

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FELIPE REJES DE SIMONI**

**ANÁLISE DE DADOS OPERACIONAIS PARA DETECÇÃO DE  
PROBLEMAS DE PERFORMANCE EM USINAS EÓLICAS**

**FLORIANÓPOLIS, 2022.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FELIPE REJES DE SIMONI**

**ANÁLISE DE DADOS OPERACIONAIS PARA DETECÇÃO DE  
PROBLEMAS DE PERFORMANCE EM USINAS EÓLICAS**

Dissertação de mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador: Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa, D. Eng.

**FLORIANÓPOLIS, 2022.**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Simoni, Felipe

**Análise de Dados Operacionais Para Detecção de Problemas de Performance em Usinas Eólicas / Felipe Simoni; orientação de Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa.** - Florianópolis, SC, 2022.

75 p.

**Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.**  
Inclui Referências.

**1. Geração eólica. 2. Análise de performance. 3. Curva de potência. 4. Desalinhamento de yaw. I. Yutaka Kuwabata Takigawa, Fabrício. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. Análise de Dados Operacionais Para Detecção de Problemas de Performance em Usinas Eólicas.**

# ANÁLISE DE DADOS OPERACIONAIS PARA DETECÇÃO DE PROBLEMAS DE PERFORMANCE EM USINAS EÓLICAS

FELIPE REJES DE SIMONI

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

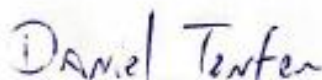
Florianópolis, 06 de maio, 2022.

Banca Examinadora:



Prof. Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa, D. Eng.

Instituto Federal de Santa Catarina



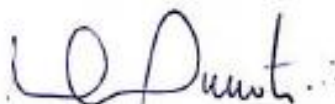
Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.

Instituto Federal de Santa Catarina



Prof. Yoshiaki Sakagami, D. Eng.

Instituto Federal de Santa Catarina



Mario Cusatis, Eng.

ENGIE Brasil Energia

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente à minha noiva Camila Costa de Oliveira por me incentivar a me inscrever no programa de mestrado, por me apoiar durante todo o processo (desde a inscrição até a preparação para a banca), por entender os momentos de ausência pela dedicação ao trabalho e por sempre demonstrar confiança nas minhas capacidades.

Agradeço também os professores do programa pela dedicação e atenção durante o curso. Em especial ao orientador do trabalho pela adaptação ao tema, pelas discussões semanais e por me desafiar a chegar cada vez mais em melhores resultados nos algoritmos, textos e apresentações.

À minha família pelo apoio incondicional, pela paciência durante momentos difíceis e pela alegria em momentos de sucesso.

## RESUMO

Na última década a geração eólica teve elevado crescimento em sua potência instalada, representando incrementos expressivos na matriz energética mundial e nacional. Por outro lado, surge a necessidade de verificar se os ativos estão operando conforme o projetado e se planos de ação para extinguir problemas de performance podem acarretar ganhos significativos. Essa atividade pode ser executada pelos próprios agentes de geração e visa garantir que os aerogeradores estejam com a performance esperada durante sua operação. Em caso de detecção de alguma anomalia existe a possibilidade de planejar e priorizar os serviços de manutenção. Com base nisso, esse trabalho tem como objetivo principal propor uma metodologia (*framework* de análises propostas) para detecção de diversos problemas de performance dos aerogeradores, baseado em dados operacionais e elencando os principais causadores de perdas de desempenho em turbinas eólicas. Inicialmente, a análise de performance é efetuada por meio de um indicador de desempenho baseado na curva de potência dos aerogeradores. Esse indicador mensura a performance das máquinas e possibilita ao agente de geração detectar aerogeradores com problemas de performance e priorizar análises mais detalhadas (evitando a necessidade de realizar o estudo das curvas de potência de todos os aerogeradores periodicamente). Posteriormente, são propostos métodos para a detecção de limitações de potência, dos problemas de medição nos anemômetros e de desalinhamento de *yaw*, baseado nos dados dos próprios aerogeradores e torres anemométricas próximas. Os dois primeiros podem ser analisados verificando o efeito nas curvas de potência e nos indicadores de desempenho, sendo que no caso de problemas nos anemômetros, a indicação pode ser errônea tanto para problemas de performance como de desempenho melhor do que o real. Por fim, a detecção do desalinhamento de *yaw* se mostrou um problema que atinge cerca de 30% dos aerogeradores e impacta significativamente o desempenho dos parques eólicos. A metodologia proposta foi validada em aerogeradores de diferentes conjuntos eólicos de uma das maiores empresas privadas de energia do país e foi possível detectar aerogeradores com problemas de performance, estudar as causas e direcionar as equipes de manutenção para correções assertivas. Correções essas que resultam em um impacto direto no desempenho operacional e financeiro da planta.

**Palavras-chave:** Geração eólica. Análise de performance. Curva de potência. Desalinhamento de *yaw*.

## **ABSTRACT**

Wind generation is facing expressive growth on its capacity in the last decade. Presenting a substantial increment in the energy matrix of the nation and worldwide. Nevertheless, it increases the importance of monitoring assets performance and guaranteeing they are operating as expected. The importance of actions plans to extinguish performance issues also grows since it can represent significant gains. This activity can be executed by the asset owners, even in cases where there is an operation and maintenance contract with the turbine manufacturer and has the objective to ensure the expected behavior when in operation. In case an anomaly is detected, there is the possibility to plan and prioritize the maintenance jobs. Based on that, this study has the main objective to propose a framework to detect performance issues in wind turbine generators based on its operational data. Initially the analysis can be done based on a performance indicator based on the power curve of each machine. It allows the detection of turbines with issues and that need additional and more detailed analysis, avoiding the necessity of studying all power curves periodically. The next proposed steps are related with the detection of derating, issues in the anemometers' measurements and yaw misalignment. The first two methods can be executed based on specifics power curve behaviors. In the case of the anemometer issue, it can indicate both under and over performance wrongly. Lastly, yaw misalignment was detected in approximately 30% of the tested wind turbines and it has a significant impact in the wind farms' production. The framework was validated in turbines from different wind complexes of one of the largest private energy companies in Brazil and it was possible to detect turbines with performance issues, analyze the root cause and manage the maintenance teams for assertive corrections. These corrections will have a direct impact in the operational and financial performance of the plant.

**Keywords:** Wind generation. Performance analysis. Power curves. Yaw misalignment.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil no período de 2014 a 2021.....                                                                                                  | 14 |
| Figura 2: Diagrama unifilar simplificado da conexão de aerogeradores de um parque eólico no SIN. ....                                                                                       | 15 |
| Figura 3: Exemplo de curva de potência com indicação das principais regiões.....                                                                                                            | 20 |
| Figura 4: Exemplo de curva de potência em que ocorreu limitação de potência durante o período observado.....                                                                                | 21 |
| Figura 5: Principais componentes de um aerogerador.....                                                                                                                                     | 24 |
| Figura 6: Diagrama simplificado da posição da nacele e da direção do vento em um caso de desalinhamento de yaw.....                                                                         | 25 |
| Figura 7: Curva teórica da perda de potência de acordo com o ângulo de desvio entre a nacele e a direção do vento para um aerogerador de 2700 kW. ....                                      | 26 |
| Figura 8: Curva de potência verificada e curva teórica sem tratamento nos dados para um aerogerador de exemplo. ....                                                                        | 30 |
| Figura 9: Passos para o tratamento dos dados verificados para análises de curvas de potência nos aerogeradores. ....                                                                        | 31 |
| Figura 10: Etapas para análise de desempenho de aerogeradores e detecção de máquinas com problemas de performance e possíveis razões. ....                                                  | 32 |
| Figura 11: Exemplo de análise do desvio padrão do sinal de potência ativa durante limitações de potência. ....                                                                              | 33 |
| Figura 12: Exemplo de comparação entre dois anemômetros de turbinas próximas onde é verificado um desvio e a referência (curva sem diferença entre as medições). ....                       | 34 |
| Figura 13: Fluxograma para detecção automática de desalinhamento estático de yaw em aerogeradores. ....                                                                                     | 36 |
| Figura 14: Distribuição de frequência do desvio entre yaw e direção do vento em uma turbina exemplo sem ajustes (esquerda) e a mesma turbina depois da correção pela mediana (direita)..... | 38 |
| Figura 15: Curva de potência com e sem filtros de detecção de outliers. ....                                                                                                                | 39 |
| Figura 16: Diagrama com o resumo e tratamento dos dados para análise de desalinhamento de yaw. ....                                                                                         | 40 |
| Figura 17: Diagrama com a segregação dos dados de acordo com o desvio entre a direção do vento e a direção do yaw, e a construção das curvas de potência para cada intervalo.....           | 40 |
| Figura 18: Curva de potência verificada (azul) e prevista (laranja) pelo método <i>Random Forest</i> . ....                                                                                 | 41 |

|                                                                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 19: Gráficos sobrepostos de geração verificada pela geração teórica e distribuição de frequência para intervalos de desvio entre a direção do vento e do yaw. .... | 42 |
| Figura 25: Exemplo da relação entre a medição de vento da torre anemométrica e da nacele mais próxima e função gerado a partir desses dados (laranja). ....               | 45 |
| Figura 26: Comparação da função de transferência para quatro parques de um mesmo conjunto eólico. ....                                                                    | 46 |
| Figura 27: Exemplo de curva de potência e os efeitos das correções da função de transferência e da massa específica do ar padrão da curva teórica. ....                   | 46 |
| Figura 28: Curva de potência verificada sem nenhum tratamento (azul), curva com as correções estabelecidas em norma IEC (verde) e curva do fabricante (laranja). ....     | 47 |
| Figura 29: Curva de potência do AEG0102 com um problema de limitação de potência. ....                                                                                    | 48 |
| Figura 30: Curva de potência do AEG0201 que ilustra um problema de medição do anemômetro. ....                                                                            | 51 |
| Figura 31: Comparação entre as medições dos anemômetros dos aerogeradores AEG0201 e AEG0202 (esquerda), e AEG0203 e AEG0202 (direita). ....                               | 51 |
| Figura 32: Exemplos de distribuição de frequência do desvio entre a direção do vento e do yaw. ....                                                                       | 53 |
| Figura 33: Exemplos das curvas de potência geradas pelo algoritmo de desalinhamento de yaw para cada intervalo de desvio. ....                                            | 53 |
| Figura 34: Curva de potência do aerogerador AEG0301 e AEG0302 em comparação com a curva teórica do modelo. ....                                                           | 54 |
| Figura 35: Análise de desalinhamento de yaw para o aerogerador AEG0301, AEG0302 e AEG0303. ....                                                                           | 55 |
| Figura 36: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG04. ....                                            | 56 |
| Figura 37: Curva de potência do aerogerador AEG0402 em comparação com a curva teórica do modelo. ....                                                                     | 57 |
| Figura 38: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG05. ....                                            | 57 |
| Figura 39: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG06. ....                                            | 59 |
| Figura 40: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG07. ....                                            | 60 |
| Figura 41: Exemplo de resultado do algoritmo de desalinhamento de yaw para separações de 1° nos intervalos de desvio. ....                                                | 69 |
| Figura 42: Exemplo de resultado do algoritmo de desalinhamento de yaw para separações de 4° nos intervalos de desvio. ....                                                | 70 |

|                                                                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 43: Exemplo de curvas de potência para intervalos de desvio utilizando a modelagem linear da curva de potência. ....                             | 71 |
| Figura 44: Exemplo de curvas de potência para intervalos de desvio utilizando a modelagem com polinômios da curva de potência. ....                     | 73 |
| Figura 45: Exemplo de curva de potência verificada (esquerda) e curvas de potência para intervalos de desvio utilizando o algoritmo Random Forest. .... | 74 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1: Principais dados disponíveis para análises de performance nos parques eólicos. ....                                         | 16 |
| Tabela 2: Lista de filtros aplicados nos dados para o algoritmo de detecção de desalinhamento de yaw. ....                            | 38 |
| Tabela 3: Categorização dos níveis de desalinhamento. ....                                                                            | 42 |
| Tabela 8: Exemplo de análise do indicador de eficiência de geração para o parque AEG01. ....                                          | 47 |
| Tabela 9: Análise estatística sobre limitações de potência para os quatro projetos eólicos em 2021. ....                              | 49 |
| Tabela 10: Exemplo de análise do indicador de eficiência de geração (parque AEG02). ....                                              | 50 |
| Tabela 11: Exemplo de análise do indicador de eficiência de geração (parque AEG03). ....                                              | 54 |
| Tabela 12: Valores do indicador de eficiência de geração e resultados do algoritmo de desalinhamento de yaw para o parque AEG05. .... | 58 |
| Tabela 13: Divisão dos intervalos entre direção de vento e yaw em passos de 1°. ...                                                   | 68 |
| Tabela 14: Divisão dos intervalos entre direção de vento e yaw em passos de 4°. ...                                                   | 69 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEG – Aerogerador

CE – Conjunto Eólico

CMS – *Condition Monitoring System*

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

GRID – subestação e linhas que conectam o aerogerador com a subestação de entrega

LOF – *Local Outlier Factor*

ONS – Operador Nacional do Sistema

O&M – Operação e Manutenção

SIN – Sistema Interligado Nacional

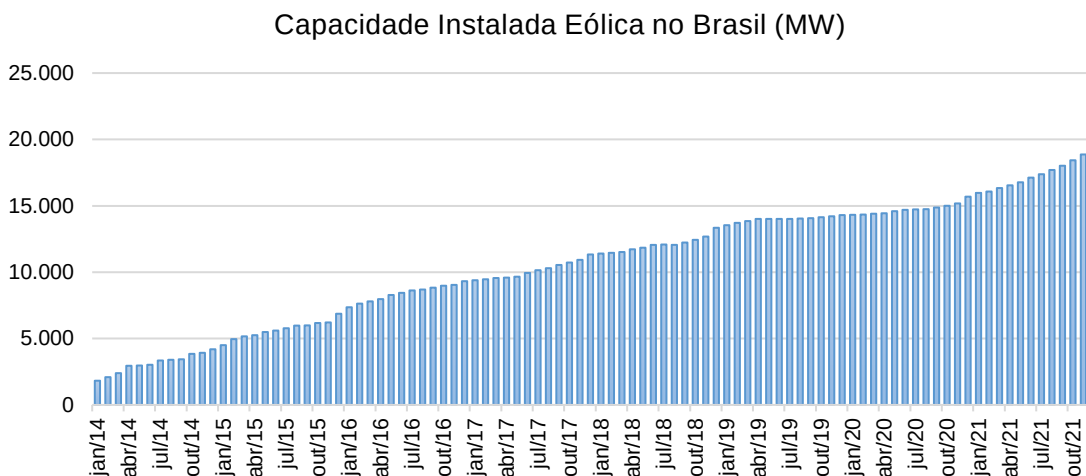
## SUMÁRIO

|            |                                                                                                                                       |           |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b>   | <b>INTRODUÇÃO .....</b>                                                                                                               | <b>13</b> |
| <b>1.1</b> | <b>Objetivos.....</b>                                                                                                                 | <b>18</b> |
| 1.1.1      | Objetivo geral .....                                                                                                                  | 18        |
| 1.1.2      | Objetivos específicos .....                                                                                                           | 18        |
| <b>1.2</b> | <b>Estrutura do trabalho.....</b>                                                                                                     | <b>18</b> |
| <b>2</b>   | <b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>                                                                                                     | <b>20</b> |
| <b>2.1</b> | <b>Análise da curva de potência dos aerogeradores.....</b>                                                                            | <b>20</b> |
| <b>2.2</b> | <b>Desalinhamento de yaw.....</b>                                                                                                     | <b>24</b> |
| <b>3</b>   | <b>METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETECÇÃO DE BAIXO DESEMPENHO EM AEROGERADORES.....</b>                                                   | <b>29</b> |
| <b>3.1</b> | <b>Tratamento dos dados e indicador de eficiência de geração .....</b>                                                                | <b>29</b> |
| <b>3.2</b> | <b>Análise de desempenho dos aerogeradores .....</b>                                                                                  | <b>32</b> |
| 3.2.1      | Verificação de limitações de potência .....                                                                                           | 32        |
| 3.2.2      | Verificação da medição do anemômetro .....                                                                                            | 34        |
| 3.2.3      | Análise de desalinhamento de yaw .....                                                                                                | 34        |
| <b>3.3</b> | <b>Ativos em Análise .....</b>                                                                                                        | <b>43</b> |
| <b>4</b>   | <b>ESTUDOS DE CASO .....</b>                                                                                                          | <b>44</b> |
| <b>4.1</b> | <b>Aplicação da metodologia de detecção de problemas de performance .....</b>                                                         | <b>44</b> |
| 4.1.1      | Tratamento dos dados e indicador de eficiência de geração .....                                                                       | 44        |
| 4.1.2      | Análise das curvas de potência e limitação de potência .....                                                                          | 48        |
| 4.1.3      | Verificação da qualidade das medições de velocidade do vento .....                                                                    | 49        |
| 4.1.4      | Análise de desalinhamento de yaw .....                                                                                                | 52        |
| 4.1.4.1    | <i>Resultados intermediários.....</i>                                                                                                 | <i>52</i> |
| 4.1.4.2    | <i>Resultados da análise de desalinhamento.....</i>                                                                                   | <i>54</i> |
| <b>5</b>   | <b>CONCLUSÃO .....</b>                                                                                                                | <b>61</b> |
|            | <b>REFERÊNCIAS.....</b>                                                                                                               | <b>62</b> |
|            | <b>APÊNDICES .....</b>                                                                                                                | <b>67</b> |
|            | APÊNDICE A – DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DE DESVIO ENTRE A DIREÇÃO DO YAW E DIREÇÃO DO VENTO PARA DETECÇÃO DE DESALINHAMENTO DE YAW..... | 68        |
|            | APÊNDICE B – MÉTODOS DE MODELAGEM DA CURVA DE POTÊNCIA DOS AEROGERADORES .....                                                        | 71        |

## 1 INTRODUÇÃO

A expansão da geração eólica por todo mundo tem ocorrido de forma acelerada nos últimos anos (ENEVOLDSEN, *et al.*, 2019; ZHAO, CHANG, & CHEN, 2016; JOHANSSON, *et al.*, 2017). Apenas no ano de 2020 ocorreu a introdução de 93 GW de novas plantas de geração eólica segundo o Global Wind Energy Council (2021). Isso representa um aumento de 14,3% em relação ao ano anterior (650 GW de capacidade eólica em 2019 para 743 GW em 2020). Esse efeito também é verificado no Brasil, como apresentado na Figura 1. Em janeiro de 2014 a capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil era de 1,82 GW e passou para 19,53 GW em dezembro de 2021 (ONS, 2022). Um aumento de aproximadamente 971% no período. Essa expansão traz benefícios com uma maior diversificação da matriz energética e com a redução das emissões de dióxido de carbono no processo de geração de energia elétrica (GUTIÉRREZ-MARTÍN, *et al.*, 2013; XIAOLI, *et al.*, 2017). No entanto, a geração eólica possui importantes diferenças com a geração convencional (seja na responsabilidade pela operação e manutenção, número de equipamentos e como ocorre o despacho pelo operador nacional) e os agentes de geração têm o desafio de se adaptar nesse cenário para acompanhar o crescimento dessa fonte de energia elétrica.

**Figura 1: Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil no período de 2014 a 2021.**

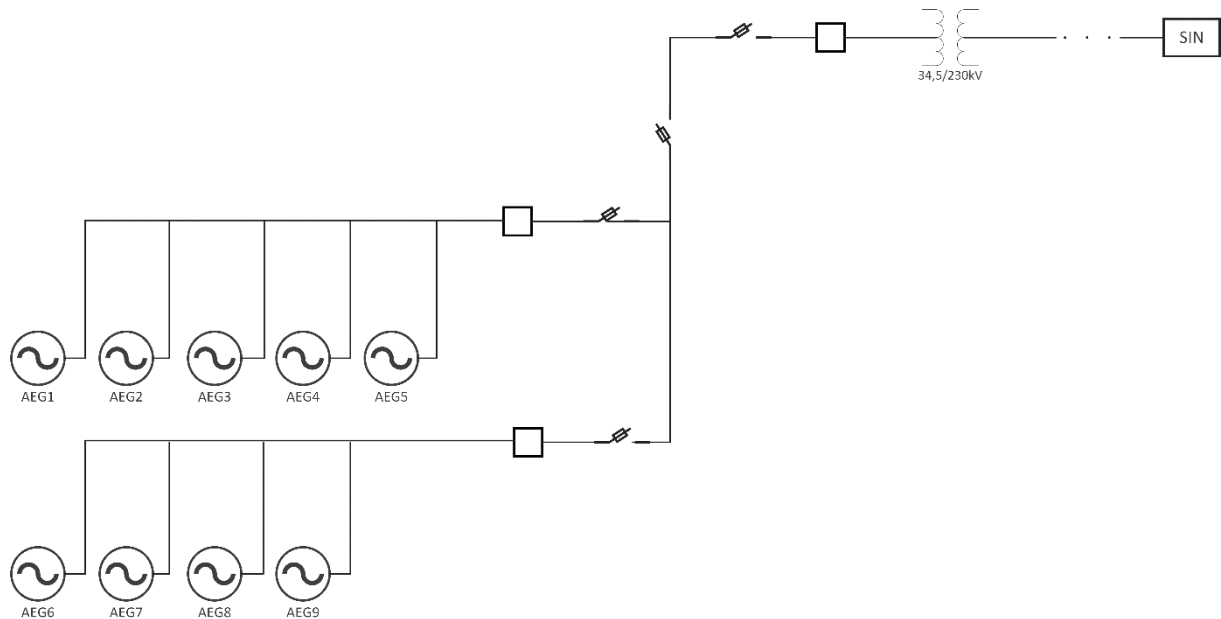


Fonte: ONS (2022).

Uma importante peculiaridade da geração eólica surge com os contratos de fornecimento dos aerogeradores, nos quais é comum a inclusão da prestação de serviços de operação e manutenção (O&M) dos aerogeradores por parte dos próprios fabricantes. Por se tratar de um novo ativo, os agentes de geração provavelmente irão carecer de recursos humanos capacitados para realizar a O&M das turbinas eólicas e possuirão interesse nesse serviço. Além disso, os fabricantes são responsáveis pelo projeto das máquinas e possuem as informações técnicas necessárias para realizar as atividades de O&M.

No entanto, destaca-se que a O&M do empreendimento não envolve apenas os aerogeradores, portanto, é comum que os agentes de geração fiquem responsáveis pela conexão das máquinas com a subestação de entrega, pela operação da subestação da usina e por todo relacionamento operacional com o Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa última responsabilidade engloba não só a operação da subestação, mas também em comandos de controle de potência ativa e de tensão do conjunto eólico. A Figura 2 possui um exemplo simplificado de diagrama de conexão de aerogeradores ao Sistema Interligado Nacional (SIN), é possível verificar na representação os equipamentos básicos (geradores, transformador elevador, disjuntores, chaves seccionadoras e linha de média tensão) para devida interligação dos aerogeradores ao sistema.

**Figura 2: Diagrama unifilar simplificado da conexão de aerogeradores de um parque eólico no SIN.**



No caso dos aerogeradores com o serviço de O&M pelos fabricantes, a métrica comumente utilizada é a disponibilidade das máquinas. Desta forma, em casos de medições de disponibilidade abaixo da contratual, existirão mecanismos de compensação contratual de acordo com o desvio dos valores base. Por exemplo, supondo uma disponibilidade contratual de 97% e a disponibilidade apurada de 95%, 2% será ressarcido de acordo com as regras de multa no contrato. No entanto, ressalta-se que apenas o quesito da disponibilidade é mensurada no contrato e não o seu desempenho na geração de energia<sup>1</sup>.

Por outro lado, com os contratos de O&M com os fabricantes, os agentes de geração alocam uma quantidade menor de recursos com as equipes locais e de suporte de O&M em comparação com as fontes convencionais. Portanto, essas equipes são enxutas e necessitam de ferramentas computacionais para otimizar o trabalho e garantir o monitoramento de um elevado quantitativo de máquinas. Essas ferramentas devem não somente permitir a análise dos dados de cada máquina, como gerar alertas automáticos baseados em indicadores operacionais. Dessa forma, os

---

<sup>1</sup> Para amenizar esse problema os novos contratos podem contar com ponderações da disponibilidade com recurso de vento apurado ou então serem baseados em disponibilidades energéticas (geração verificada pela geração disponível de acordo com o recurso de vento no período).

técnicos e engenheiros terão uma lista de aerogeradores a serem priorizados e analisados sem a necessidade de analisarem todos os dados das turbinas que compõem o conjunto eólico.

Para garantir a performance adequada, principalmente nos casos em que a disponibilidade contratual é temporal, a maneira comum de realizar esse monitoramento é por meio da análise dos dados disponibilizados pelos aerogeradores nos sistemas de supervisão e controle (SCADA). Utiliza-se também dados das torres anemométricas e dos sistemas de medição de faturamento (ou medição de energia). A Tabela 1 apresenta os principais dados disponíveis para análises de desempenho nos parques eólicos e quais são as fontes desses dados nos sistemas das usinas.

**Tabela 1: Principais dados disponíveis para análises de performance nos parques eólicos.**

| <b>Medição</b>                                                                                                       | <b>Fonte</b>             |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| Grandezas elétricas do aerogerador (potência ativa/reactiva, tensões e correntes)                                    | SCADA do fabricante      |
| Grandezas mecânicas (temperaturas de mancais, geradores, transformadores, óleo e direção da nacele)                  | SCADA do fabricante      |
| Grandezas do ambiente (velocidade/direção do vento e temperatura fora da nacele)                                     | SCADA do fabricante      |
| Medições anemométricas (velocidade/direção do vento, pressão/temperatura/umidade do ar)                              | Torre anemométrica       |
| Grandezas elétricas do parque/conjunto (medições brutas e líquidas de energia ativa e reativa)                       | Medidores de faturamento |
| Estado dos disjuntores e seccionadoras da subestação coletora, níveis de tensão e corrente nos circuitos dos parques | SCADA da subestação      |

Através desses dados é possível monitorar o estado dos ativos em tempo real e analisar seu desempenho de acordo com o recurso eólico incidente. No entanto, é importante destacar alguns desafios na análise desses dados. O primeiro tem relação com a integração de todos dados em uma base única que permita comparações e cálculos a partir dos dados de diferentes fontes. Cada fonte listada possivelmente terá sua comunicação disponibilizada por um protocolo de comunicação diferente, por servidores distintos e em níveis de rede diferentes.

O segundo desafio está relacionado com a quantidade de dados que necessitam serem coletados, já que os conjuntos eólicos possuem comumente dezenas de aerogeradores. Por fim, tem-se o desafio da qualidade desses dados e

como realizar o tratamento caso ocorra algum problema em sua aquisição. Como se trata de dados de diversos sensores e diferentes fontes, podem ocorrer problemas na comunicação entre os sensores e os sistemas de aquisição, assim como podem ocorrer problemas de calibração nesses sensores. Essas anomalias precisam ser devidamente tratadas para garantir análises de qualidade sobre o comportamento dos aerogeradores.

Depois de solucionar esses desafios surgem outros relacionados à análise de comportamento dos aerogeradores. Como esses dados podem ser interpretados para apontar problemas nos aerogeradores e como diferenciar os diferentes problemas que podem ocorrer nesses ativos? A análise inicial que pode ser feita é a curva de potência dos aerogeradores (potência ativa pela velocidade do vento incidente). Através da sua construção e comparação com curvas teóricas ou com curvas de outros aerogeradores é possível detectar aerogeradores com problemas de performance. Na sequência é necessário que ocorra uma evolução dessa análise inicial para detecção das possíveis causas para que a discussão com os fabricantes sobre os problemas de performance tenha mais embasamento e as ações para correção sejam executadas mais rapidamente.

Diante do contexto apresentado, esse trabalho tem como objetivo propor uma metodologia (*framework* de análises propostas) para detecção de problemas de performance dos aerogeradores, baseado em dados operacionais das plantas eólicas de uma das maiores companhias privadas de energia no país. Por meio da metodologia proposta elenca-se os principais causadores de perdas de desempenho em turbinas eólicas, como as limitações de potência nos aerogeradores, problemas de medição nos anemômetros das turbinas e o desalinhamento de yaw.

Adicionalmente, ressalta-se que como a garantia de performance nos momentos de operação não está garantido nos contratos de O&M, qualquer detecção e ganho nessa área é convertido em ganhos operacionais e financeiros.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Objetivo geral

Propor uma metodologia (*framework* de análises propostas) para detecção de diversos problemas de performance dos aerogeradores, baseado em dados operacionais e elencando os principais causadores de perdas de desempenho em turbinas eólicas.

### 1.1.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral, foram feitas as seguintes segregações em objetivos específicos:

- a) Analisar os principais causadores de perdas de performance e fundamentação teórica para compreender como afetam os aerogeradores;
- b) Criar uma metodologia para coleta, estruturação e limpeza dos dados;
- c) Criar uma metodologia para detecção de problemas de performance nas curvas de potência em diferentes modelos de aerogeradores através de indicadores de desempenho;
- d) Gerar e analisar os resultados da metodologia para detecção de desalinhamento de yaw em diferentes modelos de aerogeradores;
- e) Analisar o resultado das metodologias em conjunto para se definir a causa dos problemas e sua consistência, assim como calcular as perdas energéticas por esses desvios.

## 1.2 Estrutura do trabalho

O Capítulo 2 possui o levantamento bibliográfico efetuado sobre métodos aplicados para detecção dos principais causadores de perdas de performance em aerogeradores. Na sequência, o Capítulo 3 aborda a metodologia proposta, baseado em um *framework* de diversas análises, para a detecção automática dos desvios.

Posteriormente, no Capítulo 4 são analisados os resultados das metodologias aplicadas em dados dos aerogeradores da companhia e, por fim, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

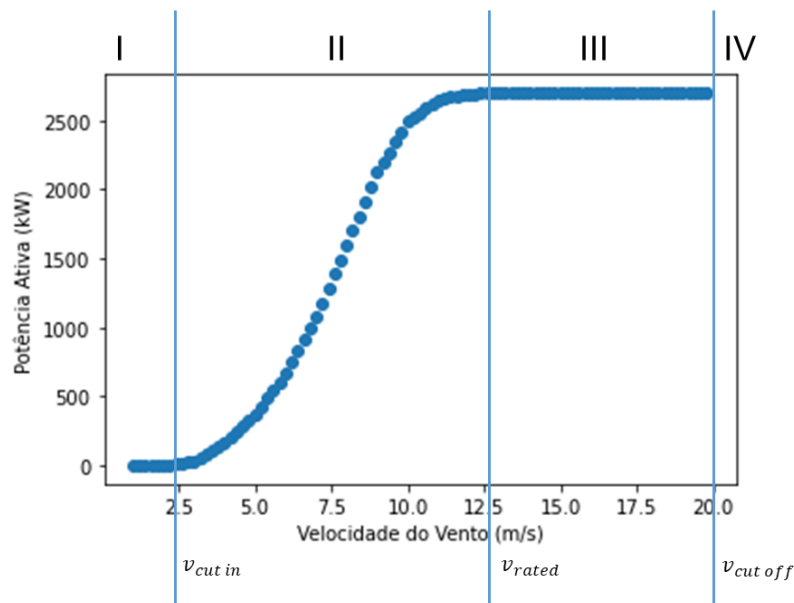
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção serão apresentadas duas importantes análises de desempenho para as turbinas eólicas, assim como o embasamento teórico necessário para suas aplicações.

### 2.1 Análise da curva de potência dos aerogeradores

As curvas de potência dos aerogeradores são compostas pela potência ativa extraída de acordo com a velocidade do vento incidente e são um importante instrumento para análises de performance. Elas podem ser construídas a partir do histórico das máquinas e possuem um formato padrão quando não há anomalias nos componentes ou na operação dos aerogeradores (SOHONI *et al.*, 2016). Um exemplo pode ser visto na Figura 3, onde há demarcações para as quatro principais regiões da curva.

Figura 3: Exemplo de curva de potência com indicação das principais regiões.

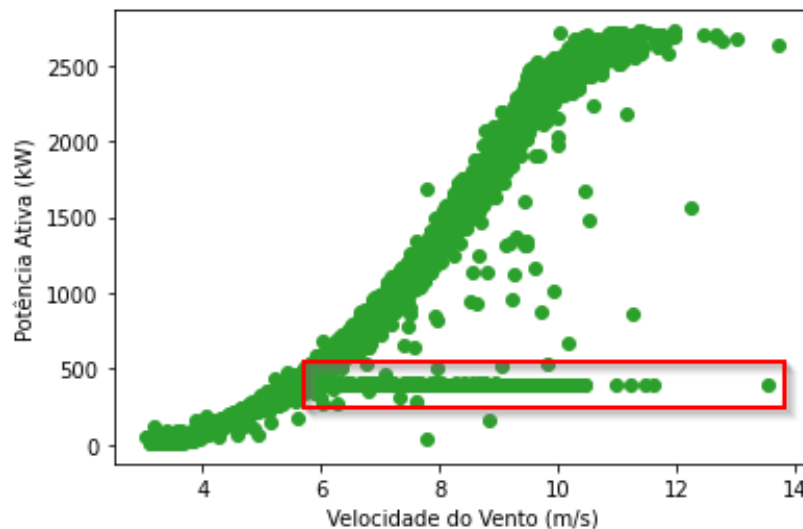


A região I ilustra as velocidades baixas de vento onde não há recurso disponível para iniciar a geração elétrica. Adicionalmente, a velocidade mínima para que máquina entre em operação é denominada de velocidade *cut in* ( $v_{cut\ in}$ ). Com velocidades superiores à  $v_{cut\ in}$  entra-se na região II onde a extração de potência da máquina inicia e segue uma curva cúbica até atingir valores de potência próximos da nominal. Na sequência ocorre uma inflexão da curva até atingir a potência nominal na

velocidade de vento  $v_{rated}$ . Com velocidades superiores à  $v_{rated}$  não ocorre mais variação de potência conforme a velocidade do vento aumenta (ilustrado na região III). Esse comportamento ocorre até a velocidade  $v_{cut\ off}$ , onde se atinge um limite da máquina e seu controle realiza um desligamento automático para evitar danos nos equipamentos (região IV).

Por outro lado, por ter um formato característico e por existirem curvas teóricas ou de projetos para cada modelo, as curvas de potência são um importante método para análise de performance dos aerogeradores e para identificação de anomalias. Um exemplo de anomalia pode estar nas limitações de geração, que podem ser feitas pelo sistema de controle do aerogerador, e podem ser detectadas diretamente ao analisar as curvas, conforme ilustrado na Figura 4.

**Figura 4: Exemplo de curva de potência em que ocorreu limitação de potência durante o período observado.**



Destaca-se que na construção das curvas de potências é importante analisar quais dados de medição de vento devem ser utilizados e quais devem ter correções, haja vista que as curvas teóricas foram feitas considerando uma condição específica de pressão atmosférica, temperatura e umidade do ar.

Adicionalmente, outro ponto de atenção refere-se com a medição do vento obtida pelo anemômetro na nacele dos aerogeradores. Essa medição é efetuada depois das pás das turbinas e, portanto, torna-se uma medição que possui interferências e pode gerar erros nas análises, se for utilizada diretamente. Uma alternativa é a medição das torres anemométricas dos parques eólicos. Essa medição

é feita antes das turbinas e com instrumentos, calibração e localização homologados. Dessa maneira, trata-se de uma medição com maior exatidão e precisão. Entretanto, um ponto negativo dessa medição é que ela irá representar bem apenas o recurso de vento para os aerogeradores que estão localizados ao redor dela. Aerogeradores mais distantes dentro do mesmo parque podem ter recursos de vento distintos e pequenas diferenças podem trazer grandes diferenças na análise de potência devido à natureza da curva de potência dos aerogeradores.

Como solução para esse problema a norma IEC 61400-12-2 (IEC, 2008) propõe a utilização da medição de cada nacele, mas depois de uma correção utilizando uma função de transferência construída entre o dado da torre anemométrica e do anemômetro da nacele mais próxima dessa torre. A função de transferência é construída a partir de uma regressão linear entre as duas medições. Depois de se obter essa relação, ou função de transferência, é possível corrigir a medição de qualquer aerogerador do parque eólico. Os problemas da medição da nacele são minimizados com a correção pela função de transferência, além disso, como se está utilizando a medição de cada turbina, também se ameniza o problema de diferenças de medições de vento em diferentes posições do parque eólico.

Outra correção necessária quando se utiliza a curva do fabricante está relacionada com a massa específica do ar. As curvas do fabricante são normalizadas em uma massa específica do ar constante que é distinta da massa específica do ar em que os aerogeradores estão expostos em campo. Portanto, antes de utilizar a velocidade do vento nas tabelas de referência do fabricante, é necessário normalizá-la para a massa específica em que essas tabelas foram geradas (IEC, 2008). As equações para o ajuste estão apresentadas em (1).

$$V_n = V_{corr} \left( \frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (1)$$

Onde:

$V_n$       velocidade do vento normalizada

$V_{corr}$     velocidade do vento da nacele depois da correção pela função de transferência

$\rho_0$       massa específica na qual a curva do fabricante foi construída

$\rho_{10min}$  massa específica média (normalmente em períodos de dez minutos) que pode ser calculada por (2)

$$\rho_{10min} = \frac{1}{T_{10min}} \cdot \left( \frac{B_{10min}}{R_0} - H_{10min} \cdot P_w \cdot \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (2)$$

Onde:

$T_{10min}$  temperatura média medida na torre anemométrica

$B_{10min}$  pressão atmosférica média

$H_{10min}$  umidade relativa do ar média

$R_0$  constante de ar seco (287,05 J/kg.K)

$R_w$  constante de vapor d'água (461,5 J/kg.K)

$P_w$  pressão de vapor d'água que pode ser calculada por (3)

$$P_w = 0,0000205e^{0,0631846 \cdot T_{10min}} \quad (3)$$

Depois dos devidos ajustes as curvas podem ser construídas e é possível iniciar análises de comparação entre as curvas verificadas e as teóricas dos fabricantes.

Além disso, como existem diversas possibilidades de desvios e cada uma com efeitos diferentes nas curvas, é interessante utilizar técnicas de aprendizado de máquina para realizar a detecção automática de anomalias. A literatura mostra que as técnicas atuais de *machine learning* permitem a detecção de discrepâncias nas curvas das máquinas (LONG *et al.*, 2015; GUO ;INFIELD, 2020; PARK *et al.*, 2014; CIULLA *et al.*, 2019). Outro ponto importante é que como existe a possibilidade que o problema não esteja na turbina, mas sim na medição de velocidade do anemômetro, Ulazia *et al.* (2018) traz possibilidades para detecção de anemômetros com defeitos nas medições. Essa detecção é realizada através da comparação entre as medições de anemômetros de turbinas próximas.

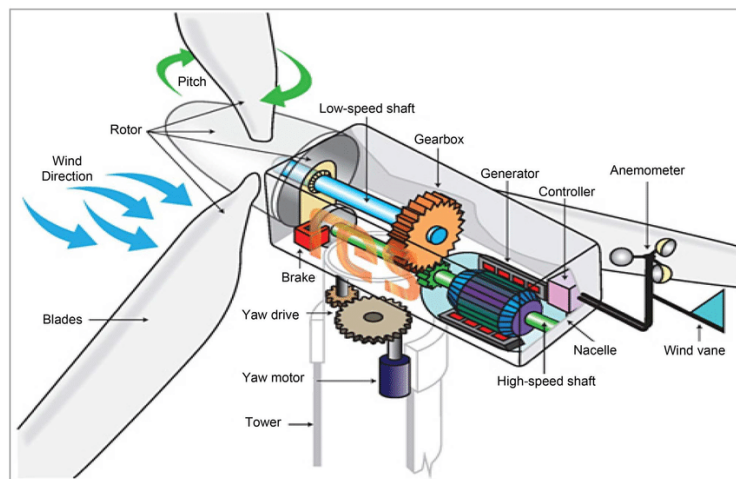
Os desvios com a curva de projeto também tendem a variar bastante com o tipo de máquina. Algumas máquinas possuem certo atraso nos ajustes de *yaw* e *pitch*

e os desvios podem ser maiores. Nesses casos pode-se utilizar técnicas de ciência de dados e aprendizado de máquina para criar curvas mais reais e depois as utilizar nas comparações (PELLETIER; MASSON; TAHAN, 2016; OUYANG; KUSIAK; HE, 2017; MARČIUKAITIS *et al.*, 2017). Em outras palavras, a comparação nesse caso deixa de ser feita com a curva teórica do modelo da máquina, mas pela curva baseada no seu histórico de operação.

## 2.2 Desalinhamento de yaw

Outra análise importante se refere ao comportamento do sistema de yaw dos aerogeradores. Para extrair a máxima potência disponível no vento, o plano das pás das turbinas deve estar perpendicular à direção do vento. Esse controle é feito no yaw das máquinas e tem como base as medições do *wind vane*. A Figura 5 representa os principais componentes do aerogerador, onde é possível ver o mecanismo do yaw e como o direcionamento da nacelle é feito.

**Figura 5: Principais componentes de um aerogerador.**

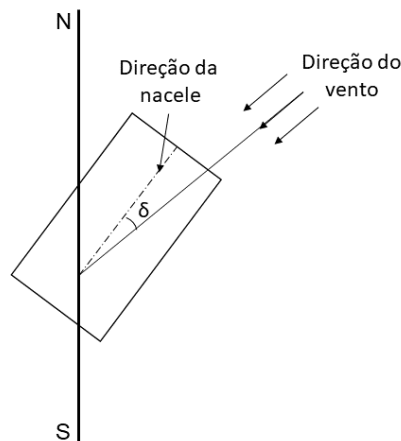


Fonte: Safanah & Hussein, 2018.

Quando o controle detecta diferenças entre a direção do vento e do yaw, é comum que o sistema de controle da turbina espere alguns minutos antes de se alinhar. Isso é feito para evitar movimentações constantes que causam desgastes nos equipamentos mecânicos que realizam o alinhamento. Portanto, desalinhamentos podem ocorrer momentaneamente, no entanto, o controle sempre tentará manter-se alinhado com a direção do vento (JING *et al.*, 2020).

No entanto, diferenças no alinhamento entre o *wind vane* e o eixo do rotor da máquina ou erros de calibração nesses dispositivos podem causar problemas de desalinhamento mesmo com o controle funcionando de maneira correta. Na ocorrência de desalinhamentos, a extração da energia do vento passa a ser menor e esforços mecânicos são gerados nas pás de maneira desigual. Esses esforços desiguais geram outros esforços e vibrações na nacele e nas pás, que podem causar a diminuição na vida útil dos equipamentos (CHOI *et al*, 2019 e CARDAUN *et al*, 2019). A Figura 6 exemplifica um caso de desalinhamento entre a direção do yaw e a direção do vento, para um diagrama simplificado.

**Figura 6: Diagrama simplificado da posição da nacele e da direção do vento em um caso de desalinhamento de yaw.**



Fonte: Safanah & Hussein, 2018.

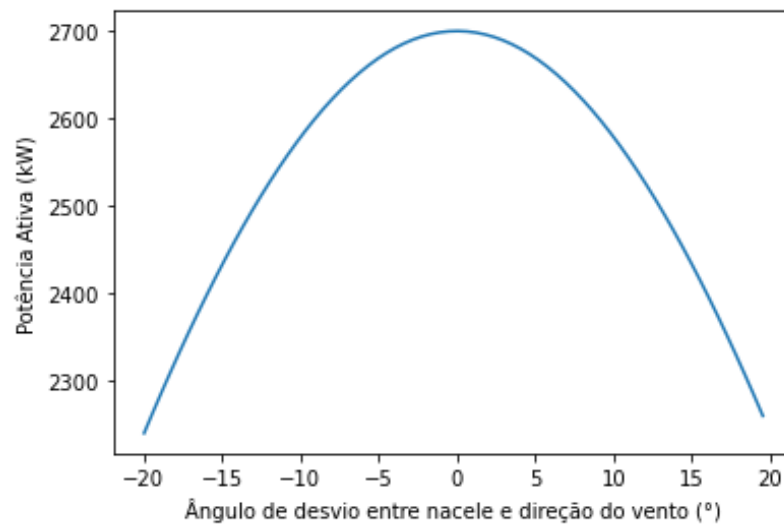
A perda de potência tem um grande aumento conforme se aumenta o nível de desalinhamento. Segundo KRAGH *et al.* (2013), o efeito do desalinhamento de yaw na potência extraída segue (4).

$$P = P_{max} \cos^3(\delta) \quad (4)$$

Onde  $\delta$  é a diferença entre a direção do vento e o yaw.

O resultado dessa curva pode ser verificado na Figura 7 para um exemplo hipotético de aerogerador com potência nominal de 2700 kW. Para ângulos de desvio em torno de 10° a perda de potência fica em torno de 5%. No entanto, em 20° de desvio a perda de potência vai para 17%.

**Figura 7: Curva teórica da perda de potência de acordo com o ângulo de desvio entre a nacele e a direção do vento para um aerogerador de 2700 kW.**



Considerando que os dados de direção do vento e da nacele estão disponíveis no sistema SCADA, pode-se avaliar inicialmente que a detecção dos desalinhamentos pode ser feita de maneira direta. Contudo, o norte de referência do *wind vane* da nacele muitas vezes não está alinhado com o norte do medidor da torre anemométrica. Além disso, manutenções no aerogerador e movimentações automáticas para desenrolamento dos cabos podem alterar o norte do sensor com o tempo. Isso faz com que análises utilizando diretamente esses dados possam levar a conclusões equivocadas.

Como alternativa, artigos científicos estudados (BAO *et al.*, 2018 e PEI *et al.*, 2018 e JING *et al.*, 2020) sugerem basear a detecção do desalinhamento na extração de energia em diferentes níveis de desvio entre as medições da nacele. Como o melhor desempenho deve ocorrer quando a nacele está alinhada com a direção do vento, o ponto de desvio onde o sistema de yaw tende a ficar a maior parte do tempo (onde o desvio real é zero) é o ponto onde a extração de energia é maior. Caso o ponto com maior frequência não seja o de melhor desempenho, há um desalinhamento de yaw no aerogerador em questão.

A partir disso, os artigos exploram formas para detectar o desalinhamento. Em Jing *et al.* (2020) os dados são filtrados para faixas de velocidade de vento, potência ativa e ângulo de *pitch* específicas. Depois disso se calcula a diferença entre a direção do vento e do yaw. O conjunto de dados é dividido de acordo com intervalos da diferença calculada e regressões polinomias cúbicas são feitas para encontrar a curva de potência por intervalo de desvio. Com as curvas, pode-se calcular a energia

anual que poderia ser gerada para cada intervalo. A curva que possuir a maior produção anual deve ser a com desvio zero. Caso não seja, o desvio está no intervalo que produzia a curva com melhor desempenho.

Bao *et al.* (2018) propõe um método similar, mas a maneira que as curvas de potência são geradas e a análise de produção delas é diferente. As curvas são geradas utilizando a aproximação B-spline com o método de mínimos quadrados (ao invés de regressões polinomias cúbicas). Depois calcula-se um indicador que tem como base a produção anual de energia para cada intervalo de desvio. O objetivo desse indicador é mensurar a extração de energia para cada intervalo de desvio para que comparações entre os intervalos possam ser feitas. Assim como em Jing *et al.* (2020), o desvio pode ser encontrado caso a curva com melhor produção não esteja no intervalo centralizado em 0° de diferença.

Em Pei *et al.* (2018) um método mais simples é proposto. Os dados são filtrados em uma região da curva de potência em que o comportamento é linear (parte intermediária da região II na Figura 3) de maneira a estarem relacionados com um ponto na curva de potência onde a relação com o vento é linear. Médias dos valores de potência são então calculados por faixas de velocidade do vento e intervalos de desvio entre vento e yaw. Um indicador baseado nessas médias é calculado por intervalo de desvio e a faixa de desvio pode ser encontrada caso o valor mais alto dos indicadores não seja onde o intervalo de desvio está centrado em zero. Um ponto interessante do estudo é que esse método prevê um alarme no sistema SCADA caso o desvio detectado seja maior que um limite. Isso é possível já que a metodologia proposta é menos complexa e pode ser implementada em sistemas de supervisão e controle. A geração de alarmes para os operadores traz a metodologia de detecção mais próxima da operação real dos agentes que podem utilizar os alarmes do supervisor para criar ordens de serviço de manutenção para correção da anomalia.

Também é possível utilizar dados diferentes dos que os da curva de potência para determinar se o melhor ponto de operação está mesmo centrado no ângulo zero de desvio. Astolfi *et al.* (2020) faz uma análise do desalinhamento de yaw na velocidade do rotor das máquinas. Essa metodologia traz um grau de comparação importante entre máquinas localizadas na mesma área e que estão tendo velocidades de vento similares. Em níveis intermediários da curva de potência os aerogeradores vizinhos devem possuir velocidades de rotor similares. Caso isso não esteja

acontecendo e outras anomalias não estejam acontecendo (como limitação forçada da máquina), pode ser bom indicativo que esteja ocorrendo um problema de desalinhamento de yaw.

No capítulo 3 são apresentadas as análises propostas para detecção de problemas de performance e como essas análises estão correlacionadas.

### **3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA DETECÇÃO DE BAIXO DESEMPENHO EM AEROGERADORES**

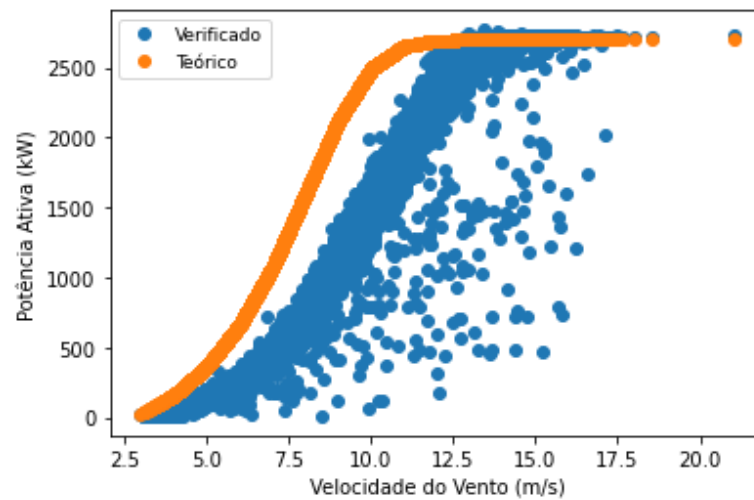
A metodologia proposta para detecção de alguns dos principais problemas de performance dos aerogeradores visa auxiliar os agentes de geração a garantir o desempenho esperado durante os períodos em que os aerogeradores estão em operação. A metodologia é formada por um *framework* de análises propostas em que são elencados os principais causadores de perdas de desempenho em turbinas eólicas a partir da análise de dados operacionais.

Inicialmente, devido a uma elevada quantidade de aerogeradores que precisam ser analisados pelo operador, torna-se necessário a escolha e o tratamento dos dados a serem analisados. Posteriormente, é necessária uma análise ou um filtro inicial que indique a condição de cada aerogerador, para que a priorização das análises possa ser efetuada. Nessa etapa, utiliza-se de um indicador proposto que é baseado na curva de potência e que sugere análises mais detalhadas para se definir as causas da baixa performance. Tais como a limitação de potência, problemas nas medições dos anemômetros e desalinhamentos de *yaw*.

#### **3.1 Tratamento dos dados e indicador de eficiência de geração**

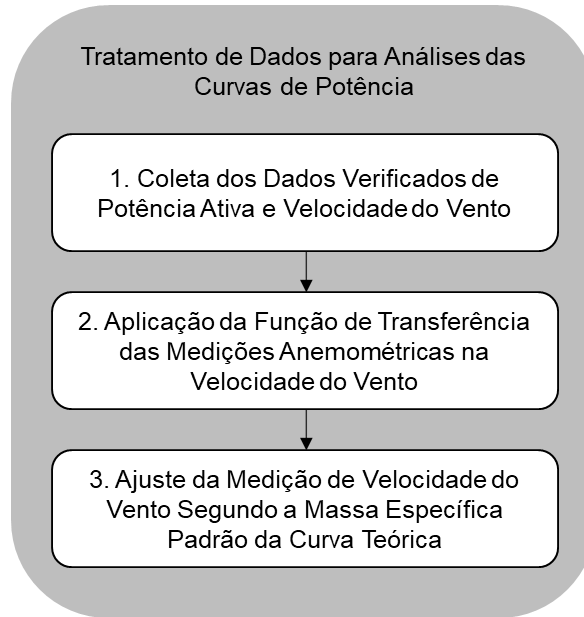
A necessidade no tratamento nos dados é exemplificada na Figura 8, em que são apresentados dados verificados e teóricos da curva de potência de um aerogerador, sem nenhum tratamento prévio. Nota-se a princípio uma distinção grande entre o verificado e teórico.

**Figura 8: Curva de potência verificada e curva teórica sem tratamento nos dados para um aerogerador de exemplo.**



Esse padrão pode ser visto em todos os aerogeradores desse conjunto eólico, o que implica ser um padrão para o modelo, mas que pode trazer análises equivocadas na realização de comparações de totalizações de energia verificada e teórica. Dessa maneira, é necessário realizar ajustes nos dados verificados antes de iniciar a análise das curvas desses ativos. Em outros modelos de aerogerador podem ocorrer correções no próprio sistema SCADA dos aerogeradores que amenizam a diferença. De qualquer maneira, a correção continua válida e terá efeitos diferentes de acordo com o modelo da turbina. Um resumo dos passos necessários está representado na Figura 9.

**Figura 9: Passos para o tratamento dos dados verificados para análises de curvas de potência nos aerogeradores.**



O passo 1 no tratamento dos dados é a coleta dos dados verificados pelos sensores do aerogerador e pelos sensores na torre anemométrica. Como se trata de dados provenientes de diferentes fontes, deve-se realizar a normalização dos dados para que estejam na mesma base temporal. Na sequência o passo 2 tem relação com a criação e aplicação da função de transferência entre a medição do anemômetro da nacelle e o anemômetro da torre anemométrica. A construção dessa função é feita através da relação histórica entre os dados de medição de vento coletados. Por fim, o passo 3 trata do ajuste da velocidade do vento pela massa específica, como indicado na norma IEC 61400-12-2 (IEC, 2008). Depois das correções, podem ser feitas as análises das curvas de potência verificadas, assim como a comparação com as curvas de potência teóricas de cada modelo. Para facilitar essa comparação e medir a performance das máquinas, foi criado um indicador que mede a eficiência da extração de potência da máquina em relação à sua curva teórica. O indicador foi denominado de “Eficiência de Geração” e tem sua formulação representada em (5).

$$Eff_{ger}(\%) = \frac{Ger_{ver}}{Ger_{teo}(V_{ver,ope})} \cdot 100 \quad (5)$$

Onde:

$Ger_{ver}$  geração verificada no período de análise

$Ger_{teo}$  geração teórica calculada pela curva do fabricante

$V_{ver,ope}$  velocidade do vento corrigida e nos períodos em operação

### 3.2 Análise de desempenho dos aerogeradores

O indicador  $Eff_{ger}$  (%) é aplicado em todas as turbinas dos conjuntos eólicos e seus resultados podem ser utilizados para encontrar as máquinas com baixa performance e que necessitam análises mais aprofundadas. O fluxograma com as análises a serem efetuadas está ilustrado na Figura 10.

**Figura 10: Etapas para análise de desempenho de aerogeradores e detecção de máquinas com problemas de performance e possíveis razões.**

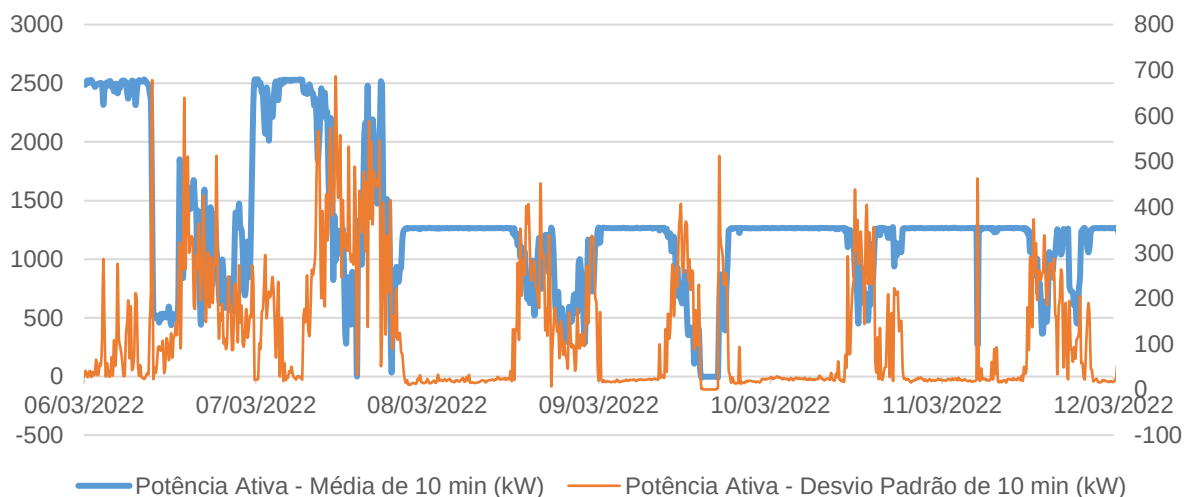


#### 3.2.1 Verificação de limitações de potência

Depois da detecção dos aerogeradores com baixa performance, a próxima análise a ser feita tem relação com limitações de potência. Elas normalmente são feitas em aerogeradores em que alguma anomalia foi encontrada e uma manutenção corretiva precisa ser agendada para solucionar o problema. Nesse caso, um limite na geração de saída da máquina é aplicado para evitar consequências maiores relacionadas à anomalia. Esse tipo de limitação pode ser identificado pela análise da curva de potência, conforme exemplo ilustrado anteriormente (Figura 4).

Também é possível aplicar algoritmos que monitorem o desvio padrão do sinal de potência da máquina quando ela está abaixo da potência nominal. Caso o valor do desvio padrão fique abaixo de um certo limite, a limitação pode ser identificada automaticamente. Esse efeito pode ser verificado na Figura 11. O aerogerador utilizado nesse exemplo possui potência nominal de 2.500kW e é possível verificar que no início do período de análise não há limitação de potência, já que ele foi capaz de atingir sua potência nominal. No entanto, a partir do dia 08/03/2022 é possível verificar que sua potência não ultrapassa a faixa de 1.300kW. Nesse momento, nota-se que o desvio padrão do sinal se mantém em valores baixos já que não há variação significativa da potência ativa.

**Figura 11: Exemplo de análise do desvio padrão do sinal de potência ativa durante limitações de potência.**

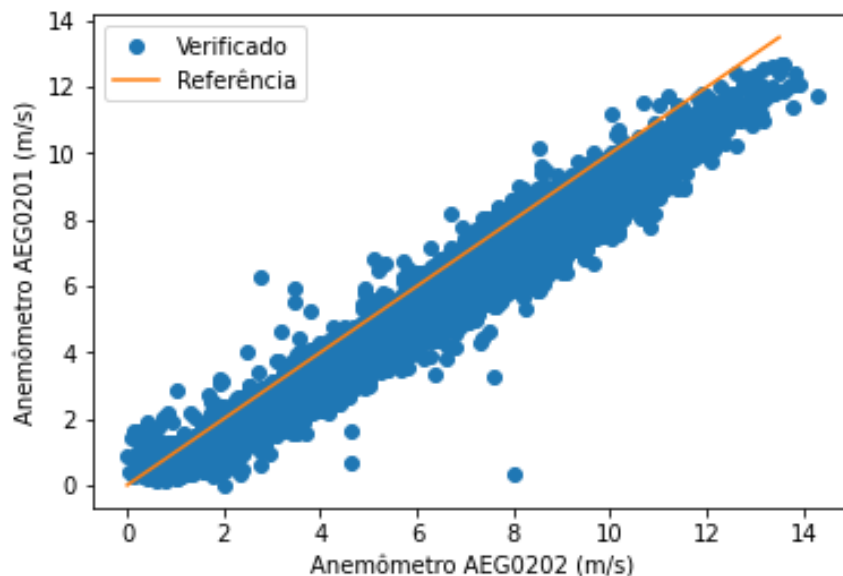


Quando a velocidade do vento diminui e a potência ativa da máquina é menor que 1.300kW, é possível verificar a mudança no comportamento da potência que passa acompanhar a variação da velocidade do vento. Consequentemente, os valores de desvio de padrão aumentam e só atingem os mínimos novamente quando a potência de limitação é atingida novamente ou quando o aerogerador sai de operação. Portanto, fazendo o monitoramento do desvio padrão e inserindo regras de verificação para potências nominais ou iguais à zero, é possível identificar automaticamente eventos de limitação de potência.

### 3.2.2 Verificação da medição do anemômetro

Caso não seja um problema de limitação, o próximo passo é verificar o sinal de velocidade do vento para se certificar que não se trata de um problema de calibração ou má instalação do anemômetro da máquina. Problemas na medição do anemômetro podem levar análises errôneas, tanto para performance acima da média, como abaixo. A maneira mais direta de realizar essa verificação é através da comparação entre o sinal de vento da máquina em questão e as que estão próximas a ela. Um gráfico de dispersão correlacionando as medições de diferentes anemômetros permite verificar se há algum *offset* nas medições. Também pode-se utilizar como referência uma curva linear com valores iguais de “x” e “y” que representa uma curva ideal onde não há diferenças entre as medições dos anemômetros em análise. Um exemplo está ilustrado na Figura 12.

**Figura 12: Exemplo de comparação entre dois anemômetros de turbinas próximas onde é verificado um desvio e a referência (curva sem diferença entre as medições).**

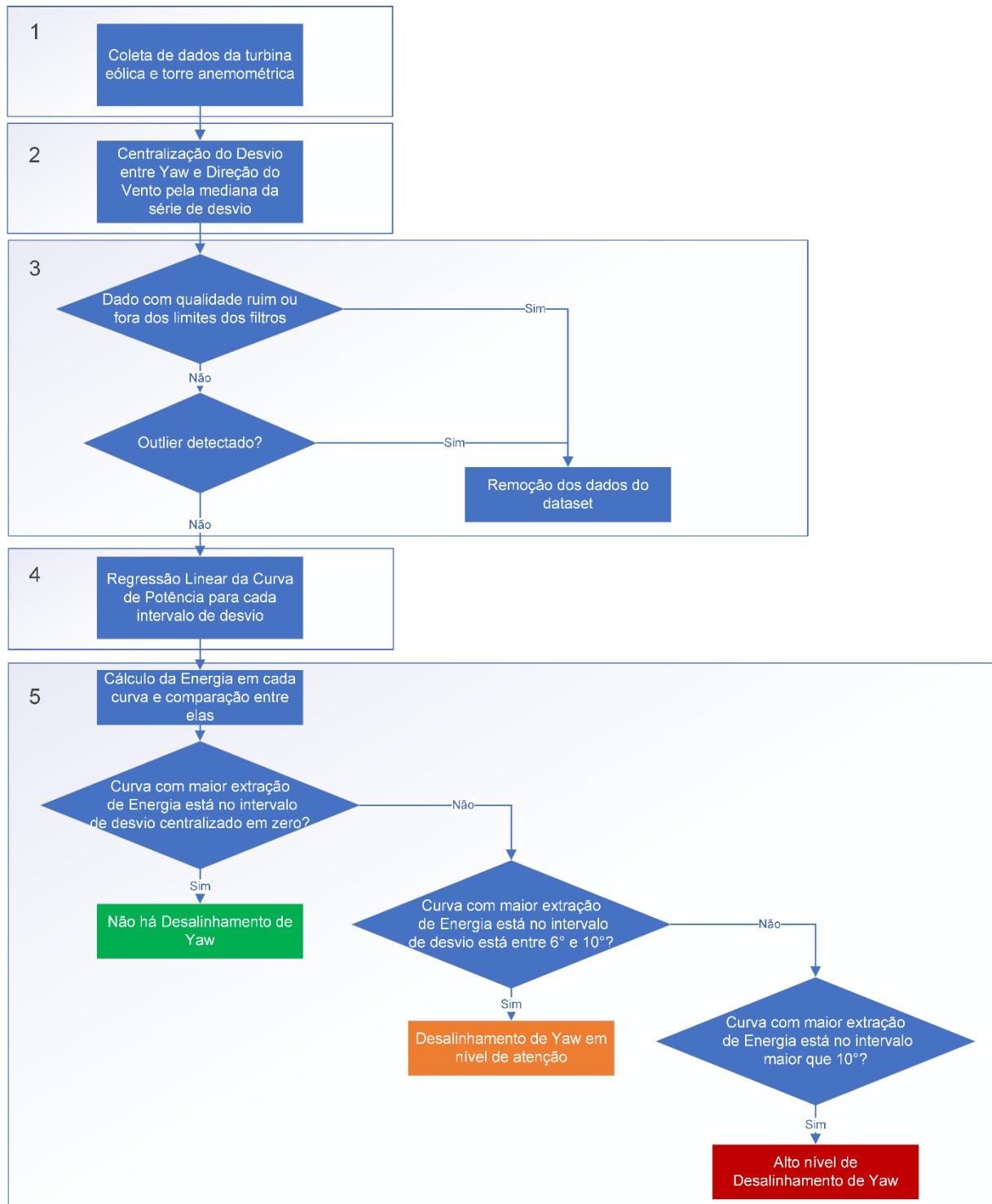


### 3.2.3 Análise de desalinhamento de yaw

Caso não seja um problema de limitação de potência ou de medição nos anemômetros, pode-se realizar a análise de desalinhamento de *yaw*. A metodologia proposta busca obter de maneira automática os níveis de desalinhamento nos aerogeradores (não necessariamente o ângulo preciso de desalinhamento). O objetivo

é definir quais aerogeradores estão com problemas de desalinhamento e quais seriam os níveis de desalinhamento para auxiliar na priorização. Essa relação pode ser posteriormente enviada para os fabricantes para que façam os ajustes necessários em aproveitamento de paradas preventivas. A Figura 13 possui um fluxograma da metodologia de detecção automática de desalinhamento de yaw em aerogeradores. Os passos necessários para a análise automática também estão listados na sequência.

**Figura 13: Fluxograma para detecção automática de desalinhamento estático de yaw em aerogeradores.**



#### Passo 1 – Coleta de dados

Para se iniciar a análise é necessário coletar os dados de velocidade do vento, direção do yaw e potência ativa das turbinas, e de direção do vento da torre anemométrica. O tempo necessário para se obter a quantidade necessária de dados

depende do tempo de operação da máquina durante o período e se houve alguma mudança no comportamento do yaw durante o período. O padrão utilizado nesse estudo foi de três meses de dados.

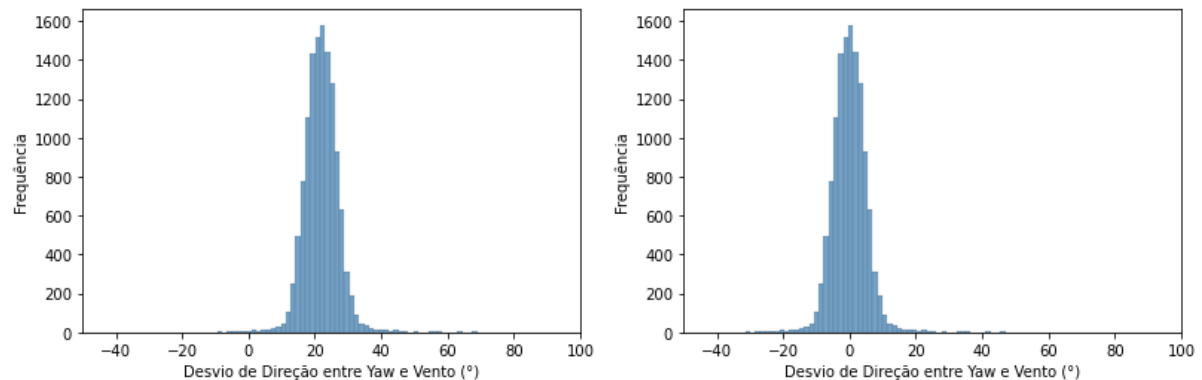
Os dados provenientes das turbinas eólicas estão em séries temporais em que atualizam na ordem de segundos e que são gravados de acordo com mudanças nas amplitudes das grandezas. Portanto, não há uniformidade nas estampas de tempo das variáveis. Os dados das torres anemométricas, por outro lado, estão armazenados na base de dados em médias de intervalos de 10 minutos. Para criar um *dataset* único com essas variáveis é necessário sincronizar as séries temporais. Isso é feito através de médias de 10 minutos dos dados das turbinas eólicas. Dessa maneira, esses dados ficam na mesma base temporal que o das torres anemométricas.

#### Passo 2 – Centralização do desvio entre yaw e direção do vento

O desvio entre a direção do yaw e do vento é um dado muito importante para a análise e neste passo é feito seu cálculo para cada evento no *dataset*. Além disso, como comentado anteriormente, pode existir um *offset* nos dados de direção de yaw que pode ser corrigido para facilitar a análise e comparação dos resultados encontrados.

No exemplo da esquerda na Figura 14 foi feita uma análise da distribuição de frequência do desvio entre yaw e vento de uma das máquinas durante três meses. Como pode ser visto, a gaussiana está centralizada em desvios próximos de 20°. No entanto, o controle do yaw é modelado para fazer ajustes de maneira que esse desvio seja zero. A curva esperada deve ser então uma gaussiana centrada em zero. Fazendo o ajuste da curva pela mediana chega-se na curva da direita (Figura 14). Essa primeira análise ainda não permite concluir se há um desalinhamento ou não, mas é importante para comparações nos próximos passos

**Figura 14: Distribuição de frequência do desvio entre yaw e direção do vento em uma turbina exemplo sem ajustes (esquerda) e a mesma turbina depois da correção pela mediana (direita).**



### Passo 3 – Limpeza dos dados

Um ponto importante nas análises de dados operacionais é garantir a qualidade dos dados utilizados, já que isso terá efeito direto na qualidade dos resultados obtidos. A Tabela 2 lista os filtros utilizados para essa análise.

**Tabela 2: Lista de filtros aplicados nos dados para o algoritmo de detecção de desalinhamento de yaw.**

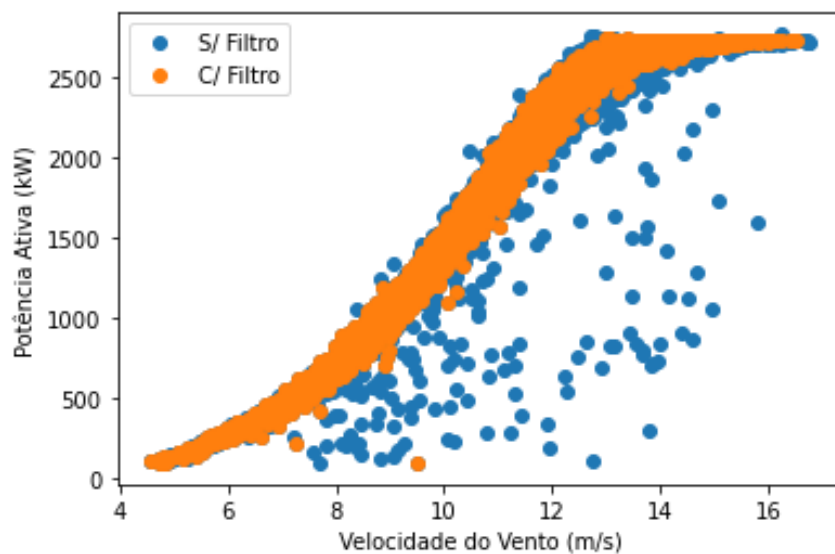
| Filtro                                                               | Observação                                                                                                                                                                                |
|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Potência acima de zero                                               | Para garantir que o aerogerador esteja gerando e não seja um ruído do sinal, recomenda-se utilizar um filtro maior que zero, como 100 kW.                                                 |
| Velocidade do vento acima da velocidade <i>cut-in</i> do aerogerador | Filtro para faixa da curva onde é possível verificar perdas na potência extraída da máquina.                                                                                              |
| Velocidade do vento abaixo da velocidade <i>rated</i> do aerogerador | Filtro para faixa da curva onde é possível verificar perdas na potência extraída da máquina.                                                                                              |
| Exclusão de valores não numéricos                                    | Limpeza de valores em erro dentro do <i>dataset</i> .                                                                                                                                     |
| Exclusão de valores duplicados                                       | Verificar se há valores duplicados na sequência para variáveis com variabilidade no tempo, como direção ou velocidade do vento. Esse filtro eliminará problemas de travamento dos sinais. |

Além desses, também são aplicados métodos de detecção e limpeza de *outliers* dentro do conjunto de dados. É importante destacar que os *outliers* nessa análise são os verificados nas curvas de potência. Portanto, são *outliers* oriundos da correlação entre duas variáveis; potência ativa e velocidade do vento. Para detectar esse tipo de *outlier* deve-se aplicar métodos que não avaliem somente o histórico independente de

cada sinal, mas que sejam capazes de avaliar o histórico de correção das variáveis e a partir disso detectar anomalias.

Um método que se mostrou eficaz nesse tipo de análise é o Local Outlier Factor (LOF), que mede o desvio de densidade de uma amostra considerando sua vizinhança (SCIKIT-LEARN, 2021). O objetivo do método é detectar pontos que estão isolados em relação ao restante do conjunto. Um exemplo da aplicação desse método em curvas de potência está apresentado na Figura 15. Como pode ser verificado, a maior parte dos pontos *outliers* que se desviam da curva de potência esperada são removidos utilizando o método. Alguns *outliers* ainda podem ser verificados na curva, mas sua influência nas análises passa a ser baixa, já que se trata de poucos valores. Além disso, a reexecução do algoritmo pode melhorar ainda mais a limpeza dos dados.

**Figura 15: Curva de potência com e sem filtros de detecção de outliers.**



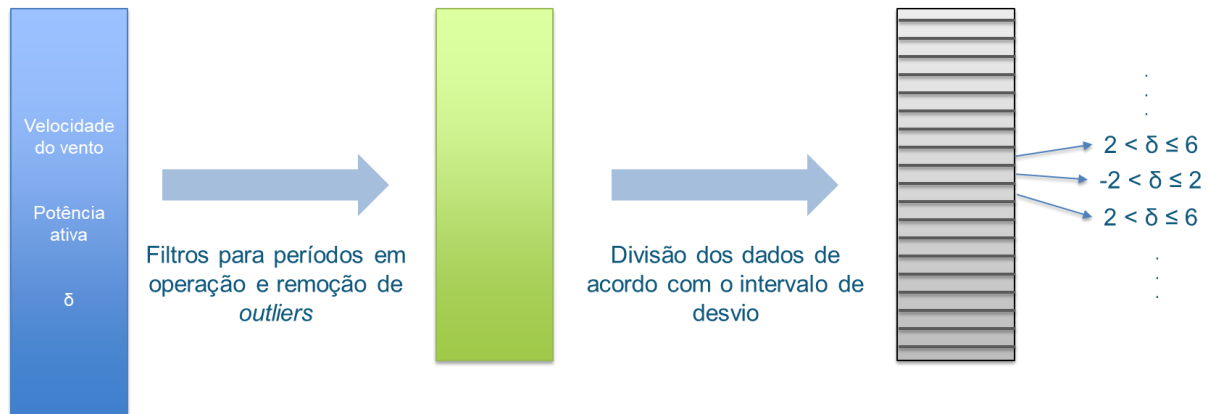
Dessa maneira, para garantir a definição consistente das curvas de potência no próximo passo, deve-se aplicar os filtros mais diretos que não necessitam de algoritmos de *machine learning* listados na Tabela 2 e depois aplicar o método baseado no LOF entre as variáveis de potência ativa e velocidade do vento.

**Passo 4 – Construção da curva de potência para cada intervalo de desvio**

O objetivo desse passo é dividir os dados de acordo com intervalos de desvios e depois analisar os dados em cada uma das faixas. A faixa de análise dos desvios adotada é de  $-22^\circ$  e  $22^\circ$  e os intervalos são divididos em passos de  $4^\circ$  de desvio. Para

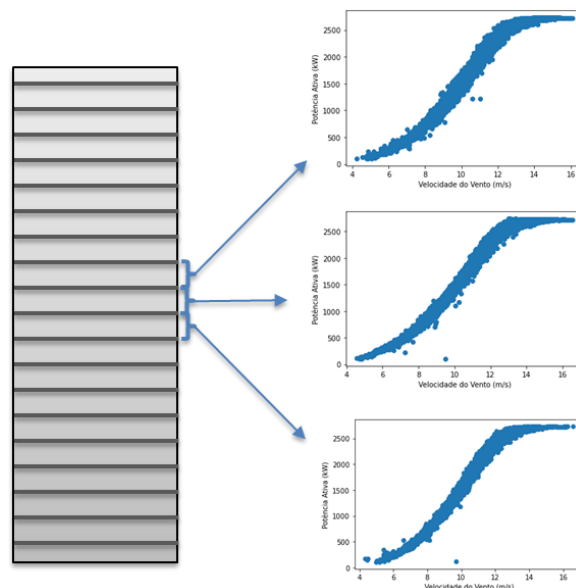
mais detalhes sobre a definição dos intervalos e seus passos de desvio, verificar o Apêndice A. São criados, portanto, 11 *datasets*, com todas as variáveis, de acordo com o intervalo de desvio encontrado. Um resumo desse tratamento dos dados está na Figura 16.

**Figura 16: Diagrama com o resumo e tratamento dos dados para análise de desalinhamento de yaw.**



Como cada intervalo possui diferentes incidências de velocidade do vento, é necessário modelar a curva de potência para cada intervalo e posteriormente aplicar uma série de velocidade de vento padrão com o objetivo de comparar os resultados para cada intervalo (conforme ilustrado na Figura 17).

**Figura 17: Diagrama com a segregação dos dados de acordo com o desvio entre a direção do vento e a direção do yaw, e a construção das curvas de potência para cada intervalo.**

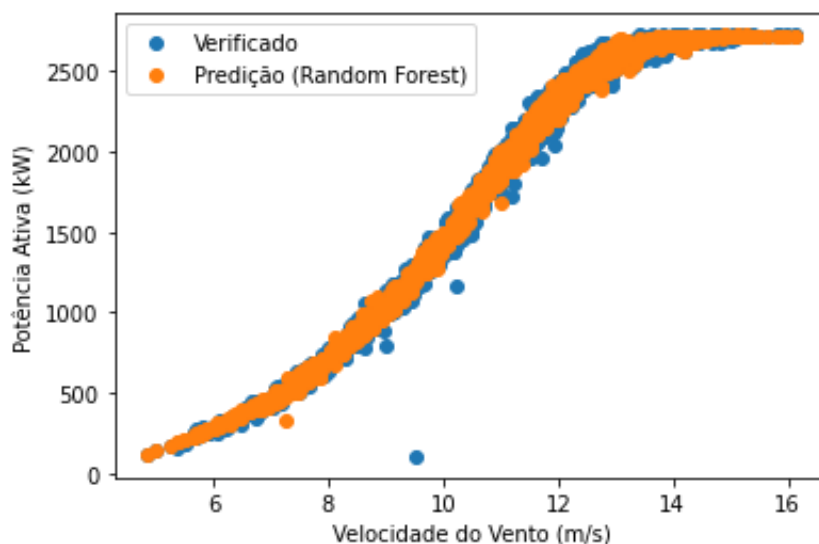


A curva de potência de aerogeradores possui um formato específico, em que as regiões podem ser representadas por polinômios (entre 4 e 13 m/s, para o modelo

de exemplo) e outras regiões em que a potência ativa se comporta de maneira constante (ventos menores que 4 m/s e maiores que 14 m/s, para o modelo de exemplo). Portanto, para modelar as curvas e suas regiões decidiu-se utilizar um método de aprendizado de máquina (regressão), *Random Forest*, que se baseia no histórico das máquinas para construir seu comportamento (SCIKIT-LEARN, 2021).

O método *Random Forest* é um algoritmo de aprendizado supervisionado que cria diversas árvores de decisão para o *dataset* que está sendo utilizado no treinamento. O resultado para cada uma das árvores é analisado e o mais recorrente é utilizado na predição dos dados (NAVLANI, 2021). O resultado dessa modelagem para um dos aerogeradores do estudo pode ser verificado na Figura 18.

**Figura 18: Curva de potência verificada (azul) e prevista (laranja) pelo método *Random Forest*.**



É possível notar que a predição do modelo é feita de maneira adequada e representa a curva em sua totalidade, inclusive o trecho de potência constante para velocidades de vento acima de 14 m/s. No Apêndice B há uma análise sobre outros métodos para a modelagem das curvas de potência e a razão para a escolha do algoritmo de *machine learning*.

**Passo 5 – Cálculo de extração de energia por curva e definição do nível de desalinhamento**

O passo final é baseado no cálculo de energia de cada curva de potência e na comparação entre os valores encontrados. A curva de potência teórica das máquinas (disponibilizadas pelos fabricantes) é utilizada como base de referência. A curva com

maior valor da razão entre a potência média da curva e a potência teórica média deve ser o intervalo de  $-2^\circ$  e  $2^\circ$ . Caso não seja, esse intervalo é onde está o desalinhamento.

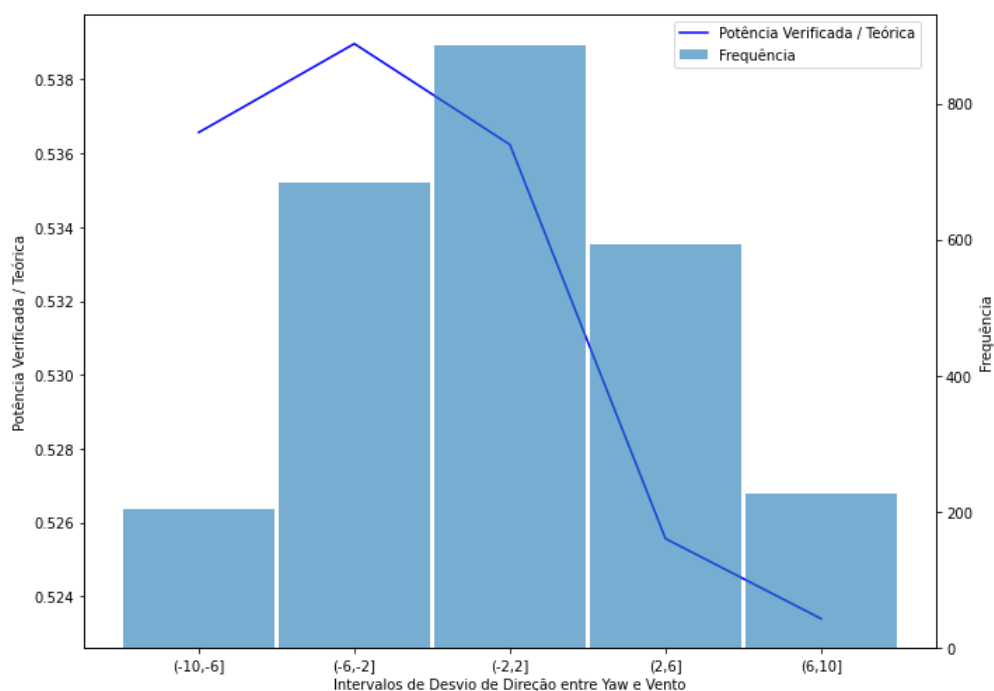
Para facilitar a análise dos resultados considerando a quantidade de aerogeradores nos conjuntos eólicos, a Tabela 3 foi desenvolvida para categorizar o nível de desalinhamento.

**Tabela 3: Categorização dos níveis de desalinhamento.**

| Intervalo de Desalinhamento        | Status de Desalinhamento |
|------------------------------------|--------------------------|
| $(-2,2]$                           | OK                       |
| $(-6,-2]$ ou $(2,6]$               | Atenção                  |
| $(\geq 10,14]$ ou $\leq (-10,-14]$ | Problema                 |

Além disso, também podem ser utilizados gráficos que permitem a visualização do modo de operação do sistema de yaw e do resultado de potência extraída para as faixas de desvio. O modo de operação do sistema de yaw é analisado por uma curva de distribuição de frequência, enquanto a potência extraída é analisada pela relação entre a potência ativa real e a potência ativa teórica caso o aerogerador estiver operando na curva teórica da máquina. Um exemplo pode ser verificado na Figura 19.

**Figura 19: Gráficos sobrepostos de geração verificada pela geração teórica e distribuição de frequência para intervalos de desvio entre a direção do vento e do yaw.**



A curva de distribuição de frequência mostra o ponto em que o yaw está buscando na maior parte do tempo. Como esperado, ele busca estar alinhado com a direção do vento, ou seja, desvios perto de zero. No entanto, a curva com a razão entre a potência verificada e a teórica mostra que há um desvio e que o ponto em que o controle está buscando não é o de melhor desempenho. Nesse caso, a categorização define que essa máquina está com um nível de atenção (intervalo de desvio entre  $-2^\circ$  e  $-6^\circ$ ) quanto ao desalinhamento de yaw.

Na próxima sessão são apresentados os ativos em análise nesse trabalho.

### **3.3 Ativos em Análise**

Para os estudos e análises desse trabalho serão utilizados dados reais de usinas eólicas de uma das maiores privadas do setor elétrico no Brasil. São considerados nesse trabalho os dados de quatro conjuntos eólicos. Todos os conjuntos estão localizados na região nordeste do país, sendo dois deles no estado do Ceará e os outros dois no interior da Bahia. No total, dados de mais de 300 aerogeradores foram disponibilizados para as análises.

No próximo capítulo há uma discussão sobre aplicação dos métodos propostos nos aerogeradores e serão apresentados os resultados de cada uma das análises, assim como a relação entre esses resultados.

## **4 ESTUDOS DE CASO**

A seguir serão apresentadas as análises realizadas a partir dos dados históricos durante a operação das usinas e como os métodos apresentados podem trazer resultados importantes. Nas análises serão utilizados nomes fictícios de aerogeradores e não serão indicados em quais conjuntos eólicos fazem parte para manter a privacidade acerca das estratégias de O&M dos fabricantes.

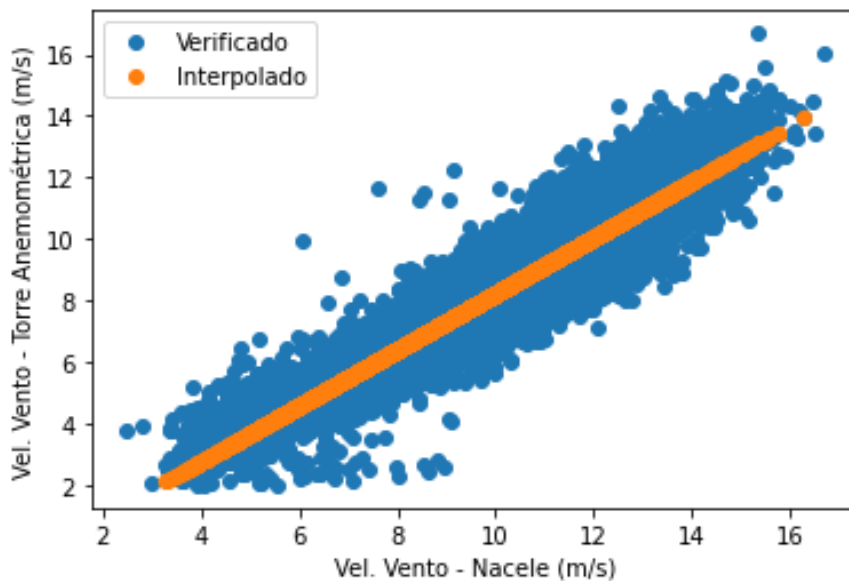
### **4.1 Aplicação da metodologia de detecção de problemas de performance**

Nesta seção são apresentados os tratamentos dos dados necessários para as análises e posteriormente serão apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta.

#### **4.1.1 Tratamento dos dados e indicador de eficiência de geração**

Conforme abordado na metodologia proposta, inicialmente, é necessária a realização do tratamento nos dados dos aerogeradores e com o intuito de construir a curva de potência de maneira precisa é necessário combinar as medições da nacelle e da torre anemométrica. Dessa maneira, pode-se obter os benefícios da precisão na medição, assim como individualizar a medição de acordo com o ponto geográfico de cada gerador. Como indicado pela norma IEC 61400-12-2, deve-se encontrar a função de transferência entre a torre anemométrica e a turbina mais próxima. Um exemplo de função de transferência pode ser encontrado na Figura 20, usando a Equação (2) (dados de abril de 2020 até abril de 2021).

**Figura 20: Exemplo da relação entre a medição de vento da torre anemométrica e da nacele mais próxima e função gerado a partir desses dados (laranja).**



$$V_{corr} = 0,91048.V_{nac} - 0,86948 \quad (2)$$

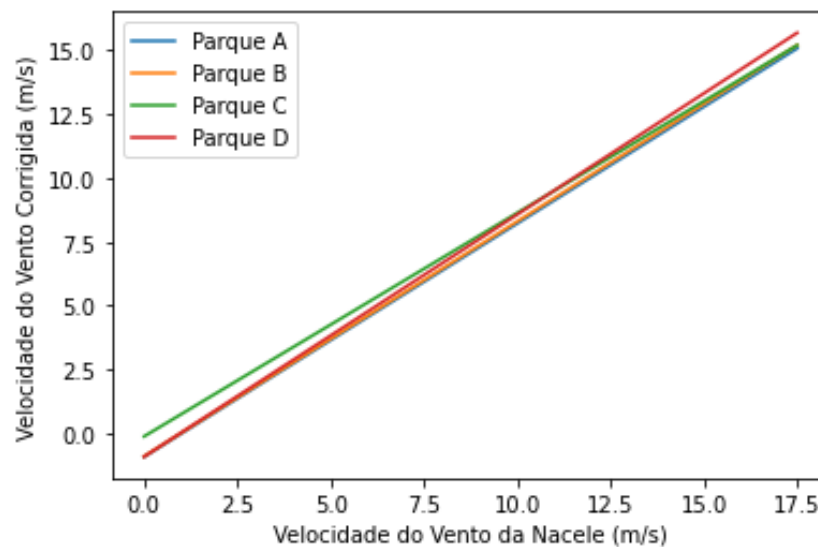
Onde:

$V_{nac}$  velocidade do vento da nacele

$V_{corr}$  velocidade do vento da nacele depois da correção pela função de transferência

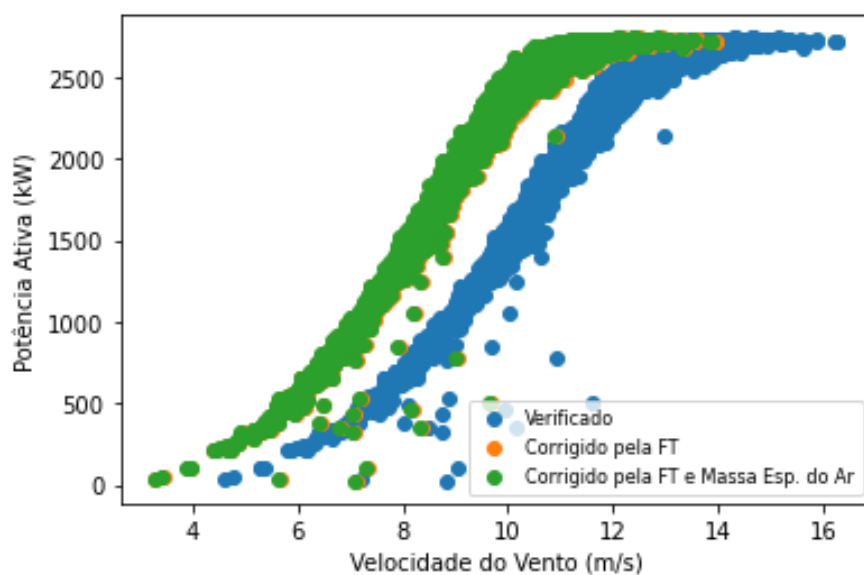
Adicionalmente, pode-se verificar na Figura 21 um gráfico com a função de transferência do parque analisado e mais outros três parques vizinhos pertencentes ao mesmo conjunto eólico. Nota-se que as curvas possuem coeficientes próximos e que, para esse modelo de aerogerador, a velocidade do vento medida pela nacele tem valores maiores que a da torre anemométrica. Portanto, o coeficiente que multiplica a velocidade do vento da nacele na função de transferência é positivo e menor que um. Para os parques eólicos estudados o valor do coeficiente fica em torno de 0,9.

**Figura 21: Comparação da função de transferência para quatro parques de um mesmo conjunto eólico.**



As funções de transferência foram aplicadas e posteriormente foi realizada a normalização para a massa específica a qual a curva teórica do fabricante foi construída. A Figura 22 mostra em um exemplo os efeitos na curva de potência para as correções mencionadas. É possível verificar que o efeito da correção pela função de transferência é significativo. Por outro lado, não há uma variação grande na curva pelo ajuste da massa específica do ar.

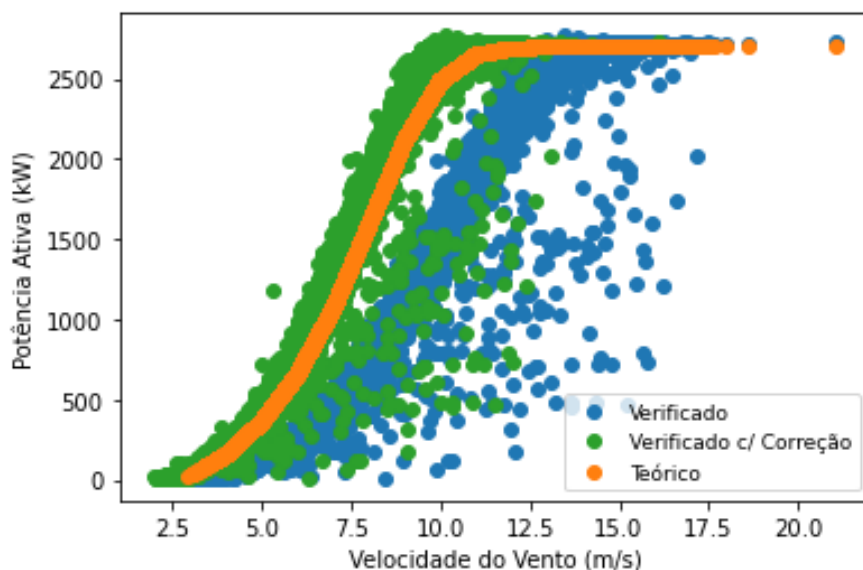
**Figura 22: Exemplo de curva de potência e os efeitos das correções da função de transferência e da massa específica do ar padrão da curva teórica.**



Depois dessas correções obteve-se o resultado da Figura 23. No gráfico foram plotadas as curvas de potência sem tratamento, com as correções estabelecidas e a

curva do fabricante. É possível notar o efeito importante das correções para que se possa comparar a curva verificada com a teórica e a partir disso montar análises de performance. Sem as correções não é possível realizar análises comparativas e entender o comportamento em diferentes períodos da vida útil da máquina.

**Figura 23: Curva de potência verificada sem nenhum tratamento (azul), curva com as correções estabelecidas em norma IEC (verde) e curva do fabricante (laranja).**



Com as curvas ajustadas é possível calcular o do indicador de eficiência de geração  $Eff_{ger}$  (%) para os aerogeradores. O objetivo principal é comparar os valores médios do indicador entre máquinas de um mesmo conjunto ou parque eólico e detectar aerogeradores em que análises mais detalhadas podem ser necessárias. Um exemplo de comparação é apresentado na Tabela 4.

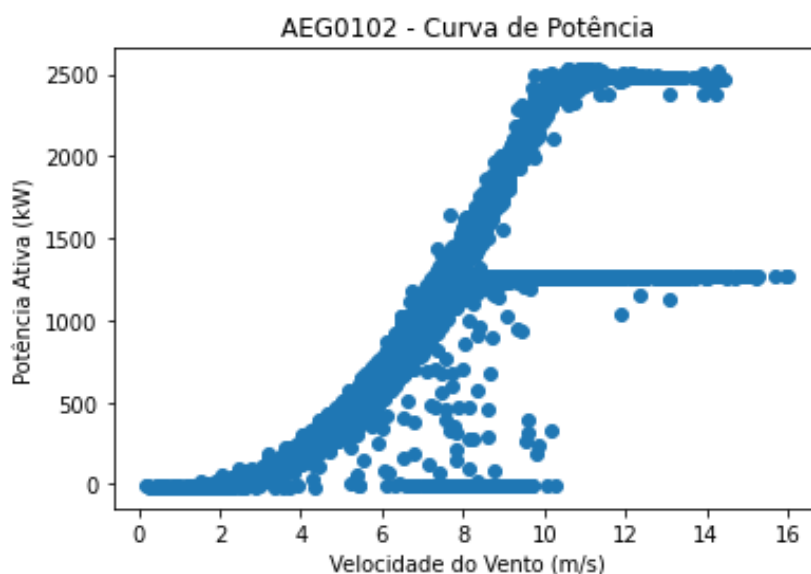
**Tabela 4: Exemplo de análise do indicador de eficiência de geração para o parque AEG01.**

| Aerogerador | Eficiência de Geração (%) |
|-------------|---------------------------|
| AEG0101     | 103,21                    |
| AEG0102     | 87,77                     |
| AEG0103     | 100,18                    |
| AEG0104     | 101,04                    |
| AEG0105     | 102,24                    |
| AEG0106     | 102,85                    |
| AEG0107     | 99,29                     |
| AEG0108     | 102,78                    |
| AEG0109     | 102,51                    |
| AEG0110     | 101,86                    |

#### 4.1.2 Análise das curvas de potência e limitação de potência

É possível verificar na Tabela 4 que praticamente todos os aerogeradores estão desempenhando de acordo com a curva teórica. Em alguns casos encontram-se valores para o indicador um pouco acima de 100%, ou seja, em alguns momentos os aerogeradores estão gerando acima do que era previsto na curva do fabricante. Isso pode ocorrer por alguns motivos, um exemplo são os momentos em que os aerogeradores já estão na potência nominal e ocorre uma rajada de vento. Como existe um tempo para ajuste do sistema de *pitch*, a potência extraída pode ser um pouco acima da nominal em momentos de transiente. No entanto, o ponto de atenção nessa tabela é o AEG0102 que está com o valor do indicador abaixo dos demais e necessita de uma análise mais detalhada. A curva de potência desse aerogerador é apresentada na Figura 24.

**Figura 24: Curva de potência do AEG0102 com um problema de limitação de potência.**



Analizando a curva é possível notar que durante parte do período de estudo o aerogerador ficou com uma potência constante mesmo com variação da velocidade do vento. Trata-se, portanto, de um caso de limitação de potência da máquina imposto pelo fabricante. Essa operação é prevista nos contratos de O&M, no entanto, devem sempre ser notificadas aos agentes de geração e a disponibilidade parcial deve ser contabilizada.

Para mensurar o impacto desses eventos de limitação de potência, foi realizado um estudo em todos os conjuntos eólicos para o ano de 2021. A análise realizada é

apresentada na Tabela 5 com as informações de porcentagem de aerogeradores do projeto afetados no período, média de horas de limitação por aerogerador limitado e potência limitada em relação à nominal.

É importante destacar que a potência limitada é aquela em que o aerogerador não consegue ultrapassar mesmo com vento incidente possibilitando isso (não significa que o aerogerador se manteve nessa potência durante todo o período). Com a grande variabilidade do vento, é comum que exista a indecência de velocidades de vento menores e que a potência caia para valores inferiores ao da limitação.

**Tabela 5: Análise estatística sobre limitações de potência para os quatro projetos eólicos em 2021.**

| Projeto | Porcentagem de Aerogeradores Limitados (%) | Média de Horas com Limitação por Aerogerador (h) | Média da Potência Limitada em Relação à Nominal (%) |
|---------|--------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| A       | 30,6%                                      | 10,0                                             | 54,6%                                               |
| B       | 22,3%                                      | 42,6                                             | 34,4%                                               |
| C       | 84,0%                                      | 42,5                                             | 56,4%                                               |
| D       | 62,0%                                      | 161,4                                            | 69,6%                                               |

É possível verificar na análise que o problema varia bastante de acordo com o projeto eólico. No caso do projeto A, apesar da potência limitada em média possuir um valor significativo, o número de máquinas e a duração dos eventos não foi alta. Podendo-se concluir que o efeito no desempenho do parque não foi alto como no caso dos outros parques.

Por outro lado, o caso do projeto D se destaca, já que diversos aerogeradores do parque são afetados e tanto a potência limitada como a duração dos eventos são altas. Essa combinação gera um efeito negativo severo no desempenho desse projeto.

#### 4.1.3 Verificação da qualidade das medições de velocidade do vento

Como pode ser observado, as análises propostas e a consequente detecção do problema de performance possuem uma relação importante com a medição de vento das naceles. Neste sentido, é necessário verificar a qualidade das medições para garantir a consistência das análises e do indicador proposto  $Eff_{ger}$  (%).

Para exemplificar esse efeito, a Tabela 6 possui os valores do indicador no parque AEG02.

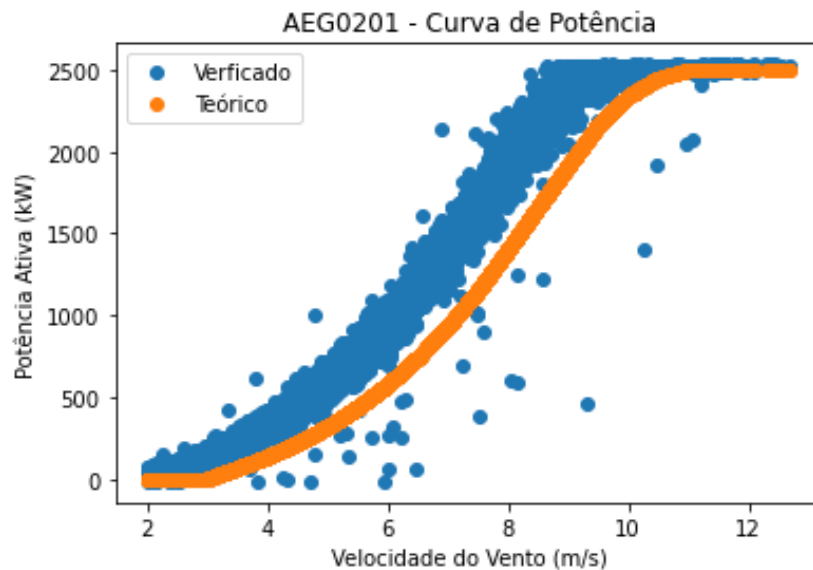
**Tabela 6: Exemplo de análise do indicador de eficiência de geração (parque AEG02).**

| <b>Aerogerador</b> | <b>Eficiência de Geração (%)</b> |
|--------------------|----------------------------------|
| AEG0201            | 142,92                           |
| AEG0202            | 107,50                           |
| AEG0203            | 109,17                           |
| AEG0204            | 92,04                            |
| AEG0205            | 100,19                           |
| AEG0206            | 96,86                            |
| AEG0207            | 100,27                           |
| AEG0208            | 101,55                           |

Pode-se observar que enquanto os aerogeradores vizinhos do AEG0201 possuem valores do indicador dentro da normalidade, essa turbina está com o valor acima do esperado, o que também indica uma anormalidade.

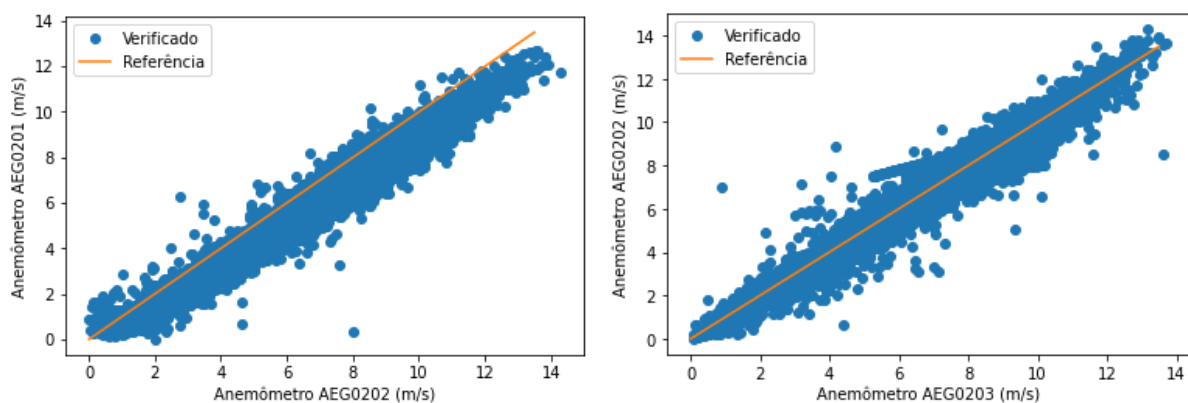
Analizando a curva de potência (Figura 25), nota-se que a curva da máquina possui um descolamento da curva teórica. Seguindo a metodologia proposta neste trabalho, passou-se a investigar um problema na medição da velocidade do vento. Esse tipo de problema tem efeito direto no indicador, já que diferenças com os valores reais de velocidade do vento afetam os valores teóricos e a potência verificada não acompanha essa mudança.

**Figura 25: Curva de potência do AEG0201 que ilustra um problema de medição do anemômetro.**



Para comparar as medições de vento foram levantadas curvas de dispersão entre o aerogerador AEG0201 e os aerogeradores vizinhos, assim como a curva de referência que representa um caso ideal onde não há diferenças entre as medições dos anemômetros, ilustrado na Figura 26.

**Figura 26: Comparação entre as medições dos anemômetros dos aerogeradores AEG0201 e AEG0202 (esquerda), e AEG0203 e AEG0202 (direita).**



É possível notar nessa análise que há um desvio (ou *offset*) entre as medições de vento dos aerogeradores AEG0201 e AEG0202. Esse fato não ocorre na comparação entre o AEG0203 e AEG0202, que possuem uma curva de dispersão em linha com a curva de referência. Além disso, pode-se verificar que a medição do anemômetro do AEG0201 está sendo menor do que a real. Isso faz com que a

potência teórica fique menor e o indicador de eficiência de geração atinja valores maiores, como verificado na Tabela 6.

Vale notar que esse problema também pode gerar medições de vento maiores que as reais. Isso faria com que a potência teórica ficasse maior e a eficiência de geração indicaria problemas de performance na máquina de maneira errônea.

#### 4.1.4 Análise de desalinhamento de yaw

Conforme proposto na metodologia, em casos de problemas de desempenho em que não há detecção de limitação de potência e/ou problemas na medição de velocidade de vento, deve-se analisar o alinhamento do yaw em relação ao vento. No entanto, antes de avaliar alguns casos e os respectivos resultados do algoritmo, serão discutidos alguns pontos importantes para garantir resultados consistentes nas análises.

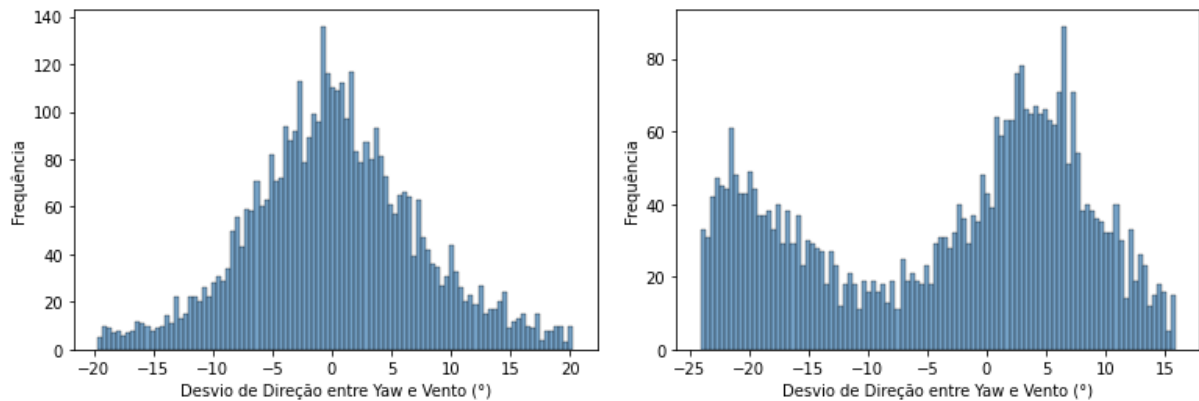
Neste sentido, serão ilustrados os principais resultados intermediários das análises e, posteriormente, serão apresentados os principais resultados da análise de desalinhamento de yaw nos aerogeradores.

##### 4.1.4.1 Resultados intermediários

Os resultados intermediários das análises têm grande importância na avaliação da qualidade do resultado final. O primeiro resultado intermediário que pode ser analisado é a distribuição de frequência do desvio entre a direção do vento e do yaw. Como citado anteriormente, essa curva deve seguir uma gaussiana centrada em zero. Portanto, resultados diferentes podem indicar problemas nos dados de entrada que, conseqüentemente, gerarão resultados questionáveis.

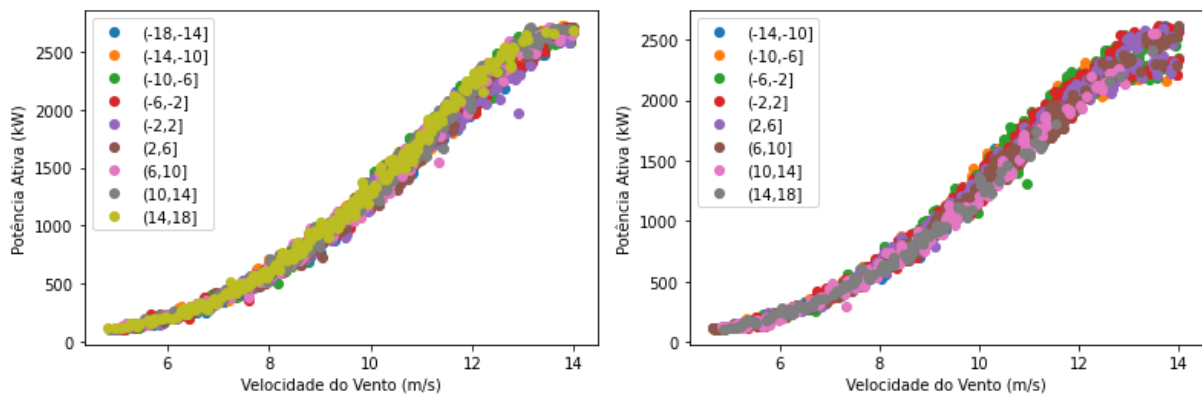
A Figura 27 mostra dois exemplos de curvas de distribuição, no caso da esquerda tem-se um resultado conforme o esperado. No entanto, o da direita possui dois pontos de máximo e que não estão centrados em zero. Esse tipo de situação ocorre quando há uma mudança no comportamento da medição de direção de yaw dentro do período de análise. Esse tipo de análise preliminar permite anular o resultado do algoritmo para esse período. Nesse caso deve-se selecionar um outro período próximo onde não haja mudança de comportamento da medição.

**Figura 27: Exemplos de distribuição de frequência do desvio entre a direção do vento e do yaw.**



Outra análise preliminar do algoritmo que pode ser feita é a análise das curvas de potência geradas para cada intervalo de desvio. É esperado encontrar curvas com o formato padrão já analisado aqui e que estejam próximas entre si. Casos em que ocorra uma dispersão grande na curva ou que seja verificado uma limitação de potência irão afetar o resultado final e sua validade. A Figura 28 traz um exemplo com o resultado esperado (esquerda) e outra onde nota-se um desvio da curva padrão (direita).

**Figura 28: Exemplos das curvas de potência geradas pelo algoritmo de desalinhamento de yaw para cada intervalo de desvio.**



É possível verificar que para alguns intervalos de desvio ocorre uma limitação de potência próxima da nominal. Como esse efeito é verificado em apenas alguns intervalos de desvio, ele irá impactar o resultado desses intervalos e a comparação entre todos os desvios não será válida. Nesses casos pode-se avaliar outros períodos, mas caso o mesmo comportamento seja verificado, chega-se à conclusão de que a avaliação do desalinhamento de yaw não pode ser feita e que se deve analisar o

problema de limitação de potência. Nos casos estudados, apenas 6% mostraram problemas do tipo e que invalidaram a utilização do algoritmo.

#### 4.1.4.2 Resultados da análise de desalinhamento

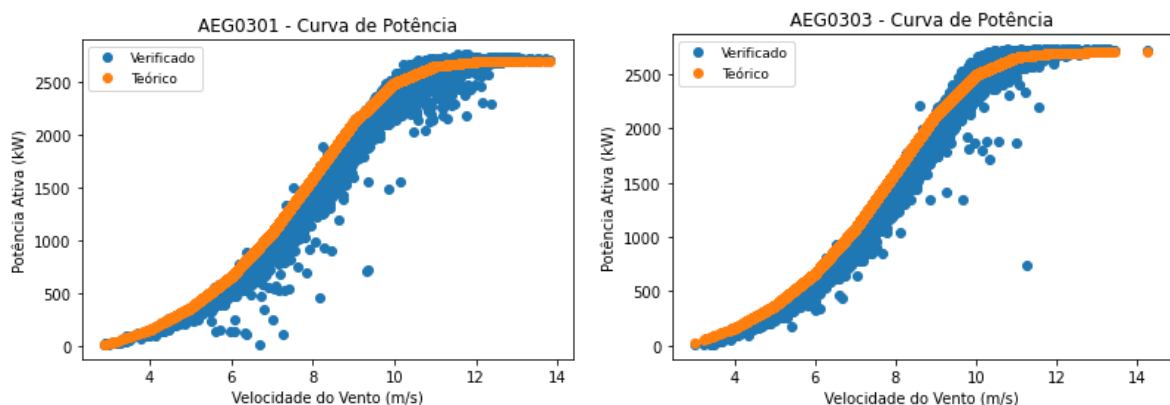
Pela metodologia proposta, a seleção de quais aerogeradores necessitam da análise de desalinhamento de yaw está baseado no indicador de eficiência de geração. Em um dos parques eólicos analisados foi verificado que dentre três aerogeradores vizinhos do mesmo parque, dois estavam com baixo indicador de eficiência de geração enquanto o que estava entre eles estava com valores perto de 100%, conforme Tabela 7.

**Tabela 7: Exemplo de análise do indicador de eficiência de geração (parque AEG03).**

| Aerogerador | Eficiência de Geração (%) |
|-------------|---------------------------|
| AEG0301     | 93,04                     |
| AEG0302     | 100,74                    |
| AEG0303     | 93,13                     |

As curvas de potência dos aerogeradores com indicação de baixa eficiência estão, respectivamente, na Figura 29. Não há comportamento de eventos de limitação de potência e não há descolamentos das curvas teóricas que indicariam um problema de *offset* no anemômetro.

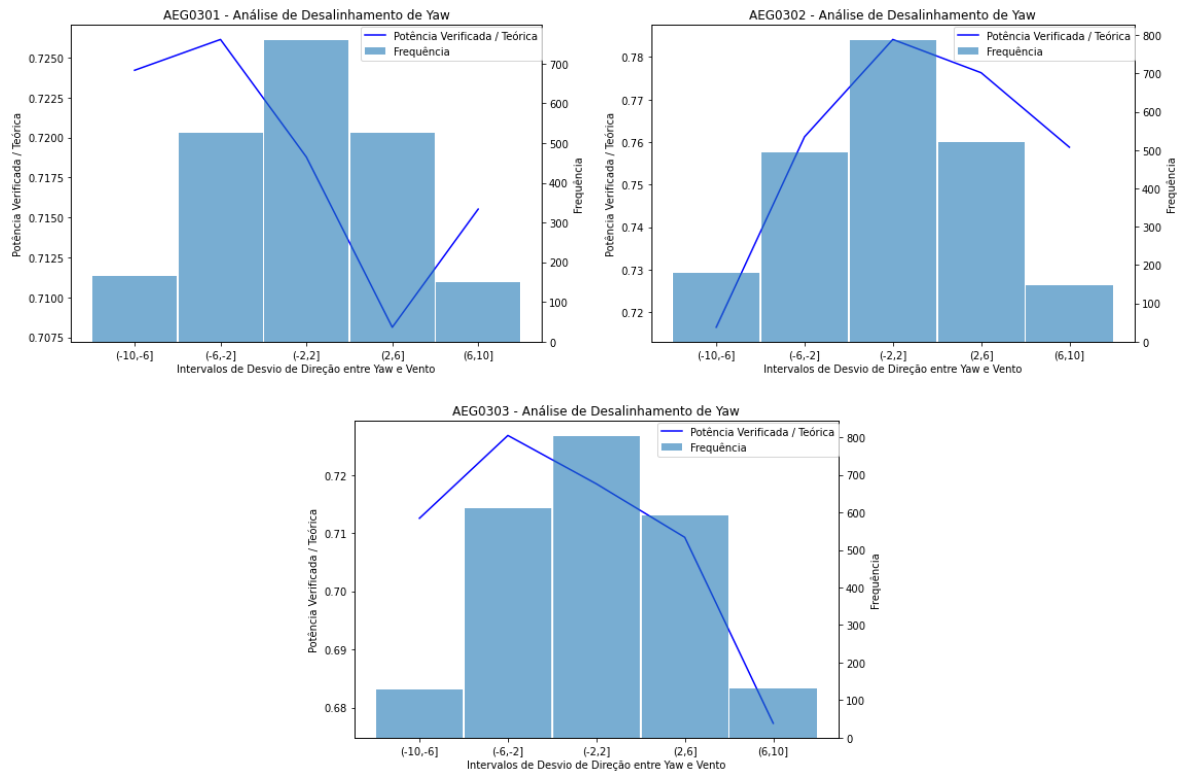
**Figura 29: Curva de potência do aerogerador AEG0301 e AEG0302 em comparação com a curva teórica do modelo.**



Neste sentido, seguindo a metodologia proposta, foram aplicados os algoritmos de detecção de desalinhamento de yaw nessas turbinas. Os resultados das análises estão apresentados na Figura 30. No caso do AEG0302, nota-se que o ponto com maior extração de energia é o ponto em que o sistema de yaw ficou alinhado na maior

parte do tempo. Isso indica que o controle está funcionando corretamente e que não há desalinhamento.

**Figura 30: Análise de desalinhamento de yaw para o aerogerador AEG0301, AEG0302 e AEG0303.**

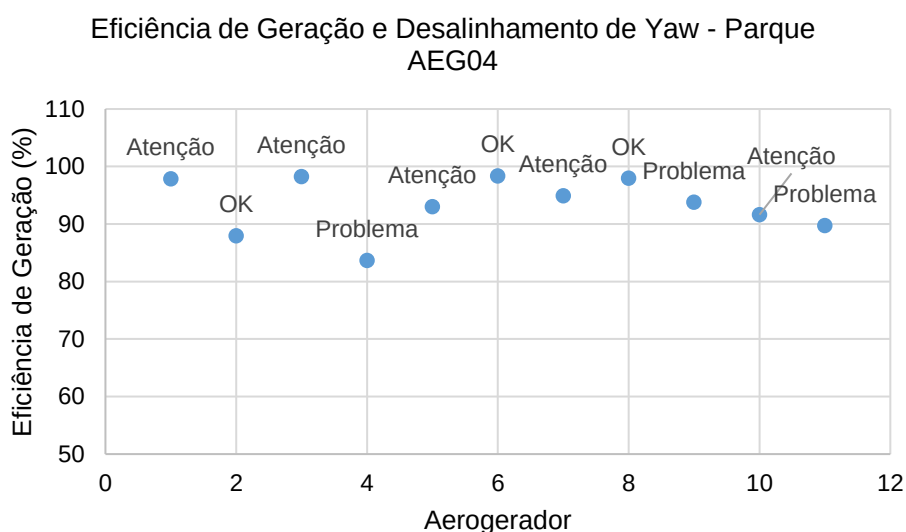


Já nos casos dos aerogeradores AEG0301 e AEG0303, que possuem indicadores de eficiência de geração mais baixos (Tabela 7), é possível observar um desvio entre os pontos de maior extração de energia e os pontos em que os sistemas de yaw estão alinhados na maior parte do tempo. Como nos dois casos o desvio detectado está entre  $-2^\circ$  e  $-6^\circ$  é feita a categorização de nível de alerta para desalinhamento de yaw e é um dos motivadores para baixa performance nessas duas turbinas.

Para mensurar como o desalinhamento de yaw pode afetar os aerogeradores, o algoritmo de detecção de desalinhamento foi executado para todas as máquinas de um dos conjuntos eólicos. O objetivo da análise é quantificar o número de aerogeradores afetado pelo problema e verificar o grau de desalinhamento. Foram excluídos da análise os aerogeradores que estavam indisponíveis por longos períodos e aerogeradores que sofreram limitações de potência no período.

Na Figura 31 pode-se verificar uma análise dos resultados do algoritmo de desalinhamento de yaw e os valores de eficiência de geração para um parque eólico do conjunto analisado. Os pontos do gráfico representam os valores do indicador de eficiência de geração, enquanto os valores indicados nos pontos estão relacionados com o nível do desalinhamento de yaw.

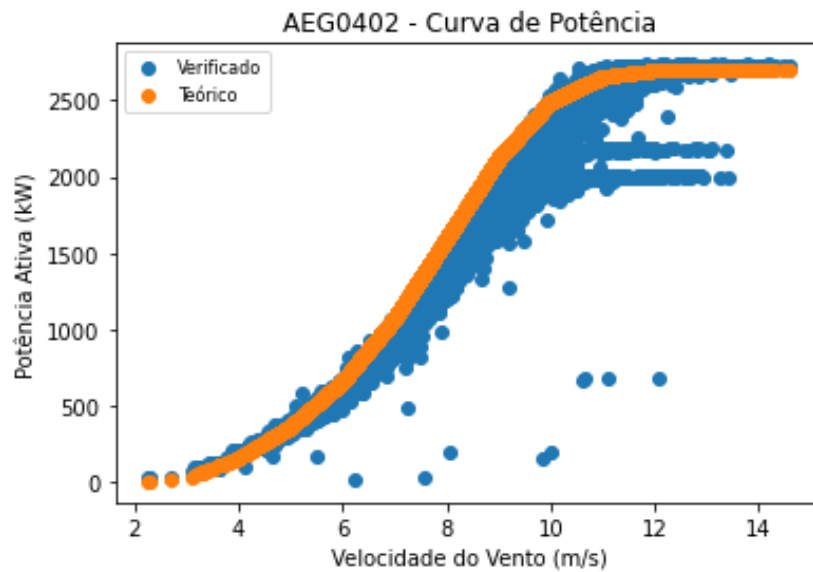
**Figura 31: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG04.**



Nota-se nessa análise que os menores valores de eficiência de geração possuem um nível alto de desalinhamento de yaw. De maneira semelhante, os aerogeradores com os maiores valores do indicador não possuem problemas de desalinhamento.

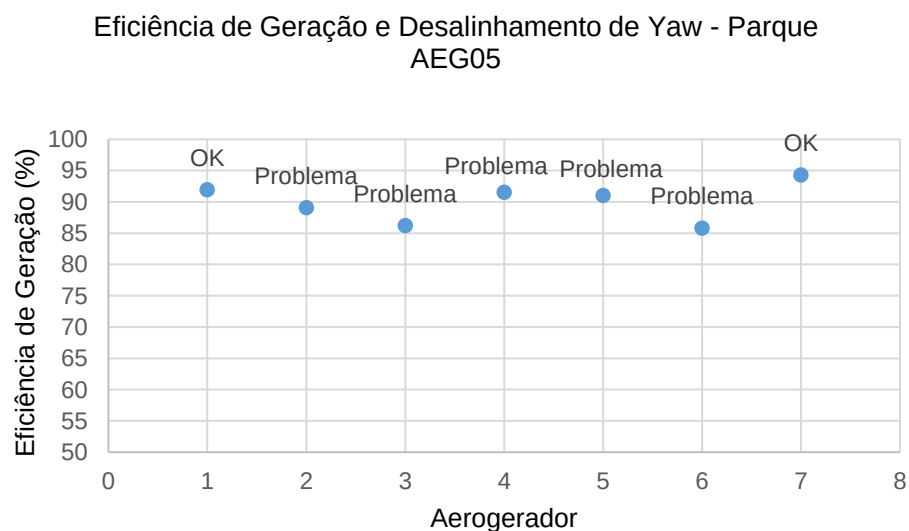
A única exceção é verificada no AEG0402, o valor de eficiência de geração está baixo em relação aos outros geradores e não há detecção de desalinhamento para essa turbina. Isso pode ser explicado ao analisar a curva de potência desse aerogerador na Figura 32. No período de análise foram detectadas limitações de potência que afetam diretamente o indicador de eficiência de geração, sendo esse o principal motivo dos valores baixos do indicador.

**Figura 32: Curva de potência do aerogerador AEG0402 em comparação com a curva teórica do modelo.**



Análise similar foi feita para outro parque (AEG05) com sete aerogeradores desse mesmo conjunto eólico, conforme pode ser verificado na Figura 33. De maneira geral os valores de eficiência de geração para esse parque são menores do que o parque AEG04. No entanto, pode-se verificar o mesmo comportamento em que os maiores valores do indicador ocorrem para aerogeradores onde o desalinhamento de yaw não foi identificado.

**Figura 33: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG05.**



Outro ponto observado é que há uma variação significativa do indicador para aerogeradores com alto nível de desalinhamento. Para auxiliar na análise desse comportamento, a Tabela 8 foi construída com os intervalos de desvio resultantes do algoritmo. É possível verificar que os aerogeradores com os menores valores do indicador (AEG0503 e AEG0506) são os casos em que o desvio encontrado pelo algoritmo é o maior, entre 10° e 14°. Esse comportamento é esperado já, que quanto maior o desvio entre a direção do yaw e do vento, maior será a perda de geração na turbina.

**Tabela 8: Valores do indicador de eficiência de geração e resultados do algoritmo de desalinhamento de yaw para o parque AEG05.**

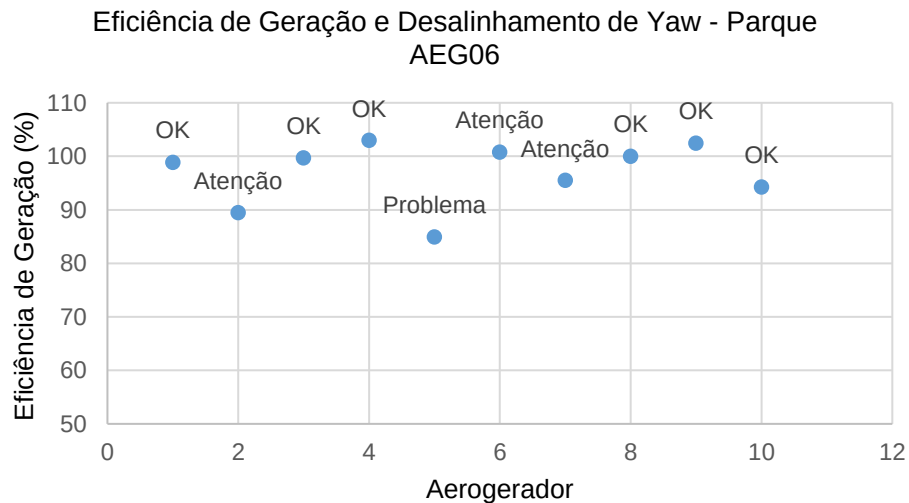
| <b>Aerogerador</b> | <b>Indicador de Eficiência de Geração (%)</b> | <b>Intervalo de Desvio (°)</b> | <b>Categorização do desalinhamento de yaw</b> |
|--------------------|-----------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------------------|
| AEG0501            | 91,94                                         | [-2,2]                         | OK                                            |
| AEG0502            | 89,09                                         | [-10,-6]                       | Problema                                      |
| AEG0503            | 86,24                                         | [10,14]                        | Problema                                      |
| AEG0504            | 91,53                                         | [6,10]                         | Problema                                      |
| AEG0505            | 91,04                                         | [6,10]                         | Problema                                      |
| AEG0506            | 85,83                                         | [-14,-10]                      | Problema                                      |
| AEG0507            | 94,30                                         | [-2,2]                         | OK                                            |

Dentre todos os aerogeradores do conjunto eólico analisado (composto por AEG04, AEG05 e outros parques), cerca de 44% deles apresentaram um alto nível de desalinhamento de yaw. Além disso, a média do indicador de eficiência de geração para os aerogeradores sem desalinhamento ou com nível de atenção foi em torno de 95,7%. Enquanto a média para os aerogeradores com alto nível de desalinhamento foi de 90,0%. Essa estatística mostra como é comum o problema de desalinhamento de yaw em conjuntos eólicos e como afeta diretamente o desempenho dos aerogeradores.

A mesma análise foi realizada em aerogeradores de um diferente conjunto eólico. Um padrão similar de comportamento foi verificado nesse conjunto, como pode ser visto no exemplo de um parque eólico (AEG06) da Figura 34. Nota-se que AEG0605 está com um valor de indicador de eficiência de geração relativamente menor que o de turbinas vizinhas. O resultado da análise de desalinhamento de yaw mostra que esse aerogerador está com um problema, a única máquina desse parque

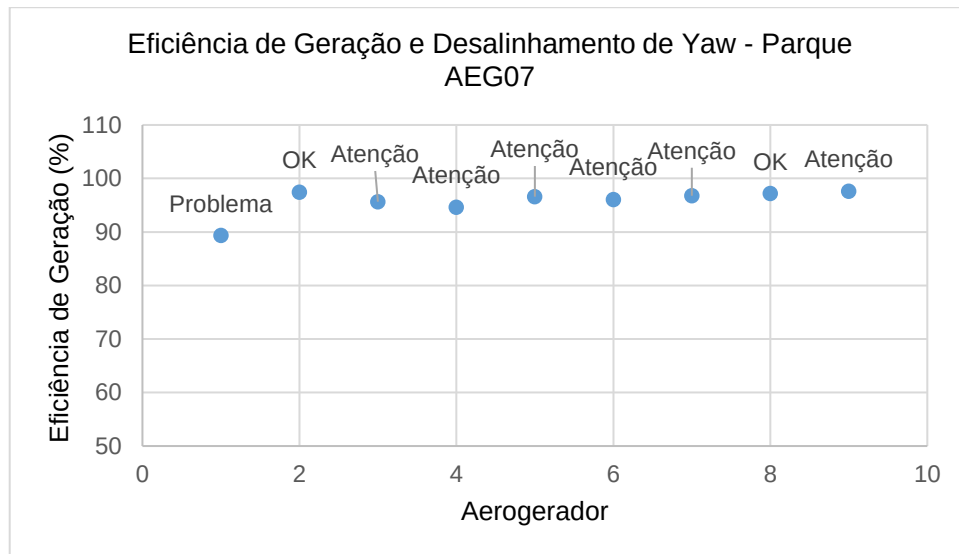
com um nível alto de desalinhamento. O aerogerador 10, apesar de não apresentar desalinhamento de *yaw*, está com um valor de indicador de eficiência de geração baixo. Em uma análise em sua curva de potência é possível verificar que houve limitações de potência no período.

**Figura 34: Análise do desalinhamento de *yaw* e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG06.**



Outro exemplo de parque eólico tem seus resultados ilustrados na Figura 35. Novamente pode-se notar a consistência do método em detectar o desalinhamento de *yaw* em aerogeradores que estão mostrando baixa eficiência. Outro ponto que pode ser levantado é que não se nota uma diferença muita grande em aerogeradores sem desalinhamento ou com desalinhamento baixo (nível de atenção). Pode-se concluir, portanto, a importância de priorizar os aerogeradores com desalinhamento maior onde o efeito no desempenho dos parques é mais significativo.

**Figura 35: Análise do desalinhamento de yaw e o indicador de eficiência de geração para os aerogeradores do parque AEG07.**



Para esse conjunto eólico foi detectado desalinhamento alto de yaw em cerca de 20% dos aerogeradores. Portanto, para esse conjunto há um número menor de aerogeradores com o problema. Em relação ao indicador de eficiência de geração, a média do indicador para aerogeradores sem desalinhamento ou com desalinhamento em nível de atenção foi em torno de 96,1%. Já a média para os aerogeradores com nível alto de desalinhamento ficou em torno de 90,0%. Valores bastante similares aos encontrados no conjunto eólico analisado anteriormente.

Utilizando os resultados dos conjuntos analisados pode-se concluir que o desalinhamento de yaw afeta em média 30% dos aerogeradores e que afeta a performance desses ativos em cerca de 6%. Portanto, seu efeito na frota como um todo é de 2% de queda de desempenho geral. Como comentado anteriormente, essa perda não é compensada pelo contrato com os fabricantes e impacta diretamente o agente de geração com ou sem esse tipo de contrato.

## 5 CONCLUSÃO

A metodologia proposta composto por um *framework* de análises iniciais para priorização seguidas de análises específicas para problemas comumente encontrados em aerogeradores se mostrou eficiente na análise de desempenho de plantas reais. As condições elencadas que podem afetar a performance foram encontradas nas análises dos dados e foi possível encontrar uma importante relação entre elas. Destaca-se a relação entre o indicador de eficiência de geração e o desalinhamento de *yaw*. Conforme esperado, conforme maior o desalinhamento de *yaw*, menor serão os valores de eficiência de geração, o que indica a queda no desempenho das turbinas.

A relação com as equipes locais e os fabricantes responsáveis pelo O&M se mostra essencial para ajustes em relação aos problemas encontrados e para confirmação dos resultados encontrados. Além disso, nota-se que novas análises podem ser feitas a partir da comunicação com as equipes nas usinas. Um exemplo é a análise de desalinhamento de *pitch* (ASTOLFI, 2019; ELOSEGUI, *et al.*, 2019), que pode afetar o desempenho das máquinas assim como o desalinhamento de *yaw*. Uma possível alternativa para detecção de desalinhamento é analisar a curva de ângulo de *pitch* pela velocidade do vento. Pode-se obter uma curva de referência e através da comparação com ela detectar anomalias na operação desse sistema.

Para trabalhos futuros, além do desalinhamento de *pitch*, podem ser feitas novas análises com os dados dos aerogeradores com o intuito de detectar anomalias que podem causar indisponibilidades. Os sinais de temperatura podem ser analisados em um primeiro momento e na sequência os dados de vibração também podem auxiliar no processo e evitar perdas de geração e receita nos parques eólicos. Atualmente esse tipo de análise é feita pelos sistemas *Condition Monitoring System* (CMS). No entanto, elas podem evoluir para sistemas que usem *machine learning* para comparar o comportamento normal com o verificado e detectar anomalias com maior antecedência e precisão. Uma plataforma computacional poderá integrar as análises de performance, tratadas nesse trabalho, e de condição da máquina, relacionadas à problemas que levem a indisponibilidades, para melhorar a visão dos engenheiros sobre o estado das máquinas e otimizar as atuações de manutenção.

## REFERÊNCIAS

- Astolfi, D. (2019). **A Study of the Impact of Pitch Misalignment on Wind Turbine Performance**. Machines.
- Astolfi, D., Castellani, F., Becchetti, M., & Lombardi, A. (2020). **Wind Turbine Systematic Yaw Error: Operation Data Analysis Techniques for Detecting It and Assessing Its Performance Impact**. Energies.
- Bao, Y., Yang, Q., Fu, L., Chen, Q., Cheng, C., & Sun, Y. (2019). **Identification of Yaw Error Inherent Misalignment for Wind Turbine Based on SCADA Data: A Data Mining Approach**. 2019 12th Asian Control Conference (ASCC), (pp. 1095-1100). Kitakyushu-shi.
- Bao, Y., Yang, Q., Li, S., Miao, K., & Sun, Y. (2018). **A Data-Driven Approach for Identification and Compensation of Wind Turbine Inherent Yaw Misalignment**. The 33rd Youth Academic Annual Conference of Chinese Association of Automation (YAC), (pp. 961-966). Nanjing.
- Byon, E., Ntamo, L., & Ding, Y. (2009). **Optimal Maintenance Strategies for Wind Turbine Systems Under Stochastic Weather Conditions**. IEEE TRANSACTIONS ON RELIABILITY, 59, 393-504.
- Cardaun, M., Roscher, B., Schelenz, R., & Jacobs, G. (2019). **Analysis of Wind-Turbine Main Bearing Loads Due to Constant Yaw Misalignments over 20 Years Timespan**. Energies.
- Choi, D., Shin, W., Ko, K., & Rhee, W. (2019, Abril). **Static and Dynamic Yaw Misalignments of Wind Turbines and Machine Learning Based Correction Methods Using LiDAR Data**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 10, 971-982.
- Ciulla, G., D'Amico, A., Di Dio, V., & Lo Brano, V. (2019, Março). **Modelling and analysis of real-world wind turbine power curves: Assessing deviations from nominal curve by neural networks**. Renewable Energy, 140, 477-492.
- Elosegui, U., Egana, I., Ulazia, A., & Ibarra-Berastegi, G. (2018). **Pitch Angle Misalignment Correction Based on Benchmarking and Laser Scanner Measurement in Wind Farms**. Energies.

Elosegui, U., Egana, I., Ulazia, A., & Ibarra-Berastegi, G. (2018, Dezembro). **Pitch Angle Misalignment Correction Based on Benchmarking and Laser Scanner Measurement on Wind Farms**. *Energies*.

Eloseguia, U., & Ulazia, A. (2017). **Novel on-field method for pitch error correction in wind turbines**. 9th International Conference on Applied Energy, (pp. 9-16). Cardiff.

Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE). (2015). **Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas**. Rio de Janeiro.

Enevoldsen, P., Permien, F.-H., Bakhtaoui, I., vonKrauland, A.-K., Jacobson, M. Z., Xydis, G., . . . Oxley, G. (2019). **How much wind power potential does europe have? Examining european wind power potential with an enhanced socio-technical atlas**. *Energy Policy*, pp. 1092-1100.

Global Wind Energy Council. (2021). **Global Wind Report**. Brussels.

Guo, P., & Infield, D. (2020, Janeiro). **Wind Turbine Power Curve Modeling and Monitoring With Gaussian Process and SPRT**. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11.

Gutiérrez-Martín, F., Da Silva-Álvarez, R., & Montoro-Pintado, A. (2013). **Effects of wind intermittency on reduction of CO2 emissions: The case of the Spanish power system**. *Energy (Oxford)*, pp. 108-117.

International Electrotechnical Commission, I. (2008). **WIND TURBINES – Part 12-2: Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry**.

Jing, B., Qian, Z., Pei, Y., Zhang, L., & Yang, T. (2020). **Improving wind turbine efficiency through detection and calibration of yaw misalignment**. *Renewable Energy*, 1217-1227.

Johansson, V., Thorson, L., Goop, J., Göransson, L., Odenberger, M., Reichenberg, L., . . . Johnsson, F. (2017). **Value of wind power – Implications from specific power**. *Energy*, pp. 352-360.

Kokila, M., & Isakki, P. (2016). **A Survey of Wind Turbine Control Monitoring and Fault Detection on Wind Energy**. International Conference on Computing Technologies and Intelligent Data Engineering (ICCTIDE'16). Kovilpatti.

- Kragh, K. A., Fleming, A. P., & Scholbrock, A. K. (2013). **Increased Power Capture by Rotor Speed–Dependent Yaw Control of Wind Turbines**. *Solar Energy Engineering*.
- Kusiak, A., & Verma, A. (2012, Janeiro). **A Data-Mining Approach to Monitoring Wind Turbines**. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3, 150-157.
- Long, H., Wang, L., Zhang, Z., Song, Z., & Xu, J. (2015, Maio). **Data Driven Wind Turbine Power Generation Performance Monitoring**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*.
- Marčiukaitis, M., Žutautaitė, I., Martišauskas, L., Jokšas, B., Gecevičius, G., & Sfetsos, A. (2017). **Non-linear regression model for wind turbine power curve**. *Renewable Energy*.
- Navlani, A. (2021, December 06). **Understanding Random Forests Classifiers in Python**. Retrieved from DataCamp: <https://www.datacamp.com/community/tutorials/random-forests-classifier-python>
- Nithya, M., Nagarajan, S., & Navaseelan, P. (2017). **Fault Detection Of Wind Turbine System Using Neural Networks**. *IEEE Technological Innovations in ICT for Agriculture and Rural Development (TIAR)*, (pp. 103-108). Chennai.
- ONS. (2014). **Boletim das Usinas Eólicas**.
- ONS. (2021). **Boletim Mensal de Geração Eólica**.
- Operador Nacional do Sistema (ONS). (2022, March 27). **Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica e Fotovoltaica**. Retrieved from [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao\\_capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx)
- Ouyang, T., Kusiak, A., & He, Y. (2017). **Modeling wind-turbine power curve: A data partitioning and mining approach**. *Renewable Energy*, 102, 1-8.
- Pandit, R. K., & Infield, D. (2018). **SCADA-based wind turbine anomaly detection using Gaussian process models for wind turbine condition monitoring purposes**. *IET Renewable Power Generation*, 12, 1249-1255.

- Park, J.-Y., Lee, J.-K., Oh, K.-Y., & Lee, J.-S. (2014, Março). **Development of a Novel Power Curve Monitoring Method for Wind Turbines and Its Field Tests**. IEEE Transactions on Energy Conversion, 29, 119-128.
- Pei, Y., Qian, Z., Jing, B., Kang, D., & Zhang, L. (2018). **Data-Driven Method for Wind Turbine Yaw Angle Sensor Zero-Point Shifting Fault Detection**. Energies.
- Pelletier, F., Masson, C., & Tahan, A. (2016). **Wind turbine power curve modelling using artificial neural network**. Renewable Energy, 89, 207-214.
- Safanah, R., & Hussein, R. (2018). **Power Maximization and Control of Variable-Speed Wind Turbine System Using Extremum Seeking**. Journal of Power and Energy Engineering, 51-69.
- Sales-Setién, É., & Peñarrocha-Alós, I. (2019, Julho). **Robust estimation and diagnosis of wind turbine pitch misalignments at a wind farm level**. Renewable Energy, 146, 1746-1765.
- Scikit-Learn. (2021, December 06). **Outlier detection with Local Outlier Factor (LOF)**. Retrieved from Scikit-Learn: [https://scikit-learn.org/stable/auto\\_examples/neighbors/plot\\_lof\\_outlier\\_detection.html#outlier-detection-with-local-outlier-factor-lof](https://scikit-learn.org/stable/auto_examples/neighbors/plot_lof_outlier_detection.html#outlier-detection-with-local-outlier-factor-lof)
- Scikit-Learn. (2021, December 06). **sklearn.ensemble.RandomForestRegressor**. Retrieved from SKLearn: <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.RandomForestRegressor.html>
- Sohoni, V., Gupta, S. C., & Nema, R. K. (2016). **A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems**. Journal of Energy.
- Stanfel, P., Kathryn, J., Bay, C. J., & King, J. (2020). **A Distributed Reinforcement Learning Yaw Control Approach for Wind Farm Energy Capture Maximization**. 2020 American Control Conference (ACC), (pp. 4065-4070). Denver.
- Tchakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T. A., & Ekemb, G. (2014, Abril). **Review, Wind Turbine Condition Monitoring: State-of-the-Art, New Trends, and Future Challenges**. Energies, 2595-2630.

- Ulazia, A., Ibarra, G., Rabanal, A., Sáenz, J., Elosegui, U., & Egaña, I. (2018). **Novel Method for the Identification of Defective Anemometers in Wind Farms**. 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, (pp. 819-823). Paris.
- Wang, J., Zhao, X., & Guo, X. (China, Dezembro). **Optimizing wind turbine's maintenance policies under performance-based contract**. Renewable Energy, 626-634.
- Xiaoli, Z., Sufang Zhang, Q., & Luo, K. (2017). **The Substitution of Wind Power for Coal-fired Power to Realize China's CO2 Emissions Reduction Targets in 2020 and 2030**. Energy (Oxford), 164-178.
- Yürüşen, N. Y., Rowley, P. N., Watson, S. J., & Melero, J. J. (2020, Abril). **Automated wind turbine maintenance scheduling**. Reliability Engineering and System Safety.
- Zhang, C., Gao, W., Yang, T., & Guo, S. (2018, Outubro). **Opportunistic maintenance strategy for wind turbines considering weather conditions and spare parts inventory management**. Renewable Energy.
- Zhao, Z.-Y., Chang, R.-D., & Chen, Y.-L. (2016). **What hinder the further development of wind power in China?—A socio-technical barrier study**. Energy Policy, pp. 465-476.

## APÊNDICES

## APÊNDICE A – DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DE DESVIO ENTRE A DIREÇÃO DO YAW E DIREÇÃO DO VENTO PARA DETECÇÃO DE DESALINHAMENTO DE YAW

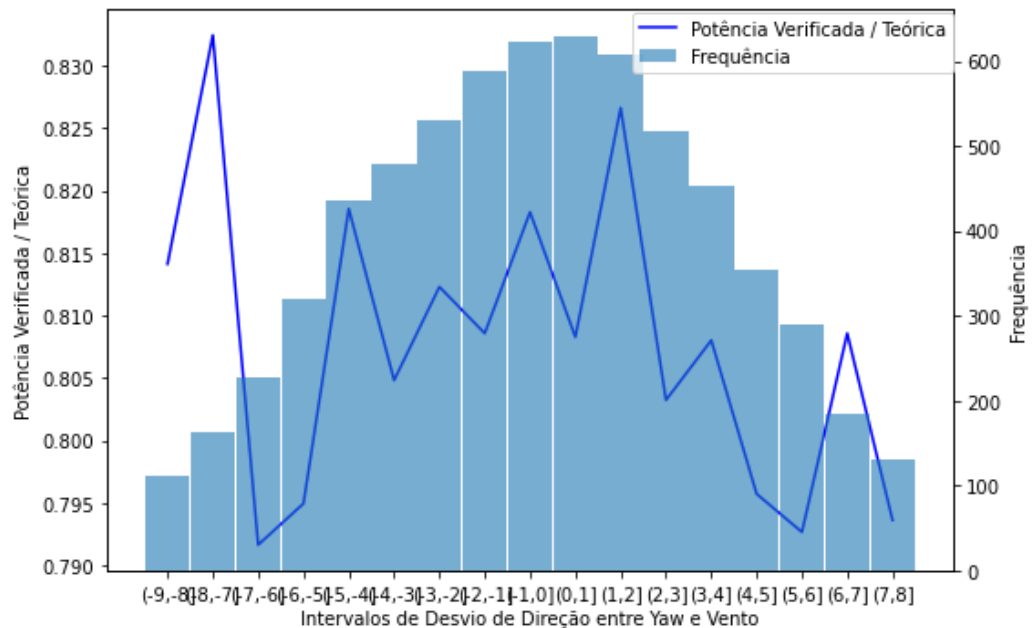
A divisão do *dataset* de acordo com os valores de desvio entre direção do vento e yaw tem grande importância no algoritmo de desalinhamento de yaw pois serão construídas curvas de potência para cada um dos intervalos definidos. Depois disso, ocorre o cálculo e comparação da energia extraída em cada uma das curvas. Mas antes disso é necessário definir quais serão os intervalos os quais os dados serão divididos. Essa definição tem importante efeito nos dados que irão gerar as curvas de potência e, conseqüentemente, no resultado do algoritmo. Inicialmente pode-se pensar que a maneira mais direta seja dividir os intervalos em passos de  $1^\circ$ , como exemplificado na Tabela 9.

**Tabela 9: Divisão dos intervalos entre direção de vento e yaw em passos de  $1^\circ$ .**

| Intervalo de desvio entre<br>direção do vento e yaw |
|-----------------------------------------------------|
| ...                                                 |
| (4,5]                                               |
| (3,4]                                               |
| (2,3]                                               |
| (1,2]                                               |
| (0,1]                                               |
| (-1,0]                                              |
| (-2,-1]                                             |
| (-3,-2]                                             |
| (-4,-3]                                             |
| (-5,-4]                                             |
| ...                                                 |

Um exemplo do resultado do algoritmo utilizando essa divisão pode ser verificado na Figura 36. Como pode ser verificado, apesar da distribuição de frequência dos intervalos de desvio estar próximo do esperado (gaussiana centrada em zero), a curva de razão entre a potência verificada e teórica não permite chegar em conclusões sobre o comportamento do yaw nesse aerogerador. Isso se deve ao fato dos intervalos estarem pequenos e os dados de entrada para construção das curvas de potência não serem suficientes para representar a operação da máquina nesses intervalos de desvio.

**Figura 36: Exemplo de resultado do algoritmo de desalinhamento de yaw para separações de 1° nos intervalos de desvio.**



Resultado similar foi obtido ao se aumentar o intervalo de desvio para 2°. Portanto, decidiu-se realizar testes com intervalos separados a cada 4°. A divisão dos intervalos pode ser verificada na Tabela 10.

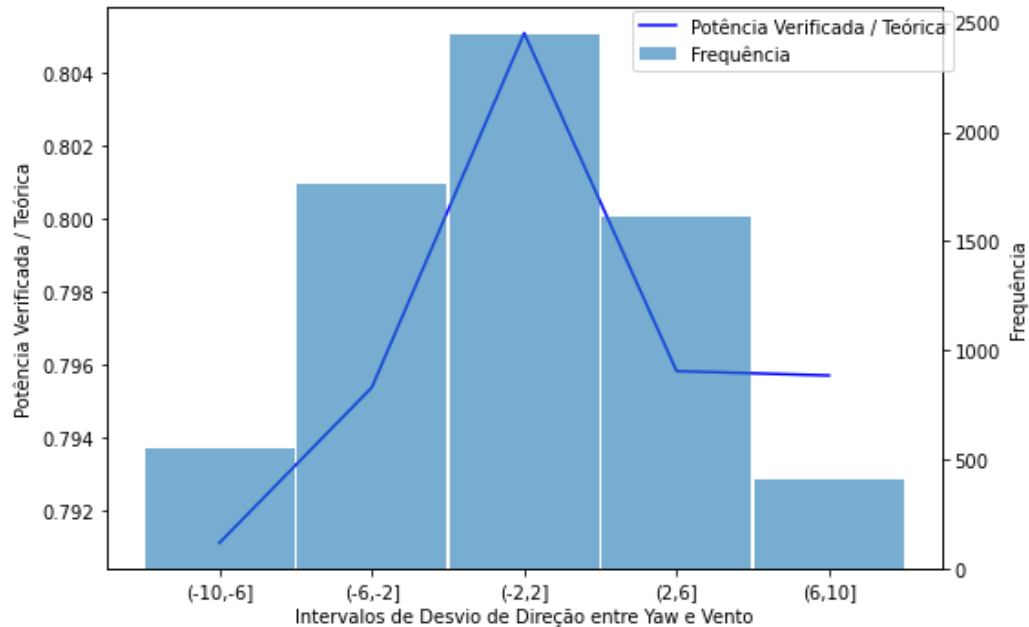
**Tabela 10: Divisão dos intervalos entre direção de vento e yaw em passos de 4°.**

| Intervalo de desvio entre direção do vento e yaw |
|--------------------------------------------------|
| ...                                              |
| (14,18]                                          |
| (10,14]                                          |
| (6,10]                                           |
| (2,6]                                            |
| (-2,2]                                           |
| (-6,-2]                                          |
| (-10,-6]                                         |
| (-14,-10]                                        |
| (-18,-14]                                        |
| ...                                              |

Um exemplo de resultado para essa divisão pode ser verificado na Figura 37. Nota-se consistência nos resultados para a distribuição de frequência dos intervalos e para a análise de extração de energia nos intervalos. Essa consistência foi verificada na análise de diversos aerogeradores e para períodos distintos e, portanto, decidiu-se por utilizar esse padrão nos aerogeradores analisados. É

importante destacar que para essa análise não se está interessado em definir exatamente qual é o ângulo de desvio. Mas sim detectar o problema de desalinhamento e qual é sua gravidade. O ajuste desse problema, nos contratos atuais dessas usinas, é feito pelo fabricante dos aerogeradores.

**Figura 37: Exemplo de resultado do algoritmo de desalinhamento de yaw para separações de 4° nos intervalos de desvio.**

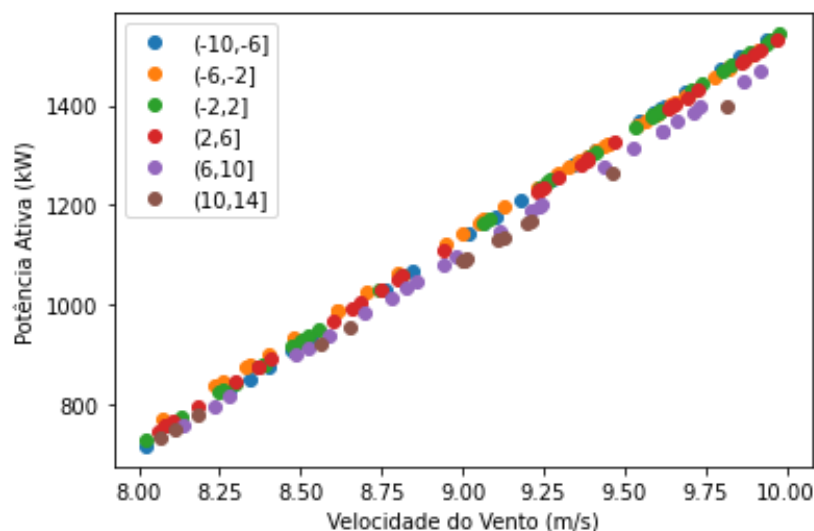


A definição dos intervalos de desvio é feita de maneira empírica e de acordo com o comportamento do yaw dos aerogeradores analisados. Dessa forma, para modelos de aerogeradores distintos poderá ocorrer um comportamento diferente em que essa definição não seja a melhor e uma nova análise deverá ser feita com diversos aerogeradores para se definir a melhor maneira de dividir os intervalos de desvio.

## APÊNDICE B – MÉTODOS DE MODELAGEM DA CURVA DE POTÊNCIA DOS AEROGERADORES

No método de desalinhamento de yaw é necessário fazer a divisão dos dados de acordo com desvio entre a direção do vento e do yaw e construir curvas de potência para analisar a extração de potência do aerogerador em cada um desses intervalos. No entanto, como a curva de potência dos aerogeradores não segue uma equação matemática simples, como linear ou quadrática, é necessário estudar possibilidades e os pontos positivos de cada uma delas. Em Sohoni *et al.* (2016) uma análise completa é feita sobre diversos métodos, quais equações os regem e os principais recursos de cada um deles. Contudo, se está interessado na maneira mais eficiente de modelar a curva para o algoritmo de desalinhamento de yaw. Dessa maneira, o método simples e proposto por PEI *et al.* (2018) é realizar uma curva linear para modelar um trecho da curva em que a relação entre a potência ativa e a velocidade do vento é linear. Em termos de operação da máquina realizar a modelagem nesse trecho também pode fazer sentido já que durante a operação nessa faixa de velocidade é a atuação do sistema de pitch é pequena e pode-se isolar na operação do sistema de yaw. Esse método foi utilizado nas primeiras versões do algoritmo de desalinhamento de yaw e inicialmente mostrou alguns resultados interessantes. Principalmente pelo fato de ser fácil de ser aplicado e gerar resultados rapidamente. Um exemplo do algoritmo utilizando a modelagem da curva linear pode ser verificado na Figura 38.

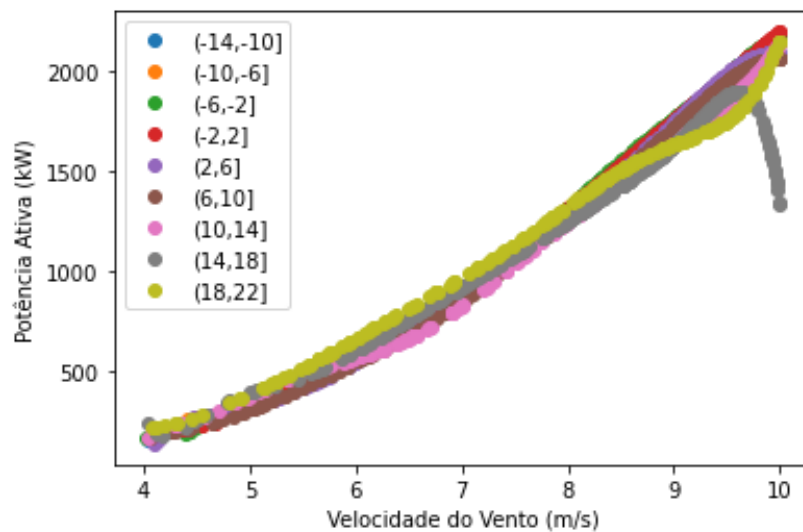
**Figura 38: Exemplo de curvas de potência para intervalos de desvio utilizando a modelagem linear da curva de potência.**



O ponto negativo do método é que, como é necessário filtrar os dados para faixas onde a curva é linear, uma grande quantidade dos dados de entrada é eliminada e isso penaliza a qualidade da modelagem das curvas. A porcentagem de dados filtrados pode chegar a cerca de 70% dependendo do período e ativo selecionado no trabalho. Além disso, como é necessário dividir os dados de potência de acordo com o intervalo de desvio, é comum não obter dados suficientes para modelar as curvas nas faixas de desvio menos recorrentes. Como alternativa é possível aumentar o intervalo de análise, entretanto, ao aumentar o intervalo se aumenta a chance de ocorrer mudanças no comportamento do sistema no período. Fato que pode invalidar a maioria das análises, como discutido anteriormente.

Para evitar esse problema, foi necessário buscar uma alternativa que modele um trecho maior da curva. Uma alternativa também relativamente simples é utilizar polinômios para modelar o trecho III da curva (Figura 3). Nesse método o trecho da curva que pode ser utilizado é maior e a modelagem da curva se mostrou promissora de início. Principalmente quando se analisou a modelagem da curva sem a divisão entre os intervalos de desvio. No entanto, ao se aplicar no método depois da divisão dos intervalos, as curvas modeladas mostraram inconsistências. Principalmente nos intervalos de desvio em que a quantidade de dados para modelagem era menor. Um exemplo pode ser verificado na Figura 39, nota-se que para os intervalos de desvio mais extremo (desvios entre  $10^\circ$  e  $22^\circ$ ), a curva do modelo apresenta inflexões que não representam a realidade e os resultados obtidos por essas curvas não permite obter conclusões consistentes sobre o estado de desvio do sistema de yaw.

**Figura 39: Exemplo de curvas de potência para intervalos de desvio utilizando a modelagem com polinômios da curva de potência.**



A terceira alternativa foi utilizar métodos de aprendizado de máquina para treinar o modelo e depois utilizar o seu resultado para inserir o mesmo dado de entrada (velocidade do vento) e analisar o desempenho nas diferentes curvas de potência geradas para cada intervalo de desvio. Como citado anteriormente o método selecionado para essa aplicação foi o Random Forest. Esse método permite modelar a curva de potência para qualquer velocidade do vento e, através das bibliotecas em Python disponíveis atualmente, pode ser aplicado de maneira simples para pessoas com conhecimento básicos sobre Python e *machine learning*. Como o resultado do método não é uma equação, é possível obter um resultado que se aproxima bastante da realidade, onde normalmente se obtém curvas com dispersão entre os valores. Além disso, nesse método a quantidade de dados filtrados fica em torno de 50% já que se utiliza uma faixa maior da curva de potência. Um exemplo mostrando os dados verificados e as curvas obtidas pelo algoritmo pode ser verificado na Figura 40. Verifica-se que o método possui consistência na modelagem da curva inclusive para intervalos de desvio onde a quantidade de dados tende a ser pequena (ângulos de desvio mais elevados). Esse ponto possui grande importância na análise de desalinhamento de yaw, já que a modelagem correta das curvas irá permitir um cálculo acurado da extração de potência em cada intervalo de desvio.

**Figura 40: Exemplo de curva de potência verificada (esquerda) e curvas de potência para intervalos de desvio utilizando o algoritmo Random Forest.**

