

ESCOLA POLITÉCNICA - UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

GEOVANA CAMARDELLI MILHOMENS AZEREDO

Metodologia baseada na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e sua aplicação em  
aerogeradores: um estudo de caso

São Paulo

2023

GEOVANA CAMARDELLI MILHOMENS AZEREDO

Metodologia baseada na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e sua aplicação em aerogeradores: um estudo de caso

**Versão Corrigida**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência.

Orientadora: Profa. Dra. Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas.

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com anuência de seu orientador.

São Paulo, 02 de dezembro de 2023

Assinatura do autor: Geovana Camardelli Milhomens Azeredo

Assinatura do orientador: Eliane Fadigas

#### Catálogo-na-publicação

Azeredo, Geovana

Metodologia baseada na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e sua aplicação em aerogeradores: um estudo de caso / G. Azeredo -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

137 p.

Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Energia eólica. 2. Manutenção de aerogeradores 3. Manutenção Centrada em Confiabilidade I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: AZEREDO, Geovana Camardelli Milhomens

Título: Metodologia baseada na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e sua aplicação em aerogeradores: um estudo de caso

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: \_\_\_\_\_

Banca examinadora

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_

Julgamento: \_\_\_\_\_

## AGRADECIMENTOS

Agradeço de coração a meus pais, Rômulo e Simone, e a minha irmã Izabela. Durante toda a jornada de realização desta dissertação vocês me apoiaram, oferecendo amor, amparo e motivação, mesmo morando longe.

Em especial, quero expressar minha profunda gratidão à minha mãe. Sem o seu apoio e amor incondicional em todas as fases de minha vida, eu não teria sequer iniciado essa jornada. Todo e qualquer sucesso que eu alcançar é indiscutivelmente atribuído a você.

Agradeço a meu companheiro Jean, por sua paciência nas horas em que precisei me dedicar intensamente a esta dissertação, sempre compreendendo e apoiando. Jean, seu amor, paciência e incentivo foram uma fonte inesgotável de inspiração e força para mim. Não poderia ter realizado esta dissertação sem você ao meu lado.

Agradeço aos meus amigos, Gabriel e Mário Lúcio, por serem ouvidos atentos em momentos de dúvida e insegurança. Vocês não apenas me escutaram, mas também me ajudaram a encontrar clareza e a superar os obstáculos que surgiram ao longo do caminho.

Expresso minha mais profunda gratidão à minha orientadora, Professora Dra. Eliane Fadigas. Agradeço de todo o coração por ter confiado em mim e por ter sido uma guia excepcional ao longo desta jornada acadêmica. Sua orientação e apoio foram essenciais para superar os desafios e encerrar com sucesso mais esta etapa do meu crescimento acadêmico.

Por fim, agradeço sinceramente aos membros da banca examinadora pela avaliação do meu trabalho de mestrado. Muito obrigada pelo tempo, esforço e expertise dedicados durante a análise rigorosa desta dissertação. Suas contribuições críticas e valiosas desempenharam um papel fundamental no aprimoramento deste estudo.

## RESUMO

AZEREDO, G. C. M. **Metodologia baseada na Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e sua aplicação em aerogeradores: um estudo de caso.** 2023. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

Durante a fase de operação de centrais eólicas, as atividades de manutenção exercem um impacto direto e relevante nos custos operacionais do empreendimento. Uma gestão de O&M eficiente gera resultados positivos na receita do parque eólico ao aumentar a disponibilidade dos equipamentos e reduzir os gastos com manutenções corretivas ou preventivas desnecessárias. O objetivo central deste trabalho é apresentar uma metodologia de gestão da manutenção de centrais eólicas com base em conceitos da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e demonstrar a sua aplicabilidade, por meio da execução de um estudo de caso. A metodologia envolve as seguintes etapas: construção da árvore de equipamentos do aerogerador; análise de modos e efeitos de falhas, onde são definidas a função e a criticidade dos equipamentos; escolha do tipo de manutenção mais adequado para cada componente, de acordo com sua relevância para a confiabilidade do sistema; e monitoramento periódico do desempenho do processo através da análise de indicadores de performance. Essa metodologia foi aplicada aos aerogeradores de dois parques eólicos em operação na região nordeste do Brasil e permitiu a identificação de pontos de atenção e de potenciais melhorias nas instalações objeto do estudo de caso. Os resultados mostram que a metodologia proposta é de simples aplicação e seus resultados permitem uma análise objetiva do desempenho do processo de manutenção, possibilitando o direcionamento das ações de melhoria às áreas mais críticas do processo.

Palavras-chave: Energia eólica. Manutenção de aerogeradores. Manutenção Centrada em Confiabilidade.

## ABSTRACT

AZEREDO, G. C. M. **Metodology based on Reliability Centered Maintenance (RCM) and its application to wind turbines: a case study.** 2023. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

In the operation phase of a wind farm, maintenance activities have a direct and relevant impact on the enterprise's operational costs. Efficient O&M management creates positive results in wind farm revenue by increasing system availability and reducing expenses with unnecessary corrective or preventive maintenance. The main objective of this research is to present a methodology for managing the maintenance of wind turbines, based on the concepts of Reliability Centered Maintenance (RCM), and to demonstrate its applicability through the execution of a case study. The methodology involves the following steps: construction of the wind turbine equipment tree; failure modes and effects analysis, where the function and criticality of the equipment are defined; selection of the most appropriate type of maintenance for each component, according to its relevance to the system's reliability; and periodic performance monitoring through the analysis of maintenance indicators. The methodology is applied to two wind farms in operation in the northeast region of Brazil and identifies points of attention and improvements in the installations object of the case study. The results show that the proposed methodology is simple to apply and that its results allow an objective analysis of the performance of the maintenance process, leading to improvement actions directed towards the process's most critical areas.

**Keywords:** Wind energy. Maintenance of wind turbines. Reliability Centered Maintenance.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução das expectativas do processo Manutenção. ....	20
Figura 2 - Tipos de curva de probabilidade de falha. ....	21
Figura 3 - Curva P-F.....	22
Figura 4 - Subsistemas de um programa de Manutenção Baseada em Condição .....	28
Figura 5 - Metodologia de análise de desempenho para turbinas eólicas. ....	37
Figura 6 - Altura média da torre em 2010 e 2020 nos maiores mercados eólicos do mundo. .	38
Figura 7 - Diâmetro médio do rotor em 2010 e 2020 nos maiores mercados eólicos do mundo. .....	38
Figura 8 - Desenho esquemático de uma turbina eólica. ....	40
Figura 9 - Árvore de equipamentos básica para aerogeradores. ....	42
Figura 10 - Árvore de decisão. ....	48
Figura 11 - Árvore de equipamentos das Centrais Eólicas objeto do estudo de caso. ....	58
Figura 12 - Níveis da árvore de equipamentos .....	59
Figura 13 - Percentual de tipos de manutenção, considerando todos os componentes e aqueles com NPR $\geq 60$ . ....	63
Figura 14 - Comportamento ideal dos indicadores de desempenho. ....	68
Figura 15 - Indicadores MTTR e MTBF, calculados para os parques A e B, no período de 2019 a 2020. ....	69
Figura 16 - Indicador Disponibilidade, calculado para os parques A e B, no período de 2019 a 2020. ....	70
Figura 17 - Percentual de falhas por ano, por sistema do aerogerador, para o Parque A. ....	74
Figura 18 - Percentual de falhas por ano, por sistema do aerogerador, para o Parque B. ....	74
Figura 19 - MTTR por ano e por sistema do aerogerador, para o Parque A. ....	74
Figura 20 - MTTR por ano e por sistema do aerogerador, para o parque B.....	75
Figura 21 - MTBF por ano e por sistema do aerogerador, para o parque A.....	75
Figura 22 - MTBF por ano e por sistema do aerogerador, para o parque B.....	75



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modelo de formulário de análise FMEA.....	44
Tabela 2 - Classificação do índice severidade para análise FMEA.....	45
Tabela 3 - Classificação do índice ocorrência para análise FMEA.....	45
Tabela 4 - Classificação do índice detecção para análise FMEA.....	46
Tabela 5 - Dados básicos dos parques eólicos.....	55
Tabela 6 - Top 5 modos, causas e efeitos potenciais de falha oriundos do FMEA.....	60
Tabela 7 - Priorização da árvore de equipamentos com base no NPR (continua).....	60
Tabela 8 - Definição do tipo de manutenção por componente (continua).....	64
Tabela 9 - Indicador falhas calculado por parque eólico, no período de 2018 a 2020, ponderado pela quantidade de aerogeradores.....	69
Tabela 10 - Top 5 aerogeradores do Parque A e do Parque B em quantidade de falhas e em tempo de indisponibilidade por falhas.....	71
Tabela 11 - Top 5 aerogeradores com maior tempo médio de reparo (MTTR) no período de 2018 a 2020, para o Parque A.....	71
Tabela 12 - Top 5 aerogeradores com menor tempo médio entre falhas (MTBF) no período de 2018 a 2020, para o Parque A.....	71
Tabela 13 - Top 5 aerogeradores com maior tempo médio de reparo (MTTR) no período de 2018 a 2020, para o Parque B.....	72
Tabela 14 - Top 5 aerogeradores com menor tempo médio entre falhas (MTBF) no período de 2018 a 2020, para o Parque B.....	72
Tabela 15 - Top 5 aerogeradores com menor disponibilidade (Disp) no período de 2018 a 2020, para o Parque A.....	72
Tabela 16 - Top 5 aerogeradores com menor disponibilidade (Disp) no período de 2018 a 2020, para o Parque B.....	73
Tabela 17 - Disponibilidade por sistema do aerogerador, no período de 2018 a 2020, para os Parques A e B.....	76
Tabela 18 - Número de falhas e tempo total de indisponibilidade (INDISP) por falhas por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (continua).....	143
Tabela 19 - Indicadores tempo médio de reparo (MTTR) e tempo médio entre falhas (MTBF) calculados por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (continua).....	144
Tabela 20 - Indicador disponibilidade calculado por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (continua).....	146
Tabela 21 - Número de falhas, tempo total de indisponibilidade (INDISP) por falhas e indicadores tempo médio de reparo (MTTR), tempo médio entre falhas (MTBF) e disponibilidade (Disp), por sistema do aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020.....	148

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	Central Eólica
Disp	Disponibilidade
EEG	Energia Efetivamente Gerada
FC	Fator de Capacidade
FMEA	Failure Modes and Effect Analysis (Análise de Modos e Efeitos de Falha)
GF	Garantia Física
GWEC	Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica)
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IEA	International Energy Agency (Agência de Energia Internacional)
IEC	International Electrotechnical Commission (Comissão Eletrotécnica Internacional)
Indisp	Indisponibilidade
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energia Renovável)
LER	Leilão de Energia de Reserva
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Custo Nivelado da Eletricidade)
MBC	Manutenção Baseada em Condição
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
MCR	Manutenção Centrada em Risco
MTBF	Mean Time Between Failures (Tempo Médio entre Falhas)
MTTR	Mean Time To Repair (Tempo Médio de Reparo)
NASA	National Aeronautics and Space Administration (Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço)
NBR	Norma Brasileira

NPR	Número de Prioridade do Risco
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados)
SE	Subestação
SFG	Superintendência de Fiscalização da Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
TBM	Time Based Maintenance (Manutenção Baseada em Tempo)
TDF	Taxa de Falha

## SUMÁRIO

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>4</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>5</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>6</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>7</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>8</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	<b>9</b>
<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>11</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1 OBJETIVO GERAL.....	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
1.3 ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO .....	15
<b>2 MANUTENÇÃO: CONCEITOS, TIPOS E ESTRATÉGIAS</b> .....	<b>17</b>
2.1 CONCEITOS.....	17
2.2 TIPOS DE ATIVIDADE DE MANUTENÇÃO .....	18
2.3 ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO .....	19
<b>3 MANUTENÇÃO EM PARQUES EÓLICOS: DESAFIOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>24</b>
3.1 CONFIABILIDADE DE TURBINAS EÓLICAS .....	24
3.2 METODOLOGIAS DE MANUTENÇÃO APLICADAS A CENTRAIS EÓLICAS .....	26
3.2.1 Manutenção Baseada em Condição (MBC) .....	28
3.2.2 Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC).....	30
3.3 O&M DE CENTRAIS EÓLICAS NO CONTEXTO BRASILEIRO .....	32
<b>4 METODOLOGIA</b> .....	<b>37</b>
4.1 ÁRVORE DE EQUIPAMENTOS .....	38
4.2 ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA (FMEA) .....	42
4.3 PROCESSO DE DEFINIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO.....	46
4.4 ANÁLISE DE DESEMPENHO.....	49
4.4.1 Número de intervenções .....	51
4.4.2 Tempo médio de reparo (MTTR) .....	51
4.4.3 Tempo médio entre falhas (MTBF).....	52
4.4.4 Disponibilidade.....	52
4.5 DISCUSSÕES .....	53
<b>5 ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>55</b>
5.1 APRESENTAÇÃO DAS CENTRAIS EÓLICAS .....	55
5.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO .....	56
5.2.1 Árvore de equipamentos .....	56
5.2.2 FMEA .....	59

5.2.3	Estratégia de manutenção .....	62
5.2.4	Análise de desempenho .....	67
5.3	DISCUSSÕES .....	77
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>79</b>
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	80
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>82</b>
APÊNDICE A	<b>FUNÇÃO DOS COMPONENTES .....</b>	<b>88</b>
APÊNDICE B	<b>FMEA .....</b>	<b>91</b>
APÊNDICE C	<b>INDICADORES DE DESEMPENHO COMPLETOS DOS PARQUES</b>	
<b>A E B</b>	<b>143</b>	

# 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da fonte eólica nas últimas duas décadas é considerável. No mundo, a capacidade instalada da tecnologia foi de 24 GW em 2001 para 906 GW em 2022, com perspectivas de alcançar o marco de 1 TW ainda em 2023 (GWEC, 2023). A taxa de crescimento anual das últimas décadas mostra um aumento na casa dos dois dígitos em todo o período – 26% de crescimento médio ao ano de 2001 a 2010, 17% ao ano de 2010 a 2015 e 11% médio ao ano de 2015 em diante (GWEC, 2023).

A tecnologia eólica também evoluiu no Brasil. O primeiro aerogerador foi instalado no país em 1992 em Fernando de Noronha. Na década seguinte, a geração eólica recebeu pouca atenção uma vez que a regulamentação ainda não existia e os preços eram muito altos. O crescimento da fonte eólica no Brasil se deu com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e com leilões de energia voltados para o mercado eólico (O Setor, 2023). O primeiro LER (Leilão de Energia de Reserva) exclusivo da fonte eólica aconteceu em 2009, naquele ano a capacidade instalada no país era de 601 MW. Em 2022, a capacidade instalada nacional de energia eólica ultrapassou os 25 GW (ABEEÓLICA, 2023 ). Na matriz elétrica nacional, a fonte eólica é a terceira com 13,01% da capacidade instalada, atrás apenas da hidroelétrica (60,19%) e termoeletrica (21,74%) (ONS, 2023).

Apesar da relevância adquirida no mercado de energia brasileiro, a indústria eólica nacional segue em desenvolvimento. Os desafios do setor eólico no Brasil foram analisados por estudos científicos ao longo dos anos. Em 2017, a dissertação de mestrado de (RINGER, 2014) avaliou os desafios do setor eólico brasileiro por meio de aspectos político-legais, econômicos, sociais, ambientais e tecnológicos, através de uma abordagem sistêmica. (GONZÁLEZ, GABRIEL, *et al.*, 2018) realizaram uma revisão da literatura e uma pesquisa com gestores de parques eólicos brasileiros em operação, constatando que naquele momento o mercado ainda era deficiente, em especial na quantidade e na qualidade dos fornecedores especializados. O trabalho mais recente encontrado sobre os desafios da indústria eólica brasileira é da autoria de Diógenes *et al* e foi publicado em 2020. Foram realizadas entrevistas com stakeholders do setor nacional e identificadas 24 barreiras ao desenvolvimento do mercado eólico brasileiro, divididas em seis categorias diferentes – mercado, econômica e financeira, institucional, técnica, social e outros. O subdesenvolvimento da indústria nacional, a concentração de conhecimento nos fabricantes, a falta de pessoal qualificado e a quantidade insuficiente de

fornecedores de O&M especializados são exemplos de barreiras citadas pelos autores (DIÓGENES, RODRIGUES, *et al.*, 2020).

No modelo atual do mercado eólico mundial, o O&M é prestado pelas próprias empresas fabricantes dos aerogeradores. Ainda é o modelo predominante, mas observa-se um movimento de transição para a terceirização desse serviço junto a empresas especializadas, ou até mesmo a primarização. Para que isso aconteça, são necessárias ações para minimizar os efeitos dos desafios mencionados anteriormente, em especial a concentração de conhecimento técnico dos fabricantes e a insuficiência de fornecedores especializados.

Uma gestão de O&M eficiente tem impacto positivo na receita do empreendimento ao aumentar a disponibilidade dos equipamentos e reduzir os gastos com manutenções corretivas ou preventivas desnecessárias. Na indústria eólica a adoção de uma estratégia de manutenção eficiente e eficaz é particularmente importante, uma vez que a remuneração dos empreendimentos está atrelada à energia efetivamente gerada e manutenções corretivas podem provocar longas indisponibilidades e ter custos associados extremamente elevados.

A Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) é uma estratégia de manutenção já aplicada em diversas indústrias e seus princípios são válidos também para a indústria eólica. A MCC tem por objetivo aumentar a confiabilidade operacional dos sistemas através de um planejamento direcionado, onde os esforços e os recursos são aplicados nas áreas mais críticas. As etapas básicas são a análise do sistema com definição da função e da criticidade dos equipamentos, escolha do tipo de manutenção mais adequado para cada componente, de acordo com sua criticidade e com a sua função, e monitoramento periódico de indicadores de desempenho.

A metodologia estudada nesta dissertação é baseada nos conceitos da MCC. Não foram encontrados na literatura estudos que abordam a aplicação dessa estratégia em parques eólicos em operação no Brasil. As etapas da MCC são estudadas e aplicadas a duas centrais eólicas em operação no Brasil com a realização de um estudo de caso. A aplicação é relativamente simples e permite que os recursos humanos e financeiros destinados à operação e manutenção das centrais eólicas sejam direcionados nas áreas de maior impacto para a melhoria de desempenho dos empreendimentos.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral desta dissertação é apresentar uma metodologia de gestão da manutenção de centrais eólicas baseada em conceitos da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) e demonstrar a sua aplicabilidade, por meio da execução de um estudo de caso.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos são:

- a) Estudar de forma sucinta conceitos, tipos e estratégias pertinentes ao processo de manutenção;
- b) Realizar uma revisão da bibliografia existente sobre o O&M de aerogeradores;
- c) Revisar a literatura existente sobre o tema confiabilidade de aerogeradores e sobre estratégias de manutenção aplicáveis a centrais eólicas;
- d) Descrever um método de gestão contínua do processo de manutenção de aerogeradores, com base nos conceitos da MCC;
- e) Demonstrar a aplicabilidade do método descrito por meio de um estudo de caso, cujo objeto são os aerogeradores de duas centrais eólicas em operação no Brasil;
- f) Como resultado da aplicação do método em um estudo de caso, propor melhorias ao processo de manutenção dos aerogeradores das centrais eólicas analisadas.

## 1.3 ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos. O Capítulo 1 é o capítulo introdutório, o qual apresenta a contextualização, a aplicabilidade e a problemática relacionadas ao tema da dissertação. Em seguida, são apresentados os objetivos geral e específicos, assim como a estruturação desta dissertação.



Os conceitos básicos da área de manutenção são apresentados no Capítulo 2, discorrendo sobre os principais tipos – preventiva, preditiva e corretiva – e sobre estratégias de manutenção.

O Capítulo 3 também aborda o tema manutenção, mas com ênfase nas particularidades da indústria eólica. São abordados aspectos de confiabilidade dos aerogeradores, metodologias de manutenção aplicadas a centrais eólicas e são discutidas particularidades do mercado brasileiro.

A metodologia proposta nesta dissertação é apresentada no Capítulo 4. Com base na Manutenção Centrada em Confiabilidade, o capítulo descreve a aplicação do método de Análise de Modos e Efeitos de Falhas, o fluxograma de escolha do tipo de manutenção de um componente e indicadores de análise do processo de manutenção. O capítulo descreve uma metodologia de gestão contínua do processo de manutenção de aerogeradores.

O estudo de caso realizado é apresentado no Capítulo 5, demonstrando a aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 4. Os conceitos expostos são aplicados aos aerogeradores de duas centrais eólicas em operação no nordeste brasileiro e os resultados são apresentados, gerando ações de melhoria ao agente gestor dos parques com base na metodologia desenvolvida.

Por fim, são apresentadas as conclusões da pesquisa e as recomendações para trabalhos futuros ligados ao tema no Capítulo 6.

## 2 MANUTENÇÃO: CONCEITOS, TIPOS E ESTRATÉGIAS

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica referente ao processo de manutenção, apresentando os conceitos relacionados, os tipos de atividade de manutenção existentes e estratégias adotadas na indústria. Para a construção do capítulo foram consultados artigos e outros trabalhos acadêmicos disponíveis em bases de dados como IEEE e Science Direct, além do portal de periódicos da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior). Foram consultadas ainda normas ABNT pertinentes e publicações da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica).

### 2.1 CONCEITOS

Quando se trata de manutenção de plantas de geração de energia, operação e manutenção são termos que andam juntos. O termo manutenção é definido pela ABNT na NBR 5462 como “Combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida” (ABNT, 1994, p. 6). Enquanto o termo operação é definido da seguinte forma: “Combinação de todas as ações técnicas e administrativas destinadas a permitir que um item cumpra uma função requerida, reconhecendo-se a necessidade de adaptação na ocorrência de mudanças nas condições externas” (ABNT, 1994, p. 2).

Observa-se que operação e manutenção são atividades relacionadas, porém distintas. Enquanto a operação está relacionada ao efetivo funcionamento de sistemas e equipamentos, envolvendo atividades de monitoramento e ajustes conforme o cenário instantâneo, a manutenção está mais direcionada a ações cujo objetivo é garantir que tal sistema ou equipamento possua condições adequadas de ser operado.

Também estão definidos na NBR 5462 os conceitos de confiabilidade e manutenibilidade. Confiabilidade: “Capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo” (ABNT, 1994, p. 3). Manutenibilidade: Capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções

requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos. (ABNT, 1994, p. 3)

Ou seja, a confiabilidade está relacionada com a probabilidade de que o equipamento desempenhe corretamente sua função ao longo de sua vida útil, enquanto a manutenibilidade está relacionado à facilidade com que um equipamento pode ser recuperado após a ocorrência de falha.

Outra definição relevante no âmbito da manutenção é a diferenciação entre defeito e falha. Enquanto o defeito é caracterizado como “qualquer desvio de uma característica de um item em relação aos seus requisitos” (ABNT, 1994, p. 3) a falha é definida pelo “término da capacidade de um item desempenhar a função requerida” (ABNT, 1994, p. 3). Trazendo esses termos para parques eólicos, cuja função é a geração de energia, a ocorrência de uma falha do aerogerador resulta na interrupção da geração.

## 2.2 TIPOS DE ATIVIDADE DE MANUTENÇÃO

Com o objetivo de aumentar a confiabilidade de sistemas e seus equipamentos ou retorná-los à condição operacional, são implementadas atividades de manutenção. De forma geral, as atividades de manutenção são de três tipos: preditiva, preventiva e corretiva.

A manutenção preventiva ocorre antes da falha do equipamento, buscando aumentar a sua vida útil. A TBM (Time Based Maintenance), manutenção baseada em tempo ou manutenção preventiva agendada, onde a programação de determinada atividade de manutenção é realizada por um intervalo de tempo (agendada) ou por unidades de uso (quantidade de ciclos ou horas em operação), é uma abordagem de manutenção preventiva. A manutenção preventiva é definida pela ABNT como “Manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item” (ABNT, 1994, p. 7).

A manutenção preditiva, que também é realizada antes da falha do equipamento, é definida pela ABNT da seguinte forma:

Manutenção que permite garantir uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de análise, utilizando-se de meios de

supervisão centralizados ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva. (ABNT, 1994, p. 7).

Frequentemente a manutenção preditiva é considerada como um tipo de manutenção preventiva, cujo critério para programação é a condição do equipamento. Medição de vibrações e coleta de óleo são exemplos básicos de manutenção preditiva, onde a análise das informações coletadas em campo vai permitir uma decisão otimizada quanto ao momento e a técnica de manutenção requeridos para garantir a confiabilidade do componente ou do sistema.

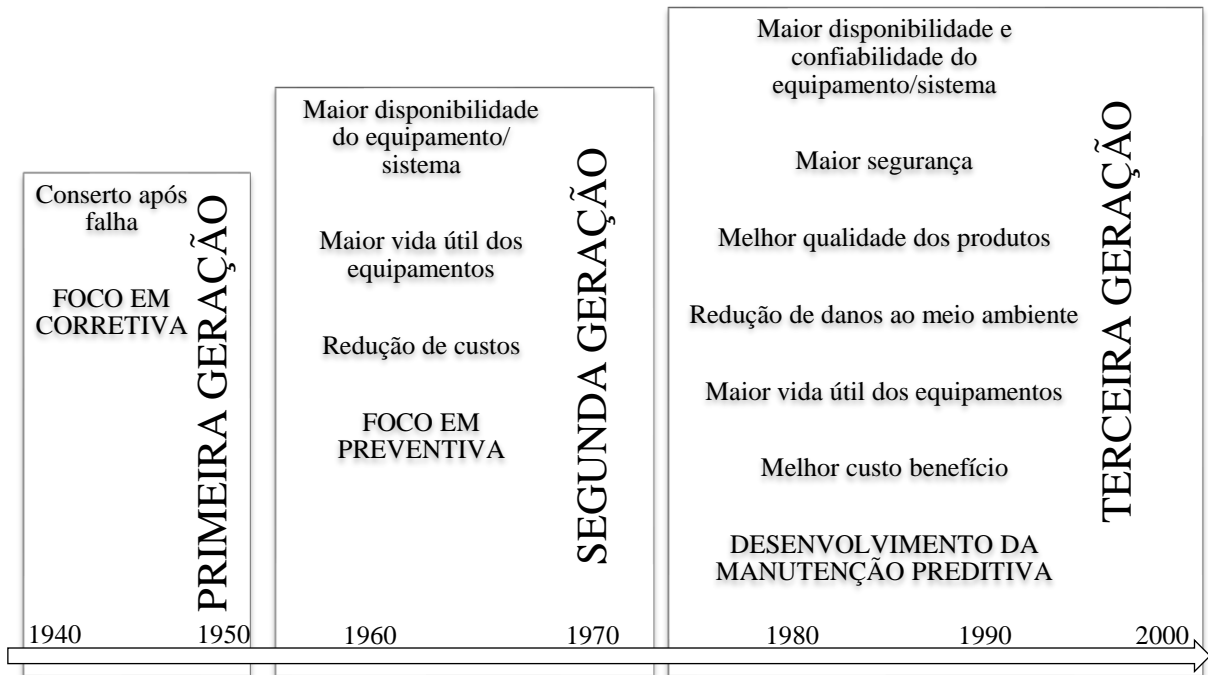
Já a manutenção corretiva ocorre após a perda de função do sistema ou equipamento, ou seja, após ocorrência da falha. Ela é definida pela NBR 5462 como a “manutenção efetuada após a ocorrência de uma pane destinada a recolocar um item em condições de executar uma função requerida” (ABNT, 1994, p. 7).

A atividade de manutenção também pode ser classificada entre programada ou não programada. A manutenção programada é definida como a “manutenção preventiva efetuada de acordo com um programa preestabelecido” (ABNT, 1994, p. 7), enquanto a não programada não segue um programa preestabelecido, sendo efetuada quando da percepção de alguma ocorrência relacionada ao estado de um componente. Por ter sua origem após uma falha, a manutenção corretiva é uma manutenção não programada.

### 2.3 ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO

A evolução da manutenção pode ser dividida em três gerações (Figura 1), cada uma caracterizada por diferentes estágios de desenvolvimento dos meios de produção e de novos conceitos e paradigmas nas atividades de manutenção (MAUBRAY, 1997). Seguindo este conceito, estamos na terceira geração, ou seja, o objetivo de uma estratégia de manutenção é aumentar a confiabilidade e a disponibilidade dos sistemas, com segurança, qualidade do produto e sem impactos ao meio ambiente, ao mesmo tempo em que se prolonga a vida útil do objeto em busca do maior custo-benefício possível. Nesse sentido, não é possível afirmar que a manutenção preventiva ou a preditiva são melhores que a manutenção corretiva; cada uma tem o seu lugar dentro da estratégia, de acordo com o que for adequado ao equipamento/sistema.

Figura 1 - Evolução das expectativas do processo Manutenção.

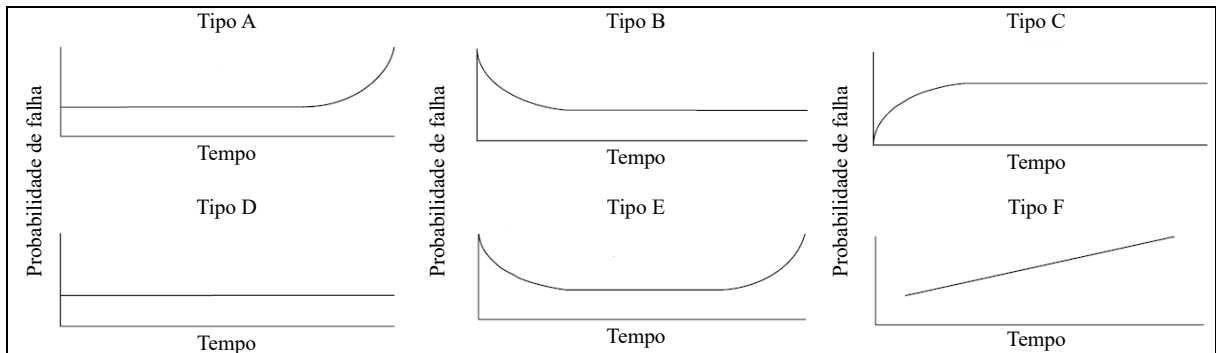


Fonte: Adaptado de (MAUBRAY, 1997)

A predominância da manutenção preventiva TBM (manutenção baseada no tempo) na segunda geração partiu do princípio de que a falha de sistemas/equipamentos está sempre ligada ao tempo de operação, ou seja, a probabilidade de falha aumenta com o passar do tempo para todo e qualquer sistema. No entanto, foi observado na prática que este comportamento não é válido para todos os componentes. São seis os tipos de padrões de probabilidade de falha com o tempo de operação: tipo A, onde a probabilidade de falha é constante e aumenta repentinamente ao final da vida útil do equipamento; tipo B, onde a probabilidade de falha é alta no início da operação (mortalidade infantil), cai repentinamente até atingir um determinado valor e se mantém constante; tipo C; onde a probabilidade é mínima no início da operação, mas aumenta rapidamente até alcançar um determinado valor onde se mantém constante; tipo D, onde a probabilidade de falha é sempre constante; tipo E, a famosa curva da banheira que combina os tipos A e B; e tipo F, com aumento constante da probabilidade de falha desde o início da operação, sem ser possível identificar um momento de aumento drástico da probabilidade de falha (NASA, 2008). As curvas de probabilidade versus tempo para todos os tipos são apresentadas na Figura 2. Com a realização de estudos nas décadas de 60, 70 e 80 nos Estados Unidos, foi observado que a maioria dos componentes apresentam comportamento de probabilidade de taxa de falha tipo B e D (NASA, 2008), onde não é possível determinar o momento ideal para substituição tomando por base a probabilidade de falha. Ou seja, ao

contrário do que se imaginava, curvas tipo A e E não são as mais comuns e a manutenção preventiva agendada não é aplicável a todos os sistemas, sendo necessárias outras abordagens para componentes com comportamentos de probabilidade de falha no tempo dos tipos B, C, D e F, tais como corretiva, aceitando o risco de falha, ou alteração de design (redundância).

Figura 2 - Tipos de curva de probabilidade de falha.

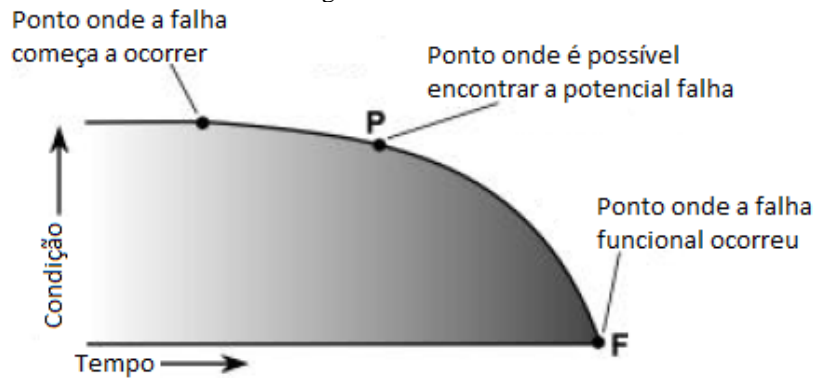


Fonte: Adaptado de (NASA, 2008).

Com o avanço de tecnologias de processamento de dados, surgiu na década de 80 a Manutenção Baseada em Condição (MBC), que é fundamentada no monitoramento de condição, ou seja, manutenção preditiva. Nesse método são realizados ensaios ou coletados dados para determinar a condição do equipamento, de modo que a atividade de reparo seja programada para um período quando a perda de confiabilidade já iniciou, mas o equipamento ainda não perdeu a capacidade de desempenhar a sua função. A Figura 3 ilustra o período entre o momento em que é possível observar o início da falha (ponto P) e a ocorrência efetiva da falha funcional do equipamento (ponto F).

A MBC permite economia de recursos e de tempo em relação a manutenção preventiva, evitando falhas, indisponibilidades, substituições e reparos desnecessários. Mesmo com os ganhos da manutenção preditiva, a manutenção preventiva continua relevante para equipamentos/sistemas onde há aumento da probabilidade de falha com o decorrer do tempo, como componentes sujeitos a desgaste por abrasão, erosão e/ou corrosão. Correlacionando com os diferentes tipos de curva de probabilidade de falha, pode-se inferir que a manutenção preventiva seria ideal para sistemas com comportamentos tipo A e E, enquanto para as demais o mais apropriado seria a manutenção preditiva, a corretiva ou até mesmo um novo design, com a inserção de redundância.

Figura 3 - Curva P-F



Fonte: Traduzido de (SAE , 2002).

Na mesma época do surgimento da Manutenção Baseada em Condição, a Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) foi desenvolvida na indústria aeronáutica dos Estados Unidos. Sua criação pode ser atribuída a Nowlan e Heap, que escreveram um relatório do tema para o Departamento de Defesa dos Estados Unidos em 1978 (SAE , 2002). Desde então, os princípios da MCC foram amplamente utilizados em diferentes indústrias.

A Manutenção Centrada em Confiabilidade pode ser definida como um processo que busca determinar os requisitos de manutenção de um equipamento em um dado contexto operacional, com o objetivo de preservar a sua confiabilidade (PETERS, 2015).

Tipicamente, a implementação dos princípios da MCC inicia com a delimitação e com a descrição do sistema de interesse em um nível de detalhamento que permita determinar as funções de seus equipamentos, considerando o contexto operacional em que estão inseridos.

Em seguida, é aplicada uma metodologia de análise das falhas funcionais, com o objetivo de definir e analisar os potenciais modos de falha dos equipamentos do sistema. Um exemplo é a Análise de Modos e Efeitos de Falhas (FMEA), que é a metodologia aplicada nesta dissertação. Nesta etapa são realizadas as seguintes atividades:

- a) Definir os modos de falha, ou seja, as formas que podem levar o equipamento a parar de desempenhar uma ou mais de suas funções;
- b) Identificar as potenciais causas de cada modos de falha;
- c) Identificar quais os possíveis efeitos os modos de falha podem provocar: a ocorrência da falha causa impactos de segurança ou meio ambiente? Afeta a operação do sistema ou de algum de seus subsistemas? Causa danos materiais?
- d) Determinar qual a criticidade de cada modo de falha para o sistema como um todo. A execução das etapas anteriores permite a classificação e priorização das consequências dos modos de falha.

A partir das análises anteriores, é feita a definição das estratégias de manutenção personalizadas para cada componente do sistema, com o objetivo de minimizar os efeitos adversos das falhas para o sistema como um todo e, com isso, aumentar a sua confiabilidade. É o resultado da análise que irá determinar se a estratégia de manutenção vai prevenir a falha, adotando a manutenção preventiva ou técnicas de manutenção preditiva, ou se será adotada a abordagem corretiva, de substituir ou reparar o equipamento apenas após a perda da capacidade operacional.

É por possuir o foco na confiabilidade do sistema, utilizando o tipo de manutenção que for mais adequada ao que o componente requer dentro do contexto operacional em que ele está inserido, que a Manutenção Centrada em Confiabilidade foi escolhida para ser o foco desta dissertação. A aplicação, conceitos e metodologias oriundos dessa estratégia serão abordados em maiores detalhes no Capítulo 4, onde é apresentada a metodologia proposta nesta dissertação.



### 3 MANUTENÇÃO EM PARQUES EÓLICOS: DESAFIOS ESPECÍFICOS

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica de aspectos relacionados a atividades de O&M de parques eólicos. São apresentados dados sobre a confiabilidade dos sistemas e subsistemas de aerogeradores. Adicionalmente, são expostos aspectos gerais relacionados a estratégias de manutenção aplicadas na indústria eólica, dando ênfase à Manutenção Baseada em Condição e a Manutenção Centrada em Confiabilidade. O aprofundamento dos estudos na MBC se dá pelo crescente destaque que esta estratégia tem conquistado no mercado eólico. Além disso, o monitoramento de condição é parte integrante da MCC, que é a estratégia foco desta dissertação. Por fim, o tema do capítulo é abordado com foco nas particularidades do mercado brasileiro.

Para a construção do capítulo foram consultados artigos e outros trabalhos acadêmicos disponíveis em bases de dados como IEEE e Science Direct, além do portal de periódicos da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior). Foram consultadas ainda publicações da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica).

#### 3.1 CONFIABILIDADE DE TURBINAS EÓLICAS

A confiabilidade dos aerogeradores é um fator de extrema importância para a disponibilidade dos equipamentos e sistemas, conseqüentemente para a geração da central eólica e para o custo da energia gerada. Maior confiabilidade resulta em menos falhas, maior disponibilidade e maior receita, enquanto menor confiabilidade leva a maior quantidade de falhas, maiores custos relacionados com manutenção corretiva, menor disponibilidade e menor receita.

Em 2017, Pfaffel, Faulstich e Rohrig realizaram uma revisão da literatura sobre a performance e a confiabilidade de aerogeradores e compilaram dados reunidos por uma série de iniciativas internacionais. Os autores concluíram que o sistema de transmissão mecânico, apesar de possuir uma taxa de falhas relativamente baixa, é responsável pela maior parcela de tempo de indisponibilidade, enquanto componentes elétricos causam mais falhas, com tempo de indisponibilidade menor (PFAFFEL, FAULSTICH e ROHRIG, 2017).

A revisão da literatura realizada por (ZAPPALÁ e TAVNER, 2022) chegou a conclusões similares. Eles observaram que os componentes elétricos de turbinas eólicas apresentam altas taxas de falha, mas são responsáveis por baixos tempos de indisponibilidade, enquanto equipamentos mecânicos, como pás, caixa de engrenagens e componentes do gerador (ex. rolamentos) apresentam taxas de falha relativamente menores, mas os prazos de indisponibilidades são mais longos. Outra conclusão a que chegam é que a longa duração das falhas dos componentes mecânicos está mais relacionada a dificuldades logísticas da sua manutenção corretiva, do que com a falta de confiabilidade dos componentes.

Em 2019, a pesquisa de (DAO, KAZEMTABRIZI e CRABTREE, 2019) também levantou informações de quantidade de falhas e tempo de indisponibilidade de subsistemas de turbinas eólicas. Eles buscaram informações em 18 bancos de dados, alcançando um total de mais de 18000 aerogeradores. Caixa de engrenagens, eixo, rolamentos, gerador e a torre foram os subsistemas com maiores indisponibilidades; nacelle, sensores e componentes hidráulicos foram os subsistemas com menores indisponibilidades. Em termos de taxa de falhas, os componentes mais críticos são os componentes elétricos (27,5%), o sistema de controle (20%) e as pás em conjunto com o hub (15%); já os componentes com menores taxas de falha foram o sistema de yaw (2.5%), o sistema hidráulico (5%) e a caixa de engrenagens (5%).

Já em 2021, Cevasco, Koujoura e Kolios coletaram os resultados de 24 bancos de dados sobre confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade de aerogeradores. Alguns dos principais resultados de seus estudos são: de forma geral, observa-se a redução da confiabilidade com o aumento do tamanho da turbina, ao mesmo tempo que a disponibilidade de uma central eólica aumenta com a quantidade de turbinas instaladas; com o aumento do tamanho das turbinas, tem-se um comportamento de redução de falhas de rotor, eixo e sistemas do gerador e aumento das falhas dos sistema de controle, de transmissão e de pitch; foi observada também o aumento da ocorrência de falhas em determinadas condições climáticas, como aumento da velocidade de vento, nível de turbulência elevado e alta umidade (CEVASCO, KOUJOURA e KOLIOS, 2021).

Estudos sobre a confiabilidade de aerogeradores encontram dificuldades com relação aos dados disponíveis sobre o assunto. Os principais problemas são: a qualidade dos dados, devido a problemas de formato ou de disponibilidade da informação; e a necessidade de tratamento excessivo desses dados, tratamento este que precisa ser feito de forma manual para permitir a continuidade das pesquisas. Além disso, não há padronização para a coleta de dados de centrais eólicas, o que dificulta a análise e a comparação de dados de diferentes empreendimentos. A

adoção de padrões e modelos unificados, tais como taxonomia, alarmes de falha e dados operacionais, beneficiaria a indústria eólica ao facilitar a evolução de estudos na área de confiabilidade (LEAHY, GALLAGHER, *et al.*, 2019).

Um fato comum entre todos os trabalhos citados é que não constam dados de centrais eólicas brasileiras. A maioria dos bancos de dados sobre confiabilidade de aerogeradores trazem informações de parques eólicos europeus, também foram notadas iniciativas com dados publicados sobre o mercado eólico de países asiáticos e dos Estados Unidos.

### 3.2 METODOLOGIAS DE MANUTENÇÃO APLICADAS A CENTRAIS EÓLICAS

Devido às condições climáticas a que estão expostos, aerogeradores operam sob condições de cargas variáveis, complexas e dinâmicas. Além do próprio vento, que é um recurso natural variável e sujeito a rajadas e a turbulência, outros fatores ambientais podem exigir ainda mais dos equipamentos. Por exemplo, áreas com neve intensa ou o oposto, com temperaturas muito altas. Além disso, em áreas costeiras a salinidade no ar acelera processos de desgaste por corrosão.

Essas são algumas das especificidades que precisam ser consideradas quando da escolha de uma política de manutenção. Ainda assim, dentre as estratégias mais comuns está a mais simples, ou seja, a manutenção preventiva executada a partir de guias de manutenção definidas pelo fabricante, com periodicidade definida, e manutenção corretiva quando da ocorrência de falhas. Melhorias e inovações nas estratégias de manutenção para a indústria eólica são frequentemente estudadas por pesquisadores e agentes de mercado, com uma diversidade considerável de abordagens propostas.

Silva e Pinheiro visam o aumento da confiabilidade de centrais eólicas em operação através de ajustes no processo de manutenção. A metodologia que descrevem busca aprimorar o agendamento de manutenções preventivas para os componentes do aerogerador que apresentam maior taxa de falhas, utilizando o histórico de ocorrências da central eólica aplicada a métodos probabilísticos (SILVA e PINHEIRO, 2017).

(PUYALS, PIÑON, *et al.*, 2016) propõem um novo método de análise dos dados SCADA com uma ferramenta de O&M de parques eólicos, alterando a perspectiva tradicional do operador para o ponto de vista do investidor, sugerindo uma metodologia cujo objetivo é

responder à pergunta: “O meu parque está performando bem?”. (HENGEVELD e BRUGHUIS, 2015) apresentam um método de avaliação de desempenho que combina a análise inteligente de estatísticas de dados do SCADA com inspeções e ensaios, o que, de acordo com os autores, pode levar a otimização da performance de usinas eólicas e maximização do gerenciamento de ativos.

O modelo de (EL-NAGGAR, SAYED, *et al.*, 2023) apresenta qual a melhor estratégia de manutenção ideal para cada subsistema de um aerogerador, utilizando abordagens preventiva, preditiva, corretiva e até mesmo alterações de projeto. A estratégia de manutenção do modelo criado por (CHAN e MO, 2017) incluem inspeções e manutenções periódicas, assim como monitoramento de condição contínuo e técnicas corretivas (aguardar a falha) para os diferentes subsistemas de um aerogerador.

A abordagem de Wang, Zhao e Guo considera modelos de contratos de prestação de serviço de O&M cuja remuneração está correlacionada à performance do parque. Normalmente tais contratos tem o pagamento atrelado à disponibilidade da central eólica, com redução do valor pago caso a disponibilidade fique abaixo da meta contratual. A estratégia de manutenção proposta para esses empreendimentos envolve a realização de manutenções oportunísticas, preventivas e corretivas, tendo como foco a maximização da receita do parque (WANG, ZHAO e GUO, 2019).

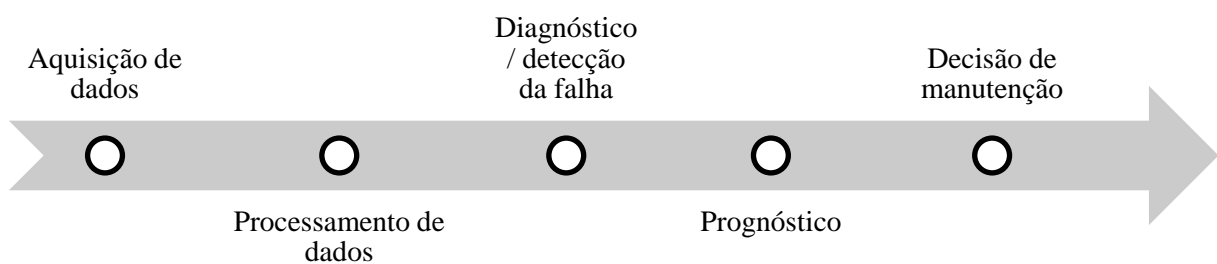
Uma estratégia de manutenção oportunística busca reduzir indisponibilidades do sistema e custos de manutenção ao promover intervenções corretivas e preventivas ao mesmo tempo, ou seja, quando o equipamento é parado para um tipo de atividade, outras manutenções que já estavam programadas para datas futuras são adiantadas. Essa estratégia pode ser economicamente vantajosa, mas sua aplicação precisa ser cuidadosa para seus benefícios não serem anulados pelo excesso de gastos com manutenções preventivas. O modelo de (ZHANG, GAO, *et al.*, 2017) junta uma manutenção oportunística com a manutenção imperfeita, esta última recupera o equipamento para condição operacional, mas não o restaura a suas condições ideais, para otimizar os custos de O&M de centrais eólicas.

### 3.2.1 Manutenção Baseada em Condição (MBC)

A Manutenção Baseada em Condição é uma estratégia amplamente utilizada em diversas indústrias por promover o aumento da confiabilidade de componentes e sistemas e reduzir custos de O&M, uma vez que leva à diminuição de falhas e de intervenções preventivas desnecessárias. Técnicas de MBC incluem análise de vibração, medição de ondas acústicas, ensaios e testes ultrassônicos, análise de óleo, termografia entre outros. Com essa abordagem, comportamentos defeituosos são identificados no seu início, permitindo o planejamento de intervenções programadas antes da ocorrência de falhas (MÁRQUEZ, TOBIAS, *et al.*, 2012).

A Figura 4 mostra os subsistemas que compõem um programa de manutenção baseada em condição. O monitoramento da condição pode ser on-line, com aquisição de dados em tempo real, normalmente associado a um alarme que indica quando a medição superou os níveis de referência estabelecidos, ou off-line, através de coleta de amostras ou realização de ensaios preditivos com o equipamento fora de operação. Os custos associados à implantação de sistemas on-line normalmente são mais elevados devido a toda infraestrutura associada – hardware e software para coleta, transmissão e análise de dados.

Figura 4 - Subsistemas de um programa de Manutenção Baseada em Condição



Fonte: Adaptado de (LEITE, ARAÚJO e ROSAS, 2018)

A implementação da manutenção baseada em condição na indústria eólica é crescente, algumas técnicas de monitoramento usuais nesta indústria são:

- a) Monitoramento de vibração: eficiente para a detecção de falhas em estágio inicial de equipamentos mecânicos, como eixos, rolamentos, caixas de engrenagens e pás;
- b) Análise de óleo: eficiente para a detecção de falhas, em estágio inicial, de componentes de rolamentos e de caixas de engrenagens;

- c) Medição de temperatura: auxilia na detecção de falhas relacionadas a alteração de temperatura dos equipamentos, sendo aplicável a rolamentos, lubrificantes, e enrolamentos do gerador;
- d) Termografia: é uma ferramenta versátil e eficiente para diagnóstico de falhas em componentes elétricos e mecânicos, como caixas de engrenagens, condutores, motores e geradores.

Existem ainda técnicas de monitoramento de saúde estrutural, como a extensometria, o monitoramento por fibra óptica, a técnica de emissões acústicas e testes com transdutores ultrassônicos, aplicáveis principalmente às pás e as torres de aerogeradores (TCHAKOUA, WAMKEUE, *et al.*, 2014).

São diversos os trabalhos na literatura abordando este tema. (ANDRAWUS, WATSON, *et al.*, 2006) defenderam a adoção de atividades de manutenção baseada em condição em detrimento da manutenção preventiva baseada no tempo e da manutenção corretiva. Através de um estudo de caso, (WAGNER, PAGEL e STEINMETZ, 2017) explicaram como a abordagem preditiva de monitoramento de condição, aliando um software de análise com os dados produzidos em tempo real pelo SCADA do aerogerador, pode aumentar a produtividade e a disponibilidade de parques eólicos. Também a partir dos dados SCADA, (JIN, XU e QIAO, 2021) usam métodos de controle de processos para a detecção de anomalias e métodos estatísticos para analisar as distribuições e correlações entre diferentes características monitoradas pelo supervisor. Seus resultados mostram que a abordagem proposta possibilita o diagnóstico e reparo de alguns componentes antes da falha do sistema. Ainda a partir de dados do SCADA, (DAO, STASZEWSKI, *et al.*, 2018) apresentam e validam uma metodologia que é baseada na análise integrada dos dados colhidos pelo supervisor e que monitora as condições operacionais dos aerogeradores, além de detectar falhas ou condições anormais.

A pesquisa de Leite, Araújo e Rosas aborda a manutenção baseada em condição por meio de uma revisão específica das técnicas de prognóstico aplicadas para turbinas eólicas, ou seja, técnicas para determinar o momento ótimo de intervir no equipamento monitorado que já apresenta início de redução da confiabilidade. Em suas conclusões, os autores citam como benefícios da aplicação de técnicas eficientes o aumento da segurança e da confiabilidade das centrais eólicas, o aumento de disponibilidade e eficiência dos aerogeradores e a redução de custos de O&M, entre outros benefícios, mas afirmam que ainda é um campo relativamente recente para a indústria eólica e que requer aprofundamento (LEITE, ARAÚJO e ROSAS, 2018).

A MBC também é a abordagem defendida nos trabalhos de (BYON, 2013), (TIAN, JIN, *et al.*, 2011), (ANDRAWUS, 2008) e (WESTBERG e TJERNBERG, 2007), cada qual com um método diferente, mas todos concluindo que a MBC traz benefícios à gestão da manutenção de parques eólicos.

Apesar de todos os potenciais benefícios, a adoção da estratégia MBC traz seus desafios. A escolha de quais parâmetros serão monitorados é essencial, mas de difícil implantação; os sistemas SCADA geram um volume de dados muito grande, sendo que um primeiro passo em diversos dos trabalhos citados anteriormente é a filtragem cuidadosa das informações analisadas, com o uso de softwares adequados. Caso a filtragem não seja feita, o volume de dados irá requerer um sistema de monitoramento muito robusto e caro. A definição dos valores de referência também é crucial, sendo frequentemente adotadas análises estatísticas baseadas no desempenho histórico do aerogerador individual, e dos demais aerogeradores do mesmo parque.

Outro ponto a ser considerado é que o monitoramento de condição não é adequado a todos os subsistemas/componentes de um aerogerador, sendo necessário realizar análises de viabilidade técnica e econômico-financeira de implementação, especialmente caso a técnica de monitoramento seja adicionada a um componente já em operação, e não pensado no projeto e fabricação da turbina.

### 3.2.2 Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC)

A MCC é uma estratégia já conhecida e aplicada em diversas indústrias, inclusive na indústria eólica. (FISHER, BESNARD e BERTLING, 2012) aplicaram os conceitos da Manutenção Centrada em Confiabilidade a dois aerogeradores do mesmo fabricante, mas com potências nominais diferentes – 0,7 e 2 MW. Os equipamentos foco do estudo foram a caixa de engrenagens, o gerador, o sistema elétrico e o sistema hidráulico, considerados pelos autores como os mais críticos.

O estudo de Singh, Baglee e Michael afirma que a junção da MCC com o monitoramento on-line de componentes tem potencial de solucionar dificuldades existentes no mercado de O&M eólico. O componente específico abordado na pesquisa é a caixa de engrenagens, eles propõem a introdução do monitoramento on-line do óleo lubrificante com o objetivo de reduzir

indisponibilidades não programadas e aumentar a confiabilidade do equipamento analisado (SINGH, BAGLEE e MICHAEL, 2015).

Outro exemplo da aplicação de procedimentos da Manutenção Centrada em Confiabilidade a sistemas específicos de aerogeradores é a pesquisa desenvolvida por (CATELANI, CIANI, *et al.*, 2020). A abordagem proposta visa a otimização de estratégias de manutenção do sistema de yaw, juntando a MCC com o monitoramento de condição.

A análise de modos e efeitos de falha (FMEA) é uma metodologia de avaliação de risco que está inserida nos processos da MCC. Considerando especificamente o FMEA, também são encontrados trabalhos referentes à sua aplicação na indústria eólica.

Arabian-Hoseynabadi, Oraee e Tavner utilizam o FMEA como método de análise de confiabilidade na etapa de projeto, demonstrando a sua aplicabilidade em aerogeradores de 2 MW de potência nominal. Em seu estudo, o aerogerador foi dividido em subsistemas e a aplicação da análise de modos e efeitos de falhas apontou os subsistemas rotor, gerador e controle elétrico como os mais críticos, tendo como causa de falha mais frequentes a corrosão, a sobrecarga mecânica e a fadiga por vibração (ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010).

(PONTES, 2013) aplicou o método FMEA ao processo de montagem de aerogeradores. A metodologia foi testada com um estudo de caso do subsistema estator, onde foi observado que a abordagem, com a adoção de melhorias priorizando os modos de falha críticos, aumentou a performance dos aerogeradores e, conseqüentemente, a geração de energia.

O método de Análise de Modos e Efeitos de Falhas (FMEA) foi aplicado por (DAS, PANJA, *et al.*, 2011) em um aerogerador de 2 MW de potência nominal, com o objetivo de avaliar a confiabilidade dos subsistemas do aerogerador e ranqueá-los com a priorização adequada. Os autores observaram que a abordagem do FMEA é uma ferramenta útil para o projeto de aerogeradores mais confiáveis.

(TAZI, CHÂTELET e BOUZIDI, 2017) incluíram o impacto do custo na análise de modos e efeitos de falhas que aplicaram em uma turbina industrial genérica de 2-3 MW. Na abordagem adotada, a priorização do risco inclui as despesas esperadas com o reparo da falha, assim como a perda de geração no período de indisponibilidade. Aqui o FMEA também tem foco exclusivo na etapa de projeto.

A aplicação do FMEA na indústria eólica alcançou a tecnologia offshore. (SHAFIEE e DINMOHAMMADI, 2014) desenvolveram um método de avaliação de risco integrando as características tradicionais do método FMEA com aspectos econômicos e o aplicaram a turbinas



on e offshore. (SCHEU, TREMPs, *et al.*, 2019) utilizaram a análise crítica de modos e efeitos de falha (FMECA) em turbinas offshore, investigando cada modo de falha considerando a possibilidade de otimização do O&M via monitoramento de condição; foram identificados potenciais ganhos com o monitoramento de subestruturas, fundação, transformador, eixo e rolamento principais. Ainda em offshore, (LI, TEIXEIRA e SOARES, 2020) aplicaram uma análise de modos e efeitos de falhas (FMEA) incrementada, considerando não apenas o risco, mas também os custos associados à falha de componentes do aerogerador.

A proposta de (LI, DÍAZ e SOARES, 2021) para a análise de falhas de aerogeradores offshore também utiliza uma variação do FMEA como método, apresentando-o como uma abordagem com potencial de reduzir falhas catastróficas, ou o seu impacto. O trabalho de (KANG, SUN, *et al.*, 2017) aplica uma modificação do FMEA a aerogeradores offshore, com o objetivo de estudar a conexão entre os modos de falha e seus efeitos na probabilidade de falha da planta, sugerindo melhorias de design visando o aprimoramento da segurança e confiabilidade das turbinas. A pesquisa elaborada por (FERDINAND, MONTI e LABUSCH, 2018) ainda aplica o FMEA a parques eólicos offshore, mas com uma abordagem diferente. Eles utilizaram o método para otimizar o gerenciamento do estoque de peças reservas.

A revisão da literatura mostra que a Manutenção Centrada em Confiabilidade possui diversas aplicações. Quando bem aplicada, tende a direcionar o processo em questão à melhoria de desempenho, uma vez que identifica os pontos críticos e permite a ação direcionada nos problemas prioritários. Apesar dos potenciais benefícios da abordagem, não foram encontrados estudos que aplicassem a Manutenção Centrada em Confiabilidade, ou até mesmo a Análise de Modos e Efeitos de Falhas, em parques eólicos em fase de operação no Brasil.

### 3.3 O&M DE CENTRAIS EÓLICAS NO CONTEXTO BRASILEIRO

Em 2023 a energia eólica alcançou 13,1% da capacidade instalada do SIN (Sistema Integrado Nacional), com 24,5GW, e previsão de ultrapassar 31 GW em 2027 (ONS, 2023). Mesmo que a energia eólica já tenha relevância na matriz elétrica nacional, esta fonte ainda pode ser considerada nova para o Brasil e, seu mercado local, ainda incipiente. (TOSTA, 2014) apontou que a cadeia produtiva nacional seguia em processo de consolidação e amadurecimento. A pesquisa de (DIÓGENES, RODRIGUES, *et al.*, 2020) identificou 24

barreiras para o desenvolvimento do mercado de eólicas onshore no Brasil, citando obstáculos como baixo o desenvolvimento da indústria nacional, a falta de profissionais qualificados e a falta de infraestrutura, dentre outros, como dificultadores ainda existentes em 2020.

São frequentes as disparidades entre a energia estimada e a gerada, assim como situações de subestimação da garantia física quando da prospecção de empreendimentos; estes problemas podem ser atribuídos à variabilidade do recurso eólico, a erros de projeto ou à problemas operacionais (SARDINHA, MACHADO, *et al.*, 2016). Em especial na área de operação e manutenção de parques, onde a experiência é fator determinante, ainda há desafios a serem superados. No trabalho de (ROMIO e DIAS, 2016), é feita uma análise a partir de dados publicados pelo ONS no período de 2009 a 2016, mostrando que o fator de capacidade (FC) verificado raramente alcança o FC estimado em projeto, evidenciando um baixo desempenho dos parques eólicos brasileiros. Os autores atribuem a discrepância entre performance verificada e estimada a erros de projeto, em especial campanhas anemométricas inadequadas, e a equívocos na operação dos parques.

Já existem na literatura alguns trabalhos que abordam especificamente os problemas enfrentados pela indústria eólica brasileira, com foco no desempenho de O&M. (GONZÁLEZ, SANTOS e SOUZA, 2017) apresentam a ausência de conhecimento da tecnologia por parte dos investidores, a ineficiência na gestão da manutenção, a dificuldade em encontrar fornecedores de materiais e serviços especializados e a baixa capacitação técnica das empresas terceirizadas prestadoras do serviço de O&M, como as principais dificuldades que prejudicam o desempenho dos parques eólicos brasileiros. Ao realizarem entrevistas com 107 gestores de parques eólicos instalados no Brasil, (GONZÁLEZ, GABRIEL, *et al.*, 2018) observaram que na contratação de serviços de manutenção, a qualidade é o principal critério buscado, superando o preço do serviço em relevância para os gestores dos parques; ainda assim, são frequentes problemas com as prestadoras de O&M tais como tempo de duração das manutenções superior ao planejado, alteração de escopo durante a execução das atividades, uso de ferramental inadequado e a manifestação de novos defeitos relacionados, após a conclusão dos serviços. (GAYLORD, 2016) aponta a grande diversidade de modelo de turbinas, a rápida expansão do mercado e a dispersão geográfica do país como grandes desafios a serem superados por gestores, fabricantes de turbinas e fornecedores de serviços do mercado eólico brasileiro.

A remuneração de parques eólicos brasileiros está atrelada à energia efetivamente gerada (EEG). Utilizando como exemplo os empreendimentos contratados no âmbito do PROINFA, o faturamento é feito mensalmente de acordo com o valor da energia contratada anual e da energia

de referência, ambas definidas em contrato; caso sejam verificadas divergências entre o valor da EEG apurada durante o ano e o valor de energia contratada, a diferença será compensada nos pagamentos do ano subsequente e poderá inclusive haver revisão de contrato, com ajuste dos valores de energia de referência e contratada (PROINFA, 2004)<sup>1</sup>. Ou seja, caso haja queda na EEG de um ano para outro, a receita do empreendimento sofrerá alteração para menos, assim como aumento de EEG acarretará aumento de receita no próximo período de faturamento.

Já para os leilões de energia, onde há contratação de energia no ambiente regulado e para a formação de lastro de reserva, é definido pela Lei nº 10.848/2004 que os contratos podem ser feitos nas modalidades quantidade, onde o agente vendedor se compromete com o fornecimento de uma quantidade predeterminada de energia, e disponibilidade, onde o agente se compromete a manter disponível uma capacidade predeterminada de geração (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - CASA CIVIL, 2004).

Ao contrário do que acontece para as usinas hidráulicas despachadas centralizadamente pelo ONS, ainda não existe resolução ou normativa brasileira que defina metodologias para o acompanhamento sistemático e periódico do desempenho de parques eólicos. Até o momento, o desempenho de parques eólicos brasileiros tem sido monitorado por campanhas isoladas conduzidas pela Superintendência de Fiscalização da Geração (SFG/ANEEL) (MANFROI, BAENA e SOUZA, 2018). Em 2018, com o objetivo de identificar parques com O&M ineficiente, a SFG adotou uma metodologia que utiliza os dados cadastrais de sistemas da ANEEL, os valores de energia gerada registrados na CCEE e dados de velocidade do vento para calcular os seguintes indicadores:

- a) Fator de capacidade efetivo, calculado pela divisão entre a energia efetivamente gerada (EEG) média mensal no período de avaliação pela potência instalada;
- b) Déficit ou superávit de EEG, que é calculado pela subtração da EEG no período avaliado pela garantia física (GF<sup>2</sup>), dividida por esta; e
- c) Índice relativo de disponibilidade de recurso eólico, calculado a partir de dados de velocidade do vento, tendo como objetivo não penalizar injustamente empreendimentos onde o baixo desempenho é devido ao fator eólico.

---

<sup>1</sup> Este é o modelo de contrato atualmente disponibilizado na página do PROINFA no site da Eletrobras, sendo datado de 2004 (<https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>, visitado em 14 de Julho de 2023).

<sup>2</sup> Definida como “a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido” (EPE, 2021). O cálculo da GF é pela Portaria nº101 do Ministério de Minas e Energia, de 22 de Março de 2016 (MME, 2016).

Logo, para maximizar a receita do empreendimento e minimizar riscos regulatórios, cabe ao empreendedor garantir a máxima disponibilidade possível para que os aerogeradores possam gerar o máximo de energia que o recurso eólico permitir, e isso passa por uma gestão de O&M eficiente. A formulação de uma estratégia de manutenção é um processo complexo e em constante desenvolvimento; deve ser baseado nos objetivos, práticas e políticas da organização, envolvendo aspectos de controle, planejamento, avaliação de performance, treinamento de pessoal, sistemas de informática, contratos etc. (VELMURUGAN e DHINGRA, 2014)

Uma parte essencial de uma estratégia de manutenção é a definição da abordagem principal; alguns exemplos são a Manutenção Baseada em Condição e a Manutenção Centrada em Confiabilidade, cada uma com suas vantagens e desvantagens nas suas aplicações. Na literatura sobre melhores práticas para a energia eólica, a MCC em conjunto com o monitoramento de condição é defendida frequentemente como a melhor alternativa, mas também é interessante a integração de abordagens dos métodos preventivos baseados em tempo. Cabe sempre ressaltar que, apesar da busca pela minimização de falhas é impossível eliminar todas, logo a manutenção corretiva sempre está presente e deve ser considerada na estratégia de manutenção.

A otimização do O&M é um processo de melhoria contínua que enfrenta desafios na indústria eólica assim como qualquer outra indústria. É necessário buscar sempre o aumento da confiabilidade do sistema, com a identificação dos equipamentos críticos e caracterização e tratamento de seus modos de falha, a redução dos gastos, com o aprimoramento dos planos logísticos, identificação de oportunidades de redundância (alteração de projeto), aumento da qualificação do corpo técnico, aumento de manutenibilidade e da implementação do monitoramento de condição (SANDIA NATIONAL LABORATORIES, 2006).

Não há dúvidas que o mercado eólico brasileiro teve um crescimento considerável nos últimos anos, incluindo na área de operação e manutenção de aerogeradores. Isso pode ser observado no aumento do fator de capacidade médio do país, que foi de 0,46 entre 2009 e 2011, para 0,51 entre 2017 e 2019, e na redução do LCOE, que foi de US\$ 0,096/kWh em 2009 para US\$ 0,035/kWh em 2019 (CATARINA, 2022). No entanto, este ainda é um mercado em desenvolvimento com barreiras a superar para continuar a crescer. O subdesenvolvimento da indústria nacional, ainda dependente da importação de diversos componentes, da disponibilidade insuficiente de pessoal qualificado e de prestadores de serviços de manutenção especializados são exemplos de barreiras ainda existentes no mercado brasileiro (DIÓGENES,

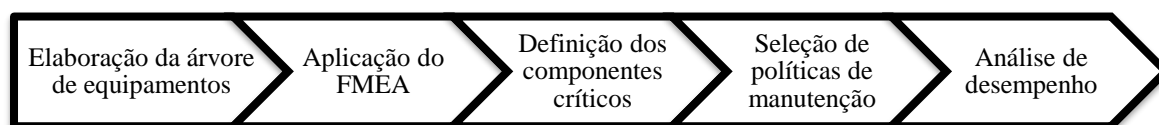
RODRIGUES, *et al.*, 2020) que prejudicam o desempenho do O&M de centrais eólicas, aumentando custos e tempo de indisponibilidade de aerogeradores.

## 4 METODOLOGIA

A metodologia aqui proposta é baseada na dissertação de mestrado de Carazas (CARAZAS, 2006) para turbinas a gás empregadas em usinas termelétricas, adaptando-a para turbinas eólicas e a realidade deste tipo de geração. O método de análise é fundamentado nos conceitos de Manutenção Centrada em Confiabilidade. O objetivo é a melhoria de desempenho pela adoção da estratégia de manutenção com melhor custo-benefício. Esse objetivo é alcançado pela determinação dos componentes críticos do aerogerador através da identificação dos modos de falha e de suas consequências, com posterior escolha da estratégia de manutenção adequada.

As etapas para aplicação do método são descritas de forma simplificada no fluxograma da Figura 5:

Figura 5 - Metodologia de análise de desempenho para turbinas eólicas.



Fonte: Adaptado de (CARAZAS, 2006).

Para determinação dos componentes críticos, é utilizada a Análise de Modos e Efeitos de Falha (*Failure Modes and Effect Analysis* – FMEA). Em se tratando de centrais geradoras, um componente crítico é aquele cuja falha leva à interrupção da geração ou à riscos de segurança. Para aumento da confiabilidade e, conseqüentemente, da disponibilidade, deve-se aliar ao FMEA a seleção de estratégias de manutenção que visem minimizar falhas de componentes críticos.

Ao contrário de turbinas a gás, turbinas eólicas não possuem estoque de combustível, ou seja, maximizar a disponibilidade não necessariamente levará a maximizar geração, sendo importante considerar as características de vento na região na programação das intervenções de manutenção preventiva e preditiva.

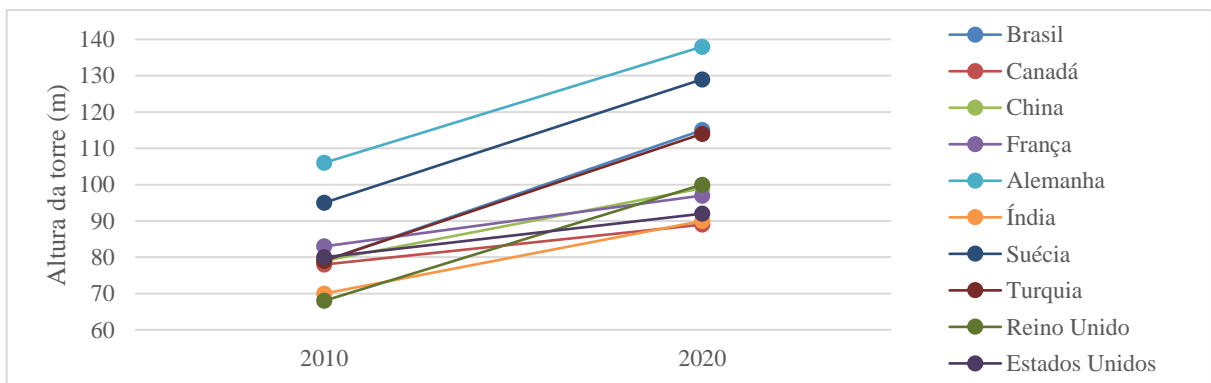
Outro diferencial da tecnologia eólica a ser considerado é a influência que as condições climáticas possuem na execução de manutenções, corretivas e preventivas. Um exemplo é a atividade de reparo de danos nas pás; é uma atividade em que a equipe técnica acessa o ponto

de reparo por rapel, sendo inviabilizada nos casos de alta velocidade de vento, chuva ou umidade elevada (para as atividades cosméticas que envolvem pintura). Todas essas restrições e particularidades devem ser observadas e consideradas no planejamento das atividades de manutenção.

#### 4.1 ÁRVORE DE EQUIPAMENTOS

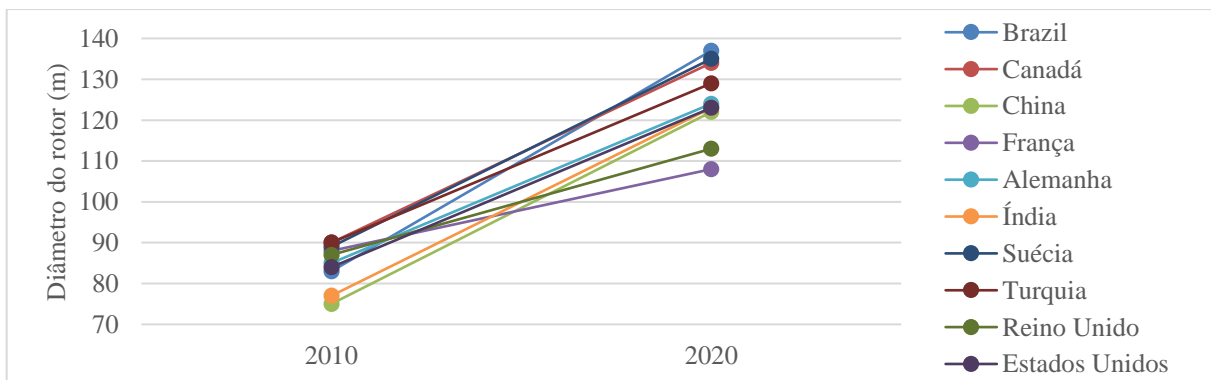
Os aerogeradores de rotor de eixo horizontal com três pás são o modelo mais conhecido e utilizado na geração de energia elétrica de forma comercial. Nesta tecnologia, dentre as principais diferenças entre projetos tem-se a altura da torre e o diâmetro do rotor. Com o desenvolvimento da indústria eólica nas últimas décadas, esses equipamentos evoluíram consideravelmente em tamanho, como pode ser observado na Figura 6 e na Figura 7.

Figura 6 - Altura média da torre em 2010 e 2020 nos maiores mercados eólicos do mundo.



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2022).

Figura 7 - Diâmetro médio do rotor em 2010 e 2020 nos maiores mercados eólicos do mundo.



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2022).

O tamanho dos aerogeradores e sua potência nominal aumentam proporcionalmente. A potência nominal dos aerogeradores evoluiu substancialmente nas últimas décadas, saindo de cerca de 50 kW quando do início do seu desenvolvimento na década de 1980, para uma média atual de 3 a 4 MW em projetos onshore e 8 a 12 MW em projetos offshore (IRENA, 2023).

Aerogeradores podem ser classificados quanto ao tipo de conexão:

- a) Off grid, sistemas isolados sem conexão ao sistema interligado, geralmente compostos por uma turbina de pequeno ou médio porte;
- b) On grid: são conectados a redes de distribuição ou transmissão.

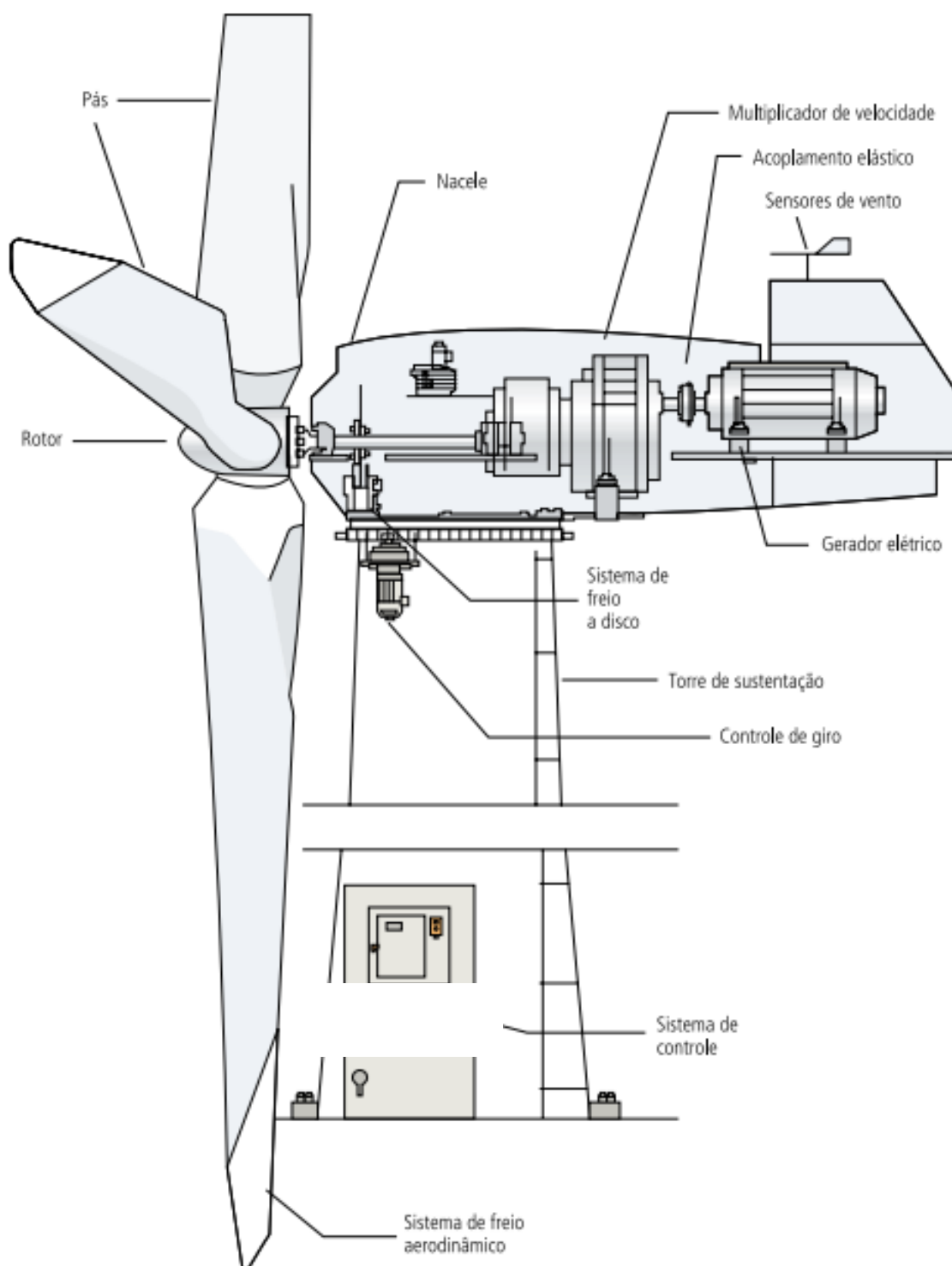
O foco da pesquisa são aerogeradores utilizados na geração comercial de energia, então as discussões são pertinentes a turbinas de grande porte, com eixo horizontal, três pás e on grid. As centrais eólicas costumam ser compostas pelos seguintes sistemas principais:

- a) Aerogeradores;
- b) Rede de média tensão – interligação entre os aerogeradores e a subestação elevadora;
- c) Subestação elevadora.

Todos esses sistemas são essenciais ao funcionamento da central eólica. O objeto desta dissertação são os aerogeradores e os demais sistemas principais de um parque eólico não serão abordados. Os principais sistemas de um aerogerador moderno são: rotor, sistema de transmissão mecânico, nacelle, sistema de controle da turbina e torre. Um desenho esquemático é apresentado na Figura 8.



Figura 8 - Desenho esquemático de uma turbina eólica.



Fonte: (ANEEL, 2005)

O rotor é composto pelas pás, pelo hub e pelo mecanismo de controle das pás, chamado de sistema pitch. As pás capturam a energia do vento que passa por sua superfície e a transmitem ao hub na forma de energia mecânica. O cubo ou hub é a peça central ao redor do qual as pás rotacionam no eixo horizontal e que conecta o rotor ao sistema de transmissão mecânica.

(NIKITAS, BHATTACHARYA, *et al.*, 2019). Além da rotação do rotor como um todo, é comum que aerogeradores possuam o sistema de pitch, também chamado de mecanismo de controle de passo. Esse sistema permite a cada pá o movimento de rotação sob seu próprio eixo, proporcionando o controle da potência e da velocidade de giro do rotor (FADIGAS, 2011).

O sistema de transmissão mecânico é composto por todos os componentes rotativos do aerogerador, com exceção do rotor, sendo eles: eixos de baixa e alta rotação; caixa multiplicadora de velocidade; acoplamentos; sistema de freio mecânico; e gerador elétrico. A energia capturada pelas pás é transmitida como energia mecânica para o eixo de baixa rotação. Este é acoplado à caixa de engrenagens que irá transformar a velocidade de rotação, aumentando seu valor, e transmiti-la ao eixo de alta rotação; este é o eixo do gerador e é na alta rotação que a energia mecânica será transformada em energia elétrica (NIKITAS, BHATTACHARYA, *et al.*, 2019). Para aerogeradores do tipo direct drive, ou seja, com transmissão direta, o sistema de transmissão mecânico é reduzido a um único eixo, ao sistema de freio mecânico e ao gerador.

A nacelle abriga todos os componentes do sistema de transmissão mecânico, assim como o sistema de yaw, que tem a função de rotacionar a nacelle para que a mesma acompanha a mudança de direção dos ventos. Isso permite seu alinhamento com a direção do vento e, com isso, a otimização da performance do aerogerador.

O sistema de controle da turbina tem como principais objetivos maximizar a eficiência e transferir energia elétrica para a rede dentro dos padrões regulatórios. A maximização da geração é alcançada por meio de controladores que ajustam a geração de acordo com a velocidade do vento. Tais controladores possuem inclusive a função de proteção, promovendo o desligamento da turbina caso a velocidade do vento supere as características de projeto. Além disso, monitora as condições operacionais e promove ajustes automáticos visando eficiência e segurança operacionais.

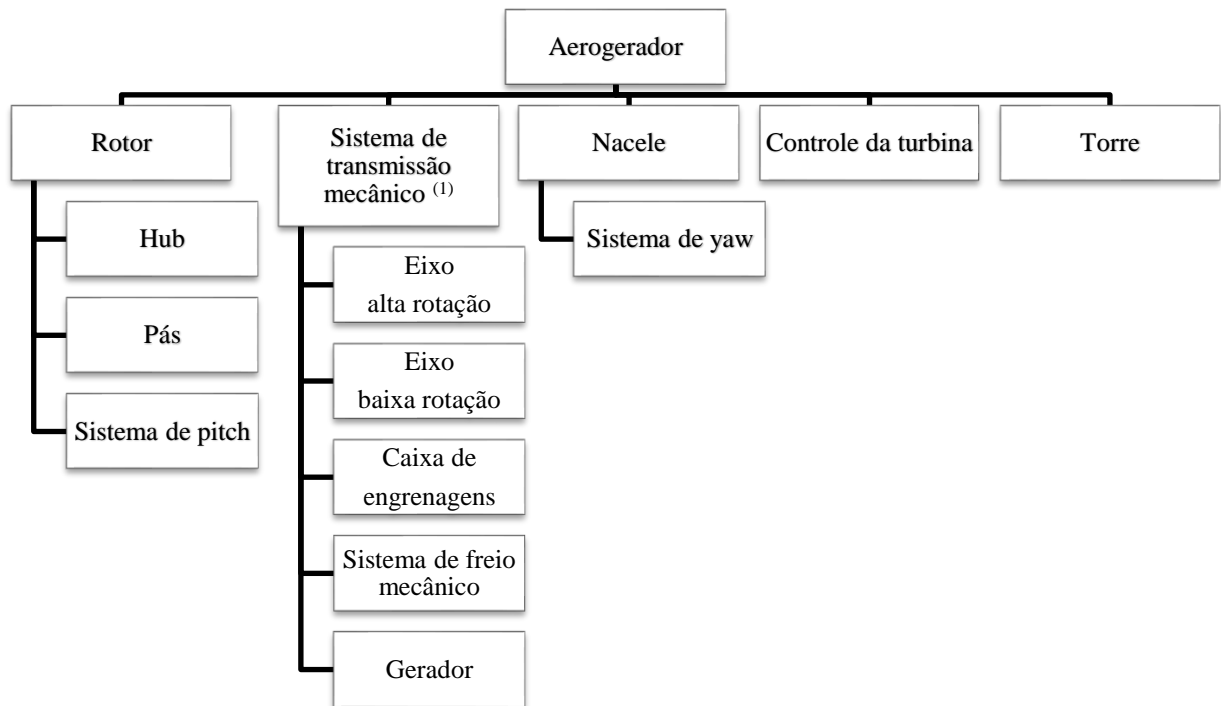
Para aplicação da metodologia baseada em MCC, a árvore de equipamentos deve ser estruturada de modo a possibilitar fácil entendimento e incluir todos os níveis de sistemas, subsistemas e componentes necessários à análise. Essa etapa é muito importante pois guiará todo o processo de análise dos modos e efeitos das falhas e de escolha das estratégias de manutenção.

Na elaboração da árvore, cabe ao responsável pela análise definir se o detalhamento chega no nível de conjuntos e sistemas ou se alcança o detalhamento dos componentes em si. Por exemplo, o sistema de controle pode possuir um subsistema de conversão CA-CC-CA; pode-se

parar a árvore no subsistema de conversão, ir para o nível do retificador e do inversor, ou até mesmo dos componentes que compõem tais equipamentos. Na escolha o responsável pela análise deve considerar as especificidades do equipamento, o motivo da elaboração da árvore, além da própria experiência profissional.

Uma árvore de equipamentos com os sistemas e subsistemas principais de um aerogerador é apresentada na Figura 9.

Figura 9 - Árvore de equipamentos básica para aerogeradores.



Fonte: Adaptado de (FADIGAS, 2011).

(1) Aerogeradores tipo eixo direto ou *direct drive* possuem um eixo (velocidade única de rotação) e não possuem caixa de engrenagens.

#### 4.2 ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA (FMEA)

Elaborada a árvore de equipamentos, devem ser determinados os componentes críticos através da aplicação da análise FMEA. A análise de modos e efeitos de falhas (FMEA, sigla do inglês Failure Modes and Effects Analysis,) é uma metodologia de avaliação de risco cujo

objetivo é identificar potenciais falhas de um produto, sistema ou processo (WHITE, 2022). Para tal, deve-se estar bem definida a função do componente.

Para cada equipamento, são identificados os modos de falha e eventos com potencial de gerar risco ou situações de risco. Conhecendo os modos de falha, deve-se buscar entender seus efeitos e suas causas. Levantadas essas informações, o próximo passo é a eliminação do modo de falha; quando isso não é possível, deve-se adotar medidas para reduzir seus efeitos e consequências; no caso específico, a medida adotada é a escolha da estratégia de manutenção adequada, visando reduzir as indisponibilidades do aerogerador (WHITE, 2022).

Não existe um padrão de layout para os formulários FMEA, sendo que cada analisador adota o que é adequado à sua realidade/necessidade. Aqui, será usado o formulário apresentado na Tabela 1. São oito campos, além do cabeçalho, que devem ser preenchidos da seguinte forma (SAKURADA, 2001):

- a) Função: descrição breve e precisa do propósito ou objetivo do componente;
- b) Modo de falha potencial: falhas específicas com potencial para provocar perda de função do sistema. Cada função pode possuir mais de um modo de falha potencial;
- c) Causa(s) e mecanismo(s) potencial(is) de falha: causa geradora do modo de falha, podendo estar no equipamento, nos componentes vizinhos ou no ambiente;
- d) Efeito(s) potencial(is) da falha: consequências da ocorrência da falha potencial, devendo ser registrada para cada modo de falha identificado;
- e) Severidade: efeito que a ocorrência do modo de falha potencial tem sobre o sistema;
- f) Ocorrência: número estimado das falhas que podem vir a ocorrer, sendo baseado na causa ou no modo de falha;
- g) Detecção: capacidade que o sistema de controle tem de detectar a causa ou o potencial modo de falha antes que a falha ocorra efetivamente.

Tabela 1 - Modelo de formulário de análise FMEA.

Componente:			Página: ___ de ___				
Sistema:			Data inicial:				
Responsável:			Revisão nº				
Participantes:			Data de revisão: ___ / ___ / ____				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR

Fonte: Adaptado de (SAKURADA, 2001).

h) NPR – Número de Prioridade do Risco: índice calculado pelo produto dos índices de severidade, ocorrência e detecção, sendo um parâmetro para definir a prioridade das falhas assim como definir os componentes críticos.

Severidade, ocorrência e detecção são índices utilizados para o cálculo do NPR. Há variações na literatura quanto aos critérios para classificação desses índices, sendo observadas adequações para as especificidades da indústria/processo que irá utilizá-los. Tabelas de classificação dos índices severidade, ocorrência e detecção são apresentadas na Tabela 2, na Tabela 3 e na Tabela 4. Essas tabelas foram adaptadas das apresentadas no estudo de Arabian-Hoseynabadi, Oraee e Tavner (ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010), que elaboraram um FMEA para turbinas eólicas em 2010.

Tabela 2 - Classificação do índice severidade para análise FMEA

<b>Classificação</b>	<b>Efeito</b>	<b>Critério</b>
1	Nenhum	Nenhum efeito sobre o processo.
2	Mínimo	Falha de componente sem impacto na capacidade de geração, demanda reparo
3	Moderado	Falha de componente com perda parcial da capacidade de geração de energia, demanda reparo.
4	Crítico	Falha de equipamento crítico com perda da capacidade de geração
5	Catastrófico	Falha crítica com danos graves à estrutura ou aos grandes componentes* do aerogerador

Fonte: Adaptado de (ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010).

\* Entende-se como grandes componentes aqueles que necessitam de guindaste para a sua substituição, sendo eles: nacelle, pás, hub, caixa de engrenagens, gerador, eixo e rolamentos principais.

Tabela 3 - Classificação do índice ocorrência para análise FMEA

<b>Classificação</b>	<b>Probabilidade de falha</b>	<b>Critérios</b>
1	Improvável	Não se espera falha ou é eliminada por controle preventivo
2	Remota	Falha quase não observável
3	Moderada	Falhas frequentes
4	Alta	Falha é provável
5	Muito alta	Falha praticamente certa

Fonte: Adaptado de (ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010).

Tabela 4 - Classificação do índice detecção para análise FMEA

Classificação	Probabilidade de detecção	Crítérios
1	Praticamente certa	Controles existentes detectam a falha quase sempre.
2	Alta	Grandes chances de detecção.
3	Moderada	Média chance de detecção.
4	Muito baixa	Chance muito baixa de detecção.
5	Praticamente impossível	Não existem controles para detectar a falha.

Fonte: Adaptado de (ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010).

Com o FMEA, as consequências das potenciais falhas são analisadas e o risco quantificado, o que permite listar e priorizar, de forma objetiva, os equipamentos por ordem de criticidade. Ou seja, os componentes críticos para o sistema de geração, aqueles cuja falha pode levar a indisponibilidade da turbina ou até mesmo a danos graves, serão conhecidos e tratados de acordo com a priorização obtida.

#### 4.3 PROCESSO DE DEFINIÇÃO DA ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO

Com o conhecimento dos componentes críticos e de seus modos de falha, o próximo passo é a escolha da estratégia de manutenção. Tendo como base a MCC, as alternativas são manutenção preventiva, preditiva, corretiva e proativa, visando redução de custos e aumento de confiabilidade e segurança.

Nesse contexto, a manutenção corretiva pode ser chamada também de reativa, se caracterizando pela estratégia de realizar a troca ou reparo do equipamento após a falha, ou seja, não são realizadas ações programadas. Modos de falha com probabilidade de ocorrência remota ou com impacto irrelevante levam a escolha da manutenção corretiva como estratégia de manutenção. Outro exemplo são equipamentos cuja ocorrência da falha é aleatória, ou seja, não está ligada ao seu tempo de uso; caso sejam equipamentos críticos, é importante que a estratégia de gestão de risco esteja traçada, com a equipe treinada e com o estoque provido do necessário para o rápido retorno à condição desejada.

Equipamentos cuja confiabilidade reduz com o decorrer da sua vida útil permitem a adoção de estratégias de manutenção com programação periódica ou baseada em condição. A escolha da estratégia vai depender do custo-benefício da tecnologia disponível para monitorar o modo de falha.

Manutenções preventivas com programação em intervalos de tempo pré-estabelecido, como lubrificação, limpeza e calibração, constituem uma importante estratégia de manutenção e tem o potencial de estender a vida útil do componente/sistema. No entanto, se a definição do intervalo entre intervenções não for feita de forma apropriada, pode elevar os custos com O&M e as perdas de geração em paradas programadas. Este tipo de manutenção é adequado para equipamentos que possuem vida útil e taxa de falha conhecidos, sendo que o indicador MTBF é um bom guia para definição e ajuste da periodicidade das intervenções.

Para otimizar o processo de manutenção, programando as paradas para o momento em que a intervenção realmente é necessária para prevenir a falha do componente, tem-se a manutenção preditiva. O monitoramento de condição permite acompanhar a degradação de um componente ou sistema no decorrer de sua vida útil, identificando qual o melhor momento para efetuar o reparo e evitar a falha, no entanto, não é possível adotar estratégias de manutenção preditiva para monitorar todas as potenciais falhas. A escolha por aplicar ou não esta estratégia deve considerar os seguintes pontos: a causa da falha potencial permite monitoramento? os gastos com o monitoramento compensam os ganhos com a manutenção?

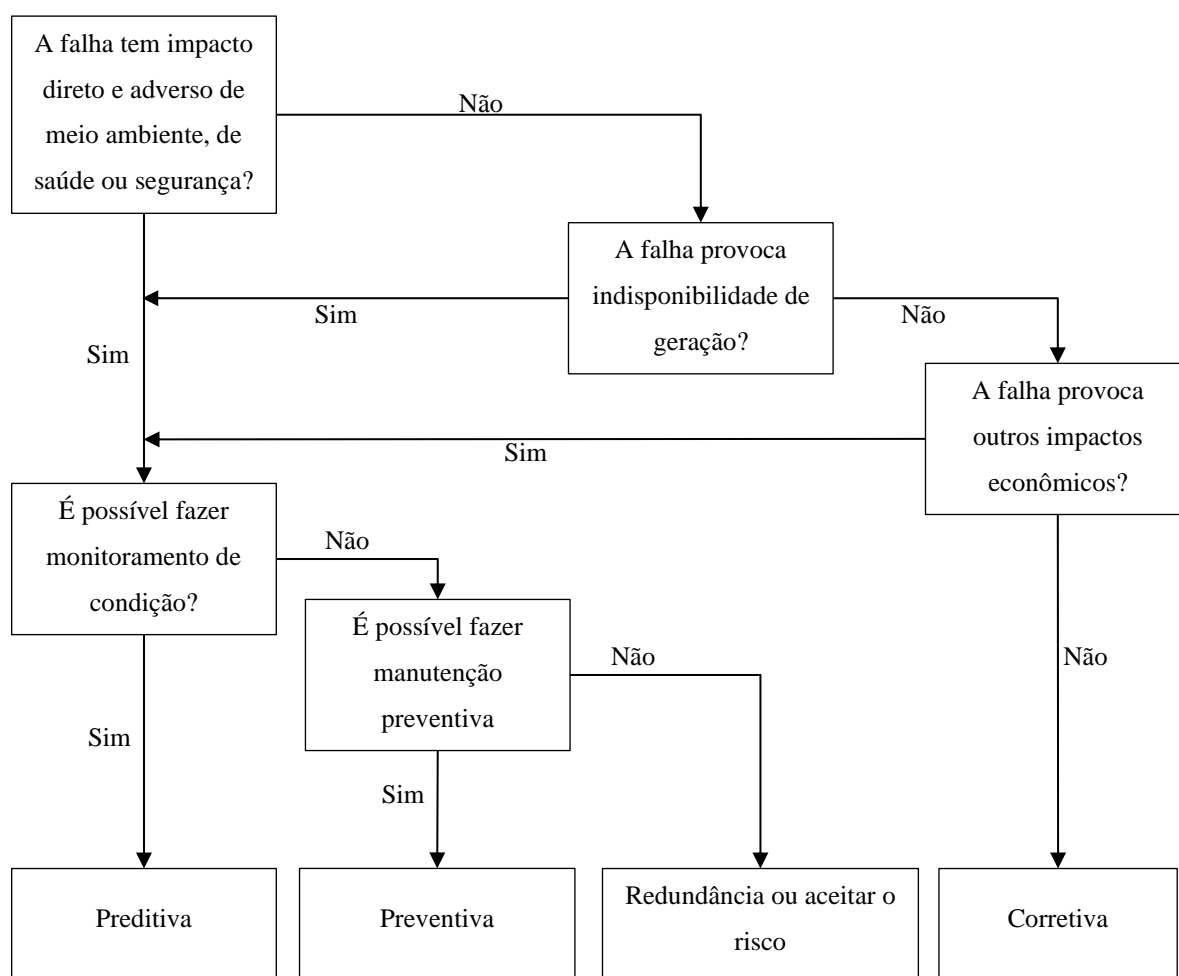
A parte proativa da manutenção está na melhoria contínua do processo. Análise de performance, reforma ou alteração de projeto, ajustes em procedimentos, otimização de técnicas e tecnologias e realização de análise de falha estão entre as atividades que podem ser desempenhadas de forma proativa para que o processo de manutenção esteja sempre adequado à realidade da instalação e desempenhando com o melhor custo-benefício possível.

A Figura 10 apresenta uma árvore de decisão simples que descreve o fluxo para escolha da estratégia de manutenção adequada aos impactos causados por uma falha potencial.

É importante lembrar que em centrais eólicas os equipamentos estão expostos a condições críticas, como cargas mecânicas variáveis e exposição a efeitos ambientais (ex. alta salinidade e umidade), o que faz com que a ocorrência de alguma falha sistêmica seja inevitável, por mais que sejam aplicados esforços em melhorar a confiabilidade do equipamento. Adicionando a isso o alto custo dos equipamentos e as dificuldades ainda existentes de logística, uma manutenção proativa com melhoria e adequação contínuas do processo é especialmente importante (CEVASCO, KOUJOURA e KOLIOS, 2021).



Figura 10 - Árvore de decisão.



Fonte: Adaptado de (NASA, 2008)

As falhas de grandes componentes, como pás, caixa de engrenagens e gerador, estão entre os principais custos de O&M de centrais eólicas (POULIEZOS, 2012). Os gastos envolvem o reparo em si – locação de guindaste, contratação de mão de obra especializada para montagem e desmontagem da turbina, reposição do equipamento sinistrado, equipe qualificada para comissionamento após sinistro – além da perda de geração com o período de indisponibilidade causado pela falha. Para esses equipamentos, é interessante a detecção precoce da degradação do equipamento.

Retornando ao reparo de pás como um exemplo: para o componente pá, uma potencial causa de falha é a fadiga do material causada pela carga e condições do ambiente onde está instalada. Para esse componente, estão em estudo técnicas de monitoramento para controle de qualidade, que podem ser instaladas durante a fabricação ou em equipamentos já em funcionamento, mas a abordagem ainda é considerada inviável do ponto de vista de custo-benefício (WYMORE, VAN DAM, *et al.*, 2015). A estratégia mais usual é a realização de

inspeções preventivas, com um cronograma pré-definido. Tais inspeções podem ser realizadas do solo com uso de câmera fotográfica, inspeção in-loco com o técnico acessando via rapel, ou pelo uso de drones. As inspeções fazem um levantamento dos danos existentes nas pás e sua criticidade, permitindo aos responsáveis uma análise adequada quanto à estratégia a ser empregada: acompanhamento da evolução, programação de recuperação, ou parada em emergência para recuperação imediata.

#### 4.4 ANÁLISE DE DESEMPENHO

Para que uma metodologia de análise do desempenho da manutenção seja eficiente, os indicadores escolhidos devem ser capazes de avaliar a contribuição da manutenção aos objetivos estratégicos do negócio (PARIDA e KUMAR, 2006), além de permitir a identificação de oportunidades e ameaças da estratégia de manutenção adotada e o estabelecimento de referências objetivas para a melhoria contínua do processo (KUMAR, GALAR, *et al.*, 2013).

Existe na literatura uma grande multiplicidade de indicadores de performance específicos para avaliar o desempenho da manutenção. Até o momento não há um modelo de análise consolidado, apesar de diferentes referências propostas na literatura sobre o tema.

O pacote de normas IEC-61400 estabelece modelos e referências para a indústria eólica. É composto por 27 normas, cada uma trata de um tema específico, por exemplo a IEC-61400-1 trata de requisitos de projeto de aerogeradores de forma geral, a IEC-61400-4 de requisitos de projeto de caixas de engrenagens e a IEC-61400-5 trata exclusivamente de pás. A norma IEC-61400-26-1 foi publicada em 2019 e tem por objetivo propor modelos para o cálculo da disponibilidade de aerogeradores, podendo ser adaptado à realidade de cada central eólica e ser aplicado a qualquer quantidade de turbinas (ANSI Webstore, 2023). Até o momento da publicação desta defesa, não havia um equivalente na normatização brasileira para a IEC-61400-26-1, apenas a IEC 61400-1 e a IEC-61400-12-1 possuem equivalentes vigentes no catálogo da ABNT, a ABNT NBR IEC 61400-1:2023 e a ABNT NBR IEC 62400-12-1:2012 (ABNT Catálogo, 2023).

O trabalho de (BRILHANTE, REIS e SOUZA, 2019) é baseado nas normas IEC-61400-26-1 e ABNT NBR 5462 e propõe uma metodologia de análise de desempenho de parques eólicos com um total de 11 indicadores, dos quais 7 são operacionais e 4 são de manutenção.

Os indicadores classificados como de manutenção são o tempo médio de reparo (MTTR), o tempo médio entre falhas (MTBF), o tempo médio para a falha MTTF e a taxa de falha (TDF).

(GONZALEZ, NANOS, *et al.*, 2017) realizaram uma ampla revisão da literatura e propuseram um sistema de avaliação direcionado à auxiliar agentes na gestão de O&M de seus parques eólicos, composto por um total de 16 indicadores de desempenho divididos nas áreas ‘Performance’, ‘Confiabilidade’, ‘Manutenção’ e ‘Gestão Financeira’. Os indicadores de confiabilidade propostos são o tempo médio entre falhas, tempo médio de reparo, tempo médio para a falha, taxa de falha e taxa de reparo. Já os indicadores de manutenção são: número de intervenções por aerogerador; percentual de manutenção corretiva; percentual de atividades realizadas dentro do planejado; e indicadores com viés financeiro, como realização de horas extra, custos de mão de obra e custo total da manutenção;

Como um exemplo prático do mercado, a empresa CPFL Renováveis adotou na gestão de seu processo de manutenção os seguintes indicadores de performance: disponibilidade, energia produzida, fator de capacidade, tempo médio entre falhas (MTBF, do inglês Mean Time Between Failures), tempo médio de reparo (MTTR, do inglês Mean Time To Repair) e top 5 falhas em tempo de indisponibilidade e em número de ocorrências (MARTIN, 2014).

De acordo com a norma ABNT ISO 9001, a avaliação de desempenho de um sistema ou processo envolve as seguintes quatro etapas (ABNT, 2015):

- a) Determinar o escopo a ser monitorado ou medido;
- b) Definir a metodologia de monitoramento ou de medição;
- c) Estipular quando o monitoramento ou medição devem ocorrer;
- d) Estipular quando os resultados dos monitoramentos e das medições serão avaliados.

No contexto em questão, o escopo a ser monitorado ou medido é o processo de manutenção de parques eólicos. A metodologia de monitoramento ou medição é o cálculo de indicadores de desempenho a partir dos registros de falhas realizados pela equipe de manutenção. Sobre quando o monitoramento e a avaliação devem ser realizados, as opções são diversas e variam de acordo com a estratégia do gestor. Algumas opções comuns são: avaliações trimestrais ou semestrais, com o monitoramento ou medição mensais; avaliações anuais, com monitoramento ou medição mensais ou anuais.

Os subtópicos abaixo apresentam uma seleção de indicadores de desempenho escolhidos pela correlação entre as referências apresentadas. Apesar de ser importante que operadores e agentes responsáveis por parques eólicos acompanhem indicadores operacionais, indicadores de segurança e indicadores de desempenho financeiro, estes não serão apresentados por não estarem relacionados com o objetivo da pesquisa.

#### 4.4.1 Número de intervenções

São consideradas como intervenções as atividades planejadas e não planejadas, de reparo, reforma, substituição, inspeção e todas as operações da mesma natureza, que fazem parte das atividades necessárias à manutenção do bom desempenho dos equipamentos.

O indicador de manutenção “número de intervenções” simplesmente quantifica as atividades realizadas pela equipe de manutenção para manter os equipamentos em condição de operação, sejam elas corretivas, preventivas ou preditivas. O monitoramento do número de intervenções pode incluir sua estratificação em categorias, tais como planejadas e não planejadas, com ou sem parada de máquina, por tipo de manutenção e por equipamento.

Este indicador é altamente versátil e uma de suas grandes vantagens é a sua simplicidade, o que facilita seu entendimento e a visualização de sua evolução temporal. Seu uso é importante pois é necessário quantificar as intervenções, até mesmo para o cálculo de outros indicadores, como o MTBF e o MTTR.

#### 4.4.2 Tempo médio de reparo (MTTR)

O MTTR, do inglês Mean Time To Repair, é um indicador de confiabilidade que expressa o tempo médio gasto para retornar com um equipamento ao seu estado operacional após a ocorrência de uma falha. Inclui todo o tempo gasto desde a ocorrência da falha até o retorno à operação, o que inclui notificação, diagnóstico e tempo gasto no reparo em si. Seu cálculo é realizado pela divisão entre o tempo total de indisponibilidade após a falha e o número total de falhas, conforme equação (1).

$$MTTR = \frac{\sum \text{Tempo de indisponibilidade}}{n^{\circ} \text{ de falhas}} \quad (1)$$

Para este indicador, busca-se o menor valor possível: menor tempo gasto em reparo significa eficiência do processo e menor tempo de indisponibilidade, ou seja, maior disponibilidade operacional.

#### 4.4.3 Tempo médio entre falhas (MTBF)

O MTBF, do inglês Mean Time Between Failures, é um indicador de confiabilidade que expressa a relação entre a quantidade total de horas em operação e a quantidade de falhas de um equipamento, sendo considerado um indicador de confiabilidade. Para o cálculo deste indicador, é considerado o tempo de disponibilidade operacional entre falhas, desconsiderando o tempo de parada para manutenções preventivas ou desligamentos por causas externas (por exemplo, falha do sistema de transmissão), sendo calculado conforme equação (2).

$$MTBF = \frac{\sum \text{Disponibilidade entre falhas}}{n^{\circ} \text{ de falhas}} \quad (2)$$

Para este indicador, busca-se o maior valor possível: maior tempo entre falhas indica que os equipamentos possuem alta confiabilidade e configura menor tempo de indisponibilidade, ou seja, maior disponibilidade operacional.

A quantidade de falhas de componentes e subcomponentes de aerogeradores tende a reduzir com a realização de manutenções preventivas. Diminuir a quantidade de falhas, o que reflete em aumento do indicador MTBF, é interessante pois afeta significativamente o fator de capacidade e a disponibilidade do aerogerador (GALANI, 2014).

#### 4.4.4 Disponibilidade

A disponibilidade é definida na NBR 5462 como:

Capacidade de um item estar em condições de executar uma certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados (ABNT, 1994, p. 2).

A disponibilidade é um indicador de performance que pode ser calculado de diversas maneiras. Por exemplo, o Submódulo 25.8 dos Procedimentos de Rede do ONS estabelece fórmulas diferentes para o cálculo da disponibilidade de unidades geradoras e de linhas de transmissão, com a primeira incluindo a potência instalada de cada máquina e a segunda incluindo a distância da LT na ponderação do cálculo (ONS, 2010).

Um método frequentemente utilizado para o cálculo da disponibilidade de aerogeradores é a divisão do número de horas em operação, pelo período de análise. Para o período de um ano, a disponibilidade seria expressa como na equação (3).

$$\text{Disponibilidade} = \frac{\text{Tempo em operação no ano}}{8760} \quad (3)$$

Ao utilizar esta fórmula deve-se considerar que o ‘Tempo em operação no ano’ inclui no cálculo da disponibilidade tempos de indisponibilidade por motivos alheios à gestão da manutenção. Para a indústria eólica, um exemplo é o tempo de parada devido a baixos ventos; isto certamente influencia o resultado da disponibilidade e deve ser considerado na análise do indicador.

Uma outra forma de cálculo utiliza dois indicadores de confiabilidade, o MTBF (tempo médio entre falhas) e o MTTR (tempo médio de reparo). O cálculo é apresentado na equação (4).

$$\text{Disponibilidade} = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \quad (4)$$

O indicador disponibilidade na gestão da manutenção de parques eólicos é imprescindível. No entanto, considerando que o vento é um recurso variável e com comportamento sazonal, o gestor de O&M não pode se preocupar exclusivamente com o aumento da disponibilidade quando da programação das atividades de manutenção, também é importante considerar coincidir sempre o planejamento de manutenções programadas com os períodos do ano onde a incidência eólica é menor.

#### 4.5 DISCUSSÕES

O ideal é que a elaboração do FMEA e das estratégias de manutenção sejam feitos logo na fase de projeto e implantação da central eólica, acompanhando e evoluindo ao longo de toda a vida útil do sistema. No entanto, nada impede sua elaboração já durante a etapa de operação do ativo, o que é necessário é que a equipe participante tenha o conhecimento necessário para elaboração das análises e para a tomada de decisão, escolhendo e adequando as estratégias de manutenção à situação real do parque, de forma a torná-las cada vez mais eficazes e eficientes.

O FMEA e a estratégia de manutenção devem ser revisitados durante a vida útil do equipamento. Após sua implantação, o acompanhamento dos indicadores de desempenho irá mostrar como está evoluindo a performance do parque. Os indicadores a serem utilizados vão

variar de acordo com a estratégia do gestor do ativo e com os dados disponíveis. Os indicadores de desempenho apresentados neste capítulo são uma referência, sendo que os indicadores Disponibilidade, MTBF e MTTR permitem uma fácil visualização do desempenho da manutenção. Sinais como queda da disponibilidade, aumento do tempo médio de reparo e queda do tempo médio entre falhas são indicativos de que algo deve ser feito, incluindo revisar o FMEA e as estratégias de manutenção. O surgimento de novos modos de falhas, assim como a realização de reformas ou implantação de melhorias nos sistemas do aerogerador, deve motivar a revisão do processo, de modo a sempre estar adequado à condição atual da central eólica.

## 5 ESTUDO DE CASO

A metodologia proposta e descrita no Capítulo 4 é aplicada em duas centrais eólicas em operação comercial por mais de 10 anos no Brasil. Ambas as centrais estão localizadas na região nordeste do país, e são geridas pelo mesmo agente. O agente concordou em disponibilizar dados que fossem pertinentes à pesquisa, mas solicitou que não fosse feita a identificação, tanto do agente quanto das centrais eólicas.

### 5.1 APRESENTAÇÃO DAS CENTRAIS EÓLICAS

Os dados básicos das centrais eólicas são apresentados na Tabela 5; apesar de possuírem altura de torre e diâmetro do rotor diferentes, todos os aerogeradores dos dois parques possuem as seguintes características em comum: aerogerador com transmissão direta (sem caixa multiplicadora), gerador síncrono de ímãs permanentes com tensão de saída a 690 V, rotor eólico equipado com controle de pitch e yaw, e potência nominal de 1,5 MW. Cada aerogerador ainda possui uma estação conversora, que fica localizada na base da torre.

Tabela 5 - Dados básicos dos parques eólicos

	PARQUE A	PARQUE B
<b>Nº aerogeradores</b>	19	28
<b>Potência instalada (MW)</b>	28,8	42,4
<b>Altura torre (m)</b>	85	65
<b>Diâmetro rotor (m)</b>	77	70

Fonte: Dados fornecidos pelo agente.

Além dos aerogeradores, estão presentes nas usinas os seguintes sistemas:

- Subestação (SE) unitária 690/34,5 kV (uma para cada aerogerador): consiste em um cubículo de seccionamento a SF6 e um transformador elevador trifásico 690 V/34,5 kV;
- Circuitos de média tensão: cabos de interligação subterrâneos de 34,5 kV entre as SEs unitárias e SE elevadora;



- c) SE Elevadora 34,5/69 kV: constituída por transformador elevador 34,5/69 kV, disjuntores de 34,5 kV e de 69 kV, chaves seccionadoras de 69 kV, para raios, TCs e TPs, painéis de proteção e controle, serviço auxiliar CA e CC e banco de capacitores;
- d) SE Elevadora 69/230 kV: constituída por transformador elevador 69/230 kV, disjuntores de 69 kV e de 230 kV, chaves seccionadoras de 69 kV e 230 kV, para raios, TCs e TPs, painéis de proteção e controle, serviço auxiliar CA e CC e banco de capacitores;
- e) Linha de transmissão: linhas de saída das SEs elevadoras de 69 kV e 230 kV.

## 5.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO

### 5.2.1 Árvore de equipamentos

Para construção da árvore de equipamentos correspondente ao aerogerador foi utilizada a documentação técnica fornecida pelo agente. Como a diferenciação entre os aerogeradores dos dois parques se restringe à dimensão da torre e das pás, ou seja, possuem os mesmos sistemas, subsistemas e componentes, a árvore de equipamentos e demais discussões realizadas neste tópico são aplicáveis a todos os aerogeradores de ambas as instalações.

As três pás do aerogerador são conectadas ao hub e são equipadas com controle de pitch individual, o que possibilita o ajuste de seu ângulo de ataque. A função do sistema de pitch é controlar a captação de energia através do posicionamento independente de cada pá, para isso são monitorados a potência de saída do gerador, o ângulo de ataque das pás e as condições do vento na altura da nacelle. O hub é o suporte estrutural para o sistema de controle de pitch, além de ser o dispositivo que transfere o trabalho das pás ao eixo do gerador.

O gerador é um dispositivo de transmissão direta, cuja excitação é realizada por ímãs permanentes diretamente acoplados ao rotor e que gera energia a frequência variável. Por utilizar ímãs permanentes, não possui dispositivos rotativos para transmissão de energia, como anéis coletores. São dois rolamentos principais, cada qual posicionado de um lado do eixo principal (lado do vento ou hub e lado da nacelle). O sistema de refrigeração é passivo e direciona o fluxo de ar fresco que chega pelas entradas de ar do gerador às suas partes mais quentes, sem ventiladores, exaustores ou unidades de controle.

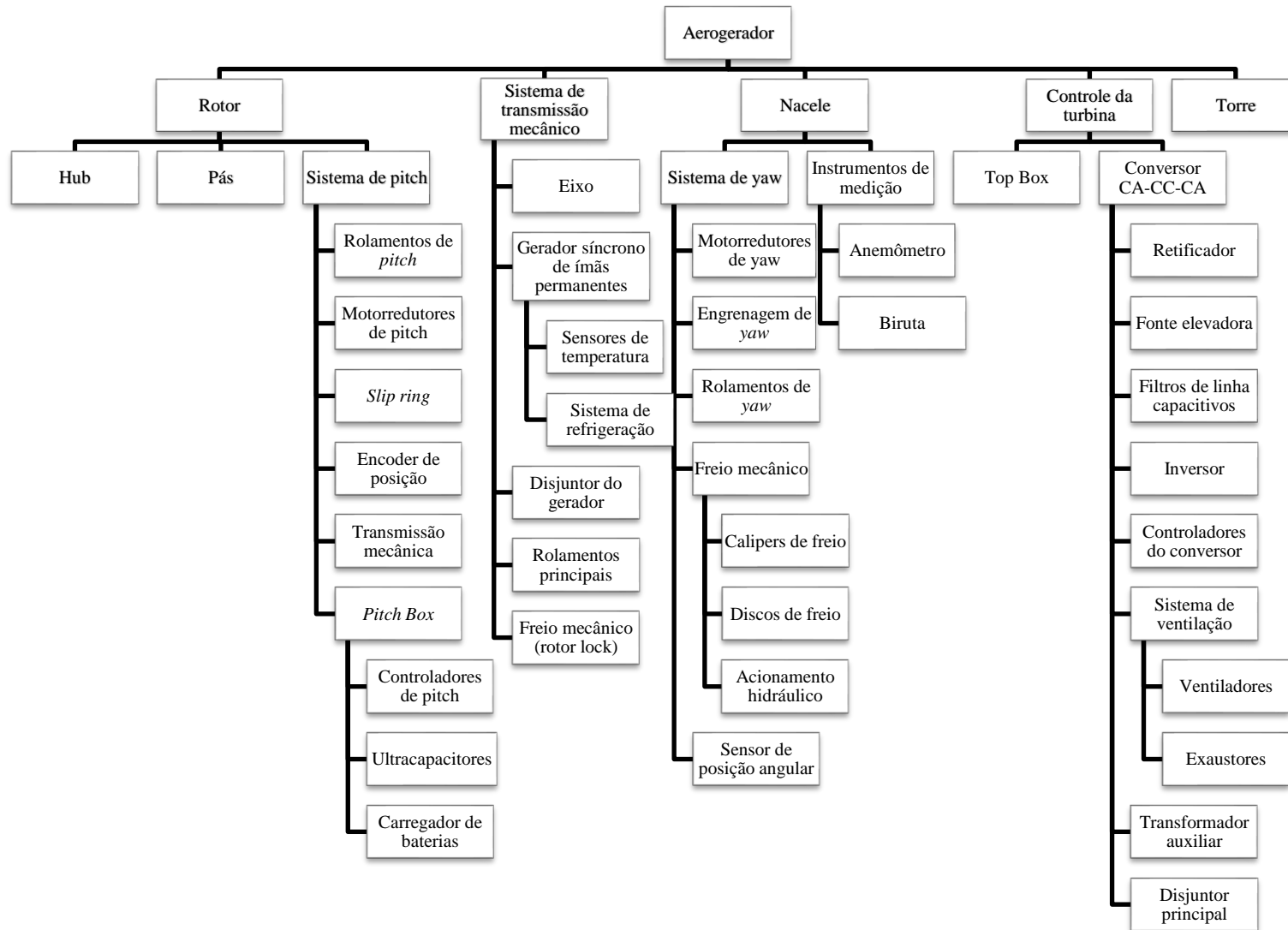
São dois sistemas de freio independentes, um aerodinâmico, que varia o ângulo de ataque de cada pá para a posição de bandeira, e outro mecânico que funciona por acionamento hidráulico. Existe um sistema de alimentação de emergência para o freio aerodinâmico composto por ultracapacitores, cujo objetivo é fornecer energia para uma parada segura do aerogerador em caso de falta de energia no controle das pás.

A nacelle transmite as cargas estáticas e dinâmicas do rotor e do gerador para a torre. Também aloca o sistema de controle de yaw e o sistema de monitoramento, composto por um anemômetro e uma biruta, sensores utilizados para o controle e otimização da geração. A nacelle e a torre são conectados pelos rolamentos do sistema de yaw. O sistema de controle de yaw tem por função alinhar a nacelle com a direção do vento e, assim, otimizar a geração de energia.

O conversor de potência é responsável pela conexão do gerador com a rede elétrica, sendo que seus componentes estão localizados na base da torre. A conversão da energia gerada ocorre da seguinte forma: na saída do gerador há um módulo CA/CC, que converte a energia gerada em frequência variável para corrente contínua; em corrente contínua, o nível da tensão é elevado por uma fonte comutadora elevadora chamada de step up antes de passar pelo módulo inversor, onde a tensão retorna a CA, agora em frequência de 60 Hz; por fim, o filtro de linha retira interferências e ajusta a energia para os padrões determinados pelos procedimentos de rede.

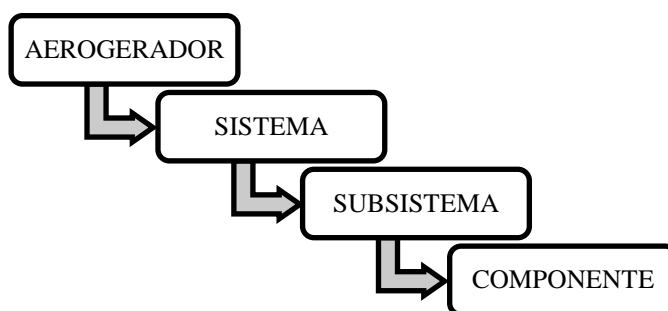
A árvore de equipamentos dos aerogeradores objeto do estudo de caso é apresentada na Figura 11. Na construção da árvore foi adotado o nível de detalhamento exemplificado na Figura 12, sempre que possível. Os sistemas do aerogerador são aqueles apresentados na Figura 9, mas há diferenças nos níveis inferiores uma vez que se trata de aerogerador do tipo direct drive, ou seja, não possui a caixa de engrenagens. Além disso, o detalhamento chegou aos componentes principais, ou seja, não inclui as peças ou partes menores, como painel, cabeamento, parafusos, suportes, pinhão, correia, dutos, graxa, módulos eletrônicos e similares. Para maiores detalhes, ver o APÊNDICE A, onde está apresentada toda a árvore de equipamentos junto à descrição da função de cada um dos sistemas, subsistemas e componentes do aerogerador.

Figura 11 - Árvore de equipamentos das Centrais Eólicas objeto do estudo de caso.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 12 - Níveis da árvore de equipamentos



Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.2.2 FMEA

A partir da árvore de equipamentos, é iniciado o preenchimento dos formulários do FMEA. Utilizando a metodologia apresentada no Capítulo 4, foram preenchidos formulários para todos os sistemas, subsistemas e componentes que constam na árvore de equipamentos, tais formulários são apresentados de forma completa no APÊNDICE B.

Para determinação dos modos, das causas e mecanismos, e dos efeitos das potenciais falhas foram utilizados como referência os trabalhos elaborados por (ANDRAWUS, 2008), (SHAFIEE e DINMOHAMMADI, 2014), (SHENG e O'CONNOR, 2017), (LI, TEIXEIRA e SOARES, 2020) e (SCHEU, TREMP, *et al.*, 2019).

De forma geral, para as notas de severidade, ocorrência e detecção, foi considerada a mesma nota do componente para o subsistema e para o sistema impactados. Para os casos em que o mesmo sistema/subsistema/componente possua modos de falha com notas diferentes, prevalece o maior valor.

Para os componentes com falhas de origem elétrica inclusos nas guias de manutenção, foi aplicada a nota 3 para a detecção. Apesar da existência de prática de controle, este não tem se mostrado efetivo, uma vez que falhas desses equipamentos ocorrem com frequência – a análise de falhas é apresentada em detalhe mais a frente, no subtópico 5.2.4 Análise de desempenho.

Os seguintes componentes do sistema de transmissão mecânico estão enclausurados em carenagem: gerador, eixo, rolamentos principais. Ou seja, é possível realizar apenas a inspeção visual externa de seus componentes. O sistema em questão não possui monitoramento de condição, logo a nota de detecção adotada para todos os modos de falha foi 5.

Para as notas de ocorrência, levou-se em consideração o histórico de falhas fornecido pelo gestor. Tal histórico contém todas as ocorrências e intervenções dos anos de 2018, 2019 e 2020. O histórico possui a classificação do equipamento até o nível de aerogerador, no entanto, para as ocorrências do tipo corretiva foi realizada a análise do preenchimento de demais campos das ordens de serviço – campos ‘DESCRIÇÃO DE SOLICITAÇÃO’ e ‘DESCRIÇÃO SERVIÇO REALIZADO’ – de modo a permitir maior detalhamento para análise. A partir do histórico, tem-se nota 5 de ocorrência para os sistemas rotor, sistema de transmissão mecânico, nacelle e controle da turbina e nota 1 para o sistema torre. Como a forma de realização dos registros não permite aprofundar o detalhamento ao nível de subsistemas e componentes, a nota do sistema foi expandida aos níveis inferiores. A exceção são os componentes hub e pás, que também receberam nota de ocorrência 1, uma vez que são grandes componentes com relato de inspeções preventivas rotineiras e inexistência de histórico de falha.

Ao todo foram identificados 111 modos, 149 causas e 67 efeitos potenciais diferentes. Os cinco com maior recorrência são apresentados Tabela 6.

Tabela 6 - Top 5 modos, causas e efeitos potenciais de falha oriundos do FMEA

	<b>MODOS</b>	<b>CAUSAS</b>	<b>EFEITOS</b>
1º	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha do controlador
2º	Sobreaquecimento	Acúmulo de sujeira	Perda da capacidade de geração
3º	Degradação dos componentes eletrônicos	Falha elétrica	Redução da energia gerada (perda de eficiência)
4º	Falha do controlador	Sobreaquecimento	Indisponibilidade do aerogerador
5º	Falha do disjuntor	Desgaste	Falha do conversor CA-CC-CA

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir da conclusão dos formulários FMEA é possível identificar quais os componentes críticos, de acordo com as notas de severidade, ocorrência e detecção dadas. A Tabela 7 apresenta a lista de todos os componentes da árvore de equipamentos elaborada em ordem decrescente de prioridade, com base no NPR (Número de Prioridade de Risco) máximo obtido a partir do FMEA. A partir da tabela é possível observar que os sistemas mais críticos são o sistema de transmissão mecânico e seus subsistemas, seguidos pelo sistema de pitch, controle da turbina e conversor CA-CC-CA.

Tabela 7 - Priorização da árvore de equipamentos com base no NPR (continua).

<b>SUBSISTEMA/COMPONENTE</b>	<b>NPR</b>
------------------------------	------------

Sistema de transmissão mecânico	125
Eixo	125
Gerador síncrono de ímãs permanentes	125
Sensores de temperatura	125
Rolamentos principais	125
Sistema de pitch	75
Controle da turbina	75
Conversor CA-CC-CA	75
Sistema de yaw	60
Rotor	60
Motorreduzores de pitch	60
Slip ring	60
Encoder de posição	60
Pitch box	60
Controladores de pitch	60
Disjuntor do gerador	60
Nacele	60
Instrumentos de posição	60
Anemômetro	60
Biruta	60
Top box	60
Retificador	60
Fonte elevadora (step up)	60
Filtros de linha capacitivos	60
Inversor	60
Controladores do conversor	60
Transformador auxiliar	60
Disjuntor principal	60
Ultracapacitores	50
Sistema de refrigeração	50
Motorreduzores de yaw	45
Sensor de posição angular	45
Transmissão mecânica	40
Freio mecânico	40
Acionamento hidráulico	40
Rolamentos de pitch	30
Carregador de baterias	30
Engrenagem de yaw	30
Rolamentos de yaw	30
Sistema de ventilação	30
Ventiladores	30
Exaustores	30

Tabela 7 - Priorização da árvore de equipamentos com base no NPR (conclusão).

<b>SUBSISTEMA/COMPONENTE</b>	<b>NPR</b>
Calipers de freio	20
Discos de freio	20
Freio mecânico (rotor lock)	10
Hub	5
Pás	5
Torre	5

Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.2.3 Estratégia de manutenção

Concluído o preenchimento dos formulários FMEA, inicia-se o processo de escolha da estratégia de manutenção. Considerando o processo de decisão apresentado na Figura 10 foi definido o tipo de manutenção ideal para cada um dos componentes de último nível, o que é apresentado de forma completa na Tabela 8.

A Figura 13 apresenta a distribuição dos tipos de manutenção com duas visões: a primeira considera todos os componentes do aerogerador; enquanto a segunda considera os componentes críticos, aqui considerados como aqueles cujo NPR obtido no FMEA é igual ou superior a 60. Através da imagem é possível observar que a principal estratégia de manutenção a ser aplicada é a preventiva. Quando considerados exclusivamente os componentes críticos, a preventiva segue como principal, mas cresce a participação da preditiva.

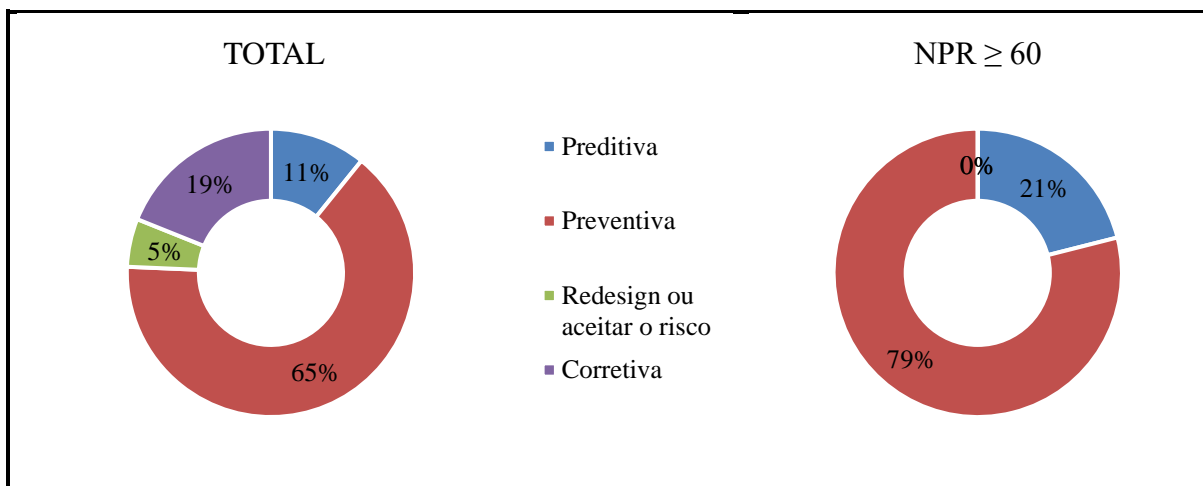
Vale notar que os grandes componentes hub, pás e torre apresentam baixo número de prioridade de risco, mas a falha desses componentes tem impacto direto e adverso de meio ambiente, de saúde ou segurança o que torna manutenções preventivas necessárias.

Com base nos resultados obtidos, identificou-se as seguintes ações com potencial de trazer melhorias ao processo de manutenção dos parques eólicos:

**AÇÃO 1** Avaliar as viabilidades técnica e econômico-financeira de implementar o monitoramento preditivo como estratégia de manutenção para os componentes do sistema de transmissão mecânico. Exemplos: monitoramento de vibração dos rolamentos; ensaios preditivos elétricos do gerador; análise de amostras do lubrificante dos rolamentos.

**AÇÃO 2** Com relação aos equipamentos submetidos à manutenção preventiva, é interessante que as guias de manutenção sejam reavaliadas sob a ótica da priorização de risco originada a partir da análise dos modos e efeitos de falhas.

Figura 13 - Percentual de tipos de manutenção, considerando todos os componentes e aqueles com  $NPR \geq 60$ .



Fonte: Elaborado pela autora.



Tabela 8 - Definição do tipo de manutenção por componente (continua).

<b>Componente</b>	<b>Sistema</b>	<b>A falha tem impacto direto e adverso de meio ambiente, de saúde ou segurança?</b>	<b>A falha provoca indisponibilidade de geração?</b>	<b>A falha provoca outros impactos econômicos?</b>	<b>É possível fazer monitoramento de condição?</b>	<b>É possível fazer manutenção preventiva?</b>	<b>Manutenção</b>
<b>Eixo</b>	Sistema de transmissão mecânico	Sim	-	-	Sim	-	Preditiva
<b>Gerador síncrono de ímãs permanentes</b>	Sistema de transmissão mecânico	Sim	-	-	Sim	-	Preditiva
<b>Sensores de temperatura</b>	Sistema de transmissão mecânico	Sim	-	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Rolamentos principais</b>	Sistema de transmissão mecânico	Sim	-	-	Sim	-	Preditiva
<b>Motorreductores de pitch</b>	Rotor	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Slip ring</b>	Rotor	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Encoder de posição</b>	Rotor	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Controladores de pitch</b>	Rotor	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Disjuntor do gerador</b>	Sistema de transmissão mecânico	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Anemômetro</b>	Nacele	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Biruta</b>	Nacele	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva

Tabela 8 - Definição do tipo de manutenção por componente (continuação).

<b>Componente</b>	<b>Sistema</b>	<b>A falha tem impacto direto e adverso de meio ambiente, de saúde ou segurança?</b>	<b>A falha provoca indisponibilidade de geração?</b>	<b>A falha provoca outros impactos econômicos?</b>	<b>É possível fazer monitoramento de condição?</b>	<b>É possível fazer manutenção preventiva?</b>	<b>Manutenção</b>
<b>Top box</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Retificador</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Fonte elevadora (step up)</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Filtros de linha capacitivos</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Inversor</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Controladores do conversor</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Transformador auxiliar</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Sim	-	Preditiva
<b>Disjuntor principal</b>	Controle da turbina	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Ultracapacitores</b>	Controle da turbina	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Sistema de refrigeração</b>	Sistema de transmissão mecânico	Sim	-	-	Não	Não	Redundância ou aceitar o risco
<b>Motorreductores de yaw</b>	Nacele	Não	Não	Sim	Não	Sim	Preventiva
<b>Sensor de posição angular</b>	Nacele	Não	Não	Sim	Não	Não	Redundância ou aceitar o risco

Tabela 8 - Definição do tipo de manutenção por componente (conclusão).

<b>Componente</b>	<b>Sistema</b>	<b>A falha tem impacto direto e adverso de meio ambiente, de saúde ou segurança?</b>	<b>A falha provoca indisponibilidade de geração?</b>	<b>A falha provoca outros impactos econômicos?</b>	<b>É possível fazer monitoramento de condição?</b>	<b>É possível fazer manutenção preventiva?</b>	<b>Manutenção</b>
<b>Transmissão mecânica</b>	Rotor	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Acionamento hidráulico</b>	Nacele	Não	Sim	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Rolamentos de pitch</b>	Rotor	Não	Não	Sim	Não	Sim	Preventiva
<b>Carregador de baterias</b>	Rotor	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Engrenagem de yaw</b>	Nacele	Não	Não	Sim	Não	Sim	Preventiva
<b>Rolamentos de yaw</b>	Nacele	Não	Não	Sim	Não	Sim	Preventiva
<b>Ventiladores</b>	Controle da turbina	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Exaustores</b>	Controle da turbina	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Calipers de freio</b>	Nacele	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Discos de freio</b>	Nacele	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Freio mecânico (rotor lock)</b>	Sistema de transmissão mecânico	Não	Não	Não	-	-	Corretiva
<b>Hub</b>	Rotor	Sim	-	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Pás</b>	Rotor	Sim	-	-	Não	Sim	Preventiva
<b>Torre</b>	Torre	Sim	-	-	Não	Sim	Preventiva

Fonte: Elaborado pela autora.

#### 5.2.4 Análise de desempenho

A execução da análise de desempenho de um sistema é iniciada com o estudo e a organização dos registros de falhas realizados pela equipe de manutenção. Para as Centrais Eólicas objeto do estudo de caso, no período de julho de 2017 até dezembro de 2020, as atividades de manutenção eram registradas em ordens de serviço através do sistema de gestão de manutenção o SofMan CMMS v2.01. Em janeiro de 2021 foi iniciada a transição do software de gestão de manutenção atualmente utilizado, com os registros migrando para o sistema SAP PM. Os registros fornecidos pelo agente foram exclusivamente aqueles constantes no banco de dados do SofMan CMMS. É essencial que os registros sejam feitos de forma correta, sem uma base de dados confiável não é possível elaborar a análise de desempenho.

O histórico recebido do gestor contém todas as intervenções realizadas nos parques eólicos, tais como manutenções preventivas, corretivas, e até mesmo atividades administrativas e de treinamento da equipe de manutenção. Uma vez que a análise proposta requer o histórico das falhas, a base de dados recebida foi filtrada considerando as ocorrências classificadas como do tipo “CORRETIVA”. Quanto ao equipamento, o padrão adotado nos registros diferencia apenas entre aerogerador, subestação unitária, rede de média tensão e linhas de transmissão. Logo, foram filtradas as ocorrências do tipo corretiva, realizadas em equipamentos com “AEROGERADOR” como equipamento sob intervenção, desconsiderando as falhas dos demais sistemas da usina. Para o aprofundamento do estudo, foi inserida uma nova coluna na planilha da base de dados e realizada a análise de campos preenchidos pela equipe de manutenção com a descrição dos serviços realizados; desta forma, foi possível definir qual o sistema do aerogerador (rotor; sistema de transmissão mecânica; nacelle; controle da turbina; torre) onde ocorreu a falha. O nível de detalhamento das informações não permitiu chegar ao nível de subsistemas ou componentes.

Fechando a janela de análise para o período de 2018 a 2020 e a partir dos filtros de tipo de manutenção e tipo de equipamento descritos, foi obtido um total de 2.212 falhas. Dessas, mais de 90% permitiram definição do sistema do aerogerador a partir dos dados registrados. Com base no banco de dados fornecido, identificou-se as seguintes ações que poderiam trazer melhorias ao processo de manutenção das centrais eólicas:

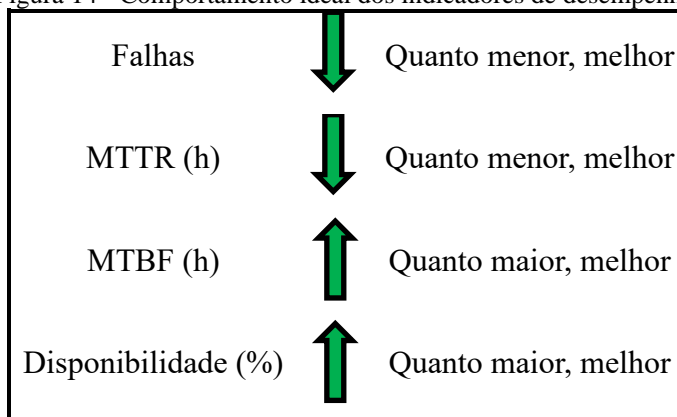
**AÇÃO 3** Revisar o procedimento de registro das intervenções realizadas nas centrais eólicas de forma a incluir a identificação do componente sob intervenção. Essa ação permitirá a otimização das análises e ações das equipes de manutenção.

Com os registros citados, foram calculados os indicadores descritos no Capítulo 4, sendo eles:

- a) Falhas: número de intervenções do tipo corretiva calculado anualmente por aerogerador, por Central Eólica (CE), e por sistema do aerogerador;
- b) MTTR: tempo médio de reparo calculado anualmente por aerogerador, por CE, e por sistema do aerogerador;
- c) MTBF: tempo médio entre falhas calculado anualmente por aerogerador, por CE, e por sistema do aerogerador;
- d) Disponibilidade: calculado anualmente por aerogerador, por CE, e por sistema do aerogerador, utilizando a fórmula 0. Vale lembrar que a partir dessa fórmula, a disponibilidade encontrada desconsidera os tempos de parada de máquina por outras condições que não a falha do equipamento sob análise, ou seja, são expurgados tempo de parada por falhas externas ao aerogerador – como falhas sistêmicas ou falhas das redes de média e alta tensão do parque eólico – e por intervenções programadas.

Para os indicadores em questão, o comportamento ideal é apresentado na Figura 14.

Figura 14 - Comportamento ideal dos indicadores de desempenho.



Fonte: Elaborado pela autora.

Começando a análise dos parques pelos indicadores gerais das centrais eólicas, a Tabela 9 traz o indicador falhas, a Figura 15 apresenta os indicadores MTTR e MTBF e, por fim, a Figura 16 apresenta a disponibilidade. Tais dados permitem as seguintes observações:

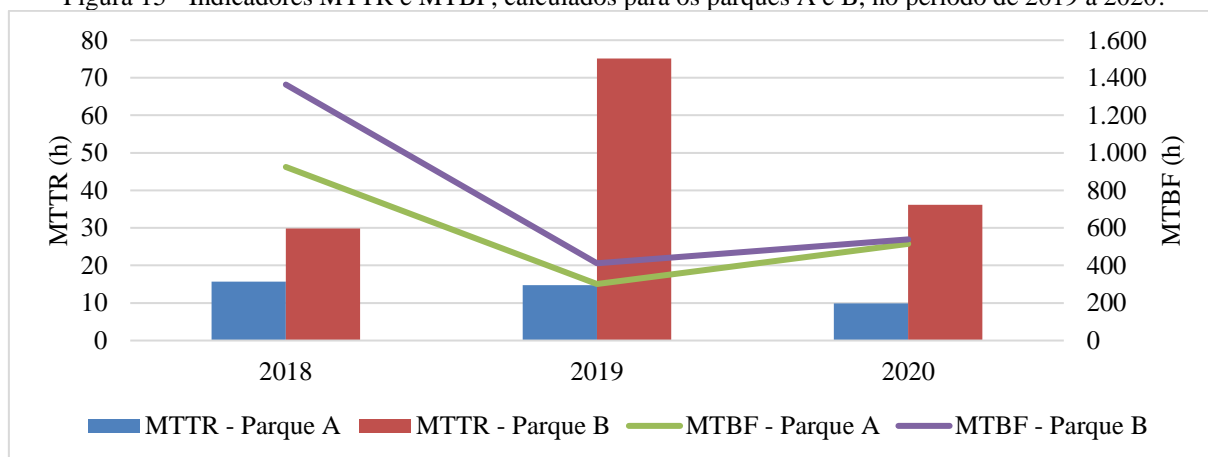
- a) Em todos os anos do período de análise o Parque B apresenta menor quantidade de falhas por aerogerador, em comparação com o Parque A. No entanto, o tempo médio de reparo do parque B é consideravelmente superior em toda a janela de estudo;
- b) O tempo médio entre falhas de ambas as centrais eólicas teve seu melhor resultado em 2018, piorando consideravelmente em 2019 e com leve recuperação em 2020, sendo que o Parque B foi mais impactado com o aumento do tempo médio de reparo e com a redução da disponibilidade.

Tabela 9 - Indicador falhas calculado por parque eólico, no período de 2018 a 2020, ponderado pela quantidade de aerogeradores.

	2018	2019	2020
<b>PARQUE A</b>	9	28	17
<b>PARQUE B</b>	6	18	15

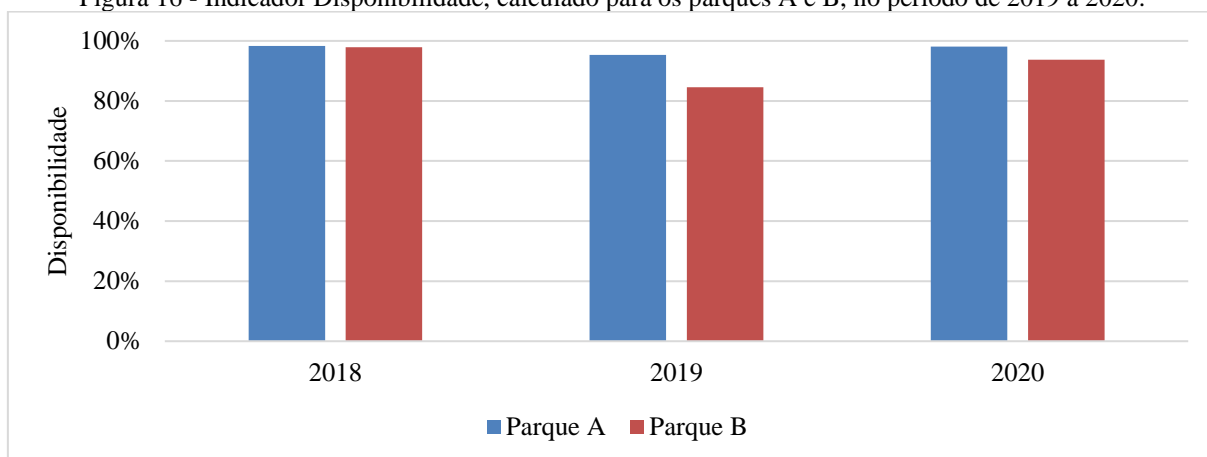
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 15 - Indicadores MTTR e MTBF, calculados para os parques A e B, no período de 2019 a 2020.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 16 - Indicador Disponibilidade, calculado para os parques A e B, no período de 2019 a 2020.



Fonte: Elaborado pela autora.

Partindo para a análise por aerogerador, são apresentados os top 5 aerogeradores com o pior resultado dos indicadores no período de análise, por central eólica. A Tabela 10 apresenta os aerogeradores com maior ocorrência de falhas e com maior tempo de indisponibilidade por falhas no período analisado; a Tabela 11 e a Tabela 12 apresentam os aerogeradores com maior tempo médio de reparo e menor tempo médio entre falhas para o parque A, enquanto que a Tabela 13 e a Tabela 14 trazem as mesmas informações para o Parque B; por fim, a Tabela 15 e a Tabela 16 apresentam o indicador disponibilidade para o Parque A e para o Parque B, respectivamente. Em todas as tabelas foi feito realce para os aerogeradores que aparecem entre os cinco piores daquele indicador em todo o período de análise.

Tais dados permitem as seguintes observações:

- a) Pode-se observar que os rankings de número de falhas e tempo de indisponibilidade não são iguais, ou seja, possuir a maior quantidade de falhas não leva necessariamente ao maior tempo de indisponibilidade;
- b) O principal destaque negativo do Parque A é o aerogerador 17, e o principal destaque negativo do Parque B é o aerogerador 28.

Tabela 10 - Top 5 aerogeradores do Parque A e do Parque B em quantidade de falhas e em tempo de indisponibilidade por falhas.

	PARQUE A		PARQUE B	
	Nº de falhas	Indisponibilidade (h)	Nº de falhas	Indisponibilidade (h)
1º	AEG08	AEG17	AEG09	AEG28
2º	AEG17	AEG12	AEG25	AEG08
3º	AEG09	AEG08	AEG11	AEG15
4º	AEG11	AEG16	AEG08	AEG22
5º	AEG18	AEG05	AEG22	AEG09

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 11 - Top 5 aerogeradores com maior tempo médio de reparo (MTTR) no período de 2018 a 2020, para o Parque A.

	2018		2019		2020	
	Aerogerador	MTTR (h)	Aerogerador	MTTR (h)	Aerogerador	MTTR (h)
1º	AEG17	83,23	AEG17	69,91	AEG17	30,91
2º	AEG12	78,48	AEG16	20,13	AEG01	11,86
3º	AEG06	41,24	AEG10	15,46	AEG11	8,72
4º	AEG05	22,00	AEG19	14,71	AEG08	8,49
5º	AEG16	13,02	AEG13	13,36	AEG16	8,46

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 12 - Top 5 aerogeradores com menor tempo médio entre falhas (MTBF) no período de 2018 a 2020, para o Parque A.

	2018		2019		2020	
	Aerogerador	MTBF (h)	Aerogerador	MTBF (h)	Aerogerador	MTBF (h)
1º	AEG04	343,30	AEG08	145,00	AEG08	178,41
2º	AEG09	456,77	AEG17	160,62	AEG17	227,45
3º	AEG18	618,35	AEG18	205,48	AEG11	294,17
4º	AEG02	622,46	AEG09	217,56	AEG02	357,82
5º	AEG17	792,77	AEG07	235,84	AEG19	413,31

Fonte: Elaborado pela autora.



Tabela 13 - Top 5 aerogeradores com maior tempo médio de reparo (MTTR) no período de 2018 a 2020, para o Parque B.

Parque	2018		2019		2020		
	Aerogerador	MTTR (h)	Aerogerador	MTTR (h)	Aerogerador	MTTR (h)	
A	1°	AEG11	58,78	AEG15	797,90	AEG08	413,89
A	2°	AEG25	53,69	AEG28	316,86	AEG28	305,83
A	3°	AEG28	53,26	AEG23	104,53	AEG11	22,36
A	4°	AEG15	35,18	AEG22	90,50	AEG22	20,60
A	5°	AEG22	34,15	AEG08	71,35	AEG25	16,21

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 14 - Top 5 aerogeradores com menor tempo médio entre falhas (MTBF) no período de 2018 a 2020, para o Parque B.

	2018		2019		2020	
	Aerogerador	MTBF (h)	Aerogerador	MTBF (h)	Aerogerador	MTBF (h)
1°	AEG08	317,74	AEG09	72,51	AEG28	112,46
2°	AEG23	428,00	AEG15	78,10	AEG09	191,88
3°	AEG28	572,45	AEG08	97,11	AEG25	198,04
4°	AEG22	591,56	AEG22	99,93	AEG03	221,45
5°	AEG25	620,15	AEG28	100,28	AEG11	235,99

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 15 - Top 5 aerogeradores com menor disponibilidade (Disp) no período de 2018 a 2020, para o Parque A.

	2018		2019		2020	
	Aerogerador	Disp	Aerogerador	Disp	Aerogerador	Disp
1°	AEG17	90,50%	AEG17	69,97%	AEG17	88,04%
2°	AEG12	91,04%	AEG08	94,35%	AEG08	95,46%
3°	AEG04	97,97%	AEG16	94,48%	AEG11	97,12%
4°	AEG05	97,99%	AEG06	95,19%	AEG02	97,77%
5°	AEG18	98,82%	AEG10	95,41%	AEG16	98,27%

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 16 - Top 5 aerogeradores com menor disponibilidade (Disp) no período de 2018 a 2020, para o Parque B.

	2018		2019		2020	
	Aerogerador	Disp	Aerogerador	Disp	Aerogerador	Disp
1º	AEG08	90,68%	AEG15	8,92%	AEG28	26,89%
2º	AEG28	91,49%	AEG28	24,04%	AEG08	43,46%
3º	AEG25	92,03%	AEG09	51,32%	AEG11	91,35%
4º	AEG23	92,83%	AEG22	52,48%	AEG25	92,44%
5º	AEG11	93,96%	AEG23	53,46%	AEG22	93,20%

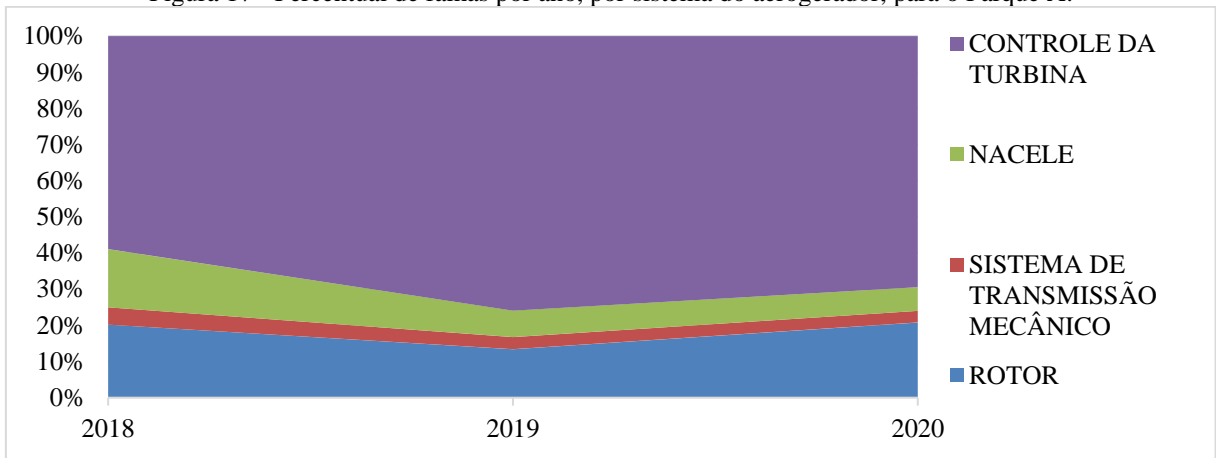
Fonte: Elaborado pela autora.

Partindo para a análise por subsistemas do aerogerador, a Figura 17 e a Figura 18 mostram o percentual de falhas por ano para o Parque A e para o Parque B, respectivamente. O indicador MTTR (tempo médio de reparo) é apresentado na Figura 19 e na Figura 20, o indicador MTBF (tempo médio entre falhas) na Figura 21 e na Figura 22 e a disponibilidade de ambos os parques na Tabela 17.

Tais dados permitem as seguintes observações:

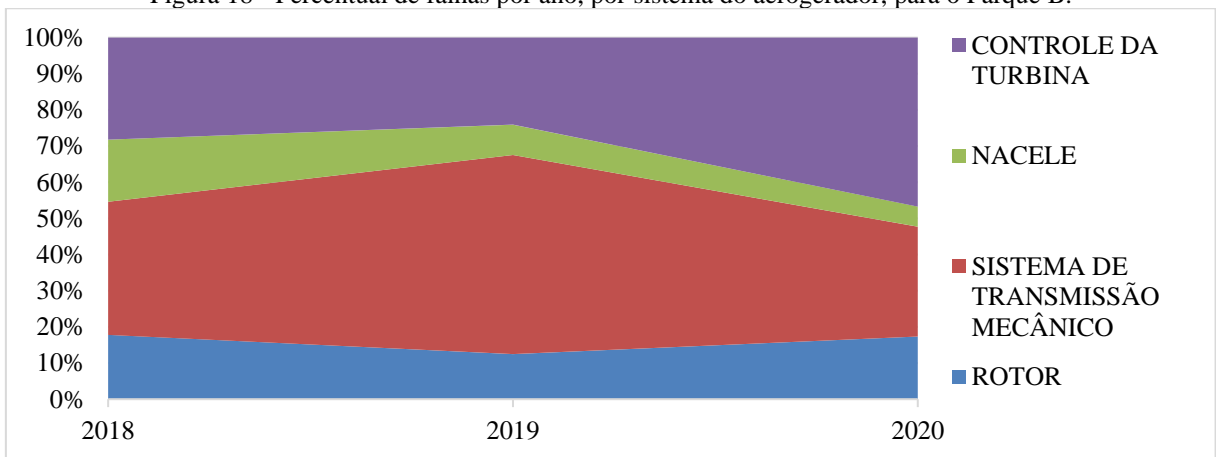
- a) No Parque A o sistema de controle da turbina é responsável por mais que 50% das falhas em todo o período de análise, enquanto no Parque B as falhas do sistema de transmissão mecânico correspondem a maior parcela nos anos de 2018 (36,8%) e 2019 (55,05%), com o sistema de controle da turbina aumentando sua contribuição em 2020 (46,7%);
- b) O tempo médio de reparo do sistema de controle da turbina do Parque A apresenta comportamento de queda em todo o período de análise, indo de 21,53 h em 2018 para 15,22 h em 2019 e alcançando 9,41h em 2020, o que demonstra uma melhoria de desempenho da manutenção do sistema que mais falha no parque;
- c) O tempo médio de reparo do rotor no Parque B mostra uma piora no desempenho da manutenção desse sistema, cujo MTTR era 6,72 h em 2018, mas se tornou o mais elevado em 2019, com um pico de 156,45 h, e 2020, com um resultado de 94,29 h;
- d) Observa-se queda no tempo médio entre falhas dos sistemas rotor, controle da turbina e sistema de transmissão mecânico para ambos os parques no período de análise, sendo este comportamento mais pronunciado no Parque B;
- e) O sistema com menor disponibilidade no Parque A é o controle da turbina, é único sistema com valores inferiores a 99% ao ano na janela de análise, alcançando um mínimo de 96,48% em 2019. No Parque B é o sistema de transmissão mecânico que apresenta os menores valores de disponibilidade, chegando a um valor mínimo de 90,46% em 2019.

Figura 17 - Percentual de falhas por ano, por sistema do aerogerador, para o Parque A.



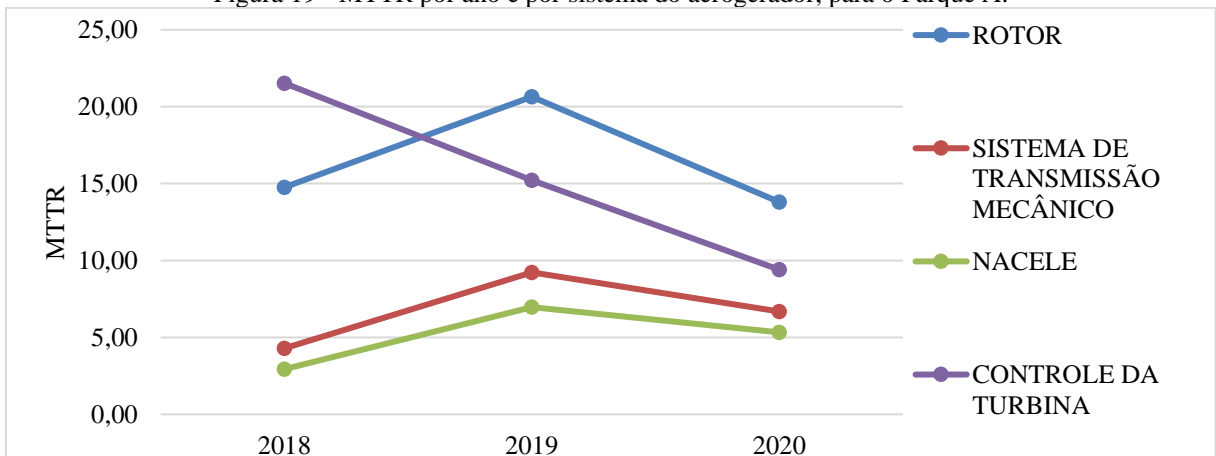
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 18 - Percentual de falhas por ano, por sistema do aerogerador, para o Parque B.



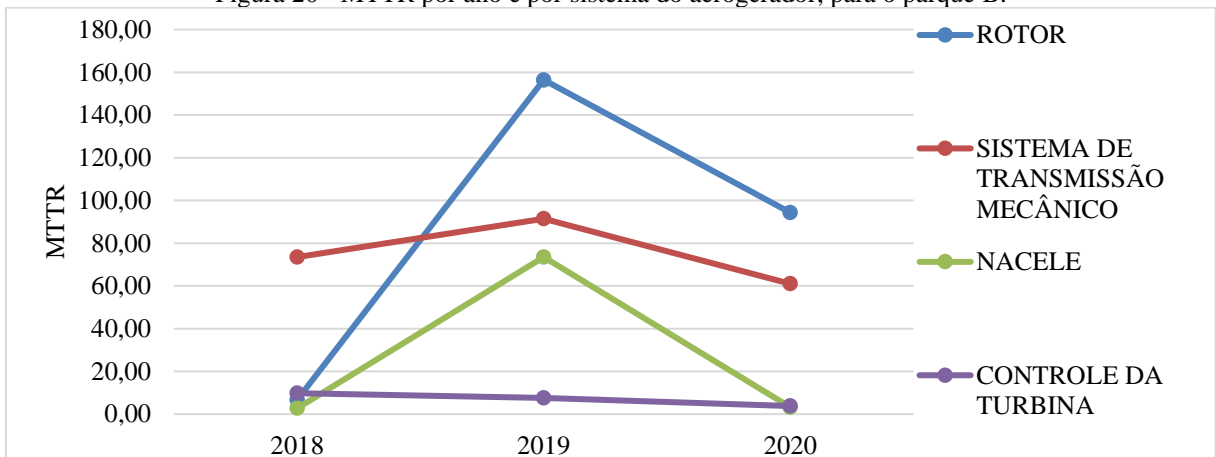
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 19 - MTTR por ano e por sistema do aerogerador, para o Parque A.



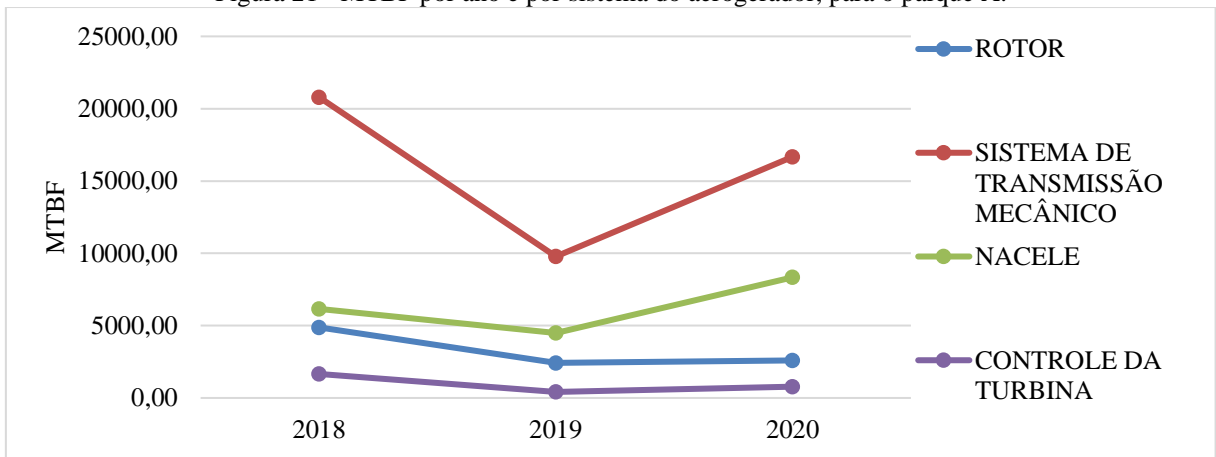
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 20 - MTTR por ano e por sistema do aerogerador, para o parque B.



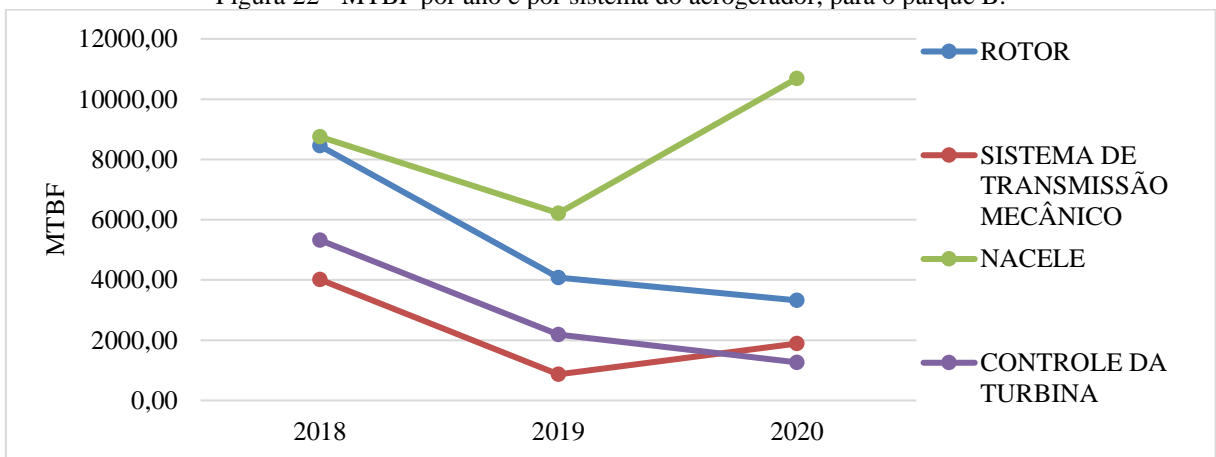
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 21 - MTBF por ano e por sistema do aerogerador, para o parque A.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 22 - MTBF por ano e por sistema do aerogerador, para o parque B.



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 17 - Disponibilidade por sistema do aerogerador, no período de 2018 a 2020, para os Parques A e B.

PARQUE	SISTEMA	2018	2019	2020
A	ROTOR	99,70%	99,16%	99,47%
A	SISTEMA DE TRANSMISSÃO MECÂNICO	99,98%	99,91%	99,96%
A	NACELE	99,95%	99,85%	99,94%
A	CONTROLE DA TURBINA	98,72%	96,48%	98,79%
A	TORRE	100%	100%	100%
B	ROTOR	99,92%	96,30%	97,24%
B	SISTEMA DE TRANSMISSÃO MECÂNICO	98,20%	90,46%	96,87%
B	NACELE	99,97%	98,83%	99,97%
B	CONTROLE DA TURBINA	99,82%	99,65%	99,70%
B	TORRE	100%	100%	100%

Fonte: Elaborado pela autora.

O APÊNDICE C apresenta as tabelas completas com todos os dados utilizados para a elaboração das tabelas e figuras apresentadas neste subitem.

Com base nos resultados obtidos, identificou-se as seguintes ações com potencial de gerar melhorias aos indicadores e, portanto, à performance dos parques eólicos

**AÇÃO 4** A equipe de manutenção deve aprofundar a análise das falhas dos aerogeradores 17 do Parque A e 28 do Parque B, com o objetivo de identificar o motivo desses aerogeradores terem apresentado resultados negativos expressivos em múltiplos indicadores.

**AÇÃO 5** Buscar novas soluções, como trocar o fabricante ou substituir os componentes eletrônicos e controladores utilizados por modelos mais robustos, de modo a aumentar a confiabilidade do sistema de controle da turbina. Esta ação tem maior relevância para o Parque A.

**AÇÃO 6** Aplicar boas práticas em execução no Parque A no Parque B, de modo que este venha a apresentar a melhoria de desempenho com redução de tempo médio de reparo.

**AÇÃO 7** A equipe de manutenção deve aprofundar a análise das falhas do sistema rotor no Parque B, o crescimento do tempo médio de reparo e a redução do tempo médio entre falhas são expressivos, comportamento este que não se repete para o Parque A.

### 5.3 DISCUSSÕES

Foi elaborada a árvore de equipamentos, realizada a análise de modos e efeitos de falhas e utilizado um método objetivo para determinar qual o tipo de manutenção adequado para cada componente do aerogerador das centrais eólicas objeto do estudo de caso. Este processo gerou sugestões de ação para o agente gestor dos parques e os resultados são os mesmos para ambas as centrais eólicas. A análise de desempenho permitiu a identificação de pontos de atenção e de potenciais melhorias nas instalações, mas seus resultados precisam ser complementados com dados mais atuais, uma vez que a janela de análise terminou em 2020 e que mudanças podem já ter sido implementadas, alterando o desempenho das plantas.

Em caso de aplicação da árvore de equipamentos e do FMEA apresentados, é interessante que sejam revisados pela equipe de manutenção das centrais eólicas, a experiência que possuem com os equipamentos pode contribuir de forma considerável para resultados mais assertivos.

Com a análise de desempenho, pôde-se observar que a realidade da manutenção dos parques não é igual, com o desempenho dos aerogeradores do Parque A se mostrando superior ao desempenho dos aerogeradores do Parque B, dentro do período de análise.

Apesar dos parques possuírem o mesmo aerogerador, são atendidos por equipes de manutenção diferentes e estão expostos a condições ambientais distintas. Ambos são localizados na região costeira, enfrentando problemas de corrosão acentuada devido à salinidade, mas, enquanto o Parque A está localizado em região de ventos de velocidade menor e mais constante, o Parque B está localizado em região de ventos de maior velocidade e com maior variação. Um outro ponto é que o Parque A está localizado em região de dunas, logo está mais exposto a desgastes mecânicos por abrasão. Tais diferenças devem ser consideradas na análise de modos e efeitos de falha e na análise de desempenho.

Nesta dissertação foi realizada uma análise de desempenho única, com base nos dados fornecidos pelo agente para o período de 2018 a 2020. A implantação da metodologia apresentada requer que a análise de desempenho seja realizada de forma periódica, avaliando a evolução dos indicadores de desempenho e do plano de ações associado; as ações propostas devem ser atribuídas a um responsável específico e possuir prazo para a sua execução. O plano de ações oriundo das análises de desempenho deve ser um documento dinâmico e passar por constantes alterações durante a vida útil da central eólica, se ajustando à realidade da instalação e às melhores práticas de engenharia.

Abaixo são listadas as ações que foram propostas no decorrer deste capítulo:

AÇÃO 1 - Avaliar as viabilidades técnica e econômico-financeira de implementar o monitoramento preditivo como estratégia de manutenção para os componentes do sistema de transmissão mecânico. Exemplos: monitoramento de vibração dos rolamentos; ensaios preditivos elétricos do gerador; análise de amostras do lubrificante dos rolamentos.

AÇÃO 2 - Com relação aos equipamentos submetidos à manutenção preventiva, é interessante que as guias de manutenção sejam reavaliadas sob a ótica da priorização de risco originada a partir da análise dos modos e efeitos de falhas.

AÇÃO 3 - Revisar o procedimento de registro das intervenções realizadas nas centrais eólicas de forma a incluir a identificação do componente sob intervenção. Essa ação permitirá a otimização das análises e ações das equipes de manutenção.

AÇÃO 4 - A equipe de manutenção deve aprofundar a análise das falhas dos aerogeradores 17 do Parque A e 28 do Parque B, com o objetivo de identificar o motivo desses aerogeradores terem apresentado resultados negativos expressivos em múltiplos indicadores.

AÇÃO 5 - Buscar novas soluções, como trocar o fabricante ou substituir os componentes eletrônicos e controladores utilizados por modelos mais robustos, de modo a aumentar a confiabilidade do sistema de controle da turbina. Esta ação tem maior relevância para o Parque A.

AÇÃO 6 - Aplicar boas práticas em execução no Parque A no Parque B, de modo que este venha a apresentar a melhoria de desempenho com redução de tempo médio de reparo.

AÇÃO 7 - A equipe de manutenção deve aprofundar a análise das falhas do sistema rotor no Parque B, o crescimento do tempo médio de reparo e a redução do tempo médio entre falhas são expressivos, comportamento este que não se repete para o Parque A.

## 6 CONCLUSÃO

O desenvolvimento desta dissertação envolveu o estudo de conceitos, tipos e estratégias do processo de manutenção de uma forma geral. Foram apresentados os conceitos básicos do processo de manutenção definidos na ABNT NBR 5462, assim como as principais características das manutenções preventiva, preditiva e corretiva. Também foi apresentada a evolução das estratégias de manutenção predominantes na indústria, dando ênfase na Manutenção Baseada em Condição e na Manutenção Centrada em Confiabilidade.

Com foco na indústria eólica, foi apresentada uma revisão da literatura sobre a confiabilidade de aerogeradores. Além disso, foram estudadas pesquisas acadêmicas sobre estratégias de manutenção voltadas a centrais eólicas, dando ênfase à MBC e à MCC. As vantagens do monitoramento de condição são inegáveis, mas nem sempre é a melhor opção. De acordo com a literatura, a junção de técnicas preventivas e preditivas traz o melhor resultado, e é exatamente isso que a MCC proporciona. Ainda na etapa de revisão da literatura, foram estudados os desafios que o desenvolvimento da indústria eólica enfrentou no Brasil, o que permitiu observar que o mercado nacional já evoluiu bastante nas últimas décadas, mas ainda existem barreiras que dificultam o crescimento da indústria, tais como a dependência de componentes importados e a disponibilidade insuficiente de pessoal e fornecedores qualificados.

Em seguida, foi apresentada uma metodologia com base nos conceitos da Manutenção Centrada em Confiabilidade e aplicável a centrais eólicas. Tendo como sistema um aerogerador, a metodologia inclui a elaboração da árvore de equipamentos, a realização da análise de Modos e Efeitos de Falhas para todos os componentes do sistema, a escolha do tipo de manutenção por componente, com base na sua criticidade para o sistema como um todo, e a análise de desempenho da central eólica e dos aerogeradores a partir do cálculo dos indicadores número de intervenções, tempo médio de reparo, tempo médio entre falhas e disponibilidade.

A metodologia proposta foi aplicada na forma de estudo de caso, tendo como objeto os aerogeradores de duas centrais eólicas em operação no Nordeste brasileiro. O estudo de caso demonstrou que a metodologia descrita permite o direcionamento e a priorização das ações de melhoria do processo de manutenção de uma central eólica de forma objetiva, e sua aplicação não é complexa, uma vez que dispensa a aquisição de software ou hardware complexos e de alto custo; a aplicação da metodologia requer exclusivamente o pensamento crítico da equipe que irá conduzir a análise e registros do histórico de falhas dos equipamentos.



Uma vez que a metodologia depende fortemente da análise crítica da equipe que irá realizar a sua aplicação, um ponto importante é a qualificação do pessoal que conduzirá as atividades. Outra questão relevante é a confiabilidade dos registros de falhas, sem isso não é possível analisar o desempenho do processo de manutenção com a metodologia proposta.

Na execução do estudo de caso, foram encontradas as seguintes limitações:

- a) Sua realização considerou o banco de dados fornecido pelo agente, este não inclui o detalhamento das falhas ocorridas por componente do aerogerador, com os resultados restritos ao nível de sistema;
- b) Idealmente, a atividade de análise de desempenho através do cálculo dos indicadores deve originar planos de ação com a definição de responsáveis e prazo de execução. Como a metodologia proposta não foi efetivamente aplicada nas centrais eólicas, não foi possível realizar um plano de ação completo ou avaliar os resultados da sua aplicação;
- c) A atividade de análise de desempenho deve ser realizada de forma periódica, com acompanhamento e ajustes nos planos de ação oriundos da análise crítica da apuração dos indicadores. Aqui a análise foi realizada de forma única, sem resultados anteriores para comparação, ou seja, não é possível avaliar a evolução e o uso contínuo da metodologia.

O estudo de caso mostrou com sucesso que a metodologia proposta tem aplicação simples e seus resultados permitem uma análise objetiva do desempenho do processo de manutenção, com o direcionamento das ações de melhoria às áreas mais críticas do processo, no entanto, não foi possível aprofundar a análise para o nível de componentes bem como verificar os ganhos com o uso contínuo da metodologia, uma vez que a mesma não foi implementada efetivamente nas instalações objeto do estudo.

## 6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros na área de análise de desempenho de centrais eólicas, com ênfase no processo de manutenção, sugere-se os seguintes trabalhos futuros:

- a) Aplicar a mesma metodologia com base nos dados de outras centrais eólicas em operação, validando a sua aplicabilidade;
- b) Aplicar a análise de desempenho a aerogeradores com históricos de falhas mais completos, tanto em prazo de registro (preferencialmente toda a vida útil da Central Eólica)

quanto em detalhamento do equipamento sob falha (preferencialmente até o nível de componente);

c) Complementar a análise da manutenção com a avaliação do desempenho operacional, adicionando à análise de desempenho indicadores que permitam identificar, por exemplo: desvios na curva de potência em relação à curva de projeto; queda na produção de energia, considerando o vento disponível, ou seja, um indicador que permita avaliar a evolução do aproveitamento energético ou o rendimento da central eólica e dos aerogeradores;

d) Avaliar os efeitos da aplicação da metodologia de gestão contínua de parques eólicos baseada na MCC, considerando os impactos no desempenho operacional e nos custos de O&M do empreendimento.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEEÓLICA. **Boletim anual 2022**. Associação Brasileira de Energia Eólica. São Paulo. 2023.
- ABNT. **NBR 5462 Confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1994.
- ABNT. **ISO 9001 - Requisitos de gestão da qualidade - Requisitos**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro. 2015. (ISBN 978-85-07-05801-4).
- ABNT Catálogo, 2023. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/grd.aspx>. Acesso em: 15 Junho 2023.
- ANDRAWUS, Jesse A. *et al.* The selection of a suitable maintenance strategy for wind turbines. **Wind Engineering**, p. 471-486, 2006.
- ANDRAWUS, Jesse A. **Maintenance optimisation for wind turbines**. Aberdeen: Tese PhD, Universidade Robert Gordon, 2008.
- ANDRAWUS, Jesse A. **Maintenance optimisation for wind turbines**. Aberdeen: The Robert Gordon University, 2008.
- ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil, 2. ed.** Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005.
- ANSI Webstore. **IEC 61400-26-1 Ed. 1.0 b:** 2019, 2023. Disponível em: [https://webstore.ansi.org/standards/iec/iec6140026ed2019?gclid=Cj0KCCQjw7aqkBhDPARIsAKGa0oLPufyOGkEg5aWn4JqBwF2Fpr-Q-a2TDosIjq0We-7WVMNhYRbmjHQaAm\\_NEALw\\_wcB](https://webstore.ansi.org/standards/iec/iec6140026ed2019?gclid=Cj0KCCQjw7aqkBhDPARIsAKGa0oLPufyOGkEg5aWn4JqBwF2Fpr-Q-a2TDosIjq0We-7WVMNhYRbmjHQaAm_NEALw_wcB). Acesso em: 15 Junho 2023.
- ARABIAN-HOSEYNABADI, H; ORAEE, H; TAVNER, P J. Failure modes and effects analysis (FMEA) for wind turbines. **Electrical Power and Energy Systems**, 32, 2010.
- BI, Ran *et al.* A survey of failures in wind turbine generator systems with focus on a wind farm in China. **International Journal of Smart Grid and Clean Energy**, 2014. 366-373.
- BRILHANTE, Fábio P. C.; REIS, Max M. L.; SOUZA, Luciano M. **Development of Methodology and Performance Indicators for Wind Farms**. Rio de Janeiro: 18th WORLD WIND ENERGY CONFERENCE. 2019.
- BYON, Eunshin. Wind turbine operations and maintenance: a tractable approximation of dynamic decision making. **IIE Transactions**, p. 1188-1201, 2013.
- CARAZAS, Fernando. **Análise de disponibilidade de turbinas a gás empregadas em usinas termelétricas a ciclo combinado**. São Paulo: Escola Politécnica, 2006.
- CATARINA, Artur S. Wind power generation in Brazil: an overview about investment and scale analysis in 758 projects using levelized cost of energy. **Energy Policy**, 164, 2022.
- CATELANI, Marcantonio *et al.* Optimizing Maintenance Policies for a Yaw System Using Reliability-Centered Maintenance and Data-Driven Condition Monitoring. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, Setembro 2020. 6241-6249.

- CEVASCO, D; KOUJOURA, S; KOLIOS, A J. Reliability, availability, maintainability data review for the identification of trends in offshore wind energy applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 136, 2021.
- CHAN, Daniel; MO, John. Life cycle reliability and maintenance analyses of wind turbines. **Energy Procedia**, 110, 2017.
- DAO, Cuong; KAZEMTABRIZI, Behzad; CRABTREE, Christopher. Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. **Wind Energy**, 2019. 1848-1871.
- DAO, Phong A. *et al.* Condition monitoring and fault detection in wind turbines based on cointegration analysis of SCADA data. **Renewable Energy**, 2018. 107-122.
- DAS, M K. *et al.* **Expert-Based FMEA of Wind Turbine System**. Proceedings of the 2011 IEEE IEEM. [S.l.]: [s.n.]. 2011. p. 1582-1585.
- DIÓGENES, Jamil R. F. *et al.* Overcoming barriers to onshore wind farm implementation in Brasil. **Energy Policy**, 138, 2020.
- EL-NAGGAR, M *et al.* Optimal maintenance strategy of wind turbine subassemblies to improve the overall availability. **Ain Shams Engineering Journal**, 2023.
- EPE. Garantia Física. **EPE - Empresa de PESquisa Energética**, 04 abr. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>.
- FADIGAS, Eliane A. F. A. **Energia eólica**. Barueri, SP: Editora Manole Ltda., 2011. ISBN ISBN 978-85-204-3004-0.
- FERDINAND, Robert; MONTI, Antonello; LABUSCH, Karsten. **Determining Spare Part Inventory for Offshore Wind Farm Substations based on FMEA Analysis**. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. Sarajevo: IEEE. 2018.
- FISHER, Katharina; BESNARD, Francois; BERTLING, Lina. Reliability-Centered Maintenance for Wind Turbines Based on Statistical Analysis and Practical Experience. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Março 2012. 184-195.
- GALANI, Pedro A. **Estudo da influência da taxa de falhas e downtime na energia anual produzida em turbinas eólicas de eixo horizontal**. Dissertação, UFABC. Santo André. 2014.
- GAYLORD, Brian. **Opportunities and challenges in the brazilian O&M Market**. Brazil Windpower Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2016.
- GONZALEZ, Elena *et al.* Key performance indicators for wind farm operation and maintenance. **Energy Procedia**, 2017. 559-570.
- GONZÁLEZ, Mario *et al.* **Operação e manutenção de parques eólicos no Brasil: Desafios e oportunidades**. Brazil Windpower Conference & Exhibition. São Paulo: [s.n.]. 2018.
- GONZÁLEZ, Mario; SANTOS, Marllen; SOUZA, Marrison. **Operação e manutenção de usinas eólicas: Desafios para aumento da competitividade**. Brazil Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2017.
- GWEC. **Global Wind Report 2023**. Global Wind Energy Council. Bruxelas. 2023.
- HENGEVELD, Ferdy; BRUGHUIS, Frans. **How Is the Performance of Your Wind Farm? Using SCADA & Inspections to Maximise Yield!** Brazil Windpower Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2015.

- IEA. Levelised Cost of Electricity Calculator. **IEA**, 09 Dezembro 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>. Acesso em: 13 Fevereiro 2023.
- IRENA. **Renewable power generation costs in 2021**. Abu Dhabi. 2022. (ISBN 978-92-9260-452-3).
- IRENA. **Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022.
- IRENA. Wind energy. **International Renewable Energy Agency**, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy>. Acesso em: 06 Janeiro 2023.
- JIN, Xiaohang; XU, Zhuangwei; QIAO, Wei. Condition Monitoring of Wind Turbine Generators Using SCADA Data Analysis. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Janeiro 2021. 202-210.
- KANG, Jichuan *et al.* Risk assessment of floating offshore wind turbine based on correlation-FMEA. **Ocean Engineering**, 129, 2017.
- KUMAR, Uday *et al.* Maintenance performance metrics: a state-of-the-art review. **Journal of Quality in Maintenance Engineering**, 2013. 233-277.
- LEAHY, Kevin *et al.* Issues with Data Quality for Wind Turbine Condition Monitoring and Reliability Analysis. **Energies**, 2019.
- LEITE, Gustavo N. P.; ARAÚJO, Alex M.; ROSAS, Pedro A. C. Prognostic technics applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018. 1917-1925.
- LI, He; DÍAZ, H; SOARES, C G. A failure analysis of floating offshore wind turbines using AHP-FMEA methodology. **Ocean Engineering**, 234, 2021.
- LI, He; TEIXEIRA, Angelo P.; SOARES, C G. A two-stage failure mode and effect analysis of offshore wind turbines. **Renewable Energy**, 162, 2020.
- MANFROI, Odair J.; BAENA, Luiz G. N.; SOUZA, Lincoln B. **Deteção de centrais eólicas com O&M potencialmente inadequado**. Brazil Windpower Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2018.
- MÁRQUEZ, Fausto P. G. *et al.* Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. **Renewable Energy**, p. 169-178, 2012.
- MARTIN, João. **Melhores práticas para uma Operação & Manutenção: Nossa experiência nos parques da CPFL Renováveis**. Fórum prático Windpower Tech Brazil - Painel O&M na Prática. São Paulo: [s.n.]. 2014.
- MAUBRAY, J. **Reliability-Centered Maintenance**. Oxford: Butterworth Heinemann, 1997.
- MME. **Portaria nº 101**. [S.l.]: Ministério de Minas e Energia, 2016.
- NASA. **RCM Guide - Reliability-Centered Maintenance Guide**. [S.l.]: National Aeronautics and Space Administration, 2008.
- NIKITAS, Georgios *et al.* **Managing Global Warming**. [S.l.]: Academic Press, 2019. ISBN ISBN 978-0-12-814104-5.

O Setor. **ABEEólica**, 2023. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>. Acesso em: 07 Julho 2023.

ONS. **Submódulo 25.8 Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração**. [S.l.]: Operador Nacional do Sistema, 2010.

ONS. Sobre o SIN - O sistema em números. **Operador Nacional do Sistema**, Fevereiro 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 14 Julho 2023.

PARIDA, Aditya; KUMAR, Uday. Maintenance performance measurement (MPM): issues and challenges. **Journal of Quality in Maintenance Engineering**, Julho 2006. 239-251.

PETERS, Ralph W. **Reliable Maintenance Planning, Estimating, and Scheduling**. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2015.

PFAFFEL, Sebastian; FAULSTICH, Stefan; ROHRIG, Kurt. Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review. **Energies**, 2017.

PONTES, Vladimir R. **Aplicação da metodologia FMEA (Análise do Modo e Efeitos de Falha) no processo de montagem de aerogeradores**. Recife: UFPE - Universidade Federal de Pernambuco, 2013.

POULIEZOS, A. Wind Turbine Control Systems and Power Electronics. In: SAYIGH, Ali **Comprehensive Renewable Energy**. [S.l.]: Elsevier, v. 2, 2012. Cap. 2.11, p. 329-370. ISBN ISBN 978-0-08-087873-7.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA - CASA CIVIL. **Lei nº 10.848**. [S.l.]: [S.n.], 2004.

PROINFA. **Minuta do Contrato de Compra e Venda de Energia - Fonte Eólica**. [S.l.]: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, 2004.

PUYALS, Claudia *et al.* **How is my wind farm performing?** Brazil Windpower Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2016.

RINGER, Naya J. **Desafios do setor de energia eólica no Brasil: uma abordagem sistêmica**. Universidade de São Paulo - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. Ribeirão Preto. 2014.

ROMIO, Pedro C.; DIAS, Acires. **Modelo para garantia de disponibilidade de turbinas eólicas**. Brazil Windpower, Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2016.

SAE. **JA1012 - A Guide to Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard**. Warrendale. 2002.

SAKURADA, Eduardo Y. **As técnicas de análise dos modos de falhas e seus efeitos e análise da árvore de falhas no desenvolvimento e na avaliação de produtos**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Wind turbine reliability: Understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs**. [S.l.]: [S.n.], 2006.

SANTOS, Marllen; GONZÁLEZ, Mario. Factors that influence the performance of wind farms. **Renewable Energy**, 135, 2019.

SARDINHA, Heitor *et al.* **Estudo do desempenho de parques eólicos em operação nas regiões Nordeste e Sul do Brasil.** Brazil Windpower Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2016.

SCHEU, Matti N. *et al.* A systematic Failure Mode Effects and Criticality Analysis for offshore wind turbine systems towards integrated condition based maintenance strategies. **Ocean Engineering**, 176, 2019.

SHAFIEE, Mahmood; DINMOHAMMADI, Fateme. An FMEA-based risk assessment approach for wind turbine systems: A comparative study of onshore and offshore. **Energies**, 7, 2014.

SHENG, Shuangwen; O'CONNOR, Ryan. Chapter 15 - Reliability of Wind Turbines. In: LETCHER, Trevor M. **Wind Energy Engineering - A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines.** [S.l.]: Elsevier, 2017.

SILVA, Leandro R. A.; PINHEIRO, Ricardo F. Reliability applied to the Preventive Maintenance on Wind Farms using Weibull distribution with a Financial Approach. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality**, Malaga, Abril 2017.

SINGH, Sarbjeet; BAGLEE, David; MICHAEL, Knowles. Developing RCM strategy for wind turbines utilizing e-condition monitoring. **International Journal of System Assurance Engineering**, Junho 2015. 150-156.

SPINATO, F *et al.* Reliability of wind turbine subassemblies. **IET Renewable Power Generation**, 26 Setembro 2008.

TAZI, Nacef; CHÂTELET, Eric; BOUZIDI, Youcef. Using a Hybrid Cost-FMEA Analysis for Wind Turbine Reliability Analysis. **Energies**, 2017.

TCHAKOUA, Pierre *et al.* Wind Turbine Condition Monitoring: State-of-the-Art-Review, New Trends, and Future Challenges. **Energies**, 2014. 2595-2630.

TIAN, Zhigang *et al.* Condition based maintenance optimization for wind power generation systems under continuous monitoring. **Renewable Energy**, p. 1502-1509, 2011.

TOSTA, Eduardo. **Panorama da cadeia produtiva da indústria eólica de bens e serviços no Brasil.** São Paulo: Brazil Windpower Conference & Exhibition. 2014.

VELMURUGAN, R S.; DHINGRA, Tarun. Maintenance strategy selection and its impact in maintenance function. **International Journal of Operations & Production Management**, Novembro 2014. 1622-1661.

WAGNER, Fabio; PAGEL, Christian; STEINMETZ, Urs. **Analysis of potential wind farm profitability increase by the application of a predictive analytics approach.** Brazil Windpower, Conference & Exhibition. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2017.

WANG, Jingjing; ZHAO, Xian; GUO, Xiaoxin. Optimizing wind turbine's maintenance policies under performance-based contract. **Renewable Energy**, 135, 2019.

WESTBERG, Julla N.; TJERNBERG, Lina B. Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems - Life cycle cost analysis for two case studies. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, p. 223-229, 2007.

WHITE, Beverly. **Risk Analysis Using Failure Modes and Effects Analysis (FMEA): FMEA Made Easy.** [S.l.]: eBook Kindle, 2022. ISBN ASIN: B09XFKV7Z1.

WYMORE, Mathew L. *et al.* A survey of health monitoring systems for wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 52, 2015.

ZAPPALÁ, Donatella; TAVNER, Peter J. Wind Turbine Reliability - Maintenance Strategies. In: LETCHER, Trevor M. **Comprehensive Renewable Energy**. 2<sup>a</sup>. ed. [S.l.]: Elsevier, v. 2, 2022. Cap. 2.11, p. 353-370.

ZHANG, Chen *et al.* Opportunistic maintenance for wind turbines considering imperfect, reliability-based maintenance. **Renewable Energy**, 2017. 606-612.



## APÊNDICE A FUNÇÃO DOS COMPONENTES

Abaixo são listadas as principais funções dos sistemas, subsistemas e componentes listados na Figura 11.

1. Aerogerador: transformar a energia cinética do vento em energia elétrica.
  - 1.1. Rotor: Capturar a energia cinética do vento; transmitir a energia cinética do vento para o sistema de transmissão mecânico.
    - 1.1.1. Hub: transferir o trabalho das pás ao eixo do gerador; suporte estrutural para o sistema de pitch.
    - 1.1.2. Pás: transformar movimento translacional do ar em movimento rotacional.
    - 1.1.3. Sistema de pitch: controlar a captação de energia do aerogerador; freio aerodinâmico.
      - 1.1.3.1. Rolamentos de pitch: permitir a rotação da pá, com o menor atrito possível.
      - 1.1.3.2. Motorreduzores de pitch: movimentar as pás através da transformação de energia elétrica em energia mecânica.
      - 1.1.3.3. Slip Ring: promover o fluxo de dados entre a parte móvel e a parte fixa do aerogerador.
      - 1.1.3.4. Encoder de posição: registrar a posição angular das pás.
      - 1.1.3.5. Transmissão mecânica: transmitir a energia mecânica dos motorreduzores para as pás.
      - 1.1.3.6. Pitch Box: controlar os motorreduzores do sistema de pitch; fonte de energia de emergência.
        - 1.1.3.6.1. Controladores de pitch: controlar os motorreduzores do sistema de pitch.
        - 1.1.3.6.2. Ultracapacitores: fonte de energia de emergência.
        - 1.1.3.6.3. Carregador de baterias: carregar os Ultracapacitores.
  - 1.2. Sistema de transmissão mecânico: transformar a energia cinética capturada pelo rotor em energia elétrica.
    - 1.2.1. Eixo: transmitir energia mecânica do hub para o gerador; conectar o rotor, o gerador e a nacela.
    - 1.2.2. Gerador síncrono de ímãs permanentes: transformar energia mecânica em energia elétrica em níveis determinados de tensão.

- 1.2.2.1. Sensores de temperatura: registrar a temperatura das bobinas do estator
- 1.2.2.2. Sistema de refrigeração: resfriar os componentes do gerador.
- 1.2.3. Disjuntor do gerador: seccionar o gerador do sistema de controle da turbina em caso de sobrecarga ou falha elétrica.
- 1.2.4. Rolamentos principais: permitir a rotação do eixo do aerogerador, com o menor atrito possível.
- 1.2.5. Freio mecânico (rotor lock): travar o rotor em situações de manutenção.
- 1.3. Nacele: alocar todos os painéis, o sistema de yaw e o sistema de monitoramento; transmitir as cargas estáticas e dinâmicas do rotor e do gerador para a torre.
  - 1.3.1. Sistema de yaw: alinhar o aerogerador com a direção do vento.
    - 1.3.1.1. Motorreductores de yaw: movimentar a nacele através da transformação de energia elétrica em energia mecânica.
    - 1.3.1.2. Engrenagem de yaw: transmitir a energia mecânica dos motorreductores para os rolamentos de yaw.
    - 1.3.1.3. Rolamentos de yaw: permitir a rotação da nacele, com o menor atrito possível.
    - 1.3.1.4. Freio mecânico: parar o movimento de rotação da nacele.
      - 1.3.1.4.1. Calipers de freio: dissipar energia mecânica através de atrito.
      - 1.3.1.4.2. Discos de freio: dissipar energia mecânica através de atrito.
      - 1.3.1.4.3. Acionamento hidráulico: ativar os calipers de freio.
    - 1.3.1.5. Sensor de posição angular: registrar o posicionamento angular da nacele.
  - 1.3.2. Instrumentos de medição: monitorar o vento incidente no aerogerador, na altura do Hub.
    - 1.3.2.1. Anemômetro: registrar a velocidade do vento.
    - 1.3.2.2. Biruta: registrar a direção do vento.
- 1.4. Controle da turbina: controlar todos os sistemas do aerogerador.
  - 1.4.1. Top Box: controlar o sistema de pitch e o sistema de yaw.
  - 1.4.2. Conversor CA-CC-CA: conectar o gerador com a rede elétrica; converter a energia gerada para níveis adequados de tensão e frequência.
    - 1.4.2.1. Retificador: retificar a tensão CA gerada.
    - 1.4.2.2. Fonte elevadora: aumentar o nível da tensão CC retificada.
    - 1.4.2.3. Filtros de linha capacitivos: filtrar interferências harmônicas.
    - 1.4.2.4. Inversor: transformar a tensão retificada e filtrada em CA.
    - 1.4.2.5. Controladores do conversor: controlar o conversor de frequência.

- 1.4.2.6. Sistema de ventilação: resfriar os componentes do conversor CA-CC-CA.
  - 1.4.2.6.1. Ventiladores: promover a entrada de ar nos painéis do conversor CA-CC-CA.
  - 1.4.2.6.2. Exaustores: promover a saída de ar dos painéis do conversor CA-CC-CA.
  - 1.4.2.7. Transformador auxiliar: reduzir a tensão para níveis adequados aos serviços auxiliares do aerogerador.
  - 1.4.2.8. Disjuntor principal: seccionamento do aerogerador com a rede elétrica em caso de sobrecarga ou falha elétrica.
- 1.5. Torre: posicionar o rotor, o sistema de transmissão mecânico e a nacelle a uma determinada altura para o melhor aproveitamento do vento.

**APÊNDICE B FMEA**

Componente: Rotor			Página: _01_ de _52_				
Sistema: Aerogerador			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Capturar a energia cinética do vento; transmitir a energia cinética do vento para o sistema de transmissão mecânico	Falha crítica do hub	Fratura na 'casca'	Indisponibilidade do aerogerador	5	1	1	5
	Pás se separam do hub	Erro de posicionamento/ montagem	Indisponibilidade do aerogerador	5	1	1	5
	Quebra/queda da pá	Falha catastrófica de pá	Indisponibilidade do aerogerador	5	1	1	5
	Dano estrutural de pá, requer parada imediata para reparo	Trincas	Indisponibilidade do aerogerador	5	1	1	5
		Delaminação					
		Trincas ou descolamento da alma					
	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	Defeitos no top coat (pá)	Perda parcial da capacidade de geração	3	5	2	30
Desalinhamento dos rolamentos de pitch							
Sistema de pitch recebe informação incorreta de posição da pá							

Componente: Rotor			Página: _02_ de _52_				
Sistema: Aerogerador			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
	Falha do Sistema de pitch	Perda da capacidade de movimentação das pás	Indisponibilidade do aerogerador	4	5	3	60
		Ausência de fluxo de dados entre o controle de pitch e a top box					
		Sistema de pitch não recebe a informação de posição da pá					
	Falha do freio aerodinâmico	Perda da capacidade de movimentação das pás	Sobrevelocidade	5	5	2	50

Componente: Hub			Página: _03_ de _52_				
Sistema: Rotor			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transferir o trabalho das pás ao eixo do gerador	Fratura na ‘casca’	Defeito de fabricação	Falha crítica do hub	5	1	1	5
	Erro de posicionamento/montagem	Defeito de fabricação	Pás se separam do hub	5	1	1	5
Suporte estrutural para o sistema de pitch	Fratura na ‘casca’	Defeito de fabricação	Falha crítica do hub	5	1	1	5
	Erro de posicionamento/montagem	Defeito de fabricação	Pás se separam do hub	5	1	1	5

Componente: Pás			Página: _04_ de _52_				
Sistema: Rotor			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transformar o movimento translacional do ar em movimento rotacional	Falha catastrófica	Descarga atmosférica	Quebra/queda da pá	5	1	1	5
		Trincas					
		Fadiga					
		Folga excessiva na conexão da pá ao hub					
	Trincas	Defeitos de fabricação/manutenção	Dano estrutural, requer parada imediata para reparo	5	1	1	5
	Delaminação	Proteção contra descargas atmosféricas insuficiente	Dano estrutural, requer parada imediata para reparo	5	1	1	5
		Erro de fabricação					
	Trincas ou descolamento da alma	Erro de fabricação	Dano estrutural, requer parada imediata para reparo	5	1	1	5
	Defeitos no top coat	Erosão por abrasão	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	1	1	3
		Impacto com inseto					
Manuseio inapropriado durante transporte, montagem e instalação							

Componente: Sistema de pitch			Página: _05_ de _52_				
Sistema: Rotor			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Controlar a captação de energia do aerogerador	Desalinhamento dos rolamentos de pitch	Fratura da pista	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	5	2	30
		Fratura das esferas					
		Desgaste das esferas					
		Desgaste da gaiola					
		Perda de integridade estrutural					
	Perda da capacidade de movimentação das pás	Falha do motorreductor	Falha do sistema de pitch	4	5	3	60
		Sistema incapaz de transmitir movimento					
	Falha do slip ring	Falha de conexão elétrica	Falha do sistema de pitch	4	5	3	60
		Falha mecânica					
		Desgaste do contato elétrico					
		Falha de isolamento					
		Quebra do cabo de alimentação					
	Ausência de registro de posição da pá	Falha do encoder	Falha do sistema de pitch	4	5	3	60
Registro incorreto de posição da pá	Medição incorreta	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	5	1	15	



Componente: Sistema de pitch			Página: _06_ de _52_				
Sistema: Rotor			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Freio aerodinâmico	Perda da capacidade de movimentação das pás	Falha do motorreductor	Falha do freio aerodinâmico	5	5	3	75
		Sistema incapaz de transmitir movimento					

Componente: Rolamentos de pitch			Página: _07_ de _52_				
Sistema: Sistema de pitch			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Permitir a rotação da pá, com o menor atrito possível	Fratura da pista	Fadiga	Desalinhamento dos rolamentos	3	5	2	30
	Fratura das esferas	Fadiga	Desalinhamento dos rolamentos	3	5	2	30
	Desgaste das esferas	Desgaste	Desalinhamento dos rolamentos	3	5	2	30
	Desgaste da gaiola	Desgaste	Desalinhamento dos rolamentos	3	5	2	30
	Perda de integridade estrutural	Fadiga	Desalinhamento dos rolamentos	3	5	2	30
	Desgaste da pista	Lubrificação insuficiente	Desalinhamento dos rolamentos	3	5	2	30

Componente: Motorreductores de pitch			Página: _08_ de _52_				
Sistema: Sistema de pitch			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Movimentar as pás através da transformação de energia elétrica em energia mecânica	Desgaste do eixo	-	Falha do motorreductor	4	5	3	60
	Sobrecarga	-	Falha do motorreductor	4	5	3	60
	Corrosão	-	Falha do motorreductor	4	5	3	60
	Falha no acoplamento	-	Falha do motorreductor	4	5	3	60

Componente: Slip ring			Página: _09_ de _52_				
Sistema: Sistema de pitch			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Promover o fluxo de dados entre a parte móvel e a parte fixa do aerogerador	Falha de conexão elétrica	Vibração anormal	Falha do slip ring	4	5	3	60
		Sobreaquecimento					
		Desgaste					
	Falha mecânica	Vibração anormal	Falha do slip ring	4	5	3	60
		Sobreaquecimento					
		Desgaste					
	Desgaste do contato elétrico	Vibração anormal	Falha do slip ring	4	5	3	60
		Sobreaquecimento					
		Desgaste					
	Falha de isolamento	Vibração anormal	Falha do slip ring	4	5	3	60
		Sobreaquecimento					
		Desgaste					
Quebra do cabo de alimentação	Vibração anormal	Falha do slip ring	4	5	3	60	
	Sobreaquecimento						
	Desgaste						

Componente: Encoder de posição			Página: _10_ de _52_				
Sistema: Sistema de pitch			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Registrar a posição angular das pás	Falha do encoder	Sensor sem funcionamento (quebra, curto-circuito etc.)	Ausência de registro da posição da pá	4	5	3	60
	Medição incorreta	Falha no cabeamento	Registro incorreto da posição da pá	3	5	1	15
		Defeito no rolamento do encoder					
		Desgaste natural					

Componente: Transmissão mecânica			Página: _11_ de _52_				
Sistema: Sistema de pitch			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transmitir a energia mecânica dos motorreductores para as pás	Sistema incapaz de transmitir movimento	Falha da correia	Perda da capacidade de movimentação das pás	4	5	2	40
		Falha/Travamento das polias					

Componente: Pitch Box			Página: _12_ de _52_				
Sistema: Sistema de pitch			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Controlar os Motorredutores do sistema de pitch	Falha do controlador	Curto-circuito	Falha do controle de pitch	4	5	3	60
		Circuito aberto					
		Falha em componentes menores					
Fonte de energia de emergência	Energia insuficiente para acionamento do freio aerodinâmico	Perda de capacitância dos ultracapacitores	Falha no acionamento do freio aerodinâmico	2	5	2	20
		Carregador de baterias sem capacidade de carregamento					
	Ausência de fonte de energia para acionamento do freio aerodinâmico	Curto-circuito nos ultracapacitores	Falha no acionamento do freio aerodinâmico	2	5	3	30

Componente: Controladores de pitch			Página: _13_ de _52_				
Sistema: Pitch Box			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Controlar os motorreductores do sistema de pitch	Curto-circuito	Penetração de umidade	Falha do controlador	4	5	3	60
	Circuito aberto	Descarga atmosférica	Falha do controlador	4	5	3	60
	Falha em componentes menores	Falha de sensores	Falha do controlador	4	5	3	60
		Desconexão de cabos					
		Falha de contadores					
		Falha de comutadores					
		Falha de fusíveis					
Erro de software							
Erro de medição							



Componente: Ultracapacitores			Página: _14_ de _52_				
Sistema: Pitch Box			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Fonte de energia de emergência	Perda de capacitância	Desgaste	Energia insuficiente para acionamento do freio aerodinâmico	2	5	2	20
	Curto-circuito	Fuga no dielétrico	Ausência de fonte de energia para acionamento do freio aerodinâmico	2	5	5	50

Componente: Carregador de baterias			Página: _15_ de _52_				
Sistema: Pitch Box			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Carregar os ultracapacitores	Carregador de baterias sem capacidade de carregamento	Curto-circuito	Energia insuficiente para acionamento do freio aerodinâmico	2	5	3	30
		Desconexão de cabos					

Componente: Sistema de transmissão mecânico			Página: _16_ de _52_				
Sistema: Aerogerador			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transformar a energia cinética capturada pelo rotor em energia eléctrica	Falha crítica do eixo	Trinca	Indisponibilidade do aerogerador	5	5	5	125
		Fratura					
	Perda da capacidade de geração	Sobreaquecimento	Indisponibilidade do aerogerador	5	5	5	125
		Falha de rolamento					
		Deformação de rolamento					
		Arraste do rotor no estator					
	Desconexão indevida entre gerador e sistema de controle	Atuação indevida do disjuntor	Indisponibilidade do aerogerador	4	5	5	100
	Exposição do sistema à sobrecarga	Não atuação do disjuntor	Indisponibilidade do aerogerador	4	5	5	100
Geração anormal ou desbalanceada	Vibração anormal	Perda de qualidade da energia gerada	3	5	5	75	
Impossibilidade de bloqueio do rotor	Sistema de freio mecânico sem funcionamento	Ausência de condição de segurança para atividades dentro do rotor	2	5	1	10	

Componente: Eixo			Página: _17_ de _52_				
Sistema: Sistema de transmissão mecânico			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transmitir energia mecânica do hub para o gerador	Trinca	Defeitos de solda	Falha crítica do eixo	5	5	5	125
	Fratura	Fadiga	Falha crítica do eixo	5	5	5	125
Conectar o rotor, o gerador e a nacele	Trinca	Defeitos de solda	Falha crítica do eixo	5	5	5	125
	Fratura	Fadiga	Falha crítica do eixo	5	5	5	125

Componente: Gerador síncrono de ímãs permanentes			Página: _18_ de _52_				
Sistema: Sistema de transmissão mecânico			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transformar energia mecânica em energia elétrica em níveis determinados de tensão	Sobreaquecimento	Sobrecarga	Perda da capacidade de geração	5	5	2	50
		Falha do Sistema de refrigeração					
		Ausência ou medição incorreta dos sensores de temperatura					
		Falha elétrica					
	Falha de enrolamento	Degradação do isolamento	Perda da capacidade de geração	5	5	5	125
		Desconexão de cabo					
		Curto-circuito					
	Corrosão						
Arraste do rotor no estator	Desprendimento de ímã	Perda da capacidade de geração	5	5	5	125	

Componente: Sensores de temperatura			Página: _19_ de _52_				
Sistema: Gerador síncrono de ímãs permanentes			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Registrar a temperatura das bobinas do estator	Ausência de medição	Sensor inoperante	Sobreaquecimento do gerador	5	5	5	125
		Sensor desconectado					
	Medição incorreta	Falha no cabeamento	Sobreaquecimento do gerador	5	5	5	125
		Mudança de posição					

Componente: Sistema de refrigeração				Página: _20_ de _52_			
Sistema: Gerador síncrono de ímãs permanentes				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Resfriar os componentes do gerador	Bloqueio dos dutos de ar	Bloqueio dos dutos de ar	Sobreaquecimento do gerador	5	5	2	50

Componente: Disjuntor do gerador				Página: _21_ de _52_			
Sistema: Sistema de transmissão mecânico				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Seccionar o gerador do sistema de controle da turbina em caso de sobrecarga ou falha elétrica	Sobrecarga	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Curto-circuito	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Falha mecânica	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Falha na alimentação	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Defeito de fabricação	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Corrosão	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60



Componente: Rolamentos principais			Página: _22_ de _52_				
Sistema: Sistema de transmissão mecânico			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Permitir a rotação do eixo do aerogerador, com o menor atrito possível.	Deformação de rolamento	Lubrificação inadequada	Perda da capacidade de gerar energia	5	5	5	125
		Folga insuficiente					
		Corrosão da gaiola					
		Desgaste					
	Vibração anormal	Lubrificação inadequada	Geração anormal ou desbalanceada	3	5	5	75
		Folga insuficiente					
		Corrosão da gaiola					
		Desgaste					

Componente: Freio mecânico (rotor lock)				Página: _23_ de _52_			
Sistema: Sistema de transmissão mecânico				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Travar o rotor em situações de manutenção	Sistema de freio mecânico sem funcionamento	Falha do acionamento hidráulico	Impossibilidade de bloqueio do rotor	2	5	1	10

Componente: Nacele			Página: _24_ de _52_				
Sistema: Aerogerador			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Alocar todos os painéis, o sistema de yaw e o sistema de monitoramento e transmitir as cargas estáticas e dinâmicas do rotor e do gerador para a torre	Falha do sistema e yaw	Falha do motorreductor	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	5	3	45
		Falha da engrenagem de yaw					
		Falha de rolamentos de yaw					
		Ausência de registro da posição angular da nacele					
	Incapacidade de bloquear a movimentação da nacele	Falha do Sistema de freio mecânico	Ausência de condição de segurança para manutenções	4	5	2	40
	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	Perda da precisão no registro de dados do vento	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	5	3	45
		Registro incorreto da posição angular da nacele					
Falha do sistema de yaw e de pitch	Falha de sensor de monitoramento do vento	Perda da capacidade de geração	4	5	3	60	

Componente: Sistema de yaw			Página: _25_ de _52_				
Sistema: Nacele			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Alinhar o aerogerador com a direção do vento	Falha do motorreductor	Desgaste do eixo	Falha do sistema de yaw	3	5	3	45
		Sobrecarga					
		Corrosão					
		Falha no acoplamento					
	Falha da engrenagem de yaw	Desgaste	Falha do sistema de yaw	3	5	3	45
		Fadiga					
		Sobrecarga					
		Lubrificação inadequada					
	Falha de rolamentos de yaw	Arraste de rolamentos de yaw	Falha do sistema de yaw	3	5	3	45
	Aumento do tempo para parar o movimento de rotação	Atrito insuficiente	-	-	-	-	-
Falha do Sistema de freio mecânico	Atrito insuficiente	Incapacidade de bloquear a movimentação da nacele	4	5	2	40	
	Falha do acionamento do freio mecânico						
Ausência de registro da posição angular da nacele	Falha do sensor	Falha do sistema de yaw	3	5	3	45	
Registro incorreto da posição angular da nacele	Erro de medição	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	5	3	45	

Componente: Sistema de yaw			Página: _26_ de _52_				
Sistema: Nacele			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Alinhar o aerogerador com a direção do vento (continuação)	Falha de sensor de monitoramento do vento	Ausência de registro de velocidade do vento	Falha do sistema de yaw e de pitch	4	5	3	60
		Ausência de registro de direção do vento					
	Perda da precisão no registro de dados do vento	Registro incorreto de velocidade do vento	Redução da energia gerada (perda de eficiência)	3	5	3	45
		Registro incorreto de direção do vento					

Componente: Motorreductores de yaw			Página: _27_ de _52_				
Sistema: Sistema de yaw			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Movimentar a nacele através da transformação de energia elétrica em energia mecânica	Desgaste do eixo	-	Falha do motorreductor	3	5	3	45
	Sobrecarga	-	Falha do motorreductor	3	5	3	45
	Corrosão	-	Falha do motorreductor	3	5	3	45
	Falha no acoplamento	-	Falha do motorreductor	3	5	3	45

Componente: Engrenagem de yaw			Página: _28_ de _52_				
Sistema: Sistema de yaw			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transmitir a energia mecânica dos motorreductores para os rolamentos de yaw	Desgaste	-	Falha da engrenagem de yaw	3	5	2	30
	Fadiga	-	Falha da engrenagem de yaw	3	5	2	30
	Sobrecarga	-	Falha da engrenagem de yaw	3	5	2	30
	Lubrificação inadequada	-	Falha da engrenagem de yaw	3	5	2	30

Componente: Rolamentos de yaw				Página: _29_ de _52_			
Sistema: Sistema de yaw				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Permitir a rotação da nacele, com o menor atrito possível.	Arraste de rolamentos de yaw	Lubrificação inadequada	Falha de rolamentos de yaw	3	5	2	30



Componente: Freio mecânico			Página: _30_ de _52_				
Sistema: Sistema de yaw			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Parar o movimento de rotação da nacele	Atrito insuficiente	Desgaste de calipers	Aumento do tempo para parar o movimento de rotação	2	5	2	20
		Tensão insuficiente na mola do caliper					
		Desgaste de disco					
	Atrito insuficiente	Desgaste de calipers	Falha do Sistema de freio mecânico	4	5	2	40
		Tensão insuficiente na mola do caliper					
		Desgaste de disco					
Falha do acionamento do freio mecânico	Vazamento de óleo	Falha do Sistema de freio mecânico	4	5	2	40	

Componente: Calipers de freio				Página: _31_ de _52_			
Sistema: Freio mecânico				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Dissipar energia mecânica através de atrito	Desgaste	Uso contínuo	Atrito insuficiente	2	5	2	20
	Tensão insuficiente na mola do caliper	Desgaste	Atrito insuficiente	2	5	2	20

Componente: Discos de freio				Página: _32_ de _52_			
Sistema: Freio mecânico				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Dissipar energia mecânica através de atrito	Desgaste	Uso contínuo	Atrito insuficiente	2	5	2	20

Componente: Acionamento hidráulico			Página: _33_ de _52_				
Sistema: Freio mecânico			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Ativar os calipers de freio	Vazamento de óleo	Desgaste ou degradação da tubulação hidráulica	Falha do acionamento do freio mecânico	4	5	2	40

Componente: Sensor de posição angular			Página: _34_ de _52_				
Sistema: Sistema de yaw			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Registrar o posicionamento angular da nacele	Falha do sensor	Sensor sem funcionamento (quebra, curto-circuito etc.)	Ausência de registro da posição angular da nacele	3	5	3	45
	Erro de medição	Falha no cabeamento	Registro incorreto da posição angular da nacele	3	5	3	45
		Desgaste natural					

Componente: Instrumentos de medição			Página: _35_ de _52_				
Sistema: Nacele			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Monitorar o vento incidente no aerogerador, na altura do hub	Ausência de registro de velocidade do vento	Falha do anemômetro	Falha de sensor	4	5	3	60
	Registro incorreto de velocidade do vento	Erro de medição do anemômetro	Perda da precisão no registro de dados do vento	3	5	3	45
	Ausência de registro de direção do vento	Falha da biruta	Falha de sensor	4	5	3	60
	Registro incorreto de direção do vento	Erro de medição da biruta	Perda da precisão no registro de dados do vento	3	5	3	45

Componente: Anemômetro			Página: _36_ de _52_				
Sistema: Instrumentos de medição			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Registrar a velocidade do vento	Falha do anemômetro	Sensor inoperante	Ausência de registro de velocidade do vento	4	5	3	60
	Erro de medição	Falha no cabeamento	Registro incorreto de velocidade do vento	3	5	3	45
		Defeito no rolamento do anemômetro					
Desgaste natural							

Componente: Biruta			Página: _37_ de _52_				
Sistema: Instrumentos de medição			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Registrar a direção do vento	Falha da biruta	Sensor inoperante	Ausência de registro de direção do vento	4	5	3	60
	Erro de medição	Falha no cabeamento	Registro incorreto de direção do vento	3	5	3	45
		Defeito no rolamento da biruta					
		Desgaste natural					



Componente: Controle da turbina			Página: _38_ de _52_				
Sistema: Aerogerador			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Controlar todos os sistemas do aerogerador	Falha do controlador	Degradação dos componentes eletrônicos do sistema de pitch	Perda da capacidade de geração	4	5	3	60
		Falha elétrica no sistema de pitch					
		Sobreaquecimento do sistema de pitch					
		Degradação dos componentes eletrônicos do sistema de yaw					
		Falha elétrica no sistema de yaw					
		Sobreaquecimento do sistema de yaw					
	Atuação indevida do disjuntor	Falha do disjuntor	Perda da conexão com o SIN	4	5	3	60
	Não atuação do disjuntor	Falha do disjuntor	Danos a componentes do aerogerador	5	5	3	75
	Falha do conversor CA-CC-CA	Falha do retificador	Perda da capacidade de geração	4	5	3	60
		Falha da fonte elevadora					
		Falha dos filtros de linha					
Falha do inversor							
Falha do controlador							
Indisponibilidade do serviço auxiliar							

Componente: Top Box			Página: _39_ de _52_				
Sistema: Controle da turbina			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Controlar o sistema de yaw	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha do controlador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha do controlador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha do controlador	4	5	3	60
Falha elétrica							
Controlar o sistema de pitch	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha do controlador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha do controlador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha do controlador	4	5	3	60
Falha elétrica							

Componente: Conversor CA-CC-CA			Página: _40_ de _52_				
Sistema: Controle da turbina			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Conectar o gerador com a rede elétrica	Falha do disjuntor	Sobrecarga	Atuação indevida do disjuntor	4	5	3	60
		Curto-circuito					
		Falha mecânica					
		Falha na alimentação					
		Defeito de fabricação					
		Corrosão					
	Falha do disjuntor	Sobrecarga	Não atuação do disjuntor	5	5	3	75
		Curto-circuito					
		Falha mecânica					
		Falha na alimentação					
		Defeito de fabricação					
		Corrosão					
Converter a energia gerada para níveis adequados de tensão e frequência	Falha do retificador	Degradação dos componentes eletrônicos	Falha do conversor CA-CC-CA	4	5	3	60
		Falha elétrica					
		Sobreaquecimento					
	Falha da fonte elevadora	Degradação dos componentes eletrônicos	Falha do conversor CA-CC-CA	4	5	3	60
		Falha elétrica					
		Sobreaquecimento					

Componente: Conversor CA-CC-CA			Página: _41_ de _52_				
Sistema: Controle da turbina			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Converter a energia gerada para níveis adequados de tensão e frequência (continuação)	Falha dos filtros de linha	Degradação dos componentes eletrônicos	Falha do conversor CA-CC-CA	4	5	3	60
		Falha elétrica					
		Sobreaquecimento					
	Falha do inversor	Degradação dos componentes eletrônicos	Falha do conversor CA-CC-CA	4	5	3	60
		Falha elétrica					
		Sobreaquecimento					
	Falha do controlador	Degradação dos componentes eletrônicos	Falha do conversor CA-CC-CA	4	5	3	60
		Falha elétrica					
		Sobreaquecimento					
	Indisponibilidade do serviço auxiliar	Curto-circuito do transformador auxiliar	Falha do conversor CA-CC-CA	4	5	3	60

Componente: Retificador			Página: _42_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Retificar a tenção CA gerada	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha do retificador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha do retificador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha do retificador	4	5	3	60
Falha elétrica							

Componente: Fonte elevadora			Página: _43_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Aumentar o nível da tensão CC retificada	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha da fonte elevadora	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha da fonte elevadora	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha da fonte elevadora	4	5	3	60
Falha elétrica							

Componente: Filtros de linha capacitivos			Página: _44_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Filtrar interferências harmônicas	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha dos filtros de linha	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha dos filtros de linha	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha dos filtros de linha	4	5	3	60
Falha elétrica							

Componente: Inversor			Página: _45_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Transformar a tensão retificada e filtrada em CA	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha do inversor	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha do inversor	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha do inversor	4	5	3	60
Falha elétrica							



Componente: Controladores do conversor			Página: _46_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Controlar o conversor de frequência	Degradação dos componentes eletrônicos	Defeitos de fabricação	Falha do controlador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
	Falha elétrica	Defeitos de fabricação	Falha do controlador	4	5	3	60
		Acúmulo de sujeira					
		Falha em soldas					
	Sobreaquecimento	Defeitos ou falhas no sistema de ventilação	Falha do controlador	4	5	3	60
Falha elétrica							

Componente: Sistema de ventilação			Página: _47_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Resfriar os componentes do conversor CA-CC-CA	Falha do ventilador	Falha do motor elétrico	Sobreaquecimento	2	5	3	30
		Obstrução do fluxo de ar					
		Desgaste nas pás					
		Falha na alimentação					
		Falha do controle de velocidade					
	Falha dos exaustores	Falha do motor elétrico	Sobreaquecimento	2	5	3	30
		Obstrução do fluxo de ar					
		Desgaste nas pás					
		Falha na alimentação					
		Falha do controle de velocidade					

Componente: Ventiladores				Página: _48_ de _52_			
Sistema: Sistema de ventilação				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Promover a entrada de ar nos painéis do conversor CA-CC-CA	Falha do motor elétrico	-	Falha do ventilador	2	5	3	30
	Obstrução do fluxo de ar	-	Falha do ventilador	2	5	3	30
	Desgaste nas pás	-	Falha do ventilador	2	5	3	30
	Falha na alimentação	-	Falha do ventilador	2	5	3	30
	Falha do controle de velocidade	-	Falha do ventilador	2	5	3	30

Componente: Exaustores			Página: _49_ de _52_				
Sistema: Sistema de ventilação			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Promover a saída de ar dos painéis do conversor CA-CC-CA	Falha do motor elétrico	-	Falha do exaustor	2	5	3	30
	Obstrução do fluxo de ar	-	Falha do exaustor	2	5	3	30
	Desgaste nas pás	-	Falha do exaustor	2	5	3	30
	Falha na alimentação	-	Falha do exaustor	2	5	3	30
	Falha do controle de velocidade	-	Falha do exaustor	2	5	3	30

Componente: Transformador auxiliar			Página: _50_ de _52_				
Sistema: Conversor CA-CC-CA			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Reduzir a tensão para níveis adequados aos serviços auxiliares do aerogerador	Curto-circuito	Falha no isolamento	Indisponibilidade do serviço auxiliar	4	5	3	60
		Excesso de umidade no isolante					
		Contaminação do isolante					
		Acúmulo de material ou corrosão na barra de conexão					
	Sobreaquecimento	Sobrecarga	Diminuição da eficiência e da vida útil do transformador	1	5	3	15
		Correntes parasitas					

Componente: Disjuntor principal				Página: _51_ de _52_			
Sistema: Conversor CA-CC-CA				Data inicial: 30/05/2023			
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Seccionamento do aerogerador com a rede elétrica em caso de sobrecarga ou falha elétrica	Sobrecarga	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Curto-circuito	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Falha mecânica	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Falha na alimentação	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Defeito de fabricação	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60
	Corrosão	-	Falha do disjuntor	4	5	3	60

Componente: Torre			Página: _52_ de _52_				
Sistema: Aerogerador			Data inicial: 30/05/2023				
FUNÇÃO	MODO DE FALHA POTENCIAL	CAUSA(S) E MECANISMO(S) POTENCIAL(IS) DE FALHA	EFEITO(S) POTENCIAL (IS) DA FALHA	SEVERIDADE	OCORRÊNCIA	DETECÇÃO	NPR
Posicionar o rotor, o sistema de transmissão mecânico e a nacela a uma determinada altura para o melhor aproveitamento do vento	Comprometimento da integridade estrutural	Flambagem	Colapso do aerogerador	5	1	1	5
		Trincas					
		Fadiga					
		Corrosão					

**APÊNDICE C      INDICADORES DE DESEMPENHO COMPLETOS DOS  
PARQUES A E B**

Da Tabela 18 até a Tabela 21 são apresentados todos os valores encontrados para quantidade de falhas e tempo de indisponibilidade por falhas, assim como os indicadores tempo médio de reparo (MTTR), tempo médio entre falhas (MTBF) e disponibilidade. Tais dados são apresentados por aerogerador e por sistema do aerogerador, utilizando os dados de intervenções registradas fornecidos pelo agente gestor dos parques e as fórmulas apresentadas no Capítulo 2.

Tabela 18 - Número de falhas e tempo total de indisponibilidade (INDISP) por falhas por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (continua).

PARQUE	AEG	FALHAS			INDISP FALHAS (h)		
		2018	2019	2020	2018	2019	2020
A	AEG01	4	30	4	25,83	282,27	47,45
A	AEG02	14	23	24	45,62	304,32	196,28
A	AEG03	9	25	20	23,25	235,50	128,63
A	AEG04	25	13	19	177,42	117,23	128,77
A	AEG05	8	30	12	175,98	343,48	79,58
A	AEG06	2	35	6	82,48	421,42	45,18
A	AEG07	5	36	11	46,08	269,78	88,32
A	AEG08	0	57	47	0,00	495,22	398,80
A	AEG09	19	39	18	81,28	275,28	136,08
A	AEG10	9	26	14	50,20	401,88	86,40
A	AEG11	9	32	29	32,15	251,75	252,98
A	AEG12	10	24	0	784,78	242,30	0,00
A	AEG13	9	9	16	70,82	120,25	85,25
A	AEG14	10	14	12	72,55	109,38	48,18
A	AEG15	5	18	0	24,98	214,83	0,00
A	AEG16	5	24	18	65,12	483,15	152,20
A	AEG17	10	38	34	832,33	2656,53	1050,83
A	AEG18	14	41	13	103,10	335,15	103,22
A	AEG19	10	13	21	90,20	191,23	104,45
B	AEG01	0	0	0	0,00	0,00	0,00
B	AEG02	0	0	0	0,00	0,00	0,00
B	AEG03	9	41	37	263,60	1235,17	590,35



Tabela 18 - Número de falhas e tempo total de indisponibilidade (INDISP) por falhas por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (conclusão).

<b>B</b>	<b>AEG04</b>	0	1	1	0,00	3,93	0,65
<b>B</b>	<b>AEG05</b>	0	0	7	0,00	0,00	35,22
<b>B</b>	<b>AEG06</b>	9	12	12	32,98	80,67	37,58
<b>B</b>	<b>AEG07</b>	0	0	13	0,00	0,00	53,42
<b>B</b>	<b>AEG08</b>	25	52	12	816,45	3710,20	4966,63
<b>B</b>	<b>AEG09</b>	13	62	44	396,08	4264,67	341,38
<b>B</b>	<b>AEG10</b>	2	18	14	15,88	71,03	110,35
<b>B</b>	<b>AEG11</b>	9	53	34	529,03	1226,32	760,23
<b>B</b>	<b>AEG12</b>	0	0	17	0,00	0,00	96,90
<b>B</b>	<b>AEG13</b>	7	35	17	89,00	242,48	82,60
<b>B</b>	<b>AEG14</b>	7	14	16	100,20	57,42	89,67
<b>B</b>	<b>AEG15</b>	10	10	12	351,83	7979,03	59,83
<b>B</b>	<b>AEG16</b>	0	0	9	0,00	0,00	47,55
<b>B</b>	<b>AEG17</b>	10	2	27	63,00	15,02	183,45
<b>B</b>	<b>AEG18</b>	0	0	3	0,00	0,00	5,25
<b>B</b>	<b>AEG19</b>	14	13	10	49,80	76,92	41,78
<b>B</b>	<b>AEG20</b>	0	1	0	0,00	0,62	0,00
<b>B</b>	<b>AEG21</b>	1	19	16	1,93	1105,23	83,55
<b>B</b>	<b>AEG22</b>	14	46	29	478,12	4163,15	597,30
<b>B</b>	<b>AEG23</b>	19	39	24	628,02	4076,53	107,48
<b>B</b>	<b>AEG24</b>	0	6	12	0,00	22,47	79,68
<b>B</b>	<b>AEG25</b>	13	57	41	698,00	2856,18	664,43
<b>B</b>	<b>AEG26</b>	0	2	0	0,00	6,60	0,00
<b>B</b>	<b>AEG27</b>	0	0	0	0,00	0,00	0,00
<b>B</b>	<b>AEG28</b>	14	21	21	745,67	6654,02	6422,35

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 19 - Indicadores tempo médio de reparo (MTTR) e tempo médio entre falhas (MTBF) calculados por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (continua).

PARQUE	AEG	MTTR (h)			MTBF (h)		
		2018	2019	2020	2018	2019	2020
<b>A</b>	<b>AEG01</b>	6,46	9,41	11,86	2183,54	282,59	2184,14
<b>A</b>	<b>AEG02</b>	3,26	13,23	8,18	622,46	367,64	357,82
<b>A</b>	<b>AEG03</b>	2,58	9,42	6,43	970,75	340,98	432,77
<b>A</b>	<b>AEG04</b>	7,10	9,02	6,78	343,30	664,83	455,54
<b>A</b>	<b>AEG05</b>	22,00	11,45	6,63	1073,00	280,55	725,37
<b>A</b>	<b>AEG06</b>	41,24	12,04	7,53	4338,76	238,25	1456,47
<b>A</b>	<b>AEG07</b>	9,22	7,49	8,03	1742,78	235,84	790,52
<b>A</b>	<b>AEG08</b>	-	8,69	8,49	-	145,00	178,41
<b>A</b>	<b>AEG09</b>	4,28	7,06	7,56	456,77	217,56	480,44
<b>A</b>	<b>AEG10</b>	5,58	15,46	6,17	967,76	321,47	621,26
<b>A</b>	<b>AEG11</b>	3,57	7,87	8,72	969,76	265,88	294,17

Tabela 19 - Indicadores tempo médio de reparo (MTTR) e tempo médio entre falhas (MTBF) calculados por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (conclusão).

<b>A</b>	<b>AEG12</b>	78,48	10,10	-	797,52	354,90	-
<b>A</b>	<b>AEG13</b>	7,87	13,36	5,33	965,46	959,97	543,67
<b>A</b>	<b>AEG14</b>	7,25	7,81	4,02	868,75	617,90	727,98
<b>A</b>	<b>AEG15</b>	5,00	11,94	-	1747,00	474,73	-
<b>A</b>	<b>AEG16</b>	13,02	20,13	8,46	1738,98	344,87	479,54
<b>A</b>	<b>AEG17</b>	83,23	69,91	30,91	792,77	160,62	227,45
<b>A</b>	<b>AEG18</b>	7,36	8,17	7,94	618,35	205,48	667,75
<b>A</b>	<b>AEG19</b>	9,02	14,71	4,97	866,98	659,14	413,31
<b>B</b>	<b>AEG01</b>	-	-	-	-	-	-
<b>B</b>	<b>AEG02</b>	-	-	-	-	-	-
<b>B</b>	<b>AEG03</b>	29,29	30,13	15,96	944,04	183,53	221,45
<b>B</b>	<b>AEG04</b>	-	3,93	0,65	-	8756,07	8783,35
<b>B</b>	<b>AEG05</b>	-	-	5,03	-	-	1249,83
<b>B</b>	<b>AEG06</b>	3,66	6,72	3,13	969,67	723,28	728,87
<b>B</b>	<b>AEG07</b>	-	-	4,11	-	-	671,58
<b>B</b>	<b>AEG08</b>	32,66	71,35	413,89	317,74	97,11	318,11
<b>B</b>	<b>AEG09</b>	30,47	68,78	7,76	643,38	72,51	191,88
<b>B</b>	<b>AEG10</b>	7,94	3,95	7,88	4372,06	482,72	619,55
<b>B</b>	<b>AEG11</b>	58,78	23,14	22,36	914,55	142,14	235,99
<b>B</b>	<b>AEG12</b>	-	-	5,70	-	-	511,01
<b>B</b>	<b>AEG13</b>	12,71	6,93	4,86	1238,71	243,36	511,85
<b>B</b>	<b>AEG14</b>	14,31	4,10	5,60	1237,11	621,61	543,40
<b>B</b>	<b>AEG15</b>	35,18	797,90	4,99	840,82	78,10	727,01
<b>B</b>	<b>AEG16</b>	-	-	5,28	-	-	970,72
<b>B</b>	<b>AEG17</b>	6,30	7,51	6,79	869,70	4372,49	318,54
<b>B</b>	<b>AEG18</b>	-	-	1,75	-	-	2926,25
<b>B</b>	<b>AEG19</b>	3,56	5,92	4,18	622,16	667,93	874,22
<b>B</b>	<b>AEG20</b>	-	0,62	-	-	8759,38	-
<b>B</b>	<b>AEG21</b>	1,93	58,17	5,22	8758,07	402,88	543,78
<b>B</b>	<b>AEG22</b>	34,15	90,50	20,60	591,56	99,93	282,30
<b>B</b>	<b>AEG23</b>	33,05	104,53	4,48	428,00	120,09	361,52
<b>B</b>	<b>AEG24</b>	-	3,74	6,64	-	1456,26	725,36
<b>B</b>	<b>AEG25</b>	53,69	50,11	16,21	620,15	103,58	198,04
<b>B</b>	<b>AEG26</b>	-	3,30	-	-	4376,70	-
<b>B</b>	<b>AEG27</b>	-	-	-	-	-	-
<b>B</b>	<b>AEG28</b>	53,26	316,86	305,83	572,45	100,28	112,46

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 20 - Indicador disponibilidade calculado por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (continua).

PARQUE	AEG	DISPONIBILIDADE		
		2018	2019	2020
A	AEG01	99,71%	96,78%	99,46%
A	AEG02	99,48%	96,53%	97,77%
A	AEG03	99,73%	97,31%	98,54%
A	AEG04	97,97%	98,66%	98,53%
A	AEG05	97,99%	96,08%	99,09%
A	AEG06	99,06%	95,19%	99,49%
A	AEG07	99,47%	96,92%	98,99%
A	AEG08	-	94,35%	95,46%
A	AEG09	99,07%	96,86%	98,45%
A	AEG10	99,43%	95,41%	99,02%
A	AEG11	99,63%	97,13%	97,12%
A	AEG12	91,04%	97,23%	-
A	AEG13	99,19%	98,63%	99,03%
A	AEG14	99,17%	98,75%	99,45%
A	AEG15	99,71%	97,55%	-
A	AEG16	99,26%	94,48%	98,27%
A	AEG17	90,50%	69,67%	88,04%
A	AEG18	98,82%	96,17%	98,82%
A	AEG19	98,97%	97,82%	98,81%
B	AEG01	-	-	-
B	AEG02	-	-	-
B	AEG03	96,99%	85,90%	93,28%
B	AEG04	-	99,96%	99,99%
B	AEG05	-	-	99,60%
B	AEG06	99,62%	99,08%	99,57%
B	AEG07	-	-	99,39%
B	AEG08	90,68%	57,65%	43,46%
B	AEG09	95,48%	51,32%	96,11%
B	AEG10	99,82%	99,19%	98,74%
B	AEG11	93,96%	86,00%	91,35%
B	AEG12	-	-	98,90%
B	AEG13	98,98%	97,23%	99,06%
B	AEG14	98,86%	99,34%	98,98%
B	AEG15	95,98%	8,92%	99,32%
B	AEG16	-	-	99,46%
B	AEG17	99,28%	99,83%	97,91%
B	AEG18	-	-	99,94%
B	AEG19	99,43%	99,12%	99,52%
B	AEG20	-	99,99%	-
B	AEG21	99,98%	87,38%	99,05%

Tabela 20 - Indicador disponibilidade calculado por aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020 (conclusão).

<b>B</b>	<b>AEG22</b>	94,54%	52,48%	93,20%
<b>B</b>	<b>AEG23</b>	92,83%	53,46%	98,78%
<b>B</b>	<b>AEG24</b>	-	99,74%	99,09%
<b>B</b>	<b>AEG25</b>	92,03%	67,40%	92,44%
<b>B</b>	<b>AEG26</b>	-	99,92%	-
<b>B</b>	<b>AEG27</b>	-	-	-
<b>B</b>	<b>AEG28</b>	91,49%	24,04%	26,89%

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 21 - Número de falhas, tempo total de indisponibilidade (INDISP) por falhas e indicadores tempo médio de reparo (MTTR), tempo médio entre falhas (MTBF) e disponibilidade (Disp), por sistema do aerogerador, para os Parques A e B, no período de 2018 a 2020.

			<b>Rotor</b>	<b>Sistema de Transmissão mecânico</b>	<b>Nacele</b>	<b>Controle da turbina</b>	<b>Torre</b>	
<b>PARQUE A</b>	<b>Falhas</b>	<b>2018</b>	34	8	27	99	0	
		<b>2019</b>	68	17	37	385	0	
		<b>2020</b>	64	10	20	214	0	
	<b>Indisp falhas (h)</b>	<b>2018</b>	501,87	34,33	79,25	2131,40	0,00	
		<b>2019</b>	1403,87	156,90	257,83	5861,48	0,00	
		<b>2020</b>	883,57	66,83	106,45	2012,75	0,00	
	<b>MTTR (h)</b>	<b>2018</b>	14,76	4,29	2,94	21,53	-	
		<b>2019</b>	20,65	9,23	6,97	15,22	-	
		<b>2020</b>	13,81	6,68	5,32	9,41	-	
	<b>MTBF (h)</b>	<b>2018</b>	4880,53	20800,71	6161,51	1659,68	-	
		<b>2019</b>	2427,00	9781,36	4491,41	417,09	-	
		<b>2020</b>	2593,94	16682,92	8339,48	770,48	-	
	<b>Disp</b>	<b>2018</b>	99,70%	99,98%	99,95%	98,72%	-	
		<b>2019</b>	99,16%	99,91%	99,85%	96,48%	-	
		<b>2020</b>	99,47%	99,96%	99,94%	98,79%	-	
	<b>PARQUE B</b>	<b>Falhas</b>	<b>2018</b>	29	60	28	46	0
			<b>2019</b>	58	256	39	112	0
			<b>2020</b>	72	126	23	194	0
<b>Indisp falhas (h)</b>		<b>2018</b>	194,80	4407,90	76,92	451,25	0,00	
		<b>2019</b>	9073,97	23411,88	2867,35	850,13	0,00	
		<b>2020</b>	6788,55	7688,05	73,48	737,17	0,00	
<b>MTTR (h)</b>		<b>2018</b>	6,72	73,47	2,75	9,81	-	
		<b>2019</b>	156,45	91,45	73,52	7,59	-	
		<b>2020</b>	94,29	61,02	3,19	3,80	-	
<b>MTBF (h)</b>		<b>2018</b>	8451,21	4014,53	8757,25	5322,36	-	
		<b>2019</b>	4072,52	866,67	6215,71	2182,41	-	
		<b>2020</b>	3321,71	1890,98	10690,37	1263,99	-	
<b>Disp</b>		<b>2018</b>	99,92%	98,20%	99,97%	99,82%	-	
		<b>2019</b>	96,30%	90,46%	98,83%	99,65%	-	
		<b>2020</b>	97,24%	96,87%	99,97%	99,70%	-	

Fonte: Elaborado pela autora.