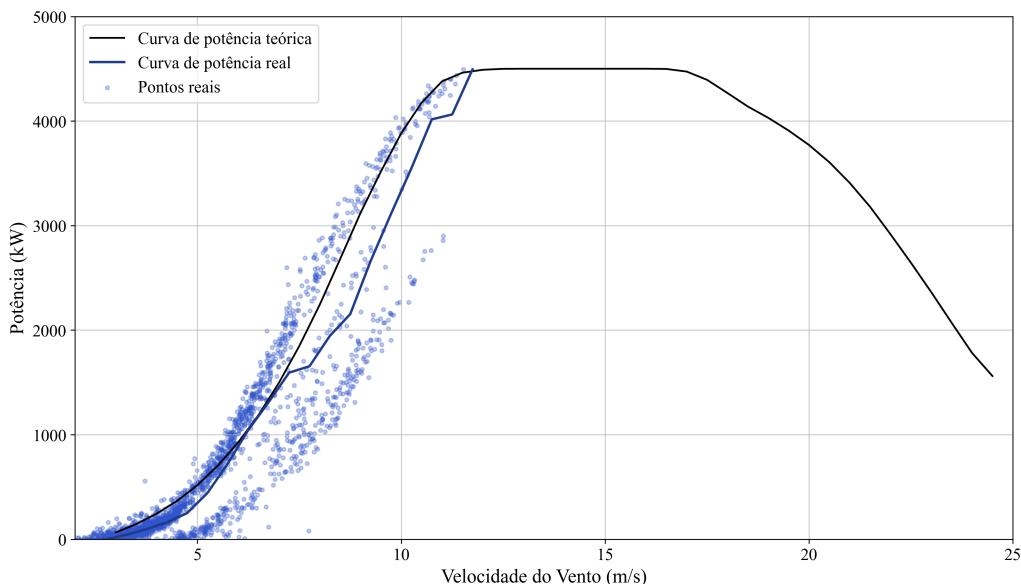
Turbina	Média Dir. Nacelle (°)	Dif. Ang. Relativa (°)
Vizinha 1	116,06	4,94
Vizinha 2	111,12	0,94
WTG03	112,06	–

Fonte: Elaborado pela autora.

Durante o período de desalinhamento, a performance da turbina WTG03 também foi

severamente afetada, exibindo um comportamento bimodal. Conforme ilustrado na Figura 40, a curva de potência revela dois agrupamentos operacionais distintos: um primeiro grupo de pontos que segue a tendência da curva de referência, porém com potência inferior, e um segundo grupo que opera em um regime de produção ainda mais baixo e degradado, evidenciando o impacto generalizado da falha.

Figura 40 – Curva de potência da WTG03 - Durante a falha.



Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 13 aponta para uma falha primária no sistema de sensoriamento da WTG03. Foi registrada uma divergência angular de $48,49^\circ$ entre o *wind vane* da turbina e o da torre anemométrica de referência, indicando que um dos dois instrumentos apresenta um erro de medição abrupto.

Tabela 13 – Direção do vento WTG03 à *Wind Vane* - Durante a falha.

Dispositivo	Média ($^\circ$)	Dif. Ang. Relativa ($^\circ$)
WTG03	169,76	
Wind Vane Torre	121,27	48,49

Fonte: Elaborado pela autora.

Ao comparar sua direção de nacelle com a de aerogeradores vizinhos(Tabela 14), observa-se um desalinhamento médio de 46° a 50° . As turbinas vizinhas, por sua vez, apresentam direções de nacelle consistentes entre si, o que valida a faixa de 120° como a direção de vento predominante e correta no período.

Tabela 14 – Direção da nacelle WTG03 - Durante a falha.

Turbina	Média Dir. Nacelle (°)	Dif. Ang. Relativa (°)
Vizinha 1	123,32	46,50
Vizinha 2	119,34	50,48
WTG 03	169,82	–

Fonte: Elaborado pela autora.

5.2 Intervenções realizadas

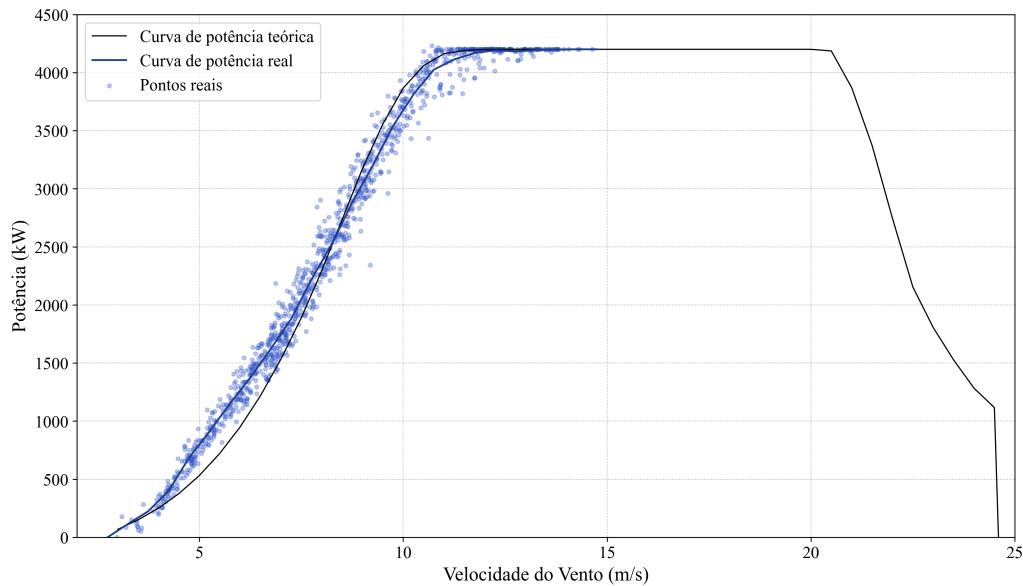
As três turbinas, após apresentarem a falha de desalinhamento, foram submetidas a intervenções específicas que sanaram as respectivas falhas identificadas no período. Devido às diferentes gravidades dos problemas encontrados, cada turbina recebeu tipos distintos de intervenção. Contudo, todas apresentaram melhorias significativas tanto na curva de potência quanto na geração de energia.

5.2.1 WTG01 - Substituição do Sistema de Sensoriamento

A WTG01, que apresentou o maior tempo de desalinhamento, já demonstrava indicativos do problema antes da ocorrência da falha propriamente dita, evidenciado pelas ordens de serviço da equipe técnica relacionadas à vibração no sistema de guinada. Durante o período de falha ativa, foram realizadas inspeções no sistema de amortecimento de grandes componentes, lubrificações nas *blades* e verificações no sistema hidráulico. Entretanto, nenhuma dessas intervenções atuou diretamente no sistema de sensoriamento.

No final de Agosto de 2024, então, foi realizada a troca do sensor de vento (do tipo ultrassônico) seguida da substituição do suporte do sensor que resultou em uma estabilização das medições de direção e velocidade de vento, bem como da posição da nacelle. Essa intervenção possibilitou que a curva de potência medida seguisse mais próxima da contratual, evidenciando a eficácia da correção no sistema de sensoriamento. Apesar de não ter seguido perfeitamente a curva teórica, a turbina apresentou um comportamento satisfatório quando comparado ao período com a falha iminente, conforme apresentado na Figura 41.

Figura 41 – Curva de potência da WTG01 - Após a intervenção realizada.



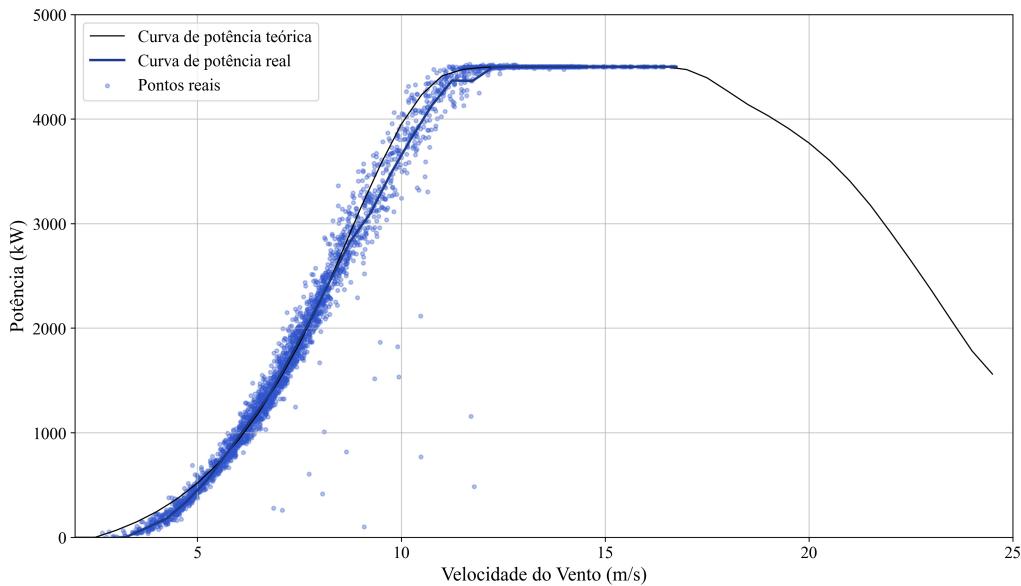
Fonte: Elaborado pela autora.

5.2.2 WTG02 - Manutenção Corretiva das Redutoras de Yaw

Já para a segunda turbina, que apresentou danos nas redutoras de yaw, foi realizada uma manutenção corretiva pela própria fabricante em meados de janeiro de 2025, aproximadamente um mês após o início do sub-desempenho da turbina. Além da intervenção nas redutoras, procedeu-se à troca do sensor de vento e à inspeção no sensor de yaw, em função do desalinhamento identificado. Após essas intervenções, observou-se melhoria significativa na curva de potência, que passou a apresentar maior aderência em relação à contratual, conforme demonstrado na Figura 42.

Analizando a curva de potência, observa-se que, embora ainda existam alguns pontos dispersos em relação à curva teórica, há uma evidente melhoria no comportamento geral quando comparado ao período anterior às intervenções. A dispersão residual dos pontos pode ser atribuída a fatores externos como turbulência atmosférica, variações na densidade do ar e outras condições operacionais transitórias, que são inerentes ao funcionamento de aerogeradores em campo. No entanto, a concentração dos pontos reais próximos à curva ajustada evidencia que as principais causas do desalinhamento foram efetivamente corrigidas, resultando em um desempenho substancialmente superior e mais próximo do esperado teoricamente.

Figura 42 – Curva de potência da WTG02 - Após a intervenção realizada.



Fonte: Elaborado pela autora.

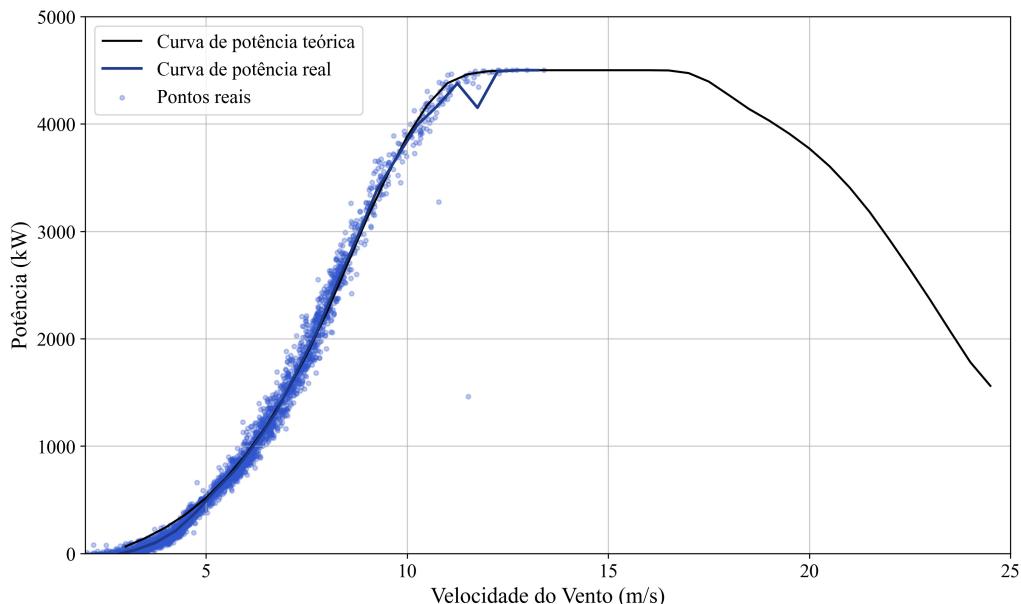
5.2.3 WTG03 - Intervenção no Sistema de Yaw e Sensoriamento

Por fim, na terceira turbina, assim como nas demais, foram realizadas inspeções e substituições no sensor de vento e no sistema de yaw, uma vez que estes provocavam o desalinhamento da turbina em relação ao vento.

Neste último caso, entretanto, não foi observado o retorno das medições de direção vento no mesmo patamar da torre meteorológica nem o direcionamento adequado da nacelle em relação às turbinas vizinhas, conforme demonstrado nas Figuras 32 e 34. Tal comportamento pode ser justificado por um erro persistente nos sensores de direcionamento, que mesmo após a intervenção não foram devidamente calibrados, embora a intervenção corretiva tenha sido tecnicamente eficaz para a melhora na curva de potência. Este fator compromete a capacidade de identificação de futuros desalinhamentos a partir do sistema de sensoriamento do aerogerador e pode prejudicar futuras análises de *deficit* de produção, uma vez que os indicativos da falha podem não ser adequadamente detectados.

Apesar da falha persistente no sistema de sensoriamento, a intervenção foi eficaz na melhoria da curva de potência da WTG03, conforme apresentado na Figura 43. Observa-se que, mesmo com as limitações do sistema de monitoramento, a turbina apresentou desempenho satisfatório e aderência à curva teórica, demonstrando que as correções mecânicas no sistema de yaw foram bem-sucedidas na resolução do problema de desalinhamento.

Figura 43 – Curva de potência da WTG03 - Após a intervenção realizada.



Fonte: Elaborado pela autora.

5.3 Perdas associadas

Para quantificar as perdas energéticas decorrentes do desvio negativo da curva de potência dos aerogeradores, implementou-se uma metodologia baseada em três equações fundamentais. Previamente à aplicação dessas equações, realizou-se uma filtragem criteriosa da base de dados operacionais, removendo-se os registros que não atendiam aos requisitos de representatividade necessários para a análise, conforme estabelecido na norma IEC 61400-12-1 (ver seção 3.1).

A Equação 3.1 foi empregada para determinar o montante de energia esperada no período analisado, considerando as condições operacionais ideais. Subsequentemente, a Equação 3.2 permitiu calcular a energia efetivamente perdida através da comparação entre o desempenho esperado e o observado. Por fim, a Equação 3.3 possibilitou uma análise abrangente do desempenho energético dos aerogeradores, fornecendo indicadores quantitativos para avaliação da eficiência operacional do sistema eólico.

5.3.1 Análise de Perdas - WTG01

A análise do desempenho energético da turbina WTG01 (Tabela 15) revela o impacto significativo da falha operacional ocorrida entre Abril e Agosto de 2024 na eficiência do aerogerador. No período anterior ao desalinhamento, a turbina apresentou desempenho de 94,8%,

com perdas energéticas de 137,15 MWh. Durante a falha, o desempenho deteriorou para 91,7%, resultando em perdas substanciais de 710,95 MWh - valor que representa 81% do total de perdas identificadas.

Tabela 15 – Resumo do desempenho energético da turbina nos três períodos analisados WTG01.

Período	Energia Esperada (MWh)	Energia Medida (MWh)	Energia Perdida (MWh)	Desempenho (%)
Antes do desalinhamento	2654,82	2517,67	137,15	94,8
Durante o desalinhamento	8524,76	7813,81	710,95	91,7
Após o desalinhamento	2382,04	2397,84	-15,81	100,7

Fonte: Elaborado pela autora.

Considerando o período de falha de aproximadamente 4 meses (121 dias), as perdas médias foram de 5,87 MWh/dia, evidenciando o impacto contínuo e significativo da anomalia operacional. Após a manutenção corretiva, o desempenho de 100,7% resultou de distorções nas medições anemométricas pós-desalinhamento. O anemômetro comprometido registrou velocidades subestimadas, gerando artificialmente indicadores inflados que superaram as expectativas em 15,81 MWh, mascarando a real condição operacional da turbina.

As perdas energéticas totais acumularam 848,10 MWh nos períodos de operação deficiente, parcialmente compensadas pelo ganho pós-manutenção, resultando em saldo líquido de perdas de 832,29 MWh para a turbina WTG01.

5.3.2 Análise de Perdas - WTG02

Em contraste com a WTG01, a turbina WTG02 (Tabela 16) apresentou uma falha operacional de duração significativamente menor, porém com características distintas de impacto energético. Conforme mencionado anteriormente, esta turbina apresentava falhas mecânicas e no sensor de vento, fatores que intensificaram as perdas energéticas. No período anterior ao desalinhamento, a turbina apresentou desempenho de 97,6%, com perdas energéticas de 43,52 MWh, indicando operação próxima às condições ideais. Durante a falha de aproximadamente um mês, o desempenho deteriorou significativamente para 85,1%, resultando em perdas de 213,85 MWh.

Tabela 16 – Resumo do desempenho energético da turbina nos três períodos analisados WTG02.

Período	Energia Esperada (MWh)	Energia Medida (MWh)	Energia Perdida (MWh)	Desempenho (%)
Antes do desalinhamento	1801,61	1758,09	43,52	97,6
Durante o desalinhamento	1439,74	1225,89	213,85	85,1
Após o desalinhamento	1553,71	1501,64	52,07	96,6

Fonte: Elaborado pela autora.

Durante o período de falha, próximo de 30 dias, as perdas médias foram de 7,13 MWh/dia, valor superior às perdas diárias da WTG01 (5,87 MWh/dia), evidenciando maior severidade da anomalia operacional por unidade de tempo. Após as intervenções realizadas, observou-se recuperação do desempenho para 96,6%, com perdas de 52,07 MWh. Assim, embora seja evidenciada uma melhoria substancial em relação ao período de falha, não atingiu os níveis de desempenho pré-falha, sugerindo possível persistência de fatores limitantes ou necessidade de ajustes adicionais no sistema.

5.3.3 Análise de Perdas - WTG03

A turbina WTG03 apresenta o comportamento mais severo entre os três aerogeradores analisados, com desempenho inicial de 96,6% deteriorando drasticamente para 80,5% durante o período de falha (Tabela 17). Esta redução de 16,1 pontos percentuais representa o maior impacto registrado, com perdas de 114,02 MWh em aproximadamente um mês de operação deficiente. Considerando as perdas médias de 3,80 MWh/dia, a WTG03 demonstra menor intensidade diária comparada às demais turbinas, porém com o pior desempenho absoluto durante a anomalia operacional.

Tabela 17 – Resumo do desempenho energético da turbina nos três períodos analisados WTG03.

Período	Energia Esperada (MWh)	Energia Medida (MWh)	Energia Perdida (MWh)	Desempenho (%)
Antes do desalinhamento	1546,24	1493,87	52,37	96,6
Durante o desalinhamento	585,94	471,93	114,02	80,5
Após o desalinhamento	805,72	807,65	-1,92	100,2

Fonte: Elaborado pela autora.

Pós-desalinhamento, a WTG03 exibiu o mesmo padrão de indicadores inflados observado anteriormente, com valores superiores a 100% decorrentes de medições anemo-

métricas comprometidas. A persistência desta condição mesmo após a intervenção corretiva confirma a continuidade das distorções no sensoriamento, resultando em cálculos de eficiência artificialmente elevados que obscurecem a real performance operacional da unidade.

5.4 Impacto Financeiro

A quantificação das perdas de energia, detalhada nas Tabelas 15, 16 e 17, revela um cenário crítico quando contextualizada com as especificações das turbinas e a duração das falhas. A análise financeira a seguir considera as diferentes capacidades nominais (4,2 MW para WTG01 e 4,5 MW para WTG02 e WTG03), o período de desalinhamento investigado e um preço médio de energia elétrica de R\$ 280,61/MWh no mercado livre brasileiro (CCEE, 2024) para dimensionar o real impacto econômico.

É importante destacar que o valor do MWh é estabelecido com base no fator de capacidade específico de cada parque eólico e, considerando que se tratam de diferentes regiões geográficas e distintos empreendimentos, os valores contratuais para comercialização da energia podem apresentar variações significativas. Dessa forma, o preço de referência adotado representa uma média do mercado livre brasileiro, servindo como parâmetro padronizado para quantificar o impacto econômico das perdas energéticas identificadas, embora os valores reais possam diferir conforme as condições contratuais específicas de cada projeto.

Assim, com o objetivo de facilitar a análise comparativa entre as turbinas de diferentes capacidades, foram calculadas as perdas energéticas específicas normalizadas por MW de capacidade instalada. Esta abordagem permite uma avaliação mais precisa do desempenho relativo de cada equipamento. A normalização das perdas totais pela capacidade nominal de cada turbina possibilita identificar não apenas o impacto absoluto do desalinhamento, mas também a severidade relativa do problema em cada equipamento, fornecendo subsídios para priorização de ações corretivas e otimização da estratégia de manutenção do parque eólico.

Tabela 18 – Resumo consolidado das perdas energéticas e impactos econômicos por turbina

Turbina	Capacidade (MW)	Perdas Totais (MWh)	Perdas Específicas (MWh/MW)	Particip. (%)	Impacto Financeiro (R\$)
WTG01	4,2	710,95	169,27	68	199.559,68
WTG02	4,5	213,85	47,52	21	60.009,47
WTG03	4,5	114,02	25,34	11	31.996,17
Total	13,2	1.038,82	78,70	100	291.565,32

Fonte: Elaborado pela autora.

Nota: Valores financeiros calculados considerando preço médio de R\$ 280,61/MWh.

Conforme apresentado na Tabela 18, a WTG01 concentrou 68% das perdas energéticas em relação as demais máquinas (710,95 MWh de um total de 1.038,82 MWh) apesar de possuir menor capacidade instalada, operando em desalinhamento por quatro meses. As turbinas WTG02 e WTG03, com maior capacidade nominal, apresentaram perdas de 213,85 MWh e 114,02 MWh respectivamente, devido ao período reduzido de desalinhamento (um mês cada). A turbina WTG02 registrou o maior desvio de performance devido à combinação de inconformidades no sistema de sensoriamento e falhas mecânicas nas redutoras do sistema de guinada.

As perdas específicas demonstram o impacto desproporcional: 169,27 MWh/MW para WTG01, contra 47,52 MWh/MW e 25,34 MWh/MW para WTG02 e WTG03, respectivamente. O impacto financeiro direto totaliza R\$ 291.565,32, sendo a WTG01 responsável por R\$ 199.559,68 do prejuízo. É válido destacar que tais valores não contemplam custos indiretos como penalidades contratuais e custos de manutenção corretiva realizadas no período de intervenções.

6 CONCLUSÕES

Este estudo demonstrou a relevância do alinhamento adequado dos aerogeradores para a eficiência operacional de parques eólicos. A análise quantitativa das perdas energéticas decorrentes do desalinhamento das turbinas WTG01, WTG02 e WTG03 revelou um impacto financeiro direto, evidenciando a magnitude econômica deste problema técnico.

Os resultados obtidos confirmaram que o desalinhamento representa uma das principais causas de perdas de produção em parques eólicos, com impactos desproporcionais relacionados à duração da falha. A WTG01, que operou desalinhada por quatro meses, concentrou 68% das perdas totais (710,95 MWh), apresentando perdas específicas de 169,27 MWh/MW, valor significativamente superior às turbinas WTG02 e WTG03, que operaram desalinhadas por apenas um mês cada. Estes achados reforçam a abordagem temporal sobre a importância do controle preditivo e da redução do tempo de resposta para minimizar perdas energéticas durante transições.

Similarmente, a análise de variáveis relacionadas ao sistema de sensoriamento das turbinas mostrou-se eficaz para identificar e dimensionar os impactos do desalinhamento, complementando a perspectiva analítica sobre a relação entre erro de guinada e parâmetros operacionais. O estudo comprovou que falhas no sistema de guinada podem comprometer severamente a capacidade de captura de energia eólica, resultando em perdas de produção que superam significativamente os custos de manutenção preventiva.

Do ponto de vista técnico, os achados reforçam empiricamente a importância da implementação de sistemas de monitoramento contínuo e protocolos de manutenção preventiva rigorosos, convergindo com as recomendações da literatura sobre aproveitamento de dados SCADA para detecção precoce de falhas. A diferença substancial entre as perdas da WTG01 (quatro meses) versus WTG02 e WTG03 (um mês cada) exemplifica que o custo de monitoramento é insignificante comparado às perdas evitáveis.

A detecção precoce de desalinhamentos representa um imperativo econômico para a viabilidade de empreendimentos eólicos. O impacto financeiro de R\$ 291.565,32 em três turbinas por períodos curtos de desalinhamento evidencia que falhas no sistema de guinada comprometem severamente a competitividade econômica dos projetos. Estes achados validam empiricamente tanto os benefícios da identificação precoce quanto as previsões sobre retorno positivo de investimentos em melhorias dos sistemas de orientação, estabelecendo base quantitativa para justificar economicamente sistemas de monitoramento avançados no setor eólico brasileiro.

Assim, ao transpor a lacuna entre as metodologias propostas na literatura e sua aplicação prática no contexto brasileiro, este estudo contribui decisivamente para o aprimoramento das práticas de operação e manutenção do setor eólico nacional. Adicionalmente, oferece uma base quantitativa que subsidia a tomada de decisões gerenciais e a formulação de estratégias para mitigação de riscos operacionais.

6.1 Trabalhos futuros

Como propostas para trabalhos futuros, destaca-se a necessidade de estudos mais aprofundados sobre os efeitos aerodinâmicos do desalinhamento em diferentes condições de vento, incluindo análises de turbulência e dos efeitos de esteira entre turbinas. Simulações utilizando Diâmica de Fluidos Computacionais (*Computational Fluid Dynamics*) (CFD) podem fornecer informações relevantes sobre os mecanismos de perda de eficiência, contribuindo para o desenvolvimento de modelos preditivos mais precisos.

Outra frente importante envolve o desenvolvimento de modelos de otimização para definição de intervalos de manutenção preventiva do sistema *yaw*, considerando a relação custo-benefício entre a frequência das intervenções e as perdas de produção. Estudos de confiabilidade também podem contribuir para a formulação de protocolos de manutenção mais eficientes e economicamente viáveis.

Sugere-se ainda a integração de sistemas de monitoramento de desalinhamento com plataformas de gestão de ativos, por meio da criação de *dashboards* e ferramentas de apoio à decisão voltadas à operação em tempo real dos parques eólicos. Além disso, recomenda-se a investigação dos impactos do desalinhamento na fadiga estrutural das turbinas, visando entender sua influência na vida útil dos equipamentos e auxiliar na formulação de estratégias operacionais que prolonguem a longevidade dos ativos.

Essas iniciativas podem contribuir para o aprimoramento técnico do setor eólico, promovendo soluções inovadoras voltadas à otimização da produção e à redução de custos operacionais.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica. **Boas Práticas para Medição de Curva de Potência em Parques Eólicos.** São Paulo, 2020.
- ABEEólica. **Boletim Anual de Geração Eólica 2025.** São Paulo, Brasil, 2025. Accessed: 13 de Junho de 2025. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2025/05/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-DIGITAL-2025_PT_FINAL.pdf>.
- ALMEIDA, E. P. d. **Desenvolvimento de um sistema de previsão de geração de energia eólica para o Nordeste do Brasil.** Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, apr 2012. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19308/19308_3.PDF>.
- ALPHA SOLAR. **Energia Eólica: O que é, Vantagens e Desvantagens e Como Funciona.** 2022. Disponível em: <<https://alphasolar.com.br/energia-eolica/>>.
- ARAUJO, E. de. **Como iniciar um projeto de energia eólica?** 2021. Disponível em: <<https://energes.com.br/iniciar-eolica/>>.
- ASTOLFI, D.; CASTELLANI, F.; BECCHETTI, M.; LOMBARDI, A.; TERZI, L. Wind turbine systematic yaw error: Operation data analysis techniques for detecting it and assessing its performance impact. **Energies**, v. 13, n. 9, 2020. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/9/2351>>.
- BOSTON ENERGY. **Boston Energy awarded pre-assembly contract with Vestas.** 2022. Disponível em: <<https://bostonenergy.co.uk/boston-energy-awarded-pre-assembly-contract-vestas/>>.
- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook.** Londres: John Wiley & Sons, 2001.
- CAMARGO, L. A. S.; RIBEIRO, F. M.; SANTOS, A. H. M. Metodologia para análise de desempenho de parques eólicos no brasil. **Revista Brasileira de Energia**, v. 24, n. 2, p. 15–32, 2018.
- CARNEIRO, T. C. **Caracterização de potencial eólico para fins de geração eolioelétrica: estudo de caso para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) e Petrolina (PE).** Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.
- CARVALHO, P. C. M. d. **Geração Eólica.** Recife: Editora da UFPE, 2003.
- CCEE. **Dados do Mercado Livre de Energia Elétrica.** São Paulo, Brasil, 2024. Acesso em: 9 jun. 2024, 14:30. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>.
- CHEN, P.; LIN, Z.; XIE, Z.; QU, C. Real-time yaw-misalignment calibration and field-test verification of wind turbine via machine learning methods. **Mechanical Systems and Signal Processing**, v. 208, p. 110972, 2024. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0888327023008804>>.
- CHOU, S. C.; NETO, A. C. P.; CHAGAS, D. J.; LYRA, A. A.; PEREIRA, E. B. Mapeamento eólico para o nordeste. **INPE**, 2006.

- EL-SHARKAWI, M. A. **Wind Energy: An Introduction**. Boca Raton: CRC Press, 2016.
- ENERGIAS ALTERNATIVAS. **Componentes de um Aerogerador**. 2010. Disponível em: <https://energiasalternativas12b.blogspot.com/2010/03/componentes-de-um-aerogerador_12.html>.
- EPE. **Guia de boas práticas para instalação de estações anemométricas**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 16 maio 2024.
- EPE. **NT-EPE-DEE-SGR 030/2024-r0: Histórico e Metodologia do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA)**. Brasília, DF, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-812/NT-EPE-DEE-SGR-030-2024-R0.pdf>>.
- EPE. **Matriz energética e elétrica**. 2025. Acesso em: 24 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>.
- FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Eólica**. Barueri, São Paulo: Manole, 2011. 285 p.
- HASAN, W. **Variable Speed wind Turbine Control System: Design & Model**. Karachi, 2010.
- IBGE. **Anuário Estatístico do Brasil 2023**. Rio de Janeiro, 2023. Accessed: 13 de Junho de 2025. Disponível em: <<https://anuario.ibge.gov.br/2023/industria/energia.html>>.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-12-1: Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. Geneva, 2017. IEC 61400-12-1:2017.
- IRENA. **Renewable Energy Statistics 2022: Brazil**. 2022. Gráfico: Composição das energias renováveis no Brasil.
- IRENA. **CO2 Emission Trajectories**. 2024. Gráfico de trajetórias de emissões de CO2 por cenário.
- KAVAKEN TEAM. **Yaw Misalignment Effect on Turbine Performance**. 2022. Disponível em: <<https://www.kavaken.com/blog/yaw-misalignment-effect-on-turbine-performance>>.
- KHOSRAVI, A.; MACHADO, L.; NUNES, R. O. Time-series prediction of wind speed using machine learning algorithms: A case study osorio wind farm, brazil. **Applied Energy**, Elsevier, 2018. Estudo de caso: Parque Eólico de Osório, Brasil.
- KIM, M.-G.; DALHOFF, P. H. Yaw Systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 524, n. 1, p. 012086, 2014.
- MCTI. **Fator de emissão de CO2 na geração de energia elétrica no Brasil em 2023 é o menor em 12 anos**. 2024. <<https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/noticias/fator-de-emissao-de-co2-na-geracao-de-energia-eletrica-no-brasil-em-2023-e-o-menor-em-12-anos>>. Accessed: 13 de Junho de 2025.
- OLIVEIRA, L. D. d. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica), **Análise do Desempenho de Aerogeradores de Eixo Vertical Utilizando a Tecnologia de Simulação de Fluidos CFD**. Caraúbas, RN: [s.n.], 2021. Disponível em: <<https://repositorio.ufersa.edu.br/server/api/core/bitstreams/2e0c8389-461f-4bb9-a4e3-1dd379e0a1ef/content>>.

ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Rio de Janeiro, 2021.

PEI, Y.; QIAN, Z.; JING, B.; KANG, D.; ZHANG, L. Data-driven method for wind turbine yaw angle sensor zero-point shifting fault detection. **Energies**, v. 11, n. 3, 2018. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/11/3/553>>.

PINTO, M. d. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2012. Livro Técnico e Científico Editora.

QU, C.; LIN, Z.; CHEN, P.; LIU, J.; CHEN, Z.; XIE, Z. An improved data-driven methodology and field-test verification of yaw misalignment calibration on wind turbines. **Energy Conversion and Management**, v. 266, p. 115786, 2022. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422005829>>.

SANTIAGO, N. R. A. **Metodologias para avaliação do desempenho e previsão de avarias em turbinas eólicas utilizando a curva de potência do fabricante**. 148 p. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis - Conversão Elétrica e Utilização Sustentáveis)) — Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciência e Tecnologia, 2012.

SAVVYCOM TEAM. **SCADA Software Price: How To Not Be Overcharged**. 2024. Disponível em: <<https://savvycomsoftware.com/blog/scada-software-price/>>.

SCHAFFARCZYK, A. P. **Wind Power Technology: An Introduction**. [S.l.]: Springer, 2023. (Green Energy and Technology).

SEREEMA. **Yaw misalignment white paper**. 2025. <<http://www.sereema.com/documents/yaw-misalignment-white-paper>>. Acesso em: 09 jul. 2025.

SILVA, G. R. **Características de Vento da Região Nordeste: Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas**. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, aug 2003.

SILVA, R. P.; OLIVEIRA, M. C.; FERREIRA, J. A. Avaliação de perdas energéticas em aerogeradores: metodologia e estudo de caso. **Energia Eólica Brasil**, v. 12, n. 4, p. 45–58, 2019.

SONG, D.; YANG, J.; FAN, X.; LIU, Y.; LIU, A.; CHEN, G.; JOO, Y. H. Maximum power extraction for wind turbines through a novel yaw control solution using predicted wind directions. **Energy Conversion and Management**, v. 157, p. 587–599, 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417311676>>.

VESTAS WIND SYSTEMS A/S. **V150-4.2 MW / V150-4.5 MW Power Curve and Technical Specifications**. Dinamarca, 2019.

VIAN, ; TAHAN, C. M. V.; AGUILAR, G. J. R.; GOUVEA, M. R.; GEMIGNANI, M. M. F. **ENERGIA EÓLICA: fundamentos, tecnologia e aplicações**. São Paulo: Editora Edgard Blücher, 2021. Publicação em Acesso Aberto.

WILKINSON, M.; HENDRIKS, B. **Reliawind - report on wind turbine reliability**. Albuquerque, 2011.