

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO DO RIO GRANDE DO NORTE - IFRN
CAMPUS JOÃO CÂMARA
CURSO DE TECNOLOGIA EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

ANA BEATRIZ FELIX DA SILVA

**MANUTENÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS: LEVANTAMENTO E ANÁLISE DA
INCIDÊNCIA DE FALHAS NOS SEUS SUBSISTEMAS**

JOÃO CÂMARA/RN
2017

ANA BEATRIZ FELIX DA SILVA

**MANUTENÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS: LEVANTAMENTO E ANÁLISE DA
INCIDÊNCIA DE FALHAS NOS SEUS SUBSISTEMAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso Superior de Tecnologia em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação do Rio Grande do Norte, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do título de Tecnólogo em Energias Renováveis.

Prof. Orientador: Dennys Lopes Alves, MSc.

Prof. Coorientador: Antônio Martins Batista Neto, Esp.

**JOÃO CÂMARA/RN
2017**

ANA BEATRIZ FELIX DA SILVA

**MANUTENÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS: LEVANTAMENTO E ANÁLISE DA
INCIDÊNCIA DE FALHAS NOS SEUS SUBSISTEMAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso Superior de Tecnologia em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação do Rio Grande do Norte, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do título de Tecnólogo em Energias Renováveis.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado e aprovado em ___/___/___, pela seguinte Banca Examinadora:

Dennys Lopes Alves, Orientador – Presidente

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Antônio Martins Batista Neto, Coorientador - Examinador

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Dener da Silva Albuquerque, Membro da banca - Examinador

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Dedico esse trabalho a todos que souberam entender a
minha ausência durante o decorrer do curso.

AGRADECIMENTOS

A Deus que sempre iluminou minha trajetória, mantendo meu caminho, mesmo que certas vezes sinuoso, sempre iluminado para desbravar novas oportunidades e descobertas.

Aos meus pais por sempre me apoiarem em tudo que eu fiz, faço e farei. Ao olhar para trás vejo que tudo que consegui, contou em muito com a participação deles, seja direta ou indiretamente.

A minha sobrinha Selene Vitória de 1 ano e 10 meses por ter nascido e trazido tanta felicidade para minha vida.

A todos os professores do curso de Tecnologia em Energias Renováveis, em especial a: Gennisson Carneiro, Nonato Jr., Dennys Lopes Alves, Thiago de Oliveira, Antônio Olavo e Helenice Lopes.

Aos amigos e professores que contribuíram para distribuir o Questionário de Pesquisa de Campo, aos diversos lugares da região, sobretudo aos profissionais com experiência em manutenção de aerogeradores que se dispõem a me ajudar.

Por último, aos meus amigos, pelos fins de semana, feriados, aniversários, confraternizações e eventos em geral, os quais eu tive que me ausentar para estudar e vocês souberam entender.

“Se não sabes, aprende; se já sabes, ensina.”
Confúcio

RESUMO

O aumento da geração de energia eólica, na matriz energética do Brasil, serve de motivação para um estudo voltado a manutenção dos aerogeradores, visto que, este seguimento pode chegar a 20 % dos custos totais de um parque eólico. O referente trabalho apresenta dados estatísticos da incidência de falhas nos principais subsistemas de turbinas eólicas, obtidos através da aplicação de um Questionário de Pesquisa de Campo voltado a profissionais com experiência em manutenção de aerogeradores. Foi desenvolvido na cidade de João Câmara, na região do Mato Grande, no Estado do Rio Grande do Norte entre os meses de maio a agosto de 2017. O trabalho traça um perfil sobre as técnicas de manutenção e apresenta os principais defeitos associados a aerogeradores. Primeiramente, por meio de revisão de literatura, consulta a artigos científicos, TCC's, dissertações, teses e livros. Posteriormente, elaborou-se o questionário tendo em vista alguns dos defeitos mais relevantes ao funcionamento da máquina, contribuindo para o estudo e aprofundamento do tema, levando em conta que poucas literaturas abordam de forma objetiva e atualizada esta temática. Obteve-se como resultados, dados estatísticos atualizados acerca da incidência de falhas nos principais componentes de turbinas eólicas, da periodicidade de lubrificação, calibração, manutenção e do tempo de parada entre as manutenções.

Palavras Chaves: Aerogeradores. Energia Eólica. Estatísticas de Manutenção. Falhas em Turbinas Eólicas.

ABSTRACT

The increase in wind energy generation in Brazil's energy matrix serves as a motivation for a study aimed at the maintenance of wind turbines, seen that, this can reach 20% of the total costs of a wind farm. The work presents statistical data on the incidence of flaws in the main subsystems of wind turbines, obtained through the application of a Field Survey Questionnaire aimed at professionals with experience in wind turbine maintenance. It was developed in the city of João Câmara, in the Mato Grande region, in the State of Rio Grande do Norte between May and August 2017. The work outlines the profile on maintenance techniques and presents the main defects associated with wind turbines. First, through literature review, consultation of scientific articles, TCC's, dissertations, theses and books. Subsequently, the questionnaire was elaborated considering the possible defects most relevant to the operation of the machine. Contributing to the study and deepening the theme, taking into account that few literatures discuss objective and updated this thematic. It was obtained as Results updated, statistical data about the incidences of flaws in major components of wind turbines, the lubrication intervals, calibration, maintenance and stopping time between maintenances.

Keywords: Wind Turbine. Wind Power. Maintenance Statistics. Flaws in Wind Turbines.

SUMÁRIO

RESUMO	7
ABSTRACT	8
1. INTRODUÇÃO	13
2. OBJETIVO	15
2.1. OBJETIVO GERAL.....	15
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3. JUSTIFICATIVA.....	15
4. METODOLOGIA	16
5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
5.1. TECNOLOGIA EÓLICA.....	19
5.1.1. Princípio básico do funcionamento de turbinas eólicas.....	19
5.1.2. Fundamentos de operação de uma usina eólica.....	21
5.2. TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO	24
5.2.1. Manutenção preventiva	24
5.2.2. Preditiva ou Planejada condicionada	27
5.2.3. TPM (Manutenção Produtiva Total).....	29
5.2.4. Terotecnologia	30
5.2.5. Corretiva.....	31
5.2.6. Proativa ou Detectiva	32
5.2.7. Engenharia de manutenção	33
5.2.8. Exemplos de Softwares para a Gestão da Manutenção	35
6. PRINCIPAIS SUBSISTEMAS DE UM AEROGERADOR	39
6.1. PÁS OU <i>BLADES</i>	40
6.2. TORRE.....	41
6.3. CAIXA DE VELOCIDADE OU <i>GEARBOX</i>	42

	10
6.4. CONVERSOR DE POTÊNCIA / INVERSOR DE FREQUÊNCIA	43
6.5. Mecanismos de controle.....	45
6.6. CONTROLES AERODINÂMICOS (<i>STALL</i> E <i>PITCH</i>)	45
6.6.1. Controle de posição da nacele (yaw)	48
6.7. ROTOR	50
6.8. GERADOR	51
6.9. ESTRUTURA DA NACELE	54
6.10. INSTRUMENTAÇÃO E CONTROLE (SENSORES E ATUADORES).....	55
6.10.1. Sensores de velocidade e direção do vento.....	55
6.10.2. Sensores de velocidade do gerador e rotor	56
6.10.3. Sensores de vibração e temperatura.....	57
6.10.4. Unidade Hidráulica	57
6.11. SISTEMAS DE FRENAGEM	58
7. ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO APLICADAS A TURBINAS EÓLICAS	
59	
7.1. MANUTENÇÃO CORRETIVA EM TURBINAS	60
7.2. MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM TURBINAS	61
7.3. MANUTENÇÃO PREDITIVA EM TURBINAS	62
8. DEFEITOS NOS COMPONENTES PRINCIPAIS DE UMA TURBINA EÓLICA	
63	
8.1. DEFEITO NA <i>GEARBOX</i> (CAIXA DE TRANSMISSÃO)	64
8.2. DEFEITO NO GERADOR ELÉTRICO	64
8.3. DEFEITO NO CONVERSOR DE POTÊNCIA / INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	65
8.4. DEFEITOS NAS PÁS DO ROTOR	66
8.5. DEFEITO NO SISTEMA <i>YAW</i>	66
8.6. DEFEITO NO SISTEMA HIDRÁULICO	67

	11
8.7. DEFEITO NO SISTEMA DE CONTROLE DE <i>PITCH</i>	67
8.8. DEFEITO EM ANEMÔMETROS E CATA-VENTOS (BIRUTAS)	68
9. RESULTADOS E DISCURSÕES	68
9.1. PERFIL DOS ENTREVISTADOS.....	68
9.2. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE A <i>GEARBOX</i> / CAIXA DE VELOCIDADES.....	70
9.3. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO GERADOR ELÉTRICO	71
9.4. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO CONVERSOR DE POTÊNCIA / INVERSOR DE FREQUÊNCIA.....	73
9.5. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AS PÁS	74
9.6. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO SISTEMA YAW....	76
9.7. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO SISTEMA HIDRÁULICO	78
9.8. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO CONTROLE DE <i>PITCH</i>	79
9.9. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA EM ANEMÔMETROS E BIRUTAS .	81
9.10. PERIODICIDADE DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA NO SISTEMA DE <i>PITCH</i>	82
9.11. PERIODICIDADE DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA NO CONVERSOR DE POTÊNCIA	84
9.12. PERIODICIDADE DE LUBRIFICAÇÃO NAS ENGRENAGENS.....	85
9.13. PERIODICIDADE DE LUBRIFICAÇÃO NO ROLAMENTO DO GERADOR	87
9.14. PERIODICIDADE DA INSPEÇÃO DO ÓLEO NA <i>GEARBOX</i>	89
9.15. PERIODICIDADE DA CALIBRAÇÃO / MANUTENÇÃO DOS ANEMÔMETROS E BIRUTAS	90

9.16. A PERIODICIDADE DA CALIBRAÇÃO / MANUTENÇÃO DOS SENSORES DE VIBRAÇÃO E TEMPERATURA.....	92
9.17. PERIODICIDADE DA CALIBRAÇÃO / MANUTENÇÃO DOS SENSORES DE VELOCIDADE DO GERADOR E DO ROTOR	94
9.18. A PERIODICIDADE DA MANUTENÇÃO ATRAVÉS DE INSPEÇÕES VISUAIS NOS COMPONENTES PRINCIPAIS DA TURBINA.....	95
10. CONCLUSÃO	98
11. REFERÊNCIAS	100

1. INTRODUÇÃO

“A energia dos ventos é utilizada há mais de 5 mil anos para a navegação, porém só no século III d.C. surgiram as primeiras máquinas capazes de transformar a energia dos ventos em trabalho.” (DUTRA, 2008 apud SIMAS, 2013).

Dutra (2008) apud Simas (2013), afirmam que, durante séculos a energia dos ventos, através dos chamados “cata-ventos”, era utilizada com o objetivo de moer grãos, produzir óleos vegetais e também para o bombear água de poços, dessa forma, apenas no século XIX foi que a energia eólica começou a ser utilizada para geração de energia elétrica.

Em 1888, Charles F. Brush, um industrial voltado para eletrificação em campo, ergueu na cidade de Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento destinado à geração de energia elétrica. Tratava-se de um cata-vento que fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias, as quais eram destinadas, sobretudo, para o fornecimento de energia para 350 lâmpadas incandescentes. (DUTRA, 2008).

De acordo com Dutra (2008), os primeiros aerogeradores de grande porte foram desenvolvidos no período da segunda guerra mundial entre os anos de 1939 a 1945, sendo que, o precursor dessa linha de turbinas comerciais foi projetado nos Estados Unidos e iniciou seu funcionamento em 1941 com um modelo de 53,3 m de diâmetro, uma torre de 33,5 m de altura, duas pás de aço com 16 toneladas e um gerador com potência de 1250 kW a 28 *rpm*. Posteriormente, desenvolveram-se outros modelos com um maior avanço tecnológico, que seguem em grande desenvolvimento até os dias atuais.

Segundo Simas e Pacca (2016), a participação das fontes de energias renováveis na matriz energética mundial começou a ser muito expressiva a partir de 1970, quando as crises do petróleo levaram diversos países a procurar a confiabilidade no fornecimento de energia e a redução da necessidade da importação de combustíveis fósseis. Além disso, as preocupações ambientais em escala mundial serviram de alicerce para impulsionar as pesquisas de desenvolvimento de energias que não careçam de combustíveis fósseis.

No Brasil, a primeira turbina eólica foi instalada em 1992, no Arquipélago de Fernando de Noronha, já que, os primeiros dados anemométricos do Brasil, nos anos 1970, que mostravam velocidades médias anuais da ordem de 4 m/s a 10m de altura, apontavam o litoral do Nordeste e o

arquipélago de Fernando de Noronha como sítios mais promissores para a geração eólico-elétrica (BRASIL, 2008 apud LEITE; SOUZA, 2015).

Segundo Bardelin (2004), no período de 2001 e 2002, o país apresentou um déficit entre a geração e o consumo de energia, tendo ocasionado o maior racionamento de energia elétrica da história do país, onde, o fornecimento de energia elétrica não pôde suprir a demanda de consumo. Esse evento ficou conhecido como “crise do apagão” no Brasil.

Os racionamentos de energia impulsionaram os órgãos governamentais a buscarem formas de energia que complementassem as fontes convencionais que no período de estiagem ficaram com o reservatório comprometido, e isso se tornou o maior motivador para a busca de investimento em energia limpa e entre as fontes, a energia eólica foi a que mais teve apoio e poder socioeconômico para adesão no mercado.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2016), no Brasil a energia eólica ganha espaço a partir da criação de programas de incentivo a fontes alternativas que tiveram como objetivo aumentar a participação de fontes de energia como: pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas, geração distribuída solar e a biomassa na produção de eletricidade, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

A energia elétrica convertida por fontes renováveis tem ganho cada vez mais espaço na matriz energética brasileira. Em 2016, o governo federal do Brasil estima aumento de 40 GW de energia elétrica convertida por geradores eólicos. (ANEEL, 2016 apud PIRES; OLIVEIRA, 2016).

Diante do aumento significativo da construção de parques eólicos no Brasil e principalmente, na região do mato grande no Estado do Rio Grande do Norte, optou-se por um estudo voltado para a obtenção de dados estatísticos através da aplicação de um questionário de pesquisa de campo, apontando a incidência de defeitos e falhas em componentes e sistemas de controle de aerogeradores. A aquisição dos dados se deu através de revisão bibliográfica e distribuição de um questionário de pesquisa de campo, aplicado com profissionais da indústria eólica, principalmente correlacionados a área de manutenção de turbinas eólicas.

Para discussão e aprofundamento do tema, o presente trabalho está estruturado em dez capítulos: introdução, objetivos, justificativa, metodologia, revisão bibliográfica, principais subsistemas de um aerogerador, estratégias de manutenção aplicadas a turbinas eólicas,

defeitos nos componentes principais de uma turbina eólica, resultados e discussões e conclusão.

2. OBJETIVO

2.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é apresentar os resultados provenientes de uma coleta de dados estatísticos, obtidos através da aplicação de um questionário de pesquisa de campo, apontando as principais ocorrências de falhas e defeitos em equipamentos rotativos ou sistemas de controle eletrônico e/ou aerodinâmicos de turbinas eólicas.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Apresentar o princípio básico de funcionamento de um aerogerador e os fundamentos de operação de um parque eólico; mostrar os tipos de técnicas de manutenção;
- Identificar os principais subsistemas de um aerogerador;
- Apresentar os tipos de estratégias de manutenção aplicadas a turbinas eólicas;
- Especificar a ocorrência de defeitos associados aos subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal;
- Elaborar um questionário de pesquisa de campo, coletar os dados, tabular os resultados na forma de tabelas e gráficos, acerca da incidência de falhas nos principais componentes de turbinas eólicas.

3. JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento deste trabalho se justifica levando em conta a crescente expansão da quantidade de parques eólicos na região do mato grande, localizada no Estado do Rio Grande do Norte. O interesse pelo acompanhamento da manutenção em turbinas eólicas de médio e grande porte fundamenta-se visto que a grande parte das oportunidades profissionais para

formandos na área de Energias Renováveis concentra-se quase que inclusivamente na manutenção de aerogeradores. Considerando a manutenção como algo de extrema importância para o funcionamento do parque eólico, o estudo foi voltado para analisar de forma estatística a ocorrência de defeitos e falhas em subsistemas de aerogeradores, apresentando conceitos, definições e ferramentas necessárias para se obter um grau de conhecimento indispensável a compreensão dos possíveis defeitos presentes nos componentes de aerogeradores, de forma a gerar dados estatísticos da ocorrência de falhas nos principais componentes da turbina eólica e com isso, poderá contribuir para o estudo ou aprofundamento dos acadêmicos e profissionais da área, visto que há poucas literaturas que abordam o tema de modo objetivo e atualizado.

4. METODOLOGIA

A presente pesquisa possui natureza aplicada, onde seu principal objeto de estudo consiste em investigar a ocorrência de manutenção em aerogeradores. De acordo com Vianna (2013), esse tipo de pesquisa gera produtos e/ou processos de forma imediata.

Quanto ao objetivo, a pesquisa inicialmente tem caráter exploratório, onde através de uma minuciosa revisão bibliográfica, a partir de: artigos, dissertações, teses e livros, pôde-se adquirir uma base teórica sobre manutenção de forma genérica e específica em turbinas eólicas. Conforme Gil (2011), esse tipo de pesquisa proporciona uma maior familiaridade com o problema, de modo a torna-lo mais explícito ou a constituir hipóteses.

A abordagem de pesquisa é mista. Segundo Vianna (2013), esse tipo de abordagem utiliza-se de características tanto qualitativas quanto quantitativas. Dessa forma, disponibiliza-se de contar com o ambiente natural para obter uma fonte direta de coleta de dados, assim como, se vincula a requerer de técnicas estatísticas para representar numericamente os resultados obtidos pelo pesquisador.

Por fim, classificam-se como procedimentos de pesquisa, o levantamento (Survey) e o estudo de caso, ambos por se tratarem de uma pesquisa, onde os dados são fornecidos por profissionais técnicos da área de Manutenção de Turbinas Eólicas. No primeiro caso, “procede-se à solicitação de informações a um grupo significativo de pessoas acerca do problema estudado para, em seguida, mediante análise quantitativa, obterem-se as conclusões correspondentes aos dados coletados” (GIL, 2002, p.51).

Também, de acordo com Gil (2002), nas conclusões obtidas com base nos dados coletados, leve-se em consideração a margem de erro, que pode ser obtida mediante cálculos estatísticos. No segundo, “consiste em coletar e analisar informações sobre determinado indivíduo, um grupo ou comunidade, a fim de estudar aspectos variados que sejam objetos de pesquisa” (VIANNA, 2013).

Como forma de melhor descrever o conjunto de etapas associadas a consecução de nosso trabalho, nos parágrafos que se seguem listamos de forma resumida algumas das principais atividades inerentes ao desenvolvimento do estudo envolvido.

Etapa 01: Consistiu na identificação da demanda pela necessidade de um aumento na vida-útil dos equipamentos rotativos e sistemas de controle de um aerogerador, através de uma gestão de manutenção voltada para a preventiva e preditiva, as quais restauram os equipamentos antes de ocorrer uma anomalia. Segundo Fonseca (2012), financeiramente os valores relativos a O & M podem chegar a 20% do valor total do projeto. Dessa forma, detectar a ocorrência de falhas em partes principais da turbina torna-se de grande importância, visto que, a ineficiência na gestão da manutenção pode gerar um impacto financeiro bastante representativo.

Etapa 02: Realizou-se a escolha do tema “aumento da eficiência da manutenção em aerogeradores através da análise estatística de falhas em seus subsistemas”. Para que isso fosse exequível houve dois encontros com o orientador da pesquisa, a fim de consolidar a temática em questão, no período de abril de 2017, levando em consideração a delimitação do tema e os passos a seguir. Ainda nessa etapa, definiu-se o objetivo geral e os objetivos específicos do trabalho.

Etapa 03: Utilizou-se do método de revisão bibliográfica a partir de artigos, dissertações, teses e livros, afim de elaborar um questionário de pesquisa sobre a ocorrência de anomalias em equipamentos e subsistemas de turbinas eólicas da região do Mato Grande.

Etapa 04: Seguiu-se a continuação do levantamento bibliográfico e a elaboração da estrutura do trabalho.

Etapa 05: Elaborou-se um questionário de pesquisa para coletar dados estatísticos, acerca da incidência de manutenção em subsistemas de turbinas eólicas.

Etapa 06: Correspondeu-se a aplicação do questionário de pesquisa de campo, em um período de duas semanas, através de visitas técnicas a empresas localizadas nas proximidades

de João Câmara/RN e também aplicados de forma impressa; questionário eletrônico online; via e-mail e plataformas como o *LinkedIn* e *Whatsapp*.

Etapa 07: Coletaram-se os dados a partir dos resultados da pesquisa de campo e tabularam-se em tabelas e gráficos os dados sobre a incidência de manutenção em subcomponentes do aerogerador.

Etapa 08: Analisou-se com enfoque a utilização das ferramentas estatísticas, o os dados referidos puderam fornecer uma margem dos defeitos mais usuais; um maior detalhamento de subsistemas que geram maior manutenção; periodicidade das manutenções; além do comparativo entre as principais técnicas de manutenção.

Com base na incidência de defeitos, elaborou-se uma sugestão de plano de manutenção para turbinas eólicas, onde a periodicidade das intervenções será estabelecida com base na maior incidência de defeitos coletadas através da pesquisa de campo. Por último, finaliza-se com sugestões de trabalhos futuros, levando em consideração a criação de um *software* para gestão de manutenção específica para turbinas eólicas.

Tabela 1: Catalogação da pesquisa.

Método	Catalogação	Escolha
Quanto à natureza da pesquisa	Básica	
	Aplicada	X
Quanto ao objetivo da pesquisa	Exploratória	X
	Descritiva	X
	Explicativa	
Quanto à abordagem da pesquisa	Quantitativa	X
	Qualitativa	X
Quanto ao procedimento de pesquisa	Documental	
	Bibliográfica	
	Experimental	
	Levantamento (Survey)	X
	Etnografia	
	Estudo de caso	
	Pesquisa-ação	

	Pesquisa-participante	
	Pesquisa-Ex-Post-Facto	
	Pesquisa de campo	X

Fonte: Elaborada pelo autor. Adaptado de VIANNA (2013).

5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

5.1. TECNOLOGIA EÓLICA

Neste capítulo aborda-se uma temática voltada para tecnologia eólica, onde apresenta o princípio básico de funcionamento de aerogeradores e os fundamentos de operação de um parque eólico.

5.1.1. Princípio básico do funcionamento de turbinas eólicas

De acordo com Sequeira (2012), a energia eólica tem sua origem da energia solar, esse procedimento ocorre de maneira que a energia cinética necessária para mover as pás do aerogerador é formada pelo aquecimento diferenciado das camadas de ar na superfície da terra.

Segundo Bonifácio (2016), o processo de conversão da energia ocorre de forma relativamente simples, onde será necessário obter uma certa velocidade de vento na região, que seja suficiente para a produção de energia em seus parâmetros nominais. Além disso, necessita que o sistema esteja apto a lidar com as variações climáticas impostas pela natureza. Essas variações podem ser descritas como: rajadas de vento, temporais, raios, entre outros.

Conforme Runcos (2006) apud Bonifácio (2016), os aerogeradores captam uma parte da energia cinética que está presente nos ventos que varrem a área do rotor, transformando-a em energia mecânica rotacional.

A partir do movimento das pás, o eixo do rotor gira e como o gerador está acoplado diretamente ao rotor (em máquinas síncronas de multipolos), a energia mecânica rotacional é transformada em energia elétrica. Na Figura 1, pode-se visualizar esse tipo de procedimento.

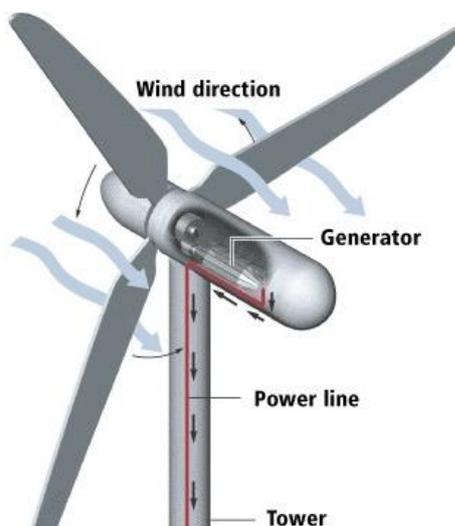


Figura 1:Princípio de funcionamento de um aerogerador.

Fonte: <https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/> (Acesso em: 25/07/2017).

Para alguns fabricantes de turbinas eólicas que utilizam geradores de indução, o movimento do rotor não estará ligado diretamente ao gerador, antes disso, a velocidade de saída do eixo rotor passa por um componente chamado de caixa de transmissão, a qual é “formada por um conjunto de engrenagens que tem a função de multiplicar a rotação de entrada.” (ALMEIDA, 2016).

“O processo de conversão de energia de um aerogerador é descrito pela sua curva característica, conhecida como curva de potência.” (SEQUEIRA, 2012). Essa curva, trata-se de uma relação entre a velocidade do vento e a potência que a turbina pode gerar para a determinada velocidade.

Segundo Sequeira (2012), em relação as curvas de potência, mesmo que mude o modelo da turbina eólica e até mesmo o seu fabricante, a forma da curva de potência continuará inalterada. Na Figura 2, mostra-se a curva de potência referente a turbina eólica de modelo E-92, do fabricante ENERCON, que conta uma potência nominal de 2,35 MW.

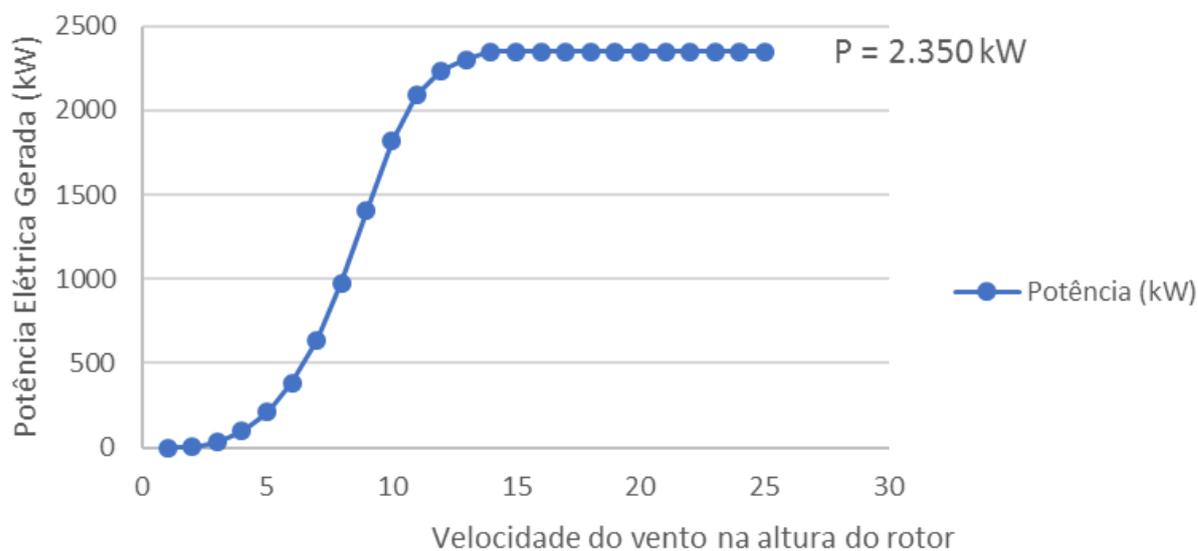


Figura 2: Curva de Potência do Aerogerador ENERCON E-92

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de <http://www.wobben.com.br/produtos/produzidos-no-brasil/e-92-2350-kw/> (Acesso em 26/07/2017).

De acordo com Siqueira (2012), o controle de potência de aerogeradores são feitos a partir da necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina em valores abaixo ou acima da velocidade nominal. Esse controle será feito através de meios passivos, pelo design do perfil das pás, onde a partir de determinada velocidade pode-se limitar a velocidade do rotor, ou por meios ativos, variando o ângulo de passo das pás, utilizando-se motores elétricos independentes.

5.1.2. Fundamentos de operação de uma usina eólica

De acordo com Santos (2016), a operação de um parque eólico pode ser composta pela gestão de quatro subsistemas, são eles: os aerogeradores, a rede de média tensão, a subestação e a linha de transmissão.

Considera-se que os aerogeradores são os componentes de maior importância, visto que, ao serem ligados em série, a potência total do parque eólico será a soma da potência de geração das turbinas.

A RMT (rede de média tensão), caracteriza-se pela distribuição da energia gerada nas turbinas para a subestação. A distribuição dos cabos elétricos depende do projeto do parque eólico, podendo ser subterrâneos ou até mesmo aéreos (postes). De acordo com Santos e Melo

(2015), o barramento de entrada da subestação de média tensão recebe tensões entre 12~34,5kV.

Em relação a subestação da usina, tem a função de elevar a tensão do parque, adequando-se aos valores de tensão da linha de transmissão do local. A subestação elevadora de parques eólicos, possuem equipamentos de proteção e manobra, possibilitando aos operadores um controle da energia que entra e que será jogada na rede. Conforme Santos e Melo (2015), os valores de tensão variam entre 69~500kV. Segundo Pereira (2015), na subestação o sistema *SCADA* é responsável por monitorar os valores de: corrente, tensão trifásica, potencias ativa e reativa, energia produzida/consumida pelas turbinas, entre outros parâmetros.

A linha de transmissão, faz com que a energia que foi gerada no parque eólico seja entregue ao destinatário através do SIN (Sistema Interligado Nacional) que tem o papel de interligar as diversas regiões do país. A Figura 3 apresenta as etapas da energia produzida em um parque eólico.

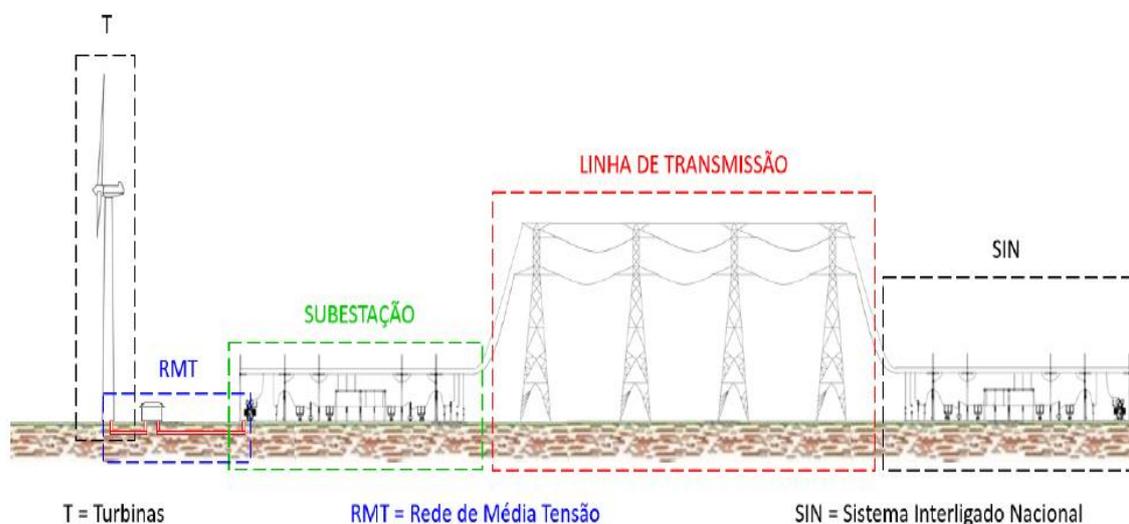


Figura 3: Representação das etapas da energia produzida em um parque eólico.

Fonte: Sistema de Medição de Desempenho para Operação e Manutenção de Parques Eólicos no Brasil (SANTOS, 2016).

De acordo com Pereira (2015), um dos requisitos gerais de operação recomendado pela NOS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) é que as usinas de geração de energia do Tipo 1, sejam monitoradas em tempo integral, ou seja, 24 horas por dia. Uma central de controle é responsável pela supervisão do parque, de forma que, caso ocorra uma falha, os

operadores, que se revezam em turnos, possam visualizar a falha em tempo real, afim de reduzir os custos de operação e manutenção.

Dessa forma, pode-se fazer com que a confiabilidade do sistema se torne maior, evitando paradas inesperadas e programando as manutenções preventivas e preditivas para os momentos de menor produção. “Parques eólicos têm uma vida de projeto de 20 a 25 anos” (SOARES, 2010). Na Figura 4, mostra-se a relação entre as quatro partes fundamentais na operação de usinas eólicas.

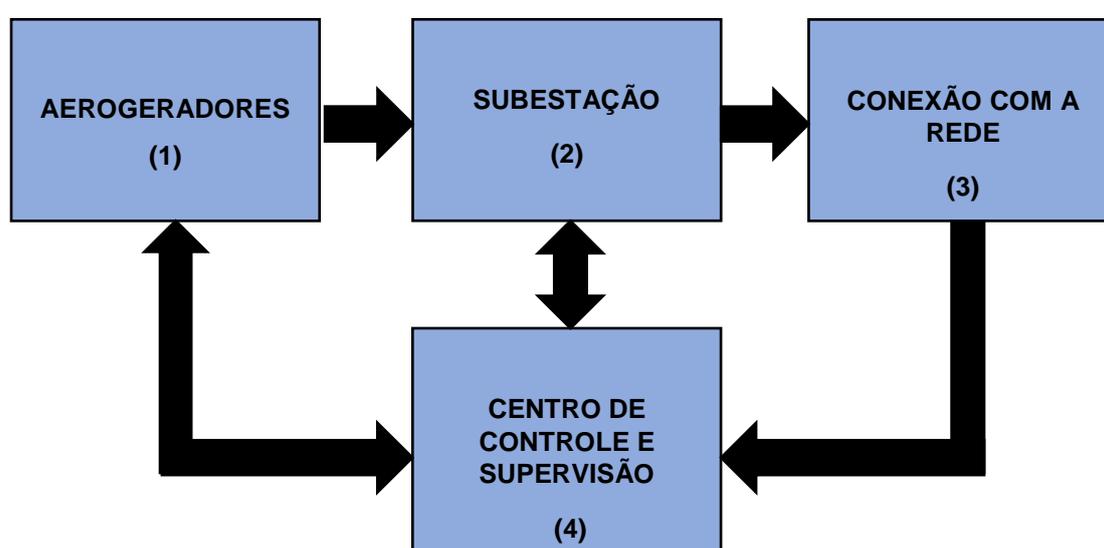


Figura 4: Fundamentos de operação de uma usina eólica.

Fonte: Elaborada pela autora.

Os aerogeradores (1), enviam a energia gerada para a subestação por cabos subterrâneos ou aéreos. Além disso, as turbinas tanto transferem dados como: temperatura, velocidade do vento, tensão, corrente, etc. para o centro de controle, quanto recebem comandos e alertas, que podem variar, entre liga/desliga/falha, entre outros que serão mostrados na interface do sistema *SCADA* para o profissional de operação e manutenção.

A subestação (2), fará um intercâmbio entre a energia gerada do parque e a conexão com a rede, assim como, será responsável por enviar dados para o centro de controle do parque eólico, através do sistema *SCADA* ou de outras plataformas com a mesma função.

A conexão com a rede (3), apenas terá ligação com a subestação, porém, o centro de controle também poderá monitorar os parâmetros elétricos da rede, ainda assim, o cargo de

manutenção dessa etapa da energia é responsabilidade da Chesf ou da concessionária de encarregada pela linha de transmissão.

O centro de controle e supervisão (4), tem a função de monitorar e controlar a produção de energia da usina eólica e da subestação, utiliza-se o sistema *SCADA* para monitorar os componentes, podendo também, obter dados de energia jogados na linha de transmissão.

5.2. TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO

“Em manutenção existe uma série de desafios e decisões antecipadas, a par de conhecimentos de técnicas próprias para que seja possível minorar as consequências do inevitável: o desgaste dos equipamentos e as falhas.” (IRANI, 2011).

Segundo Fonseca (2010), a manutenção tem o objetivo de detectar e corrigir as falhas e defeitos. É a complementação entre ações do âmbito administrativo e técnico. Além disso, “a manutenção pode ser executada por meio de diferentes estratégias, escolhidas a partir do comportamento do item em questão e de modo a gerar um menor impacto econômico.” (FONSECA, 2010).

“Conforme as empresas crescem, a possibilidade de uma atuação empírica fica reduzida. A necessidade de aumento da lucratividade, a competição industrial, a luta pela sobrevivência obriga o aumento da produtividade e lucratividade.” (IRANI, 2011).

Em relação as estratégias de manutenção, podemos dividi-las em periódica (acontece de forma premeditada) e aperiódica (não é possível prever a falha), também podem ser subdivididas em dois tipos: planejada e não planejada. A planejada classifica-se em cinco categorias: Preventiva, Preditiva, TPM (Manutenção de Produção Total), Terotecnologia e a Engenharia de Manutenção. Enquanto que a não planejada pode ser classificada em duas categorias: corretiva e a de ocasião que será abordada dentro do capítulo da manutenção preditiva, mesmo que possa ser realizada durante qualquer tipo de manutenção.

5.2.1. Manutenção preventiva

Segundo Marcorin e Lima (2003), a manutenção preventiva pode ser determinada como consequência das intervenções periódicas que são programadas através da frequência

estabelecida pelos fabricantes dos equipamentos. Isso, em muitos casos, acarreta em desperdícios, visto que, não se leva em consideração as condições reais dos equipamentos.

Uma das características da manutenção preventiva ou planejada está no fato de que a mesma é fundamentada no tempo de operação de cada equipamento ou instalação, com relação a referenciais e não as condições físicas dos mesmos. Na Tabela 2, pode-se notar algumas formas de contar o tempo para programação da manutenção preventiva.

Tabela 2: Esquema de tempo observado dos equipamentos.

Atividade Preventiva	"Tempo" Observado
Lubrificação De Mancais	Horas De Trabalho
Troca De Óleo De Automóvel.	Quilômetros Rodados
Afiação De Facas De Guilhotina.	Peças Cortadas
Troca De Correia Transportadora De Minérios.	Toneladas Transportadas

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de Curso Técnico em eletrotécnica: Gestão da manutenção (RODRIGUES, 2009).

“O termo manutenção preventiva é muito abrangente e significa um conjunto de ações que visam prevenir a quebra.” (MARCORIN; LIMA, 2003).

Outra propriedade da manutenção planejada de acordo com Neto e Lima (2002), é o levantamento do tipo de equipamento, através de um histórico relacionando os custos de manutenção (mão-de-obra e materiais), além de especificar os tipos de equipamentos, tempo de disponibilidade dos equipamentos, causa das falhas, entre outros. “Esse “tempo” não precisa necessariamente ser cronológico. Na Figura 5 é possível observar o comportamento da Manutenção Preventiva.

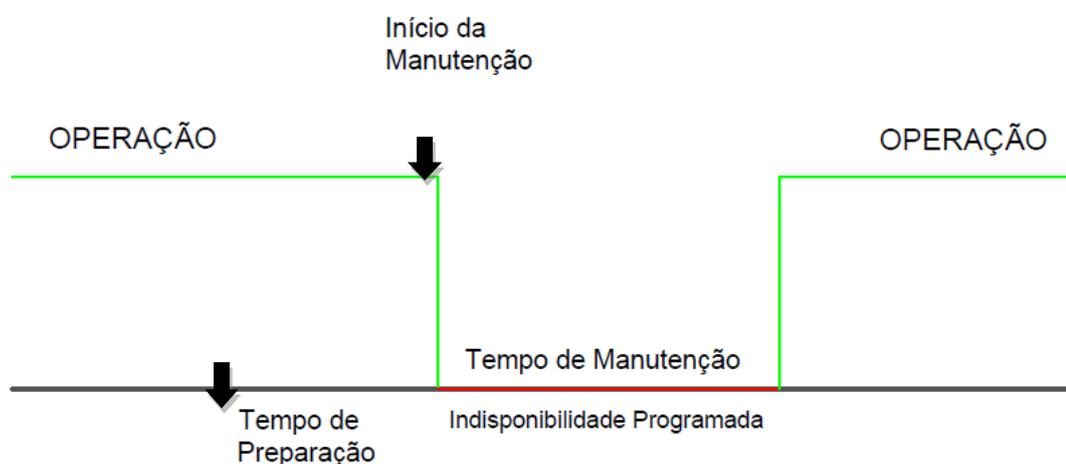


Figura 5: Manutenção Preventiva.

Fonte: Elaborada pelo autor. Adaptado de Operação de Parques Eólicos (PEREIRA, 2015).

“Os planos da manutenção preventiva podem ser acionados com base no conhecimento da vida útil dos componentes dos equipamentos.” (RODRIGUES, 2009).

Dentro da manutenção preventiva, podemos usar métodos estatísticos para o aumento da disponibilidade e a previsão de falhas nos componentes. Para isto, “faz-se uso de distribuições como as de Weibull, Lognormal e Poisson. As mesmas são utilizadas para análise dos tempos de falha, tempos de reparo e peças sobressalentes, respectivamente.” (OLIVEIRA, 2014).

“Uma máquina nova tem uma alta probabilidade de falha, devido a problemas de instalação, montagem ou defeitos de fábrica dos componentes durante o início de sua operação.” (RODRIGUES, 2009).

Uma forma de ilustrar o comportamento típico de um equipamento/componente relacionando a taxa de falhas ao longo de sua vida útil, representa-se através da curva da banheira. Na Figura 6, podemos notar a curva da banheira clássica, composta por três fases principais, são elas: a fase de mortalidade infantil (A); a de vida útil (B) e a de envelhecimento (C).

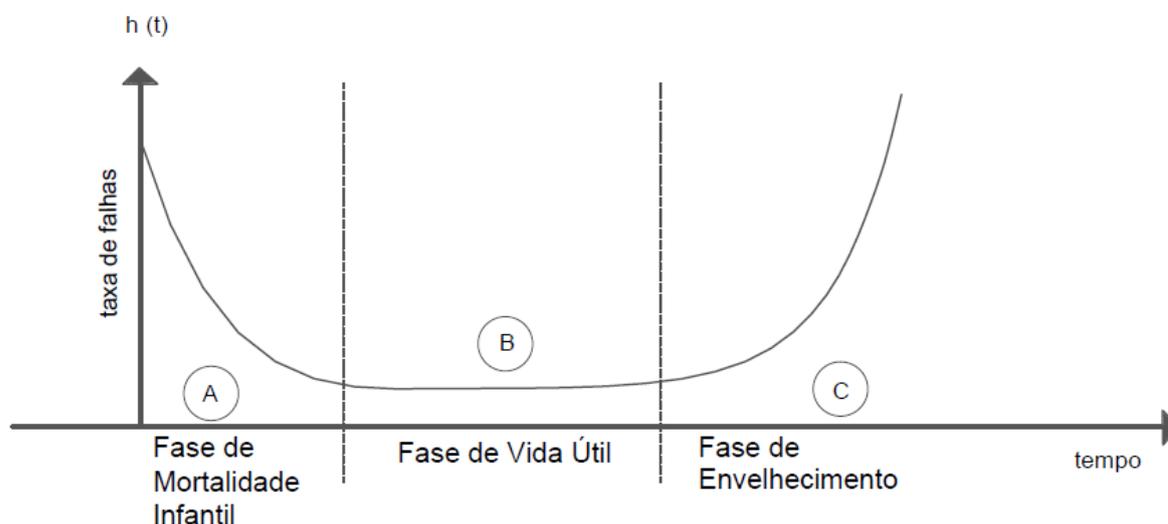


Figura 6: Etapas da Curva da Banheira.

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de Curso Técnico em eletrotécnica: Gestão da manutenção (RODRIGUES, 2009).

De acordo com Oliveira (2014), na primeira etapa, de mortalidade infantil, a possibilidade de ocorrência de falhas é alta, porém, se comporta de forma decrescente, visto

que, as falhas presentes nessa etapa são atribuídas a problemas de fabricação; partida deficiente; instalação impropria; erros de projeto e componentes defeituosos.

“Na fase de maturidade ou vida útil, a taxa de falhas mantém-se aproximadamente constante.” (OLIVEIRA,2014). Segundo Wuttke e Sellito (2008), nesta fase, as falhas ocorrem por motivos aleatórios, externos ao sistema e podem assumir diversas naturezas, tais como: sobrecargas aleatórias, vibração, variações excessivas de temperatura, erros de operação técnica, impactos mecânicos, problemas externos de alimentação elétrica, entre outros.

Por último teremos a fase de falhas crescentes, onde denominou-se como período de envelhecimento. Para Oliveira (2014), este período corresponde à fase final de vida útil do equipamento, onde se torna mais frequente a incidência de fadiga, corrosão, desgaste dos componentes, deterioração mecânica, elétrica ou química, etc.

Por fim, vale ressaltar que “nem todos os equipamentos obedecem a evolução das falhas conforme descrita pela “curva da banheira” clássica.” (RODRIGUES, 2009). Para Rodrigues (2009), essa forma clássica da curva só poderá ser aplicada para equipamentos que estejam sujeitos a desgaste, corrosão e fadiga.

5.2.2. Preditiva ou Planejada condicionada

Segundo Marcorin e Lima (2003), a manutenção preditiva ou planejada condicionada é caracterizada pela medição e análise de condições da máquina que podem ocasionar uma eventual falha. Levando em consideração essa característica, a equipe de manutenção pode se programar para a intervenção e aquisição de peças, reduzindo gastos com estocagem e evitando paradas prolongadas da linha de produção.

Esse modelo exige uma mão-de-obra mais qualificada para o trabalho e alguns aparelhos ou instrumentos de medição. O custo aparentemente maior pode ser compensado com relação a não precisar estocar equipamentos que não apresentem falhas com frequência e na preservação da vida útil dos componentes de forma a monitorar as anomalias e aplicar a manutenção antes da quebra efetiva do componente. Na Figura 7, pode-se observar o comportamento da Manutenção Preditiva.

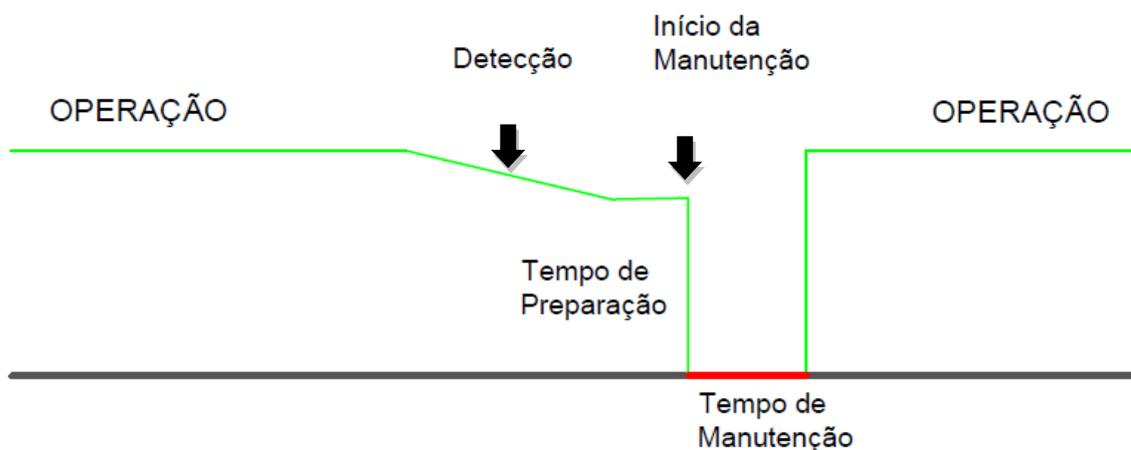


Figura 7: Comportamento da manutenção preditiva.

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de Operação de Parques Eólicos (PEREIRA, 2015).

A premissa comum da manutenção preditiva é que o monitoramento regular da condição real específica das máquinas e sistemas, fornecerão os dados necessários para assegurar o intervalo máximo entre os reparos.” (RODRIGUES, 2009). Na Figura 8, apresenta-se um gráfico demonstrando a evolução de uma falha. Segundo Rodrigues (2009), o tempo de evolução entre o defeito e a falha pode ocorrer de forma distinta para cada equipamento. A Figura 8, apresenta um exemplo do processo de evolução de uma falha.

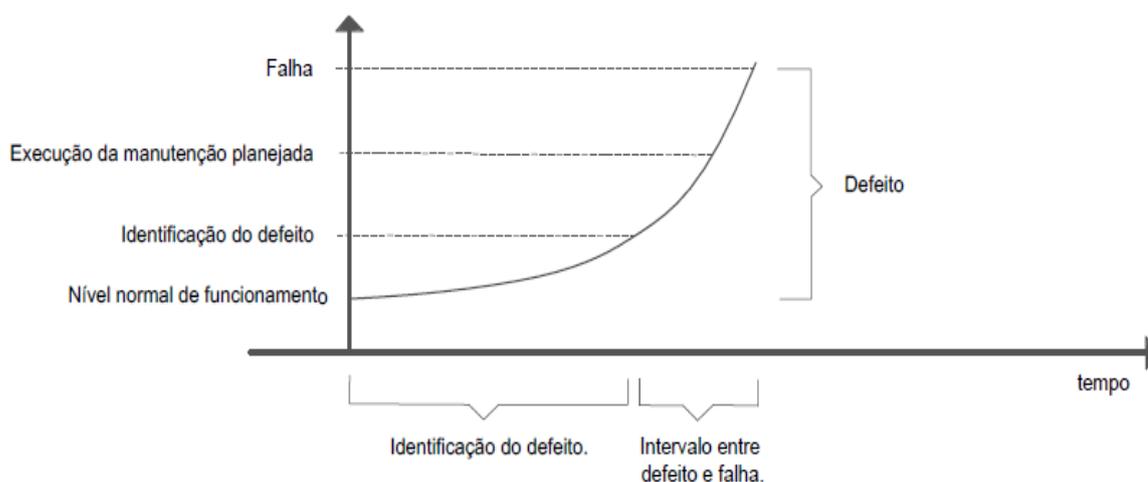


Figura 8: Processo de Evolução de uma Falha.

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de Curso Técnico em eletrotécnica: Gestão da manutenção (RODRIGUES, 2009).

Podemos incluir nesse tipo de manutenção preditiva, assim como em outros métodos, a manutenção de ocasião. De acordo com Silva e Silva (2010), a manutenção de ocasião, é um tipo particular que consiste em fazer consertos na máquina quando ela já se encontra parada em função de outro tipo de manutenção. Nesse método, o técnico aproveita a ocasião da manutenção preditiva, preventiva ou até mesmo corretiva planejada de um componente essencial para o funcionamento do aerogerador e aplica esse método de manutenção para inspecionar/restaurar/substituir algum outro componente que não necessitava de uma parada exclusiva para efetuar a manutenção.

5.2.3. TPM (Manutenção Produtiva Total)

De acordo com Sampaio (2017), a TPM – Manutenção Produtiva Total permite consolidar uma certa melhoria na estrutura da empresa em termos de materiais (máquinas, equipamentos, ferramentas, matéria-prima, produtos etc.) e nas condições pessoais de aprimoramento da capacitação dos funcionários, os quais, deveriam dispor da junção de conhecimento, habilidades e atitudes. Na Tabela 3, apresentam-se os papéis e responsabilidades dos encarregados de operação e de manutenção que trabalham com a TPM – Manutenção Produtiva Total.

Tabela 3: Responsabilidade dos encarregados de O&M que utilizam a TPM.

	Pessoal de Manutenção	Pessoa de Operação
Papéis	Para desenvolver: - Ações preventivas. - Manutenções corretivas. Treinar os operadores.	Para assumir: - Domínio das instalações. - Cuidado com as instalações. Operação correta.
Responsabilidade	Planejar a prática de manutenção. Solução de problemas. Avaliar a prática operacional.	Manutenção preventiva de rotina. Manutenção preditiva de rotina. Detecção de problemas.

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de Manutenção Produtiva Total: Método PMRI (AMARAL, 2003).

O objetivo fundamental da manutenção produtiva não é apenas evitar falhas nos equipamentos, mas aplicar a melhor combinação dos métodos de manutenção para que a produção não fique prejudicada, obtendo como retorno um elevado resultado econômico para toda a empresa (XENOS, 1998 apud AMARAL, 2003).

De acordo com Kardec e Nascif (2012), se as pessoas forem atualizadas e altamente treinadas, há uma possibilidade de promover melhorias nas máquinas e equipamentos e com isso melhorar o resultado global final.

Os autores ainda ressaltam que, uma grande vantagem desse tipo de manutenção é que as atividades mais simples são efetuadas por operadores, por exemplo: medição de vibração e temperatura, lubrificação, limpeza e troca de filtros, substituição de instrumentos, dentre outros, enquanto que a equipe de manutenção fica responsável por atividades de maior complexidade. Ou seja, ao invés de perder tempo em chamar os técnicos para a troca de peças, ou ajustes pequenos os quais gerem perda na produção, o próprio operador estará apto a ajustar o equipamento e colocá-lo de volta a produção sem ter que protocolar anteriormente aos seus superiores.

5.2.4. Terotecnologia

De acordo com Silva e Silva (2010), a Terotecnologia determina a participação de um especialista desde a concepção do equipamento até sua instalação e primeiras horas de produção.

Segundo Irani (2011), um dos pilares básicos da Terotecnologia é buscar sempre alternativas técnicas para obter uma vida útil nos equipamentos cada vez maior. O autor também afirma que, através dessa estratégia de manutenção é possível obter máquinas e equipamentos com mais confiabilidade e com facilidade de intervenção.

A aplicação do conceito de Terotecnologia destina-se a toda indústria que utiliza máquinas e equipamentos na produção de um determinado produto. Aplicar este conceito hoje em algumas empresas significa quebrar paradigmas, pois elas possuem grupos que não estudaram técnicas para desenvolver e integrar as equipes de projetos e de manutenção. (IRANI, 2011).

Tavares (2005) apud Souza (2008), complementa que, o conceito de Terotecnologia pode ser classificado como a base da atual manutenção centrada no negócio, uma vez que, os aspectos de custos norteiam as decisões do setor de manutenção e sua influência nas decisões estratégicas das empresas.

A Terotecnologia afirma que a manutenção precisa deixar de ser apenas eficiente para se tornar eficaz, ou seja, não basta apenas, reparar o equipamento ou instalação

tão rápido quanto possível, e sim, manter o equipamento em operação, evitando a sua falha. (IRANI, 2011).

Esse tipo de estratégia de manutenção, pode convir-se de grande valor econômico, desde que haja um aperfeiçoamento da gerência de manutenção, além de um cuidado maior com os fatores que afetem diretamente a manutenção, atendo em mente todos os estágios do ciclo de vida dos equipamentos.

5.2.5. Corretiva

Em relação a manutenção corretiva, pode-se ainda classificar em dois grupos: Corretiva planejada e Corretiva não planejada. Segundo Rodrigues (2009), a manutenção corretiva planejada pode ser realizada quando o equipamento apresentou um defeito que foi identificado por outros tipos de manutenção, geralmente, a preditiva ou detectiva, enquanto que, a não-planejada não gasta qualquer valor com manutenção, visto que só ocorrerá quando a máquina ou equipamento efetivar a quebra.

Em geral, os custos finais da corretiva não planejada tornam-se bem maiores em comparação a planejada, visto que nesse método haverá uma perda total na produção, além da ocorrência de quebras efetivas serem responsáveis pela redução da vida-útil dos equipamentos. Na Figura 8, pode-se observar o comportamento da Manutenção Corretiva não planejada.



Figura 8: Manutenção Corretiva não planejada.

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de Operação de Parques Eólicos (PEREIRA, 2015).

Segundo Fernandes, Monteiro e Souza (2010), com relação aos tipos de manutenção, a corretiva não planejada torna-se a de maior custo e o seu atendimento deve ser de forma imediata. Esse método tem o objetivo de corrigir, restaurar e recuperar os parâmetros nominais de um equipamento ou instalação elétrica que tenha deixado de operar e apenas será necessário quando ocorrer uma avaria que impossibilite o funcionamento normal do equipamento. Na tabela 4, apresenta-se uma relação entre as fases da curva da banheira e sua decorrência baseada na estratégia de manutenção corretiva.

Tabela 4:Decorrências de casos para a manutenção corretiva, correlacionada a curva da banheira.

Fases	Estratégia	Decorrências
Mortalidade Infantil/ Falhas de Origem	Corretiva	Antecipa o fim da mortalidade infantil ao não reforçar os itens que quebraram ou não remover as causas das falhas de origem
Vida Útil/ Falhas Aleatórias	Corretiva	É inócua quanto as falhas catastróficas, mas pode reduzir o patamar de expectativas de falhas eliminando modos de falha que passaram da primeira fase
Envelhecimento/ Falhas Progressivas	Corretiva	Só será útil se for capaz de retardar ou o início da falha ou a quebra que realmente vai ocorrer.

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptada de (IRANI, 2009).

5.2.6. Proativa ou Detectiva

De acordo com Fitch (2013), a manutenção proativa tem o objetivo de evitar as condições subjacentes que levam a falhas e a degradação da máquina. Ao contrário da

manutenção preditiva/preventiva, a manutenção proativa utiliza-se de ações conetivas que objetivam o motivo-raiz da falha, não apenas sintomas.

Seu objeto central é aumentar a vida da máquina mecânica ao invés de apenas fazer: reparos quando em geral nada está quebrado; aceitar a falha como algo rotineiro e normal; substituindo a manutenção das falhas de crise pela manutenção de falhas programadas. Segundo Fitch (2013), esse método leva em consideração também que 10% das causas da falha são responsáveis por 90% das ocorrências. A Tabela 5 mostra um comparativo entre a manutenção proativa e a manutenção corretiva com objetivo de enfatizar o quanto é possível diminuir o tempo perdido de horas entre as manutenções e aumentar o saldo de tempo útil para o trabalho.

Tabela 5: Comparativo da Manutenção Corretiva x Proativa.

Atividades	Corretiva		Proativa	
	%	Tempo em horas	%	Tempo em horas
Recebimento de instruções	5	0,4	3	0,24
Retirada de ferramentas e materiais	12	0,96	5	0,4
Deslocamentos a campo	15	1,2	10	0,8
Atrasos devido coordenação	8	0,64	3	0,24
Ociosidade	5	0,4	2	0,16
Perdas no início e fim da jornada	5	0,4	1	0,08
Descansos autorizados	10	0,8	10	0,8
Interrupções extras (telefonemas, fumo, intervalos extras, etc.)	5	0,4	1	0,08
Total de tempo perdido	65	5,2	35	2,8
Saldo de tempo útil para o trabalho	35	2,8	65	5,2

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de (CALLIGARO, 2003).

5.2.7. Engenharia de manutenção

De acordo com Kardec e Nascif (2012), utilizar-se da estratégia de Engenharia de Manutenção significa passar por uma mudança cultural na empresa, visto que, abandona-se a necessidade de consertar continuamente os equipamentos. Os autores ainda afirmam que, esse

tipo de manutenção busca encontrar as causas básicas da falha; modificar situações permanentes de mau desempenho; deixar de conviver com problemas crônicos; melhorar padrões e sistemáticas; dar *feedback* ao projeto e interferir tecnicamente nas compras dos componentes. Na Figura 9, pode-se notar o diferencial em relação aos tipos de métodos, comprovando os resultados positivos obtidos através da Engenharia de Manutenção.

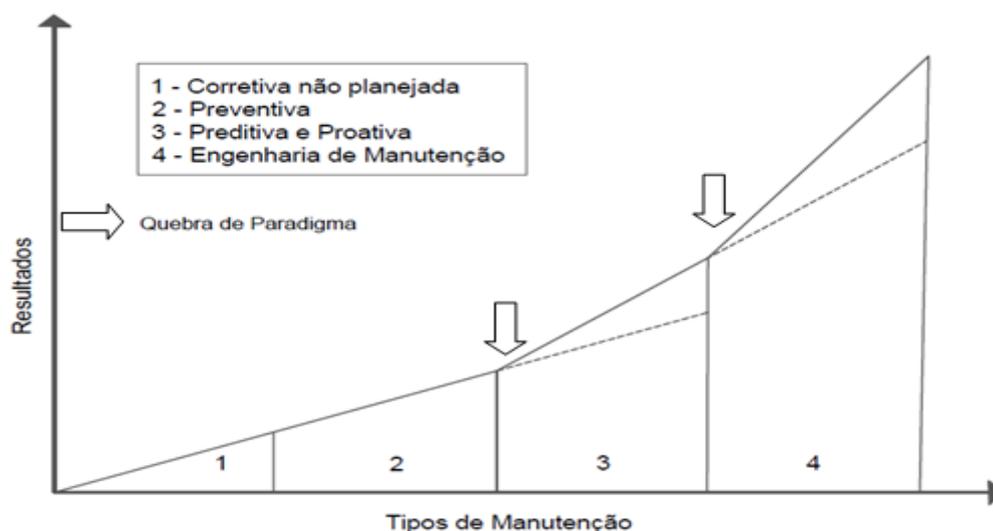


Figura 9: Resultados obtidos através de cada Estratégia de Manutenção.

Fonte: Elaborado pela autora. Adaptado de (FABRO, 2003).

Segundo Fabro (2003), entre as funções atribuídas à Engenharia de Manutenção pode-se citar: o arquivamento técnico, como: documentação técnica em geral, elaboração de procedimentos, etc.; desenvolvimento de fornecedores; estudos, automações e melhorias de manutenção; apoio técnico a manutenção: suporte de mão-de-obra; normalizações de componentes, peças sobressalentes e treinamentos; manutenção preditiva; gerenciamento de custos e indicadores.

Para Kardec e Nascif (2012), caso ocorra de utilizar-se uma planta para análise, estudo e proposições de melhorias, levando em conta todos os dados que o sistema de manutenção preditiva colhe e armazena, estará então, praticando o método de Engenharia de Manutenção, visto que, essa estratégia utiliza dados obtidos através da manutenção preditiva para melhorar o processo. Na tabela 6, pode-se notar as vantagens e desvantagens aplicadas aos quatro principais tipos de estratégia de manutenção para turbinas eólicas.

Tabela 6: Vantagens e Desvantagens para os tipos de Manutenção.

	Vantagens	Desvantagens
Corretiva	Custo de indisponibilidade é menor do que o custo para evitar a falha;	Requer enormes estoques de peças sobressalentes; Trabalho imprevisível;
Preventiva	Bem representativa para equipamentos com desgaste constante;	Requer estoques para reposição;
Preditiva	O custo da manutenção é menor que o custo de indisponibilidade; Menor necessidade de estoque de equipamentos;	Podem ocorrer intervenções desnecessárias;
Proativa	Evita paradas desnecessárias a produção; Procura a causa raiz da falha; Aumenta a vida útil da máquina mecânica;	Requer mão de obra mais qualificada; Gasto com instrumentos de medição;
TPM	Deixa de fazer reparos se não for necessário;	Necessita de técnicos altamente qualificados
Terotecnologia	As máquinas e equipamentos se tornam mais confiáveis;	Não é aplicável para alguns grupos de empresas
Eng. De Manutenção	Redução significativa nos gastos com manutenção Aumento da produtividade Reduz o número de falhas não programadas;	Necessita de um processo de adaptação cultural da parte dos funcionários Necessita de mão de obra bem qualificada

Fonte: Elaborada pela autora.

5.2.8. Exemplos de Softwares para a Gestão da Manutenção

De acordo com Fonseca (2012), o sistema de manutenção pode ser definido como um programa que tem sua organização através de uma base de dados, que permite programar e inspecionar os aspectos técnicos, organizacionais e financeiros. Todas essas atividades do serviço de manutenção e os meios (serviços, máquinas, equipamentos, mão-de-obra, etc.) através de terminais encontrados nos gabinetes técnicos, oficinas e locais de estoque.

A seguir na tabela 7, mostraremos uma breve lista de alguns exemplos softwares na área de gestão da manutenção em Subestações de Energia Elétrica, assim como, para a gestão da manutenção em Parques Eólicos.

Tabela 7: Lista de Softwares de Gestão

Software	Empresa	Licença	Indicado	URL da Empresa
-----------------	----------------	----------------	-----------------	-----------------------

ManWinWin	Navaltik Management	Comercial	Subestação	www.manwinwin.com
Sigma	RedeIndustrial	<i>Open-source</i>	Subestação	www.centrlsigma.com.br
ENGEMAN	Engecompany	Comercial	Subestação	www.engeman.com.br
SCADA	<i>ScadaBR</i>	<i>Open-source</i>	Parque Eólico	www.scadabr.com.br

Fonte: Elaborada pela autora. Adaptado de (FONSECA, 2012).

A seguir, segue uma introdução básica sobre cada *Software* utilizado para a gestão da manutenção em subestações e parques eólicos.

Sigma da RedeIndustrial: O SIGMA (Sistema de Gerenciamento de Manutenção) é software computacional que tem o papel de gerenciar tarefas para diversos ramos industriais e estabelecimentos, como: hospitais hotéis, etc. Além de se dispor a prestar assistência técnica. O software foi produzido pela empresa brasileira Rede Industrial que possui sede em São Leopoldo, onde presta suporte técnico aos usuários dos produtos e serviços. A plataforma conta com seis versões para gestão de manutenção, são elas: Sigma Starter; Sigma Profissional; Sigma Enterprise; Sigma ANDROID; Sigma Student e Sigma Espanhol.

Conta com uma versão student onde é possível se cadastrar e baixar o aplicativo de forma gratuita para fins acadêmicos. De acordo com Fonseca (2013), mesmo sendo uma plataforma de código-aberto o código não se encontra disponível para alterações.

ManWinWin da Navaltik Management: pertence a empresa portuguesa Navaltik Management que está no mercado desde 1981. Essa empresa é especializada na organização e gestão da manutenção e no fornecimento de aplicações informáticas neste domínio. O aplicativo está atualmente na 5^o geração, em que os procedimentos mais comuns, são:

- Função manutenção na Empresa;
- Administração do sistema de gestão;
- Registo de equipamentos e planos de manutenção;
- Gestão dos trabalhos;
- Pedidos à manutenção;
- Norma de codificação dos materiais;
- Gestão do armazém;
- Gestão da frota;
- Encomendas;
- Relatórios e desempenho;

- Orçamento e controle de gestão;

Engeman® da Engecompany: O software Engeman pertence a empresa Engecompany e é uma ferramenta de planejamento e controle de manutenção e serviços. Tem atuação em vários segmentos de empresa como, por exemplo, indústria, construção civil, prestadores de serviços, etc. As principais funcionalidades do Engeman® são:

- Cadastro de aplicações e materiais;
- Controle de Documentação;
- Cronograma e Planejamento de serviços;
- Planos de Manutenção;
- Calendário de Periódicas;
- Programações:
 - Periódica;
 - Acumulativa;
 - a) Por tendência;
 - b) Por data específica;

SCADA: O software *SCADA* na verdade é uma plataforma e tem várias versões. A maioria dos fabricantes de turbinas eólicas utilizam para adequar-se às suas necessidades. Iremos abordar características do SCADABR que é uma versão do *SCADA* disponível para o público. Além disso, mostraremos uma breve lista de alguns exemplos de fabricantes de aerogeradores que utilizam o *SCADA* para monitorar suas máquinas.

O SCADABR pretende oferecer a maior parte das funcionalidades de um sistema *SCADA* tradicional. Este tipo de software (Supervisory Control and Data Acquisition, na sigla em inglês) existe desde o final dos anos 60, e é a peça fundamental em qualquer tipo de aplicação computadorizada que envolva máquinas, controladores programáveis (*CLP's*), acionamentos eletrônicos e sensores.

Em relação aos outros softwares de gestão da manutenção, a plataforma do *SCADA* é o mais escolhido para manutenção de turbinas eólicas, sendo que a maior parte dos fabricantes de turbina, utilizam o *software* modificado para atender seus parâmetros. A tabela 8, mostra

uma breve lista dos fabricantes de aerogeradores que aderem o software como sistema de monitoramento remoto, modificando seu código fonte.

Tabela 8: Fabricantes de Aerogeradores que utilizam o *SCADA* como plataforma para a Gestão da Manutenção.

Fabricante	Empresa	Sistema de monitorização remota
Gamesa	Siemens Gamesa Renewable Energy	Gamesa WindNet® PRO SCADA
ENERCON	Wobben Windpower ENERCON	ENERCON SCADA
GE	General Electric	SCADA
WEG	WEG Group - Energy Business Unit	Wind Power SCADA
VESTAS	VESTAS	VestasOnline® SCADA

Fonte: Elaborada pela autora.

De acordo com Pereira (2015), diversos parâmetros são avaliados e monitorados através do sistema de monitoramento remoto (*SCADA*), como as condições de funcionamento dos componentes da turbina, a identificação de possíveis defeitos, ocorrência de falhas e a otimização da operação do parque eólico, além disso, essa plataforma permite a visualização em tempo real dos principais componentes das turbinas eólicas, como: ângulo de *pitch*; temperatura do óleo e dos componentes do aerogerador; velocidade rotacional do rotor e do gerador; velocidade e direção do vento; valores de tensão e corrente; forma da curva de potência; energia produzida, entre outros. Na figura 10, mostra-se a interfase do *software SCADA*. O autor ainda completa que, a cada dez minutos serão feitas médias dos parâmetros registrados.

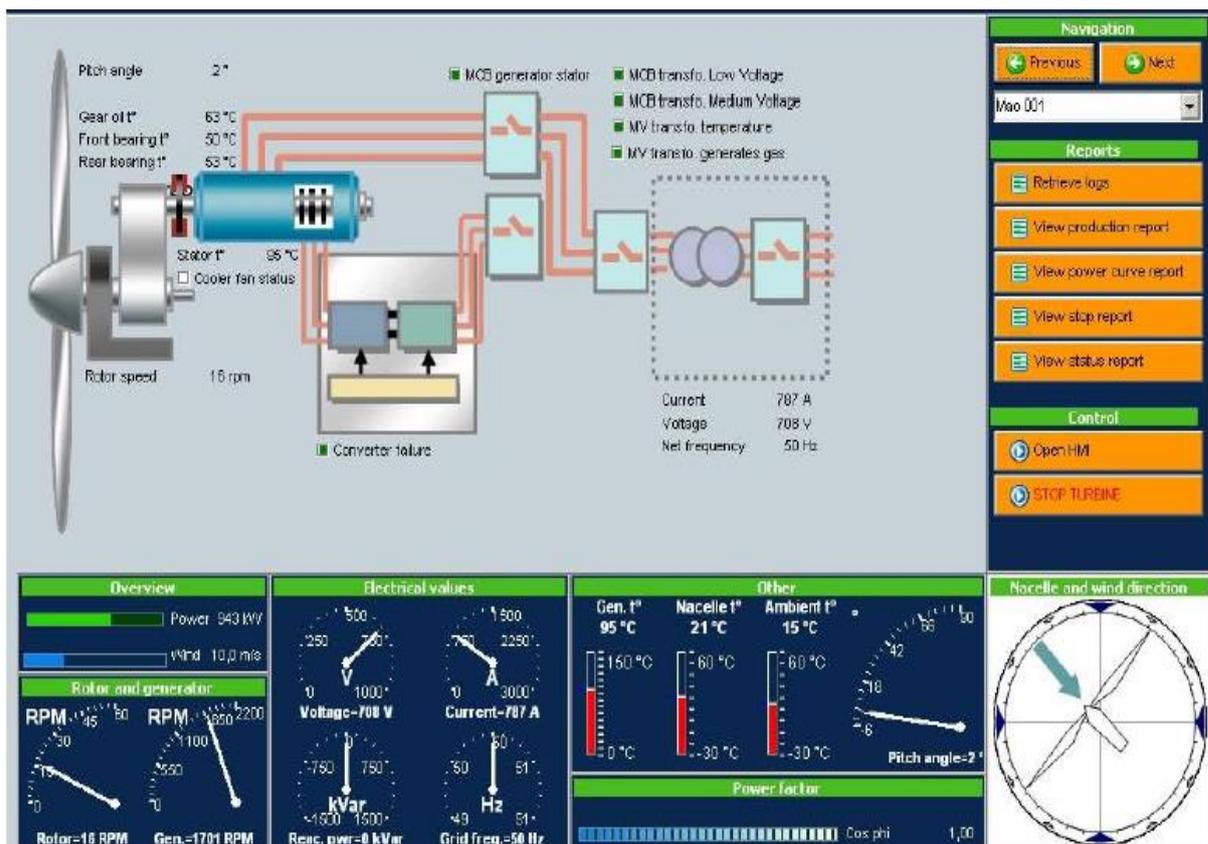


Figura 10: Exemplo de uma interface do sistema SCADA.

Fonte: Operação de Parques Eólicos – Procedimentos operação e sistemas supervisórios (Pereira, 2015).

6. PRINCIPAIS SUBSISTEMAS DE UM AEROGERADOR

Neste capítulo apresenta-se os principais componentes de uma turbina eólica. A Figura 11, mostra um exemplo de aerogerador visto de forma interna com os seus equipamentos elétricos, mecânicos, sistemas de controle, entre outros.

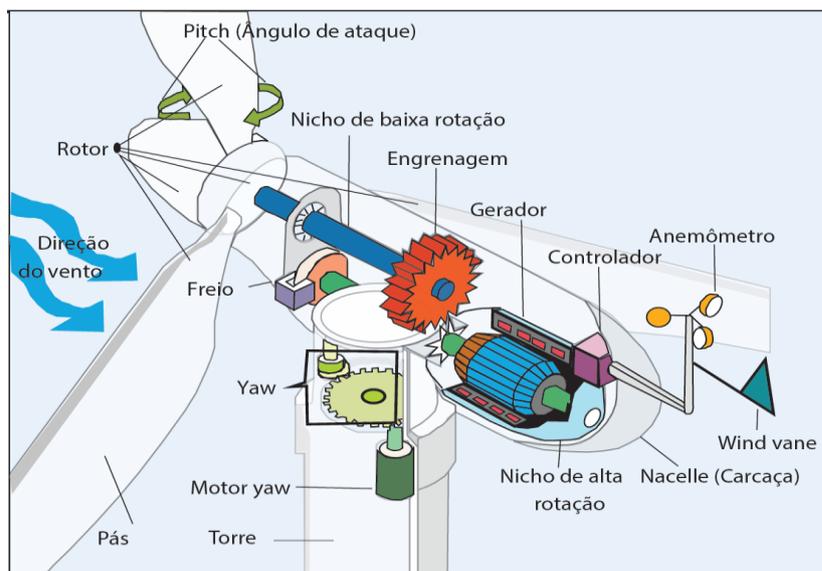


Figura 11: Componentes de uma turbina eólica.

Fonte: http://www.neosun.com.br/?page_id=988 (Acesso em: 28/07/2017).

6.1. PÁS OU *BLADES*

De acordo com Dutra (2008), as pás são perfis aerodinâmicos que buscam interagir com o vento, de forma a converter parte da energia proveniente da diferença de temperatura entre as camadas de ar em trabalho mecânico. As pás das turbinas eólicas eram “inicialmente fabricadas com alumínio, atualmente são fabricadas em fibra de vidro reforçadas com epóxi.” (DUTRA, 2008).

Segundo Pinto (2013), caso o sistema de controle aerodinâmico do aerogerador seja de *pitch* (controle de passo), a pá contará com rolamentos em sua estrutura, de forma que, além de serem fixadas no *hub* (eixo do rotor) elas giraram em torno do seu próprio eixo para alternar o ângulo de ataque. Conforme Sequeira (2012), o posicionamento das pás é acionado por um sistema com motores de acionamento hidráulico, o qual permitem que a pá gire em seu próprio eixo, que dependendo do fabricante da turbina, pode chegar a 95 graus. A Figura 12, mostra um exemplo do transporte de uma pá utilizada em aerogeradores de grande porte.



Figura 12: Exemplo da pá de um aerogerador de grande porte.

Fonte: <https://www.engenhariacivil.com/sistema-transporte-pas-turbinas-eolicas> (Acesso em: 26/07/2017).

6.2. TORRE

Para Fonseca (2012), as torres são necessárias para posicionar o rotor a uma altura que possa obter um aproveitamento nominal do potencial eólico da região. “As torres podem ser feitas de aço tubular, de treliças ou de concreto.” (MARQUES, 2004). Segundo Sequeira (2012), a torre apresenta uma estrutura com proteção anticorrosiva por galvanização e um acabamento com tinta à base de resina epoxidica.

De acordo com Sequeira (2012), esse componente do aerogerador apresenta em média 4,0 metros de diâmetro na base e 2,30 metros no topo, ou seja, pode-se dizer que a largura da base é aproximadamente o dobro da largura do topo. O autor ainda afirma que, a torre pode ser dividida em três seções e sua altura ao cubo depende da potência da turbina.

Em turbinas de grande porte, o seu interior contém duas vias de acesso, escada e elevador. O elevador percorre praticamente a sua altura total, na parte superior da torre onde é instalado a nacele (casa de máquinas), a qual alojara os principais componentes da turbina, como: caixa de velocidade, rotor, gerador, inversores, sistema de controle, entre outros. A Figura 13, mostra a torre de um aerogerador vista de baixo com os respectivos componentes, nacele e pás.



Figura 13: Exemplo de montagem de um aerogerador.

Fonte: <http://www.impsa.com/pt/produtos/impsawind/SitePages/montagem.aspx> (Acesso em: 26/07/2017).

6.3. CAIXA DE VELOCIDADE OU *GEARBOX*

De acordo com Fonseca (2012), a *gearbox* tem a finalidade de transmitir ao gerador a energia mecânica entregue ao eixo do rotor, adaptando a baixa velocidade que vem através do giro das pás que fica em torno de 20 a 150 *rpm* (rotação por minuto), à velocidade requerida pelo gerador, que se situa na faixa de 1200 a 1800 *rpm*.

Uma das desvantagens do uso do multiplicador é o ruído produzido por ele, apesar de uma nacelle bem isolada acusticamente poder diminuir tal ruído a valores aceitáveis para o meio externo. Outra desvantagem é manutenção das engrenagens de transmissão. Um bom projeto maximiza o tempo de vida útil delas a até aproximadamente 20 anos e minimiza a manutenção com sua lubrificação. (PINTO, 2013).

Segundo Sequeira (2012), a caixa multiplicadora possui um sistema de lubrificação através de uma bomba de óleo, quando o óleo entra na *gearbox* é aquecido por três resistências e para minimizar a temperatura do equipamento são necessários ventiladores de tamanho médio 502 x 620mm, com diâmetro de 456 mm, além disso, a relação de transformação da caixa é de aproximadamente 1:100. A Figura 14, mostra um exemplo de caixa de transmissão com classe de potência entre 2 e MW.

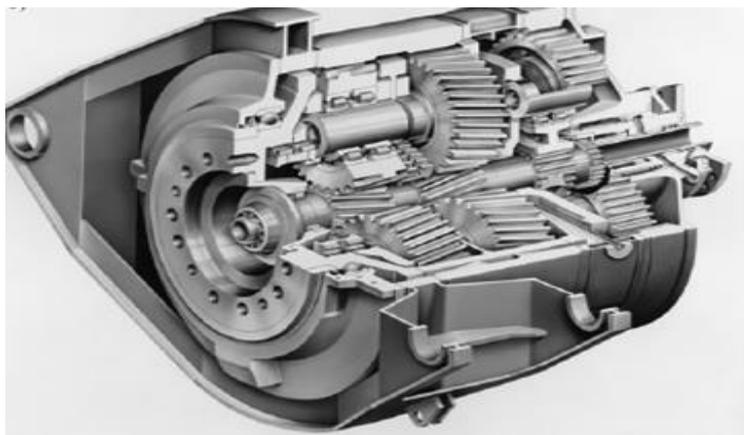


Figura 14: Caixa de Engrenagens/Transmissão com três estágios da classe de potência 2 a 3MW.

Fonte: https://www.researchgate.net/figure/292623126_fig8_Figura-8-a-Caixa-multiplicadora-de-duas-fases-para-aerogeradores-de-eixo-paralelo-da (Acesso em: 26/07/2017).

6.4. CONVERSOR DE POTÊNCIA / INVERSOR DE FREQUÊNCIA

De acordo com Fonseca (2012), do ponto de vista elétrico, o conversor é um dos componentes fundamentais. Uma das maneiras de configurar a topologia do inversor de frequência da turbina eólica, se dá através da determinação se o gerador tem velocidade constante ou velocidade variável. Caso a velocidade seja constante, conforme Montezano (2007), esse tipo de máquina usa geradores assíncronos, onde a maior vantagem está presente na fabricação, que acontece de forma simples e barata em relação aos demais, além de, dispensarem dispositivos de sincronismo.

Como desvantagem, esse modelo forma correntes muito elevadas de partida, dessa forma, utiliza-se tiristor de partida para suavizar o processo, além disso, tem uma grande demanda por potência reativa e isso faz com que esse tipo de topologia necessite de um banco capacitores para compensação da energia reativa injetada na rede. A turbina conta com uma chave liga-desliga. A Figura 15, mostra um exemplo dos três tipos de conversores potência utilizados em Turbinas Eólicas.

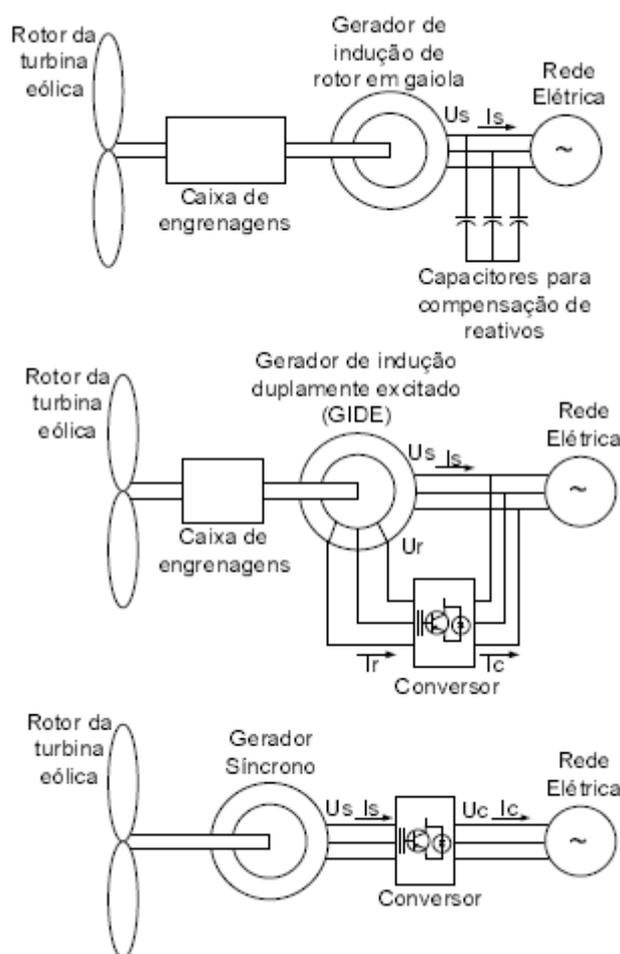


Figura 15: Exemplo do processo de evolução dos conversores de potência em aerogeradores.

Fonte: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAagg8QAF/tcc-arthur-v2?part=4>. (Acesso em: 24/08/2017)

Para Junior (2014), a topologia dos conversores de potência vai depender muito da escolha do tipo de gerador. Porém, há valores que não mudam, como é o caso da frequência de saída, que pode variar entre 50Hz e 60Hz, sendo que no Brasil utiliza-se 60 Hz. A frequência de entrada pode variar de acordo com a velocidade do incidente nas pás do rotor. Na Figura 16 podemos notar um exemplo básico de sistema de geração com conversor de potência.

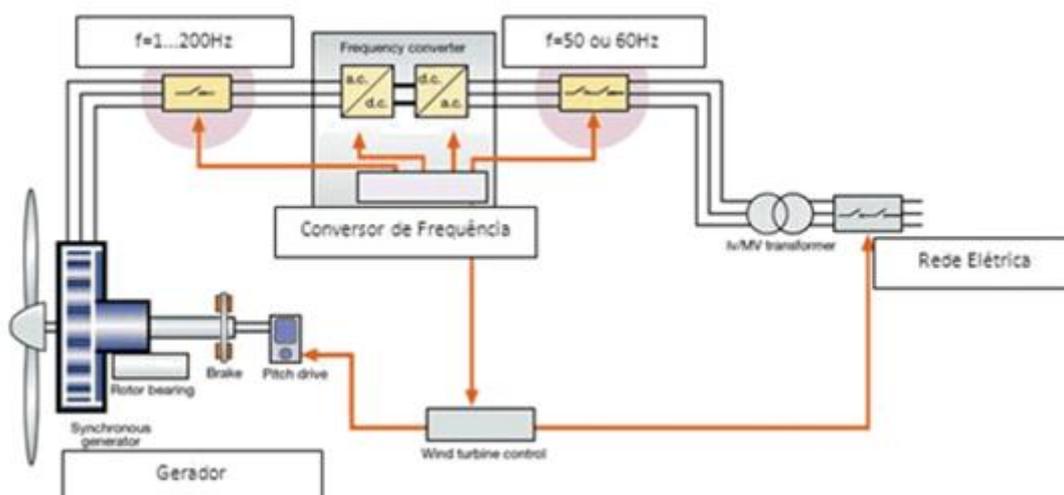


Figura 16: Esquema elétrico de um conversor de potência

Fonte: <http://www.voltimum.pt/artigos/artigos-sobre-produtos/abb-niessen-primeira-marca-no-mercado-lancar-reguladores-para> (Acesso em: 30/07/2017).

Segundo Dutra (2008), a tensão de saída do gerador antes de ser injetada na rede passa por dois equipamentos, são eles: o retificador e o inversor. Esse procedimento acontece quando a tensão de saída do gerador passa pelo retificador, o qual tem o papel de transformar a tensão alternada do gerador em CC (corrente contínua), logo após isso, o inversor faz com que a tensão elétrica inverta e volte a ser AC (corrente alternada), pronta para ser elevada através do transformador responsável pelo aerogerador e injetada na rede de média tensão.

6.5. Mecanismos de controle

6.6. CONTROLES AERODINÂMICOS (*STALL* E *PITCH*)

“Os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência nominal do aerogerador. São chamados de Controle *Stall* e Controle de Passo - *Pitch*. ” (RODRIGUES, 2011).

Segundo Rodrigues (2011), no passado a maioria das turbinas eólicas utilizava-se do Controle *Stall* de forma significativa, no entanto com o aumento do tamanho das máquinas atuais, os fabricantes de aerogeradores estão optando pelo controle de passo (*pitch*), que oferece uma maior maleabilidade na operação de turbinas eólicas.

Conforme Rodrigues (2011), o sistema de controle aerodinâmico *stall*, trata-se de um controle passivo o qual necessita da velocidade do vento para atuar. Nesse tipo de controle, as pás são fixas e não podem girar em torno do seu eixo, diferentemente do controle de passo.

Para Pereira (2004), a geometria do perfil das pás que possuem o controle de potência *stall* são projetadas para que, quando o vento atinja velocidades muito altas, seja formado uma espécie de turbulência na superfície das pás que estão em contato direto com a massa ar, de forma que diminua a velocidade no eixo do rotor.

O autor ainda completa que, esse modelo passivo tem a vantagem de não utilizar partes moveis para sua atuação, porém, apresenta problemas na parte de requerer um cálculo de grande exatidão para a fabricação do perfil das pás, onde erros influenciarão drasticamente na curva de potência da turbina. Na Figura 17, pode-se notar o comportamento do fluxo de ar em uma pá de aerogerador com o sistema de controle *stall*.

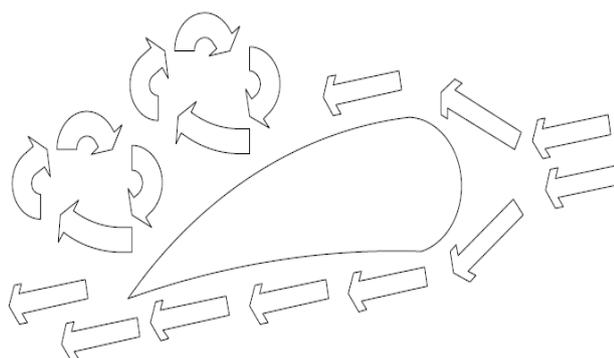


Figura 17: Exemplo de controle *Stall*.

Fonte: Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante (PEREIRA, 2004).

De acordo com Sequeira (2012), o sistema de regulação do ângulo de passo das pás da turbina, são acionados por servomotores hidráulicos, são controlados através de microprocessadores e constituído por um conjunto de engrenagens.

Para Fonseca (2012), o sistema de *pitch* das pás do rotor é comandado por 3 motores *DC* de 24 volts, havendo uma proteção de alimentação com baterias. Utiliza-se o sistema de alimentação por baterias, por precaução caso ocorra uma falha elétrica em momentos de velocidade do vento elevadas, visto que, “as pás podem ser postas em bandeira (90° com a direção do vento) para efeitos da travagem aerodinâmica do rotor.” (SEQUEIRA, 2012)

A travagem do rotor é assegurada por dois sistemas – um é constituído por travão mecânico, de disco, montado no veio do grupo e o outro, de tipo aerodinâmico,

através da variação do passo das pás até ao seu posicionamento em bandeira, reduzindo a velocidade do rotor. O sistema de travão de disco assegura a paragem final e o quando o rotor se encontra parado. (SEQUEIRA, 2012).

Segundo Pereira (2015), o controle de *pitch* precisa possuir uma fonte de energia independente (ex: baterias, capacitores) como requisito de segurança, de forma que deverá ser capaz de girar as pás na posição de frenagem independentemente da atuação do sistema de controle geral, no caso de uma falha grave. O autor também afirma que, sua principal função é limitar a potência máxima gerada na turbina, de forma a buscar sempre o funcionamento nominal do aerogerador. A Figura 18, mostra um exemplo de cubo do rotor com os presentes motores para controle de passo.



Figura 18: Controle de *pitch*.

Fonte: Prevconfi: Confiabilidade Aplicada Na Manutenção Preventiva De Usinas Eólicas, Com Foco Em Minimização Do Custo (SILVA, 2016).

A Figura 19, mostra uma análise de três possíveis curvas de potência para três aerogeradores com controle de potência diferente. Os esboços nas cores “rosa” e “cinza” são pertencentes ao sistema de controle *stall*, enquanto que o da cor azul escuro representa o sistema de *pitch*. É possível notar a grande diferença de regularidade da potência em ambos os casos. Com isso percebemos o porquê que o controle de *pitch* prevaleceu na indústria eólica o controle *stall* entrou em desuso.

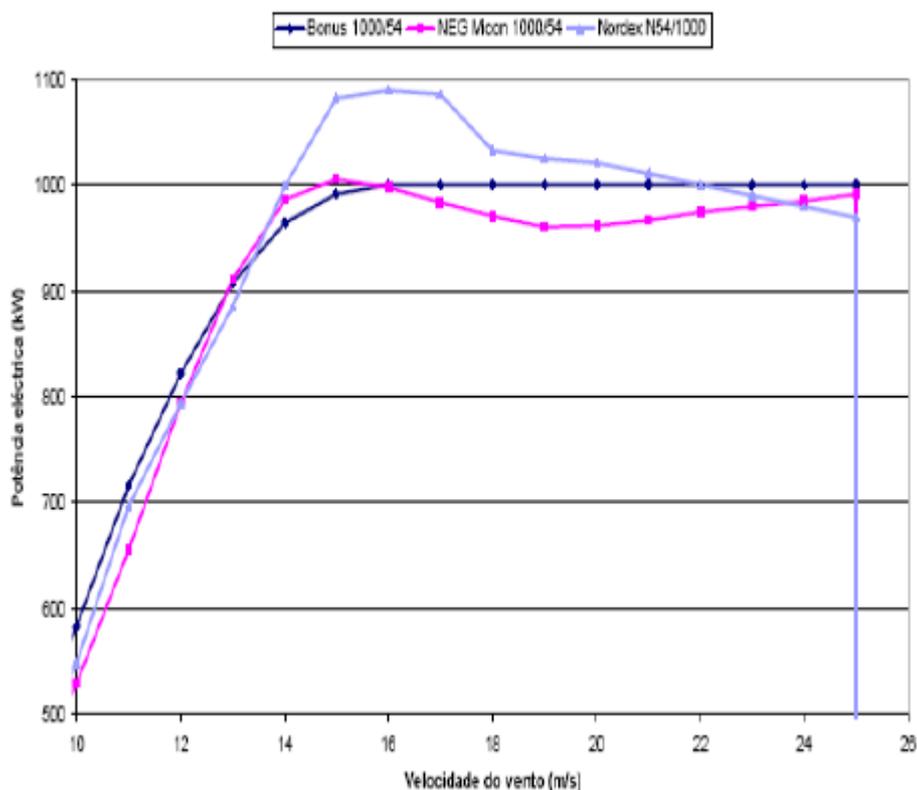


Figura 19: Comparativo entre as curvas de potência para os dois tipos de controles aerodinâmicos.

Fonte: Controle da injeção de energia reativa na rede por um parque eólico: Estudo concreto da solução para o controle e operação do Parque Eólico da Serra do Barroso (ANDRÉ, 2007).

6.6.1. Controle de posição da *nacele* (*yaw*)

“O sistema de orientação da *nacele* é constituído por um conjunto de engrenagens acionadas por motores elétricos. A alimentação destes motores é feita a partir dos respectivos serviços auxiliares. ” (SEQUEIRA, 2012). Além disso, esse sistema recebe informações de monitoramento realizado através de anemômetros e sensores de posição e direção do vento, os quais permitem orientar a turbina e posicionar as pás adequadamente. Na Figura 20 apresenta um exemplo de sistema de orientação yaw com suas respectivas engrenagens.



Figura 20: Sistema de orientação da Nacele (*Yaw*).

Fonte: (PEREIRA, 2015).

De acordo com Pereira (2015), a principal função do controle de orientação da *nacele* é manter sempre o eixo do rotor alinhado de forma perpendicular a posição do vento que incide nas pás. Com dados obtidos através de sensores de velocidade e direção do vento, utiliza-se esse sistema de orientação independentemente do modo de status funcionamento do aerogerador.

Além disso, “este subsistema é composto de um grande rolamento que conecta a base da nacele à torre, a dispositivos de freio (hidráulicos) e atuadores (moto-redutores).” (PEREIRA, 2015).

Segundo Fonseca (2012), no sistema de orientação do aerogerador utiliza-se um motor trifásico com o auxílio de um componente responsável por variar a velocidade. O autor ainda afirma que, a turbina eólica pode rodar cerca 720° completos. Para que isso corra, os cabos que chegam ao gerador estão suspensos desde o topo da turbina até a base de cimento com folga suficiente para suportar as duas voltas e como são flexíveis permitem torções e não são afetados pelo movimento da *nacele*.

De acordo com Pinto (2013), os cabos que conduzem a corrente elétrica do aerogerador, o qual desce pelo interior da torre, podem ser danificados por excesso de torção caso o sistema de orientação gire a *nacele* em apenas um sentido. De forma a desviar-se disto, a turbina também é equipada com um dispositivo de controle de giro, que automaticamente informa ao sistema de controle de nacele a necessidade de inverter a direção de giro para então assim, distorcer os cabos que estão no seu limite. Porém, para maior segurança, caso os

cabos estejam muito torcidos, será acionada uma chave de parada de emergência que funciona de forma independente do controlador.

Conforme Pereira (2015), o controlador da *nacele* localiza-se no topo do aerogerador, na parte interior da nacele e tem as seguintes funções principais:

- a) Controle e proteção dos sinais analógicos e digitais;
- b) Alimentação de todos os sensores conectados ao controlador;
- c) Processamento e registro dos parâmetros medidos (ex: direção e velocidade do vento);
- d) Comando de atuadores ou interruptores (relés, chaves, proteções);
- e) Comunicação com o controlador principal.

6.7. ROTOR

De acordo Fonseca (2012), o rotor é a parte da Turbina Eólica responsável por transformar a energia proveniente dos ventos em movimento circular do eixo do motor. Para Sequeira (2012), com relação a superfície de ataque do vento que incide nas pás, pode-se dizer que a maior parte dos Aerogeradores são posicionados a montante (*upwind*) da torre, ou seja, o vento ataca as pás na parte de frente das turbinas. A Figura 21, apresenta um exemplo de aerogeradores com o rotor *Upwind e Downwind*.

Bastante relevantes são os materiais utilizados para a construção do rotor, dado que este elemento é o que suporta a força do vento. Os materiais utilizados são, a madeira e compostos sintéticos, nomeadamente, plásticos reforçados com fibra de vidro e fibra de carbono. A escolha da utilização dos materiais relaciona-se com o preço, a moldabilidade, as propriedades mecânicas e a resistência à fadiga. (FONSECA, 2012).

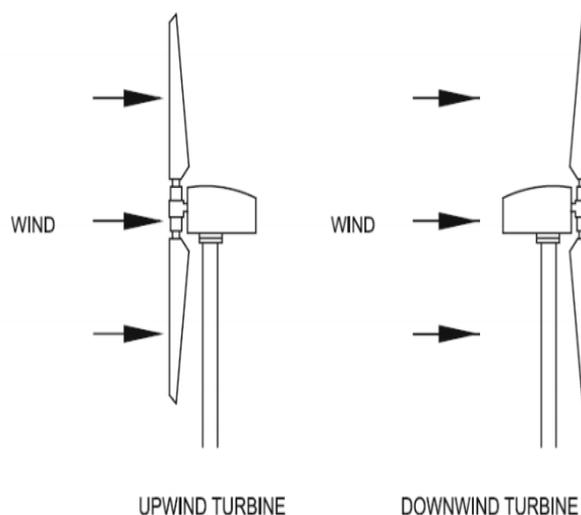


Figura 21: Turbinas *Upwind* e *Downwind*.

Fonte: <https://www.emaze.com/@AQLTFTOF/Untitled> (Acesso em: 26/07/2017).

6.8. GERADOR

“O gerador é responsável pela produção de energia elétrica. Turbinas Eólicas podem utilizar geradores assíncronos ou síncronos, dependendo do modelo, da potência e das condições de uso.” (LOPES, 2012).

“Nos parques eólicos atuais, os geradores mais utilizados são os geradores de indução trifásico gaiola de esquilo (GIGE), de indução com rotor bobinado (GIRB), de relutância variável e síncronos (GS).” (SGUAREZI FILHO; CARDOSO, 2014).

Segundo Pinto (2013), o gerador de indução possibilita a conexão em redes de baixa, média, alta e extra alta tensão, desde que, a potência de transmissão aumente de acordo com o aumento do nível tensão. O autor ainda completa que, o gerador de indução tem a vantagem de ser (mecanicamente) simples de produzir, em relação a outros modelos, dessa forma, pode ser produzido em grande escala, porém, como desvantagem esse tipo de gerador gera escorregamento e isso torna-se um problema por causa da dissipação de calor. Outra desvantagem desse tipo de gerador segundo Sguarezi Filho e Cardoso (2014), é a falta de possibilidade de regulação de tensão e de frequência, além de, ter que operar apenas na velocidade requerida pela frequência da rede elétrica.

Conforme Pinto (2012), em relação aos geradores assíncronos, há dois tipos: gaiola de esquilo e o de rotor bobinado. No que se diz respeito ao do tipo gaiola de esquilo, pode-se

dizer que, o rotor é formado por barras de um material condutor, localizado em volta de um conjunto de chapas do rotor que estão em curto-circuito através de anéis metálicos em suas extremidades. No que se refere ao de rotor bobinado, o rotor do gerador é formado por um enrolamento trifásico distribuído em torno do conjunto de chapas na parte móvel do gerador.

De acordo com Rodrigues (2011), os geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo, caracterizam-se por possuírem uma velocidade de rotação aproximadamente constante e a presença da caixa de transmissão para adaptar a velocidade que movimenta o eixo do rotor (cerca de 38 rpm) à velocidade necessária para produção de energia (por volta de 1500 rpm).

Para Junior (2014), pode-se usar esse tipo de gerador para operar em velocidade variável, de forma que, utiliza-se, usualmente, conversores do tipo *back-to-back* completos, com o objetivo de realizar o total controle da potência ativa e reativa.

Alguns modelos de aerogeradores utilizam mais de um gerador, de diferentes potências. Um gerador de potência maior é projetado para operar na potência nominal do aerogerador, operando a partir de uma determinada velocidade do vento. Outro gerador, de potência menor, é utilizado no início da operação e permite que a velocidade de partida seja reduzida (até 2,5 m/s), melhorando a performance do aerogerador. O gerador menor é desligado quando a velocidade do vento atinge um valor suficiente para operar o gerador maior. (LOPES, 2012).

Conforme Pinto (2013), pode-se dizer que os geradores síncronos se destacam pelo fato de possibilitar o controle da potência (ativa e reativa), o controle da frequência do gerador e não necessitam de uma corrente de magnetização. A velocidade síncrona do gerador é determinada pela frequência do campo girante e pelo número de par de pólos do rotor.

No entanto, esse tipo de gerador é muito mais caro e mais robusto mecanicamente do que um gerador de indução de tamanho equivalente. O autor ainda completa que, entre os tipos de geradores síncronos, o de rotor bobinado e a imã permanente, são os que mais tem relevância na indústria eólica.

Segundo Rodrigues (2011), o GSRB (Gerador Síncrono com Rotor Bobinado), opera com velocidade variável e são fabricados sem caixa de velocidade, de modo que, adapta-se a frequência do gerador à frequência da rede elétrica, por meio de um sistema de conversão CA/CC/CA (Corrente Alternada/Corrente Contínua/Corrente Alternada). Além disso, o autor ainda completa que, as turbinas que aderem esse tipo de gerador utilizam-se do controle de passo (*pitch*).

Em relação ao gerador síncrono com rotor bobinado, os enrolamentos do estator de um gerador síncrono com rotor bobinado são conectados diretamente à rede e, portanto, a velocidade rotacional é estritamente fixada pela frequência da rede. O enrolamento do rotor é excitado por corrente contínua através de anéis coletores e escovas ou por uma excitatriz sem escovas com um retificador. (PINTO, 2013).

Para Pinto (2013), uma turbina que utiliza gerador síncrono com imã permanente tem sua eficiência maior em relação as máquinas de indução, visto que, o método de excitação é fornecido para o rotor sem nenhuma fonte de energia e a potência pode ser gerada em qualquer velocidade, de acordo com a corrente. Apesar disso, o material utilizado para produzir imãs é bastante caro e difícil de ser trabalho no seu período de fabricação.

Na Figura 22, mostra um exemplo de Gerador em anel com acionamento direto, do fabricante Wobben / ENERCON, modelo E-115, referente ao item (3).

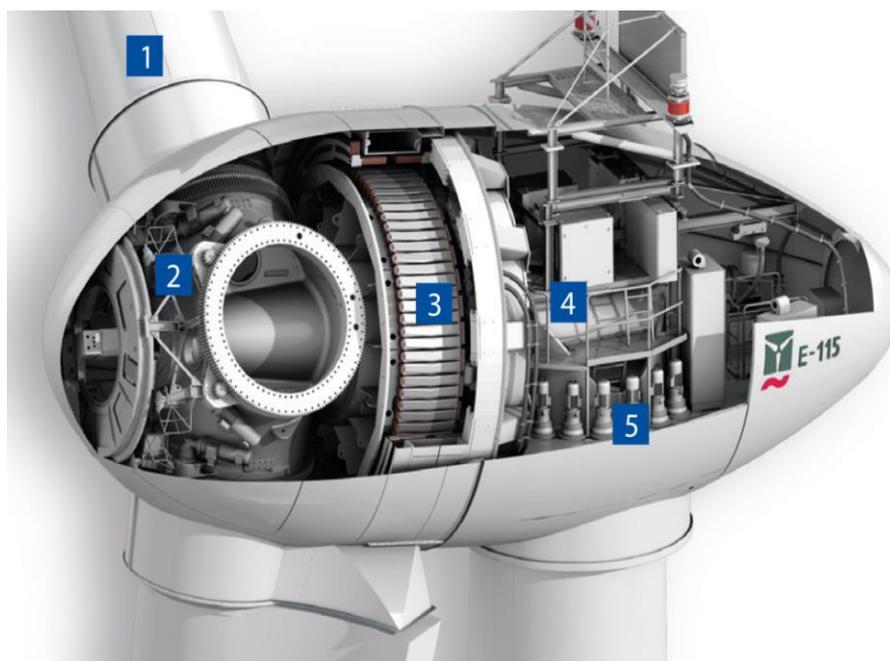


Figura 22: Item (3) Exemplo de Gerador Elétrico de uma Turbina Eólica sem Gearbox.

Fonte: <http://www.windpark-stiftswald.de/daten-und-fakten/> (Acesso em 31/07/2017).

O gerador síncrono tem como desvantagens seu alto custo devido aos imãs permanentes, altas temperaturas de operação, há ainda a possibilidade de picos de correntes ou curtos-circuitos desmagnetizarem o imã e os conversores devem processar a potência total do gerador. (SGUAREZI FILHO; CARDOSO, 2014)

“A excitação exige o uso de um conversor de potência de escala completa, em vez de ajustar a tensão e frequência do gerador para a tensão e frequência de transmissão, isso representa um gasto adicional.” (PINTO, 2013).

Atualmente, a tecnologia mais comum nas turbinas eólicas de alta potência instaladas é o gerador de indução de dupla alimentação. Os geradores de indução de gaiola de esquilo velocidade fixa são comumente usados em parques eólicos de potência mais baixa. (SGUAREZI FILHO; CARDOS, 2014).

6.9. ESTRUTURA DA NACELE

De acordo com Sequeira (2012), a função principal da nacele consiste em proteger os componentes mecânicos e elétricos de fatores climáticos: chuva, neve, poeiras, sol, etc. Em relação a estrutura, em média são construídas em aço, com carenagem em fibra de vidro reforçada e está apoiada a uma base móvel, a qual permite a orientação de acordo com a melhor direção do vento para produção de energia.

O autor ainda complementa que, a nacele apresenta uma abertura central, a qual pode-se destinar a passagem de técnicos responsáveis pela manutenção do aerogerador a partir da torre e que na parte externa, estão instalados os anemômetros e cata-ventos, responsáveis pelos dados de velocidade e direção do vento, respectivamente. Na Figura 23, pode-se notar a montagem da estrutura da nacele com os respectivos componentes.



Figura 23: Estrutura da Nacele.

Segundo Sequeira (2012), na parte externa nacele, próximo aos anemômetros e birutas (cata-ventos), pode-se notar uma sinalização aérea, equipadas com lâmpadas de neon, ou halogéneo, para sinalizar à navegação aérea, sendo que, na parte do dia, encontra-se na cor branca intermitente e na parte da noite obtém-se uma cor vermelha fixa, a determinação das cores de sinalização dar-se através de uma regulamentação da aeronáutica.

A estrutura da nacele pode mudar de formato caso tenha ou não caixa de engrenagens. Na Figura 24, pode-se observar dois modelos clássicos de estrutura desse componente.



(a) Com caixa de velocidade



(b) Sem caixa de velocidade

Figura 24: Exemplos de aerogeradores com e sem caixa de velocidade.

Fonte: Adaptado pelo autor. (a) <http://www.windpowerengineering.com/design/turbine-of-the-month-ges-3-2-130-wind-turbine/> (Acesso em: 27/07/2017). (b) <http://www.wobben.com.br/noticias/detalhe/enercon-desenvolve-nova-plataforma-de-4-mw/> (Acesso em: 27/07/2017).

6.10. INSTRUMENTAÇÃO E CONTROLE (SENSORES E ATUADORES)

6.10.1. Sensores de velocidade e direção do vento

De acordo com Pereira (2015), os dados de medição do vento de um parque eólico são normalmente feitos através de uma estação meteorológica instalada dentro do parque eólico, porém, em uma região a qual não as esteiras dos aerogeradores não influenciem nos dados coletados.

“Os sistemas de medida meteorológica, cata-ventos (birutas) e anemômetros, são equipados com dispositivos contra formação de gelo, de forma a evitar falhas ou o mau funcionamento dos mesmos.” (SEQUEIRA, 2012).

Para Sequeira (2012), uma das funções dos sensores de velocidade e direção é captar dados para o sistema de controle da *nacele* e de controle de ângulo das pás, com o intuito de posicionar a turbina eólica a atingir seus parâmetros nominais. Para Pinto (2013), os medidores de vento são utilizados para monitorização do desempenho do aerogerador. Na Figura 25, pode-se notar um exemplo de sensores de direção e velocidade do vento.

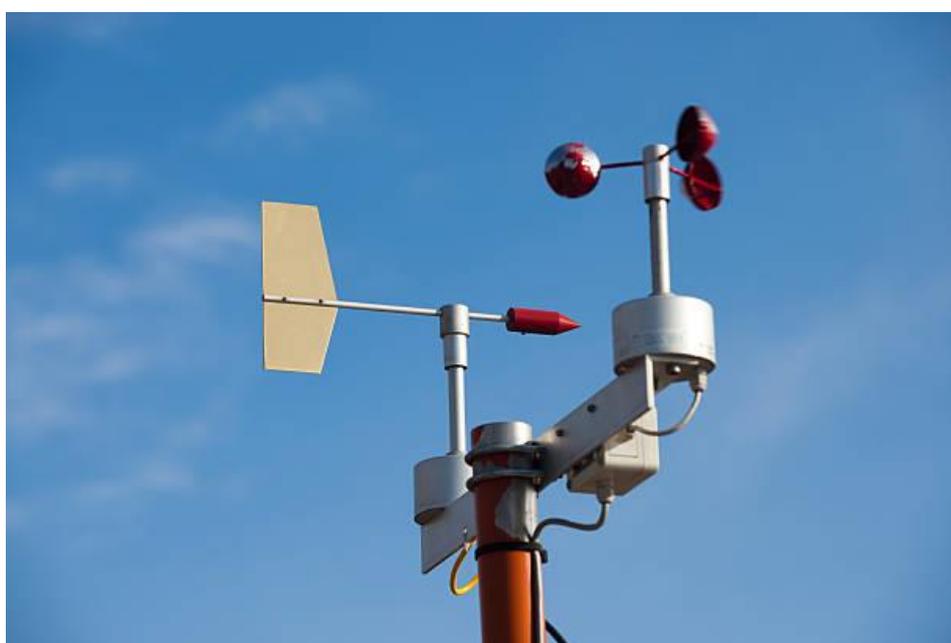


Figura 25: Exemplo de sensores de direção e velocidade do vento.

Fonte:

<http://www.istockphoto.com/pt/fotos/anem%C3%B3metro?excludenudity=true&sort=mostpopular&mediatype=photography&phrase=anem%C3%B3metro> (Acesso: 02/08/2017).

6.10.2. Sensores de velocidade do gerador e rotor

“As velocidades de rotação do rotor e do gerador elétrico (iguais nos casos de aerogeradores com transmissão direta) são parâmetros importante para o sistema de controle.” (PEREIRA, 2015).

Segundo Pereira (2015), pode-se dizer que o sistema de controle de velocidade do gerador e rotor, utiliza os dados para facilitar a extração de energia do vento em turbinas

eólicas com velocidade variável, de forma a sincronizar o gerador com a rede, para então, absorver variações rápidas de vento (aceleração do rotor), isso para turbinas com conversor de frequência, podendo também ser conveniente para acionar o freio mecânico durante um procedimento de parada normal. O autor ainda completa que, existe valores máximos de rotação que caso ultrapassados, provocam para de emergência e mensagem de erro, isso tanto para o rotor quanto para o gerador elétrico.

6.10.3. Sensores de vibração e temperatura.

Segundo Fonseca (2012), a análise de temperatura é uma variável que auxilia na descoberta de anomalias em equipamentos rotativos, além disso, o estator e o rotor do gerador podem ser monitorizados pelos sensores de temperatura e através de termografia.

De acordo com Pereira (2015), existem vários sensores de temperatura instalados nas Turbinas Eólicas, principalmente em componentes rotativos, como: gerador, caixa de transmissão, rolamentos, sistema de controle da nacelle, no inversor, no transformador, entre outros. O autor ainda completa que, os dados dos sensores são retirados a cada 1 minuto e obtém-se valores médios, máximos e mínimos para intervalos de 10 minutos.

Para Pereira (2015), os componentes que normalmente são controlados em função da temperatura, tais como: bombas de óleo, ventiladores e aquecedores (resistências). O autor ainda ressalva que, registram-se esses parâmetros no sistema SCADA com os possíveis status (ligado/desligado/falha).

6.10.4. Unidade Hidráulica

De acordo com Pinto (2013), caso as turbinas eólicas utilizem caixa multiplicadora de velocidade, exige-se a indispensabilidade do uso de óleo lubrificante e refrigeração apropriada, através de bombas, trocadores de calor e sistema de comando, supervisão e controle.

“O sistema hidráulico constitui-se de uma unidade hidráulica compacta (reservatório, filtro, bomba, válvulas, acumuladores e sensores) e três sistemas de freios mecânicos atuados hidráulicamente.” (PEREIRA, 2015).

Para Pereira (2015), os três sistemas de freios mecânicos que atuam através do sistema hidráulico são: o disco de freio no eixo de rotação (alta ou baixa), anel de freio no sistema de orientação da nacela e o pino de travamento do rotor. O autor ainda completa que, na maioria dos aerogeradores para acionamento e controle do sistema de *pitch* utiliza-se um sistema hidráulico independente. A Figura 26, mostra um esboço do sistema hidráulico atuando em uma Turbina Eólica.

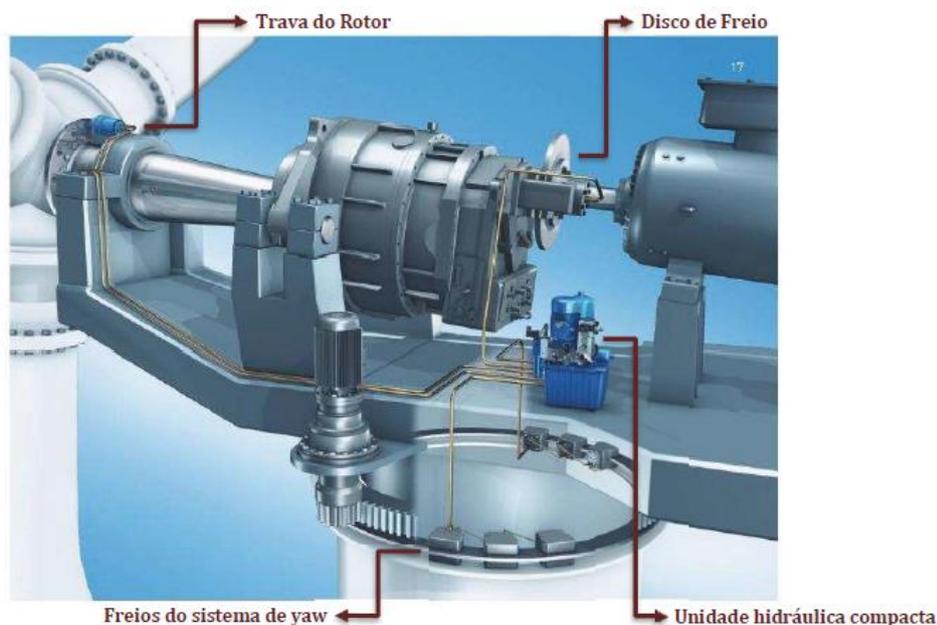


Figura 26: Sistema Hidráulico de um Aerogerador.

Fonte: (PEREIRA, 2015)

Conforme Sequeira (2012), as centrais hidráulicas necessitam de cerca de 40 litro de óleo Mobil SHC 629. O autor completa que, o óleo deve ser trocado com o auxílio de uma bomba externa, após a limpeza do recipiente o novo óleo deve ser transferido através de um filtro como forma de proteção.

6.11. SISTEMAS DE FRENAGEM

Segundo Sequeira (2012), a trava do rotor pode ser utilizada segundo os dois respectivos sistemas: o sistema de freio a disco e o do tipo aerodinâmico, como o sistema de *pitch* que varia o ângulo de passo das pás até ao seu posicionamento em bandeira, reduzindo assim a velocidade do rotor. Porém, o responsável pela parada final do rotor será o sistema de travão de disco.

Nos modelos mais sofisticados de aerogeradores, as pás possuem na sua ponta um sistema de freio aerodinâmico que basicamente consiste em girar as hélices do rotor de 90 graus ao redor de um eixo longitudinal (turbinas que atuam pela modificação do ângulo de giro das pás) ou turbinas de regulação ativa por perda aerodinâmica. (SILVA, 2015).

Conforme Pinto (2013), os freios são utilizados em emergências, pode-se distribuí-los em: mecânico, elétrico ou hidráulico, fabricados em aço, e geralmente, em forma de disco. Na Figura 27, apresentam-se dois modelos de freios utilizados em turbinas eólicas do tipo disco, com acionamento hidráulico e de molas, respectivamente.

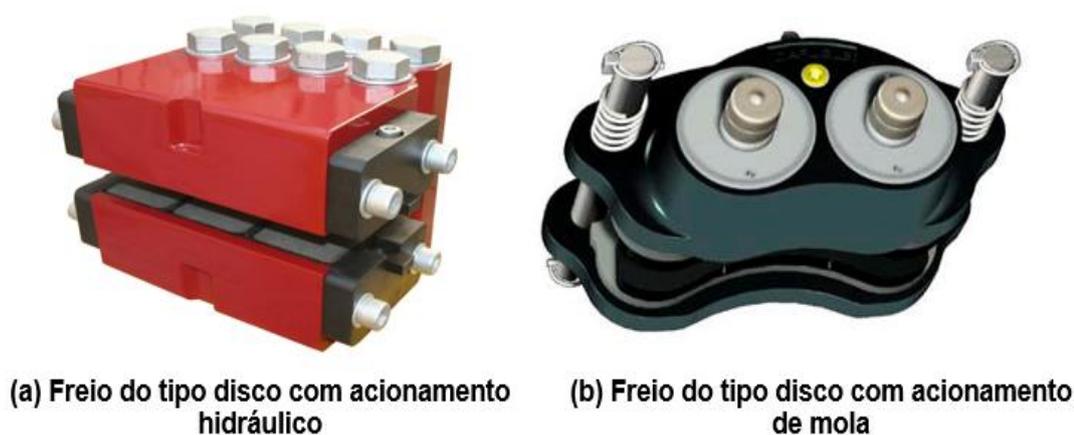


Figura 27: Exemplos de freios utilizados em Turbinas Eólicas.

Fonte: Elaborada pela autora. (a) <http://www.directindustry.com/pt/prod/jiangxi-huawu-brake-co-ltd/product-157876-1630102.html> (Acesso em: 28/07/2017). (b) <http://www.directindustry.com/pt/prod/carlisle-industrial-brake-and-friction/product-26370-517006.html> (Acesso em: 28/07/2017).

7. ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO APLICADAS A TURBINAS EÓLICAS

A uniformidade de um vínculo entre os diversos tipos de estratégias de manutenção será responsável pela progressão da vida útil da máquina e conseqüentemente de um valor próximo ao dimensionado no projeto de implantação do parque para a geração de energia elétrica.

De acordo com Azevedo (2001), os componentes principais de uma turbina eólica são os que causam maior prejuízo financeiro devido ao tempo de parada e ao custo de

manutenção. Dentre eles podemos citar: a caixa multiplicadora de velocidade; o gerador; o sistema de controle *yaw*; as pás do rotor; o controle de *pitch*, entre outros.

De acordo com Azevedo (2015), em relação aos custos pode-se dizer que os componentes que contém engrenagens são os que mais causam danos a produção, isso ocorre devido à relação ao tempo de parada prolongado e também a sua elevada taxa de reparo/substituição. O autor ainda destaca que, quanto maior a potência do aerogerador, maior será a taxa de falhas.

Levando em consideração esses aspectos, optou-se por utilizar-se ao longo dos anos e dos avanços na tecnologia de turbinas eólicas, técnicas de manutenção que atendessem a demanda de produção de energia e que fossem compatíveis com as necessidades do cliente.

As vantagens de aplicar as técnicas de manutenção em aerogeradores torna-se relevante quando há uma economia notável nos gastos finais da energia, de forma a evitar: paradas prolongadas; troca de peças desnecessárias, entre outros. Através de uma boa aplicabilidade das estratégias de manutenção é possível prever o defeito do equipamento meses antes de acontecer a quebra efetiva.

As desvantagens estão ligadas ao custo por uma mão de obra mais qualificada, além da indispensabilidade de aquisição de instrumentos de medição e softwares de monitoramento mais avançados.

De acordo com Silva (2016), em contratos de manutenção relacionados a aerogeradores, envolvem dois tipos específicos, são eles: corretiva e preventiva. Sendo que adesão da técnica de manutenção preditiva é contratada fora a parte. Além disso, são inclusas todas as peças de reposição, assim como, o transporte dos equipamentos e o serviço de guindaste, caso seja necessário. O autor ainda completar que, a maior parte dos contratos determinam que os responsáveis pela manutenção garantam no mínimo pelo menos 97% de disponibilidade da máquina.

Entre todas as técnicas de manutenção apresentadas no capítulo 5.2, as de maior aplicabilidade em aerogeradores resumem-se a: corretiva, preventiva e preditiva. Dessa forma, a abordagem nesse capítulo se destina a esses modelos de estratégia manutenção.

7.1. MANUTENÇÃO CORRETIVA EM TURBINAS

A manutenção corretiva é utilizada em aerogeradores de forma a substituir ou reparar os componentes da turbina. Caso a intervenção seja planejada, pode ocorrer de realizar-se juntamente com uma preventiva ou preditiva na turbina, se a peça ou equipamento tem grande importância para integridade física da máquina, a corretiva planejada poderá ser efetuada sem depender de outro tipo de manutenção.

Se for do tipo não planejada, os colaboradores iram intervir no equipamento o mais rápido possível, visto que quando isso ocorre, a turbina eólica já se encontra sem produzir energia.

De acordo com Candiotto (2016), entre o âmbito da manutenção corretiva em aerogeradores, temos três condições que definem bem esse método, trata-se da: manutenção de reparo perfeito, onde acontece quando a restauração é efetuada de forma a deixar o equipamento igual ao original; a manutenção de mínimo reparo, faz com que os equipamentos saiam do estado de falha para um estado operativo, mas não voltam aos parâmetros normais de uso e a manutenção de reparo imperfeito, pode ser considerada como um reparo normal, apenas não eleva a vida útil do equipamento.

7.2. MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM TURBINAS

A manutenção preventiva é utilizada em aerogeradores de forma buscar periodicamente a troca de componentes sujeitos a desgaste ou que tenham um padrão de falha conhecido. Pode-se dizer que, as substituições dos equipamentos são feitas através de contratos preventivos pré-estabelecidos pelos fabricantes dos componentes. Exemplos de ações que fazem parte da manutenção preventiva são: a mudança de óleo; lubrificações; aperto de parafusos; medição de valores elétricos e temperatura; análise do óleo, entre outros.

Segundo Reis (2015), nas manutenções preventivas, alguns itens das turbinas eólicas são trocados entre dois em dois anos, como é o caso dos freios mecânicos; os amortecedores, entre outros. Além disso, algumas partes do sistema de *pitch* podem ser trocadas em torno de cinco anos.

De acordo com Candiotto (2016), dentro do âmbito da manutenção preventiva ainda podemos classifica-la em três estratégias distintas: a manutenção baseada no tempo; manutenção baseada no tempo de operação e a manutenção baseada na condição.

- a) Manutenção baseada no tempo: pode-se dizer que se trata de um tipo que prevê suas intervenções baseadas no calendário;
- b) A manutenção baseada no tempo de operação: trata-se de um método que leva em conta o tempo de operação do equipamento, que pode ser monitorada através dos *softwares* de gestão
- c) A manutenção baseada na condição: leva em consideração valores tabelados de temperatura, vibração, entre outros, que são acompanhados frequentemente pelos colaboradores, de forma a identificar caso ocorra a ultrapassagem dos valores máximos aceitáveis, como por exemplo: excesso de temperatura no gerador.

7.3. MANUTENÇÃO PREDITIVA EM TURBINAS

A manutenção preditiva é utilizada em aerogeradores de forma a buscar padrões de falhas aleatórios, monitorar equipamentos de forma instantânea para a previsão de possíveis falhas, possibilitando a correção antes da quebra efetiva do componente.

De acordo com Azevedo (2010), o monitoramento das condições da máquina obtém-se por meio da aquisição de dados através de: sensores distribuídos no aerogerador, como o de vibração, temperatura, etc. além da análise do óleo; do acompanhamento da temperatura nos equipamentos rotativos; da medição de deformação, entre outros.

Conforme Azevedo (2015), pode-se dizer que a análise da temperatura nos componentes da turbina, é um dos métodos mais comuns de manutenção preditiva, visto que se trata de medir a variação térmica em partes individuais da turbina e também obter o monitoramento da temperatura ambiente no aerogerador, uma vez que quando se trata de equipamentos rotativos, quanto maior a carga maior será a elevação de temperatura.

Vale ressaltar que, por mais que a manutenção preditiva tenha custos iniciais altos, com a necessidade de uma mão de obra mais qualificada e da compra de instrumentos de medição em campo e remota, o custo final para a empresa ainda se torna bem mais competitivo em relação a corretiva não-planejada.

Além disso, essa estratégia de manutenção conta com o modelo de manutenção por oportunidade, que se trata da “manutenção de um item, que não estava prevista de ser

executada, por ocasião de uma parada para manutenção planejada ou não de um equipamento.” (CANDIOTTO, 2016).

8. DEFEITOS NOS COMPONENTES PRINCIPAIS DE UMA TURBINA EÓLICA

De acordo com Bessa (2015), os componentes de turbinas que concentram o maior número de falhas é a caixa de velocidades; o gerador; os sensores e o conversor de potência. Enquanto que para Sequeira (2012), os defeitos mais relevantes estão ligados a vibrações causadas por máquinas rotativas. As vibrações podem ocorrer em consequência de fatores, como desequilíbrio, desalinhamento, rolamentos defeituosos e problemas nas engrenagens relacionados a folga ou falta de lubrificação.

A predição, previsão e correção de falhas são os fatores chaves para a melhora do custo de energia nos sistemas de energia eólica, evitando a ocorrência de faltas. Diferentes faltas podem afetar uma turbina eólica, com diferentes graus de severidade e com diferentes impactos financeiros (geralmente associados ao tempo de desligamento causado pela falha). Os componentes que concentram o maior número de falhas são a caixa de engrenagens, o gerador, os sensores e o conversor eletrônico. (BESSA, 2015).

Além disso, pode-se subdividir as falhas em dois tipos: mecânicas e elétricas. Segundo Silva (2015), as falhas mecânicas são constituídas por fatores internos inerentes aos materiais e equipamentos, como por exemplo: engrenagens, fiação que podem sofrer com altas temperaturas; vibrações, etc. De forma que, podem ser causadas por falhas no sistema de refrigeração; utilização insuficiente de lubrificantes em locais de grande atrito, entre outros.

O autor ainda completa que, a fadiga é um fenômeno de grande importância entre as causas de defeitos nos aerogeradores, visto que são representadas por fissuras decorrentes de variações de tensão nas partes das turbinas, como: fissuras nas pás; rachadura na estrutura da torre; trincas no eixo do rotor; fissuras nos dentes das engrenagens, etc.

Em relação as falhas elétricas, conforme Silva (2015), pode-se dizer que as ocorrências de curtos-circuitos são as mais relevantes. Esse tipo de falha ocorre pelo desgaste de cabos condutores; sobrecargas elétricas das redes; pontos quentes em emendas dos condutores e em equipamentos eletrônicos ou quadros de distribuição.

8.1. DEFEITO NA *GEARBOX* (CAIXA DE TRANSMISSÃO)

Segundo Reis (2017), os principais defeitos presentes nas caixas de transmissão ocorrem através da degradação do óleo, ou seja, a presença de impurezas, a alteração pela variação temperatura, contato com a partículas de água presentes no ar ou até mesmo, desgaste da estrutura do compartimento fazem com que aconteça um tipo de alteração nas propriedades do óleo. A incidência consecutiva desse tipo de falha, tem como consequência: retentores danificados, além de conexões hidráulicas e filtros deficientes.

Os rolamentos das turbinas eólicas sofrem dano contínuo o que faz com que haja geração de estilhaços/detrítos. Com o tempo, o dano aumenta fazendo com que haja mais e mais resíduos que são transportados pelo sistema de lubrificação até acabar no filtro de óleo. (AZEVEDO, 2015).

De acordo com Sequeira (2012), a troca de óleo da caixa de engrenagens da turbina eólica necessita de aproximadamente 360 litros e o tempo de manutenção está em torno de 4 horas. Uma troca de óleo adequada faz com que os gradientes de temperatura presente nos rolamentos sejam menores.

Conforme Fonseca (2012), como a caixa de engrenagens está presente na indústria eólica a bastante tempo, as técnicas para monitorar as possíveis falhas e defeitos do equipamento já estão bem consolidadas em relação a algumas tecnologias que estão sendo utilizadas a pouco tempo na indústria.

8.2. DEFEITO NO GERADOR ELÉTRICO

Segundo Reis (2017), assim como na caixa de transmissão, os defeitos mais presentes nos geradores de turbinas eólicas estão a contaminação do óleo, sendo que, a principal consequência de falhas nos geradores está no sobreaquecimento, devido à falta de lubrificação no tempo adequado ou da humidade nos rolamentos.

Conforme Reis (2016), os problemas em geradores eólicos ocorrem em função de falhas mecânicas ou elétricas nos rolamentos, falhas no rotor, falhas no sistema de refrigeração que acarreta um aumento de temperatura.

De acordo com Sequeira (2012), os rolamentos de uma turbina eólica são de grande importância para o bom funcionamento do aerogerador. Com isso, as ocorrências de vibração

nos rolamentos, por ação de defeitos nas esferas ou nos rolos do componente, ocasionam vibrações de alta frequência. Os rolamentos passam por quatro fases antes de chegar a quebra efetiva.

A primeira fase corresponde a início da falha. Nesta fase, “existem microfissuras nas pistas, assim como microrroturas na gaiola e nos elementos rolantes.” (SEQUEIRA, 2012). Para Sequeira (2012), essa fase caracteriza-se por conter vibrações com frequências elevadíssimas, além disso, não é possível visualizar a falha a olho nu, a temperatura continua em valores normais e as vibrações são baixas em nível global.

Na segunda, a fase de degradação, a falha torna-se visível a olho nu e pode ser detectável pelo ouvido humano e a temperatura permanece normal. Na terceira fase, a superfície da pista apresenta um estado de degradação efetivo e o defeito é visível a olho nu. Nessa fase, o nível de ruído é bastante audível, a temperatura do rolamento sobe e o nível de vibrações se intensificam.

Na quarta fase, o defeito é visível a olho nu, há uma alteração do ruído emitido e a temperatura continua a subir de forma significativa, essa fase compreende ao fim da vida útil do equipamento, onde acaba sendo inevitável a troca do rolamento.

De acordo com Reis (2016), a principal razão para a ocorrência de falhas nos rolamentos é devido a descamação (macropitting) que se refere a um dano estrutural visível a olho nu. Enquanto que a escamação microscópica (micropitting) é um tipo de dano que ocorre de forma que não se pode visualizar. O autor ainda completa que, as falhas nos rolamentos estão relacionadas com: as mudanças rápidas de aceleração e desaceleração; deformações estruturais; falta de lubrificante; condições climáticas, como: mudanças bruscas de temperatura, maresia, vento, pó, entre outros.

Para Reis (2017), em relação as falhas elétricas, os geradores apresentam defeitos de isolamento, mau contato nos terminais e problema no isolamento do estator.

8.3. DEFEITO NO CONVERSOR DE POTÊNCIA / INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Os defeitos decorrentes em conversores de potência, também conhecidos como inversores de frequência, possuem falhas em relação a corrente de saída excessiva (sobrecorrente), assim como, sobretensões CC, excesso de temperatura devido a falha no sistema de refrigeração (ventiladores, dissipadores de calor, etc.), temperatura ambiente alta;

curto circuito nos cabos; fusível queimado; subtensão na rede; perda de comunicação com o painel, entre outros.

Outros tipos de falhas em inversores de frequências, se distribuem entre: aquecimento das placas internas; problemas em coolers de refrigeração inoperantes; através de defeito no banco de baterias e de impurezas como por ex. pó ou pólen podem causar um sobreaquecimento e causar perdas de rendimento. Os cabos dos inversores ainda podem conter danos estruturais visíveis, isso se aplica para conversores de potência de forma geral.

Em razão da complexidade e da vasta gama de modelos e topologias de conversores utilizados em sistemas de geração eólica, a quantidade e a natureza das possíveis falhas requisita de expertise dos técnicos envolvidos. Em geral as principais intervenções nestes dispositivos ficam a cargo dos colaboradores do próprio fabricante, e de um geral, não são realizados reparos em campo, excetuando-se a substituição do componente. Com isso, o detalhamento excessivo dos defeitos em conversores foge ao escopo de nosso trabalho.

8.4. DEFEITOS NAS PÁS DO ROTOR

Conforme Reis (2017), as principais falhas das pás estão relacionadas às engrenagens. Os danos presentes nas pás do rotor, são em sua maior parte consequentes de fissuras estruturais e impactos de raios de tempestades. Além disso, a falta de lubrificação nas engrenagens; a contaminação da massa de lubrificação (por água ou outros resíduos); o excesso de vibrações; o erro no dimensionamento; os defeitos de fabricação; o ângulo de ajuste mau dimensionado; os impactos de aves e outros objetos, fazem parte das possíveis causas para ocorrências de falhas ou defeitos nas pás.

Outra possível causa de falha, segundo Bestas (2015), é consequente dos grandes esforços mecânicos a que são submetidas. Para Azevedo (2015), os defeitos nas pás são graças a cargas distribuídas de maneira não uniforme, desalinhamento, desbalanceamento e corrosão.

8.5. DEFEITO NO SISTEMA YAW

O índice de defeitos presentes no sistema de orientação da nacela, estão em sua maior parte nas engrenagens.

Para Sequeira (2012), as lubrificações de engrenagens buscam a finalidade de diminuir o atrito, o desgaste e a temperatura de funcionamento do equipamento. O defeito nas engrenagens, geralmente é resultado da contaminação ou da má escolha do lubrificante.

Outros problemas muito ocorrentes no sistema de orientação da nacela (yaw), está na presença de sensores que desempenham o papel de monitoramento do componente, como por exemplos: sensores de vibração e temperatura. Além disso, há ocorrência de problemas no motor yaw quando o sensor de 0° perde sua referência e quando os sensores de medição de direção e velocidade do vento apresentam defeitos.

8.6. DEFEITO NO SISTEMA HIDRÁULICO

Conforme Reis (2017), os principais defeitos presentes no sistema hidráulico são: o bloqueio de componentes, a degradação e rotura e as fugas no circuito. Um dos principais motivos para a ocorrência de falhas no sistema hidráulico refere-se a problemas em reparos anteriores, pela sobrecarga do sistema e do circuito, assim como, pela contaminação do óleo, que chega a representar quase 80% do total de causas das falhas.

8.7. DEFEITO NO SISTEMA DE CONTROLE DE *PITCH*

O sistema de pitch é um dos subsistemas que mais apresentam ocorrência de falhas prolongadas, um estudo feito por Silva (2015), constatou que em 15 meses de dados, as falhas que apresentaram o maior prejuízo a produção de energia foram no sistema de controle de pitch. O autor ainda completa que, referente a essa análise o aerogerador ficou parado por mais de 12 horas consecutivas, para então retornar ao seu funcionamento normal, ocasionando um prejuízo enorme para o dono parque, para a empresa responsável pela manutenção e para os demais colaboradores.

Segundo Sequeira (2012), em relação ao desgaste das engrenagens, pode-se dizer é referente ao arranque progressivo de material da superfície, tendo origem em vários mecanismos, o qual se destaca a deformação plástica, a abrasão (ação abrasiva de partículas que entram a zona de contato), a adesão e o desgaste químico.

As origens das partículas desse tipo de desgaste são geradas automaticamente na fase de arranque ou parada do aerogerador, sendo que, o desgaste por fadiga ocorre quando os

contatos duram um elevado número de ciclos em rolamentos, formando-se partículas de desgaste devido à propagação de fendas de fadiga.

8.8. DEFEITO EM ANEMÔMETROS E CATA-VENTOS (BIRUTAS)

Deve ser levado em consideração que o anemômetro para a energia eólica é fundamental, visto que se trata de um sensor de velocidade do vento. Esse componente seja instalado no topo da nacela de turbinas eólicas ou até mesmo em torres anemométricas no parque, estão suscetíveis a ocorrência de falhas e defeitos, isso pode ocorrer devido a deterioração dos cabos que ficam exposto a insolação, maresia, entre outros fatores naturais, além disso, a estrutura que sustenta o anemômetro com o passar do tempo precisa ser substituída devido a desgaste e por fim, pode ocorrer falha devido a memória do datalogger (equipamento utilizado para salvar dados enviados por instrumentos e afins).

Em relação a cata-ventos (birutas), a maior parte das falhas estão relacionadas com o potenciômetro e o limite de voltas que ele pode suportar. Defeitos na medição podem ocorrer devido a turbulência ou vento com velocidade superior ao suportado pelo equipamento, além disso, o dimensionamento, das birutas em 0° devem estar apontadas para o norte magnético, caso ocorra mais de três voltas completas no seu próprio eixo, o instrumento apresentara falhas em suas medições.

9. RESULTADOS E DISCURSÕES

Esse capítulo é referente a apresentação, discussão e análise dos principais dados obtidos através da aplicação do Questionário de Pesquisa de Campo, acerca da incidência de falhas em componentes de Turbinas Eólicas. O questionário mencionado encontra-se disponível nos anexos A e B deste trabalho, correspondentes as versões impressa e eletrônica, respectivamente.

9.1. PERFIL DOS ENTREVISTADOS

Nessa etapa, a pergunta conta com respostas de múltipla escolha que foram subdivididas em cinco alternativas e mais uma, com uma opção extra caso a resposta não tenha relação com as anteriores. Quanto ao questionário, os profissionais da área de Manutenção em Turbinas Eólicas que mais contribuíram com a pesquisa foram os

responsáveis por O & M (Operação e Manutenção) com cerca de 30 respostas entre as 66 no total, chegando a 45% de representatividade. A Tabela 9, mostra o quantitativo de respostas referentes a área de atuação dos profissionais que responderam ao questionário de pesquisa.

Tabela 9: Quantitativo de Respostas de acordo com Área de Atuação

Área de Atuação	Quantidade	Porcentagem (%)
Operação	3	5%
Manutenção em laboratório	0	0
Manutenção em campo	24	36%
Administrativo	1	2%
O &M	30	45%
Outra, especifique:	8	12%
TOTAL	66	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

A fim de melhorar a visualização, a Figura 28 mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

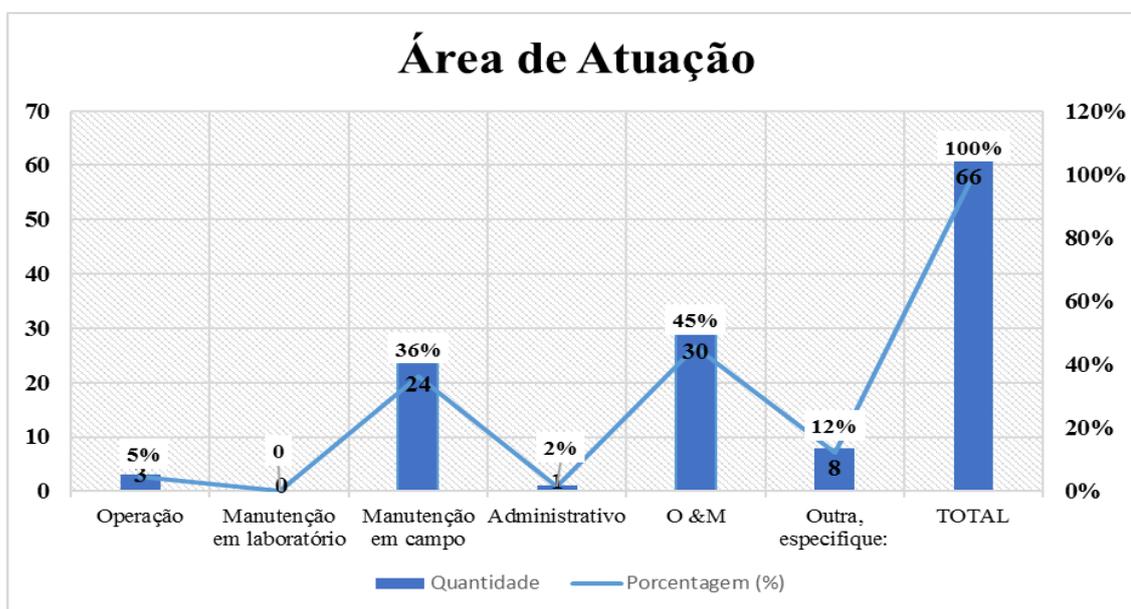


Figura 28: Gráfico referente a Área de Atuação dos Profissionais.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das respostas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se outras respostas (quantitativos indicados entre parênteses) referentes a Área de Atuação dos profissionais que responderam ao Questionário de Pesquisa de Campo, como:

- a) Montagem e Comissionamento (1);
- b) Instalação (1);
- c) P & D (2);
- d) Coordenador de Instalação (1);
- e) Engenharia (2);
- f) Comissionamento e O &M (1).

9.2. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE A *GEARBOX* / CAIXA DE VELOCIDADES

Nessa etapa a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não esteja contemplado nas alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente a *Gearbox* ou Caixa de Velocidade, onde 28 respostas de um total de 62 indicaram que a ocorrência de falha na *Gearbox* ocorre devido a problemas nas engrenagens ou afins, com cerca de 45% de representatividade. A Tabela 10, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados a *Gearbox*.

Tabela 10: Quantitativo de Problemas Relacionados a Gearbox

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas nas engrenagens, ou afins;	28	45%
Problemas com lubrificação, contaminação do óleo, ou afins;	14	23%
Problemas na conexão hidráulica, filtros ou afins;	16	26%
Outros tipos de problemas (especificar):	4	6%
TOTAL	62	100%

Fonte: Elaborado pela autora.

Dessa forma, a Figura 29 mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas.

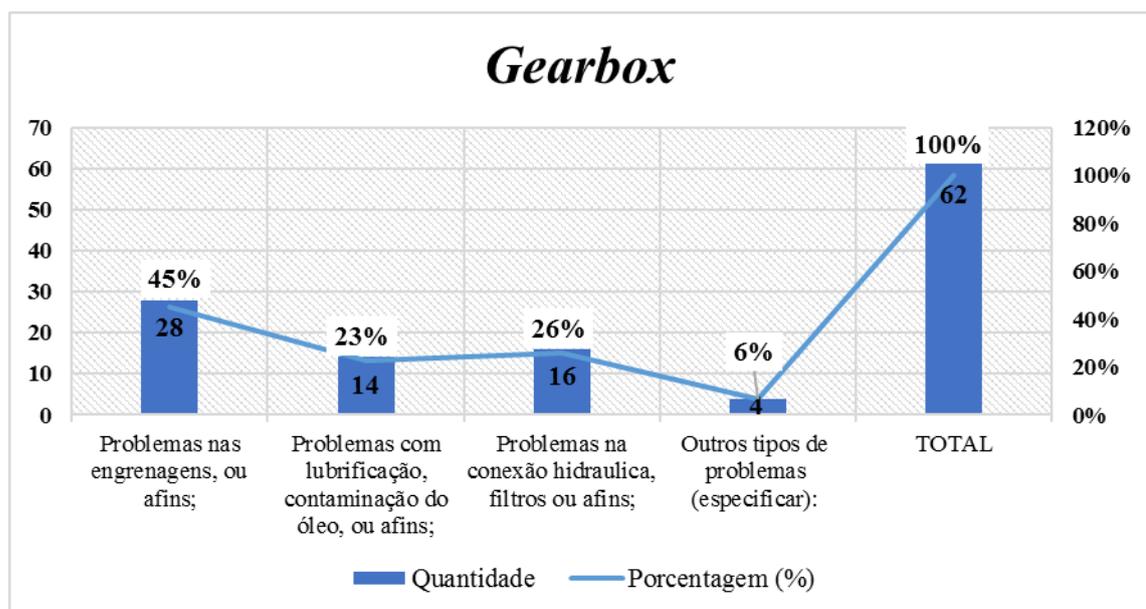


Figura 29: Gráfico referente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas na Gearbox de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes aos problemas na *Gearbox* de acordo com a experiência na área de atuação dos entrevistados, onde procurou-se saber quais eram os problemas responsáveis pela maior ocorrência de falha no componente.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas como: vazamento de óleo, desgaste prematuro das peças e vibração excessiva devido a fortes rajadas de vento, também fazem parte de um conjunto de possíveis problemas que podem ocasionar falha na Caixa de Velocidade de uma Turbina e Eólica.

9.3. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO GERADOR ELÉTRICO

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente ao Gerador Elétrico, onde 25 respostas de um total de 62, indicaram que a ocorrência de falha no Gerador, ocorre devido a problemas nos rolamentos ou afins, com cerca de 40% de representatividade, seguido de problemas de

sobreaquecimento nos bobinados, com cerca de 37%. A Tabela 11, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados ao Gerador.

Tabela 11: Quantitativo de respostas referentes ao Gerador Elétrico

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas nos rolamentos, ou afins;	25	40%
Problemas com lubrificação, ou afins;	7	11%
Problemas de sobreaquecimento nos bobinados;;	23	37%
Outros tipos de problemas (especificar):	7	11%
TOTAL	62	100%

Fonte: Elaborado pela autora.

Dessa forma, a Figura 30 mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

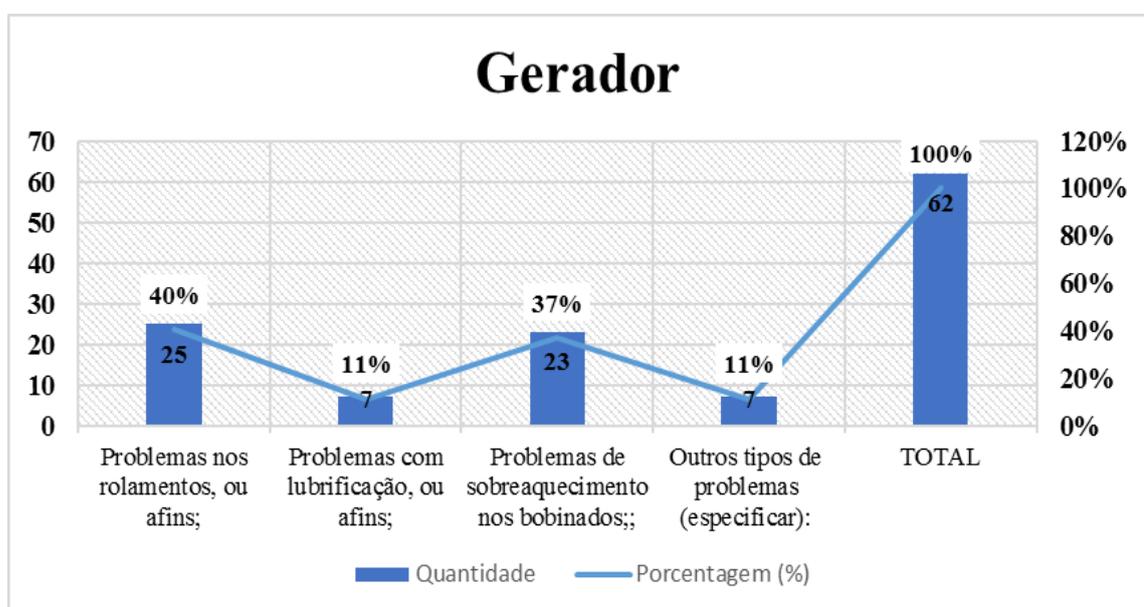


Figura 30: Gráfico pertencente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas no Gerador de Turbinas Eólicas.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes aos problemas no Gerador Elétrico de acordo com, a experiência na área de atuação dos entrevistados, onde procurou-se saber qual era o problema responsável pela maior ocorrência de falha no componente.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas em: componentes eletrônicos; coletores e escovas (*Slip Ring*), superaquecimento de equipamentos não concebidos ao clima tropical e falhas de conexão, também fazem parte de um conjunto de possíveis problemas que possam ocasionar falha no gerador elétrico de uma Turbina Eólica.

9.4. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO CONVERSOR DE POTÊNCIA / INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente ao Conversor de Potência / Inversor de Frequência, onde com 34 respostas de um total de 61 indicaram que a ocorrência de falha no Conversor de Potência / Inversor de Frequência ocorre devido a problemas relacionados a curto-circuitos, sobretensão ou afins, com cerca de 56% de representatividade. A Tabela 12, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados ao Conversor de Potência / Inversor de Frequência.

Tabela 12: Quantitativo de respostas referentes ao Conversor de Potência / Inversor de Frequência

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas de curto-circuito, sobretensão ou afins;	34	56%
Problemas com os equipamentos de refrigeração ou afins;	14	23%
Problemas na comunicação com o controlador geral, ou afins;	12	20%

Outros tipos de problemas (especificar):	1	2%
TOTAL	61	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Dessa forma, a Figura 31, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

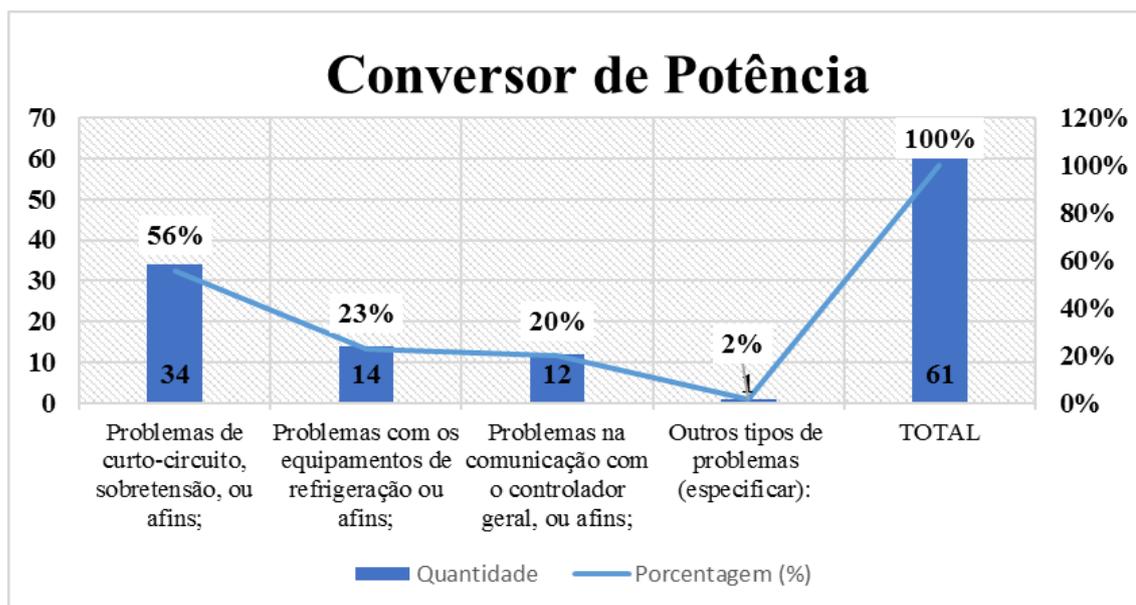


Figura 31: Gráfico referente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas no Conversor de Potência / Inversor de Frequência de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes aos problemas no Conversor de Potência / Inversor de Frequência com relação a experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo, onde procurou-se saber qual era o problema responsável pela maior ocorrência de falha no componente.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas como: folgas e mau contatos nos cabos também fazem parte de um conjunto de possíveis problemas que podem ocasionar falha no Gerador Elétrico de uma Turbina Eólica.

9.5. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AS PÁS

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente às *Blades*, onde com 32 respostas de um total de 59, indicaram que a incidência de falha nas Pás, ocorre devido a problemas relacionados a curto-circuitos, sobretensão ou afins, com cerca de 54% de representatividade. A Tabela 13, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados as Pás.

Tabela 13: Quantitativo de respostas referentes as Pás

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas nas engrenagens, ou afins;	4	7%
Problemas no rolamento das pás, ou afins;	11	19%
Problemas na estrutura, causado por danos físicos, impactos de aves, raios ou afins;	32	54%
Outros tipos de problemas (especificar):	12	20%
TOTAL	59	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Dessa forma, a Figura 32, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

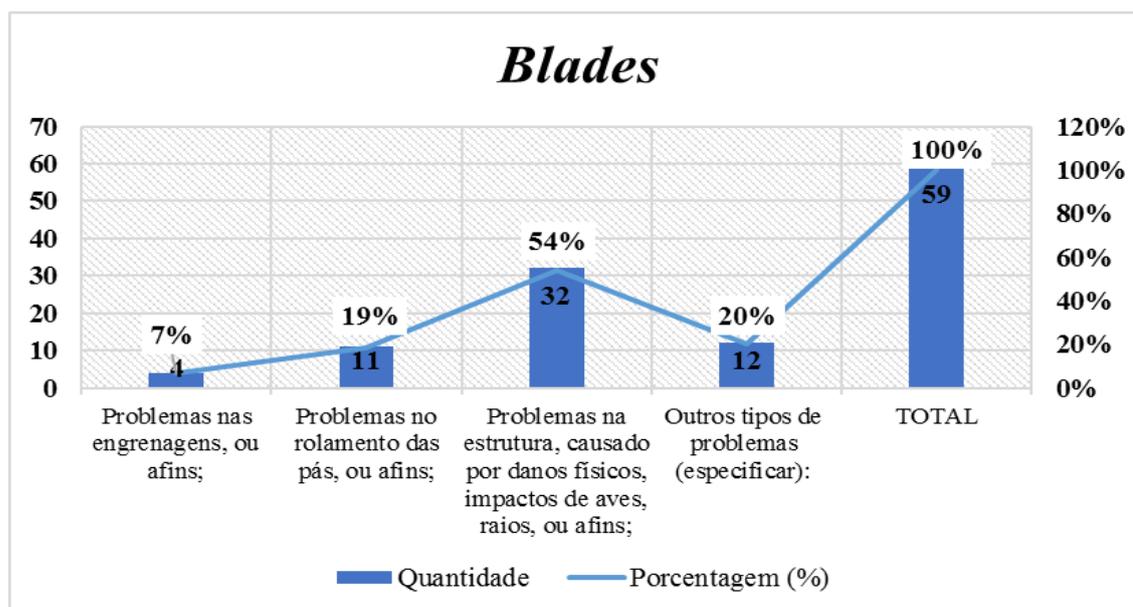


Figura 32: Gráfico referente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas nas Pás de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas como: defeitos de fabricação, fissuras internas ou externas, erro na confecção das pás e/ou concepção de projeto do molde, desgastes estruturais causados por aparecimento de trincas, também fazem parte de um conjunto de possíveis problemas que possam ocasionar falha nas Pás de uma Turbina Eólica.

9.6. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO SISTEMA YAW

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente ao Sistema *Yaw*, onde com 21 respostas de um total de 56, indicaram que a ocorrência de falha no referido sistema, ocorre devido a problemas relacionados ao motor *yaw*, com cerca de 38% de representatividade. Seguido de problemas nos sensores, chegando muito próximo de ser um dos fatores que mais ocasionam falha no *yaw* com cerca de 36%. A Tabela 14, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados ao sistema *Yaw*.

Tabela 14: Quantitativo de respostas referentes ao Sistema *Yaw*

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas com sensores, ou afins;	20	36%
Problemas de lubrificação nas engrenagens, ou afins;	12	21%
Problemas relacionados ao motor do <i>yaw</i> , ou afins;	21	38%
Outros tipos de problemas (especificar):	3	5%
TOTAL	56	100%

Fonte: Elaborado pela autora.

Dessa forma, a Figura 33, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

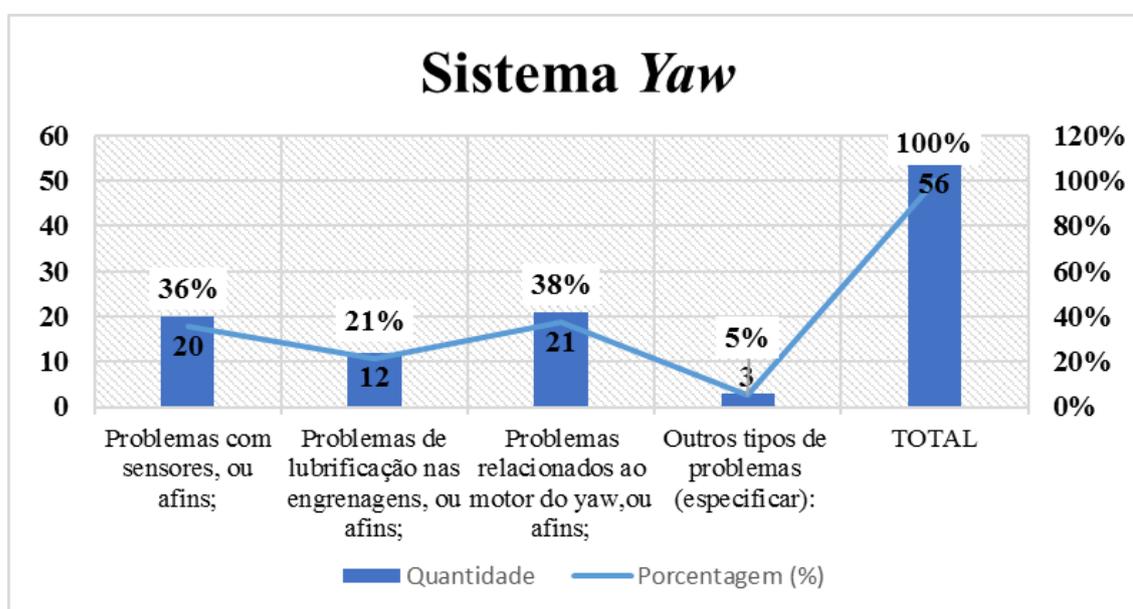


Figura 33: Gráfico referente a ocorrência de Falhas no Sistema *Yaw*.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes aos problemas nas Pás com relação a experiência na área de

atuação dos respondentes do questionário, onde procurou-se saber quais eram os problemas responsáveis pela maior ocorrência de falha no componente.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas em: componentes eletroeletrônicos diversos, como, por exemplo, contadores, reles, etc, além de freios hidráulicos, redutores, sensores e discos de Freios, também fazem parte de um conjunto de possíveis defeitos que possam ocasionar falha no Sistema *Yaw* de uma Turbina Eólica.

9.7. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO SISTEMA HIDRÁULICO

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente ao Sistema Hidráulico, onde com 23 respostas de um total de 60 indicaram que a ocorrência de falha no Sistema Hidráulico ocorre devido a problemas de degradação da estrutura ou afins, com cerca de 38% de representatividade. Seguindo de problemas com a contaminação do óleo que chega a cerca de 35%. A Tabela 15, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados ao Sistema Hidráulico.

Tabela 15: Quantitativo de respostas referentes ao Sistema Hidráulico

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas de degradação da estrutura, ou afins;	23	38%
Problemas com a contaminação do óleo, ou afins;	21	35%
Problemas de fabricação;	5	8%
Outros tipos de problemas (especificar):	11	18%
TOTAL	60	100%

Fonte: Elaborado pela autora.

Dessa forma, a Figura 34, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

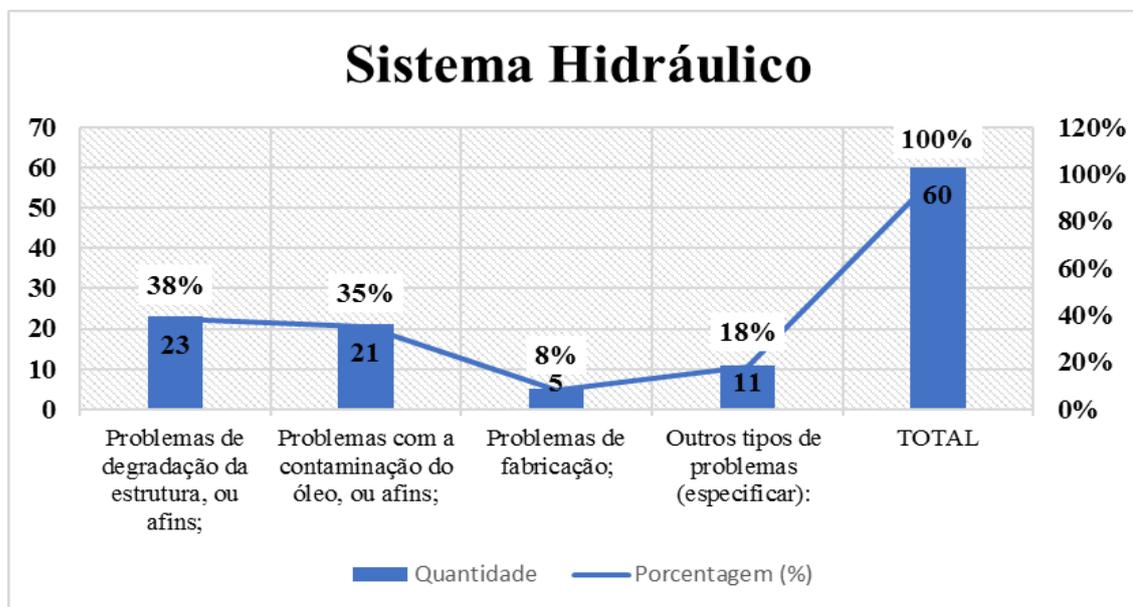


Figura 34: Gráfico referente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas no Sistema Hidráulico de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas com: vazamento nas mangueiras, conexões e vedações, eletroválvulas, acumuladores de pressão e filtros, retentores (*oring*), ocasionando vazamento de óleo e desgaste prematuro das conexões do Sistema Hidráulico, também fazem parte de um conjunto de possíveis problemas que ocasionar falha no Sistema Hidráulico de uma Turbina Eólica.

9.8. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA REFERENTE AO CONTROLE DE *PITCH*

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha referente ao Sistema de Controle Aerodinâmico Pitch, onde com 36 respostas de um total de 65, indicaram que a incidência de falha no Controle

Aerodinâmico de *Pitch*, ocorre devido a problemas relacionados a baterias, carregadores de baterias ou afins, com cerca de 55% de representatividade. A Tabela 16, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados ao Controle de *Pitch*.

Tabela 16: Quantitativo de respostas referentes ao Controle de *Pitch*

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas de desalinhamento nas pás, ou afins;	14	22%
Problemas relacionados a baterias, carregadores de baterias, ou afins;	36	55%
Problemas com os rolamentos internos das pás, ou afins;	6	9%
Outros tipos de problemas (especificar):	9	14%
TOTAL	65	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Dessa forma, a Figura 35, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

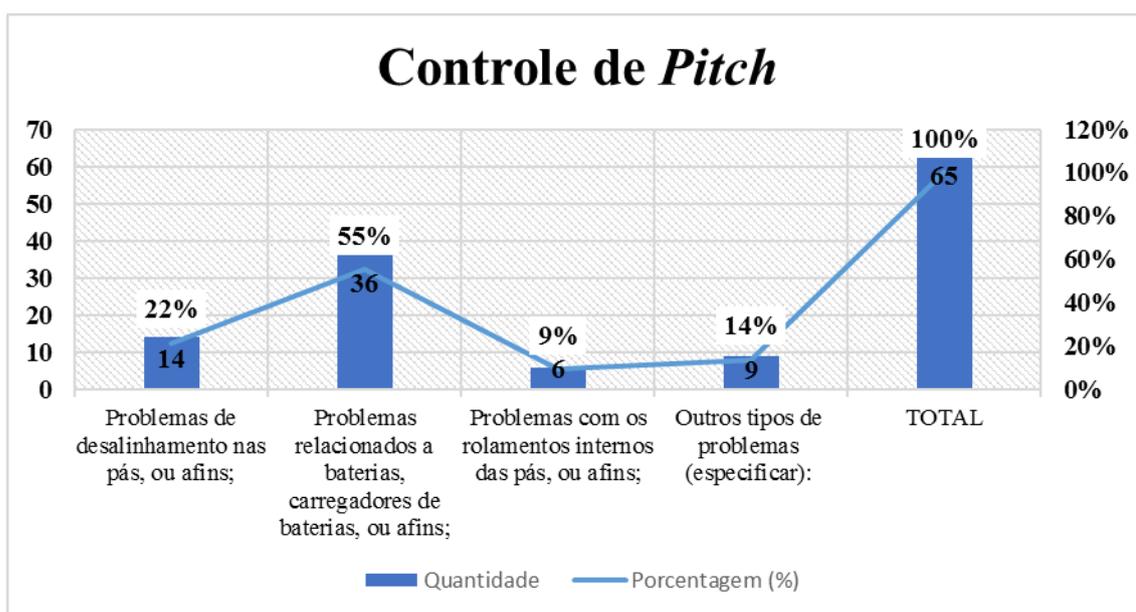


Figura 35: Gráfico referente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas no Sistema de *Pitch* de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes aos problemas no Sistema de Controle de Pitch com relação a experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo, onde procurou-se saber quais eram os problemas responsáveis pela maior ocorrência de falha no componente.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, problemas com: Vazamento de óleo do cilindro de Pitch; Retentores (Oring), ocasionando vazamento de óleo hidráulico; Eletroválvulas das unidades hidráulicas e sensores, também fazem parte de um conjunto de possíveis problemas que possam ocasionar falha no Sistema de Pitch de uma Turbina Eólica.

9.9. A MAIOR INCIDÊNCIA DE FALHA EM ANEMÔMETROS E BIRUTAS

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso o motivo da incidência de defeitos / falhas não tivesse relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa responsável pela maior ocorrência de falha em Anemômetros e Birutas, onde com 34 respostas de um total de 62 indicaram que a incidência de falha nos Sensores de Velocidade e Direção do vento (Anemômetros e Birutas), ocorre devido a problemas relacionados a baterias, carregadores de baterias ou afins, com cerca de 55% de representatividade. A Tabela 17, mostra o quantitativo de respostas referentes aos problemas relacionados aos Sensores de Velocidade e Direção do Vento.

Tabela 17: Quantitativo de respostas referentes aos Sensores de Velocidade e Direção do Vento

	Quantidade	Porcentagem (%)
Problemas de oxidação, ou afins;	34	55%
Problemas nos cabos, ou afins;	23	37%

Problemas de fabricação;	1	2%
Outros tipos de problemas (especificar):	4	6%
TOTAL	62	100%

Fonte: Elaborada pelo autor.

Dessa forma, a Figura 35, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

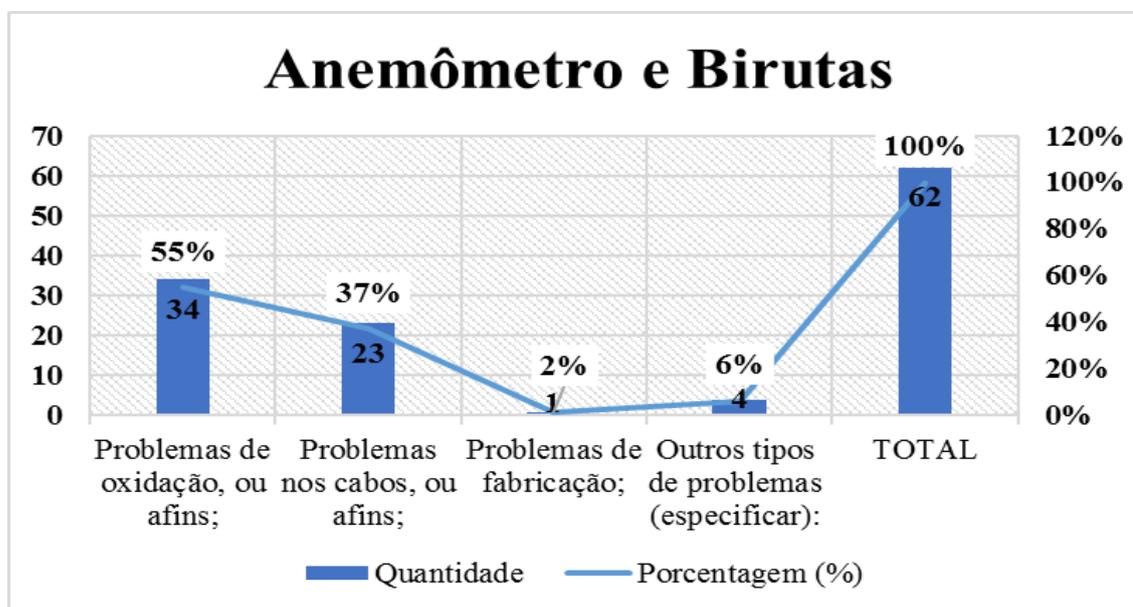


Figura 36: Gráfico referente aos possíveis problemas responsáveis pela ocorrência de Falhas em Anemômetros e Birutas.

Fonte: Elaborado pela autora.

9.10. PERIODICIDADE DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA NO SISTEMA DE *PITCH*

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a periodicidade da manutenção do componente não tenha relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a periodicidade da Manutenção Preventiva no Sistema de Pitch, onde com 27 respostas de um total de 66, indicaram que a periodicidade no Pitch ocorre a cada 6 meses, com cerca de 41% de representatividade.

Porém, vale ressaltar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 18, mostra o quantitativo de respostas referentes a periodicidade da Manutenção Preventiva no Sistema de *Pitch*.

Tabela 18: Periodicidade da Manutenção Preventiva no Sistema de *Pitch*

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	13	20%
3 a 6 meses;	16	24%
6 meses;	27	41%
Outro (especificar):	10	15%
TOTAL	66	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 37, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

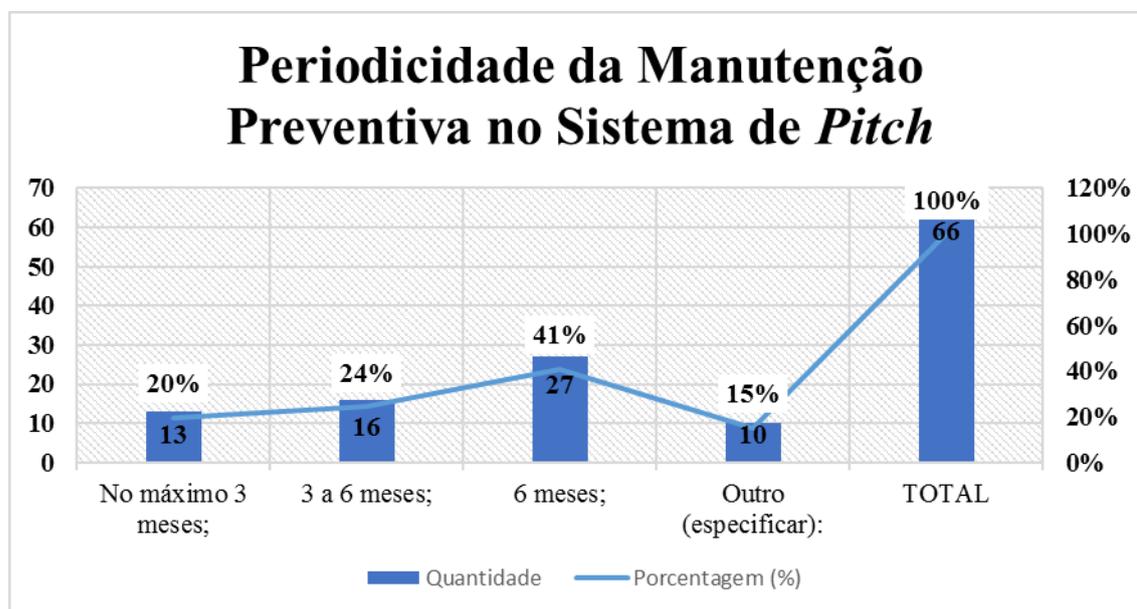


Figura 37: Gráfico referente a Periodicidade da Manutenção no Sistema de *Pitch* de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a periodicidade da manutenção preventiva no Sistema de Controle de *Pitch* com relação a experiência na área de atuação dos respondentes do

Questionário de Pesquisa de Campo, onde procurou-se saber quais eram os problemas responsáveis pela maior ocorrência de falha no componente.

Constatou-se que além das alternativas citadas anteriormente, a maior parte dos respondentes retrataram que a periodicidade da manutenção preventiva no controle de *Pitch* pode variar de acordo com o planejamento do fabricante da turbina, podendo alternar-se em bimestral, semestral ou anual.

9.11. PERIODICIDADE DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA NO CONVERSOR DE POTÊNCIA

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a periodicidade da manutenção do componente não tenha relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a periodicidade da Manutenção Preventiva no Conversor de Potência / Inversor de Frequência, onde com 30 respostas de um total de 60, indicaram que a periodicidade no Conversor de Potência / Inversor de Frequência, ocorre entre 6 e 12 meses, com cerca de 50% de representatividade.

Porém, vale ressaltar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 19, mostra o quantitativo de respostas referentes a periodicidade da Manutenção Preventiva no Conversor de Potência de uma Turbina Eólica.

Tabela 19: Periodicidade da Manutenção Preventiva no Inversor de Frequência

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 6 meses;	20	33%
6 a 12 meses;	30	50%
24 meses;	4	7%
Outro (especificar):	6	10%
TOTAL	60	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 38, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

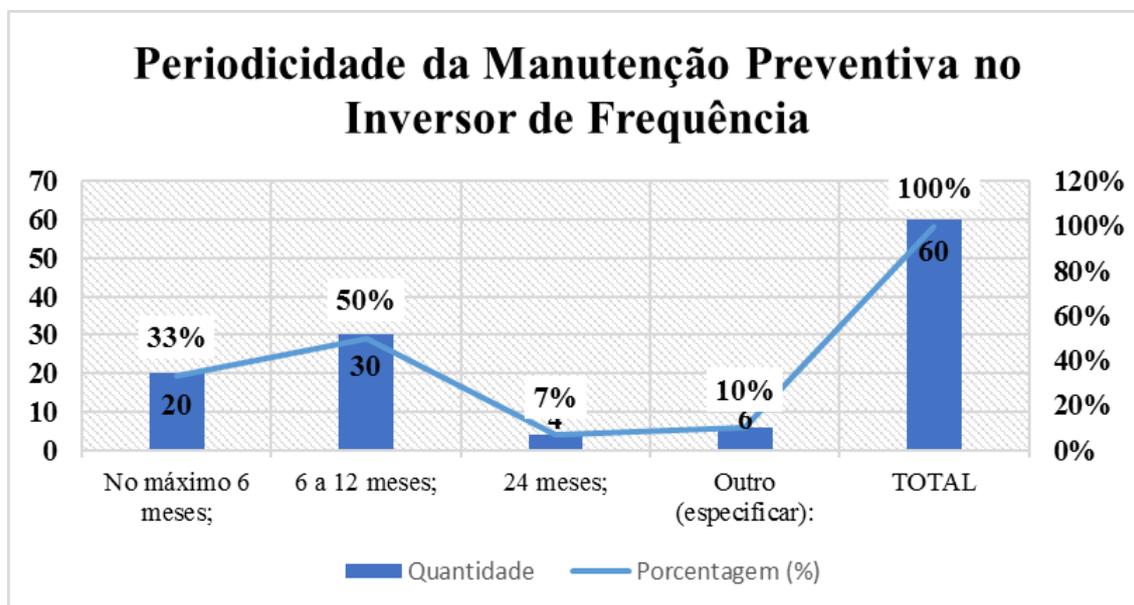


Figura 38: Gráfico referente a Periodicidade da Manutenção Preventiva no Inversor de Frequência.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a periodicidade da Manutenção Preventiva no Inversor de Frequência, com relação a experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo, onde procurou-se saber qual a periodicidade da Manutenção Preventiva no componente.

Constatou-se que de acordo com as respostas do Questionário de Pesquisa de Campo aplicado para Profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das opções de respostas pré-estabelecidas, os respondentes abordaram que há mudanças de acordo com o fabricante, e para alguns, não há prazo definido para a manutenção preventiva no conversor de potência, geralmente, as falhas nesse componente são tratadas com manutenções de caráter corretivo. Sendo que, para outros, pode variar a cada três meses. Além disso, pode acontecer a manutenção visual do conversor e a cada trimestre fazer termografia e partir do referido resultado eliminar um possível ponto quente no conversor.

9.12. PERIODICIDADE DE LUBRIFICAÇÃO NAS ENGRENAGENS

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a periodicidade de lubrificação das engrenagens não tenha relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a periodicidade de lubrificação das engrenagens de modo geral, onde com 32 respostas de um total de 62, indicaram de forma estatística que a periodicidade de lubrificação das engrenagens, de modo geral, pode ocorrer em um período de a cada 6 meses, com cerca de 52% de representatividade.

Porém, vale ressaltar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 20, mostra o quantitativo de respostas referentes a periodicidade da Manutenção Preventiva no Conversor de Potência de uma Turbina Eólica.

Tabela 20: Periodicidade da Manutenção Preventiva no Inversor de Frequência

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	14	23%
3 a 6 meses;	13	21%
6 meses;	32	52%
Outro (especificar):	3	5%
TOTAL	62	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 39 mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

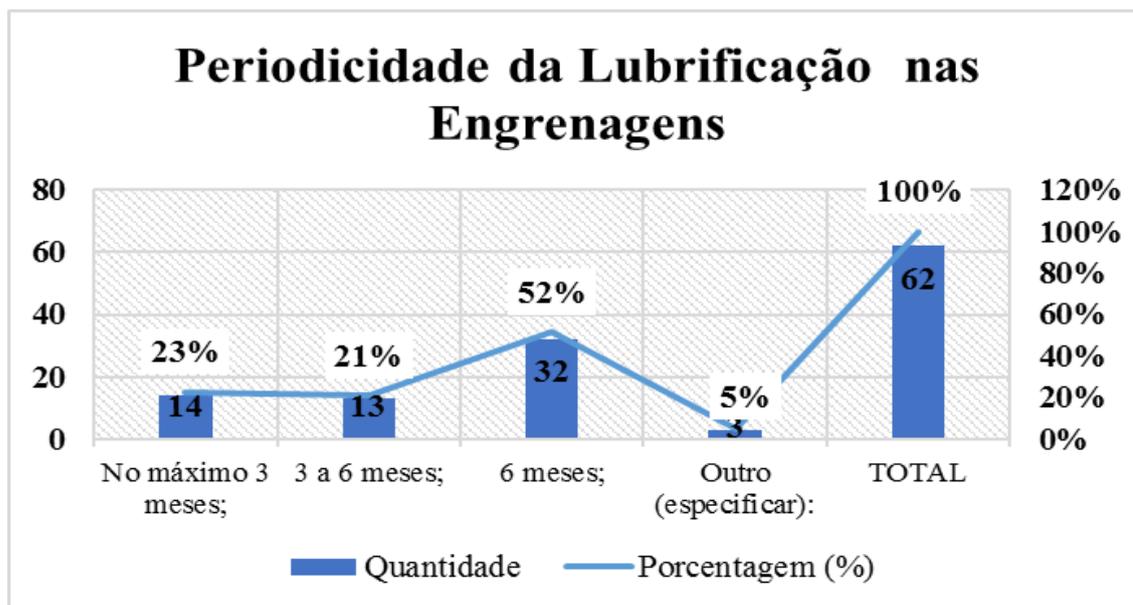


Figura 39: Gráfico referente a Periodicidade da Lubrificação nas Engrenagens de Aerogeradores.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a periodicidade da Lubrificação das Engrenagens de Turbinas Eólicas, dados obtidos com relação a experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo.

Constatou-se que de acordo com a respostas do Questionário de Pesquisa de Campo com Profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das alternativas pré-estabelecidas, temos que dependendo do fabricante das turbinas, pode acontecer lubrificação de forma automática, ou variar a cada três meses ou seis meses.

9.13. PERIODICIDADE DE LUBRIFICAÇÃO NO ROLAMENTO DO GERADOR

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a Periodicidade de Lubrificação no Rolamento do Gerador não tenha relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a Periodicidade de Lubrificação no Rolamento do Gerador onde com 17 respostas, de um total de 37, indicaram estatisticamente que a periodicidade de lubrificação do rolamento do gerador, ocorre a cada 6 meses, com cerca de 46% de representatividade.

Porém, vale ressaltar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 21, mostra o quantitativo de respostas referentes a periodicidade da Lubrificação no Rolamento do Gerador de uma Turbina Eólica.

Tabela 21: Periodicidade da Lubrificação no Rolamento do Gerador

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	8	22%
3 a 6 meses;	8	22%
6 meses;	17	46%
Outro (especificar):	4	11%
TOTAL	37	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 40, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

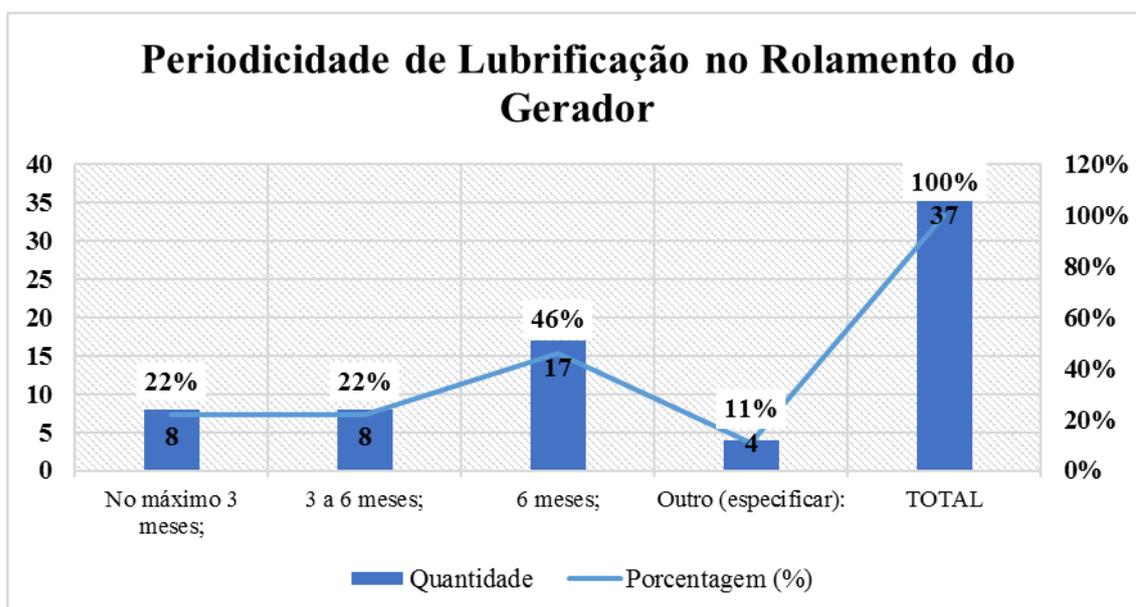


Figura 40: Gráfico referente a Periodicidade da Lubrificação no Rolamento do Gerador.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a periodicidade da Lubrificação no Rolamento do Gerador de Turbinas Eólicas, dados obtidos através da experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo.

Constatou-se que de acordo com as respostas do Questionário de Pesquisa de Campo aplicado para Profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das respostas pré-estabelecidas no questionário, temos que, dependendo do fabricante, pode acontecer a lubrificação por meio da bomba automática (diariamente), ou a cada três meses, também podendo acontecer anualmente.

9.14. PERIODICIDADE DA INSPEÇÃO DO ÓLEO NA *GEARBOX*

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a Periodicidade da Inspeção do Óleo na *Gearbox* não tenha relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a Periodicidade da Inspeção do Óleo da *Gearbox* ou caixa de velocidade, onde com 48 respostas de um total de 62, indicaram que a periodicidade da inspeção do óleo da *Gearbox*, ocorre no período de 12 meses, com cerca de 77% de representatividade.

Porém, vale ressaltar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas do parque eólico. A Tabela 22, mostra o quantitativo de respostas referentes a periodicidade da inspeção do óleo da caixa de velocidades de uma turbina eólica.

Tabela 22: Periodicidade da Inspeção do Óleo da Gearbox

	Quantidade	Porcentagem (%)
12 meses;	48	77%
24 meses;	5	8%
36 meses;	2	3%
Outro (especificar):	7	11%
TOTAL	62	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 41, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

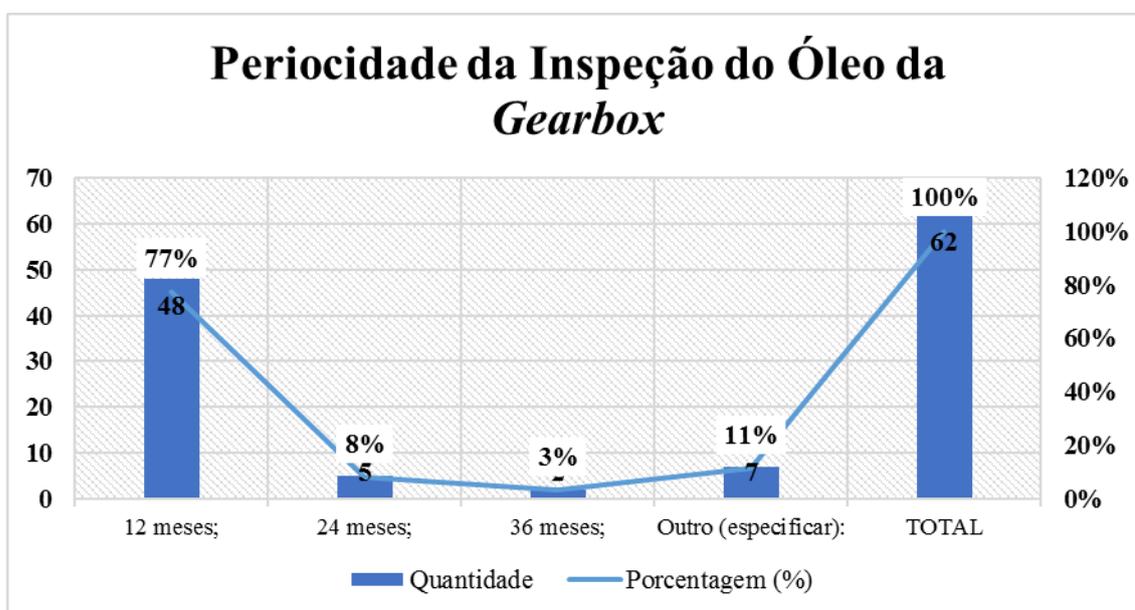


Figura 41: Gráfico referente a Periodicidade da Inspeção do Óleo da Gearbox.

Fonte: Elaborado pela autora.

Constatou-se que de acordo com a respostas do Questionário de Pesquisa de Campo aplicado para profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das respostas pré-estabelecidas no questionário, temos que, dependendo do fabricante pode acontecer a inspeção do óleo da *gearbox*, a cada 6 meses ou sempre que houver necessidade.

9.15. PERIODICIDADE DA CALIBRAÇÃO / MANUTENÇÃO DOS ANEMÔMETROS E BIRUTAS

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Anemômetros e Birutas não tenha relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Anemômetros e Birutas, onde com 22 respostas de um total de 56, indicaram que a periodicidade de Calibração / Manutenção ocorre no período de 6 meses, com cerca de 39% de representatividade.

Porém, vale salientar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 23, mostra o quantitativo de respostas referentes a Periodicidade da Calibração / Manutenção de Anemômetros e Birutas de uma Turbina Eólica.

Tabela 23: Periodicidade da Calibração / Manutenção de Anemômetros e Birutas

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	1	2%
3 a 6 meses;	13	23%
6 meses;	22	39%
Outro (especificar):	20	36%
TOTAL	56	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Porém, a alternativa “Outro, especificar:” teve bastante quantidade de resposta e com isso, deve-se levar em consideração as sugestões dos profissionais da área, os quais retrataram que, para a maior parte dos fabricantes de Turbinas Eólicas, a Calibração / Manutenção dos Anemômetros e Birutas de aerogeradores só acontece quando os mesmos apresentam defeitos ou falhas e são tratadas de forma corretiva; também pode-se dizer a partir das respostas subjetivas dos profissionais que responderam ao Questionário de Pesquisa, que a Manutenção do *Wind Sensor* (anemômetro), ocorre junto com a preventiva anual, que é responsável pela inspeção total da turbina.

Assim, a Figura 42, apresenta um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

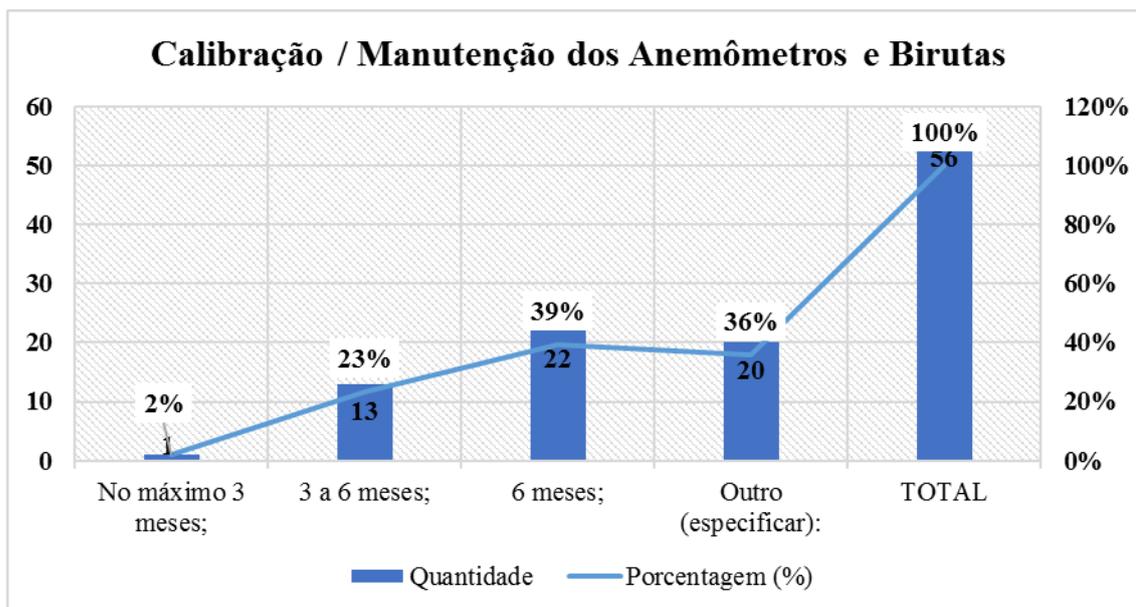


Figura 42: Gráfico referente a Periodicidade de Calibração / Manutenção de Anemômetros e Birutas

Fonte: Elaborado pela autora.

9.16. A PERIODICIDADE DA CALIBRAÇÃO / MANUTENÇÃO DOS SENSORES DE VIBRAÇÃO E TEMPERATURA

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Vibração e Temperatura de Turbinas Eólicas não tenham relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Vibração e Temperatura, onde com 22 respostas de um total de 61, indicaram que a periodicidade de Calibração / Manutenção ocorre no período de 6 meses, com cerca de 36% de representatividade.

Porém, vale salientar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 24, mostra o quantitativo de respostas referentes a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Vibração e Temperatura de uma Turbina Eólica.

Tabela 24: Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Vibração e Temperatura

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	2	3%
3 a 6 meses;	18	30%
6 meses;	22	36%
Outro (especificar):	19	31%
TOTAL	61	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 43, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

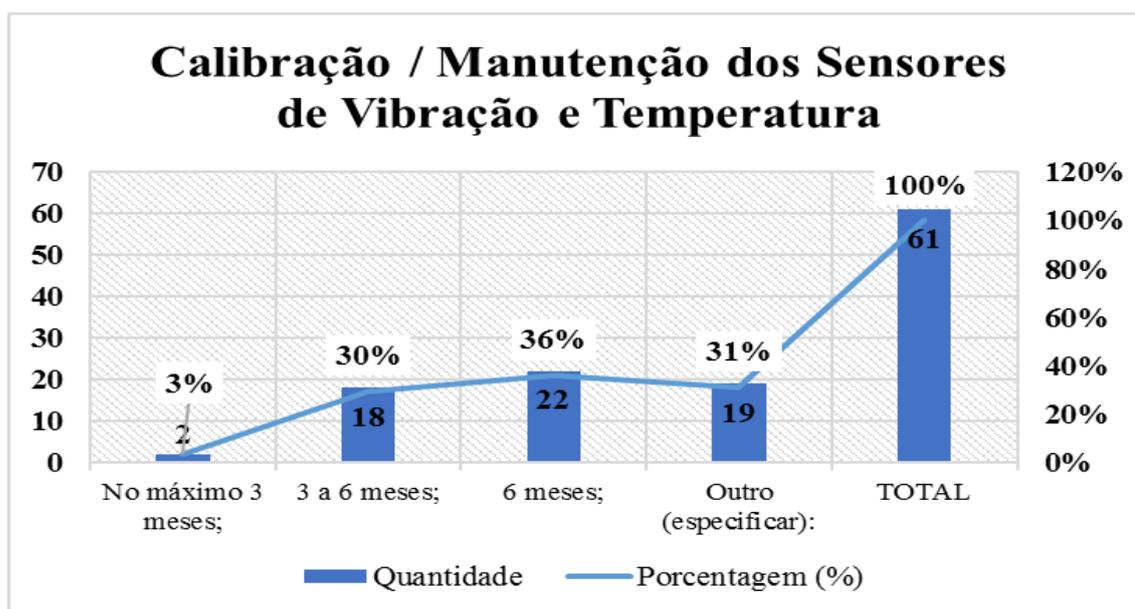


Figura 43: Gráfico referente a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Vibração e Temperatura

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Vibração e Temperatura de Turbinas Eólicas, dados obtidos através da experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo.

Constatou-se que de acordo com a respostas do Questionário de Pesquisa de Campo aplicado para profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das respostas pré-estabelecidas no questionário, temos que, para a maior parte dos fabricantes não há calibração, mas a manutenção dos sensores de vibração e temperatura pode ocorrer de forma semestral ou anual, junto com a manutenção preventiva do aerogerador. Levando-se em conta que o tipo manutenção aplicado aos sensores tem gênero corretivo, onde caso aconteça uma falha será substituído o componente.

9.17. PERIODICIDADE DA CALIBRAÇÃO / MANUTENÇÃO DOS SENSORES DE VELOCIDADE DO GERADOR E DO ROTOR

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor de Turbinas Eólicas não tenham relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor, onde com 25 respostas de um total de 57, indicaram que a periodicidade de Calibração / Manutenção ocorre a cada 6 meses, com cerca de 44% de representatividade.

Porém, vale salientar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante dos aerogeradores e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 25, mostra o quantitativo de respostas referentes a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor de uma Turbina Eólica.

Tabela 25: Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	6	11%
3 a 6 meses;	14	25%
6 meses;	25	44%
Outro (especificar):	12	21%
TOTAL	57	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 44, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

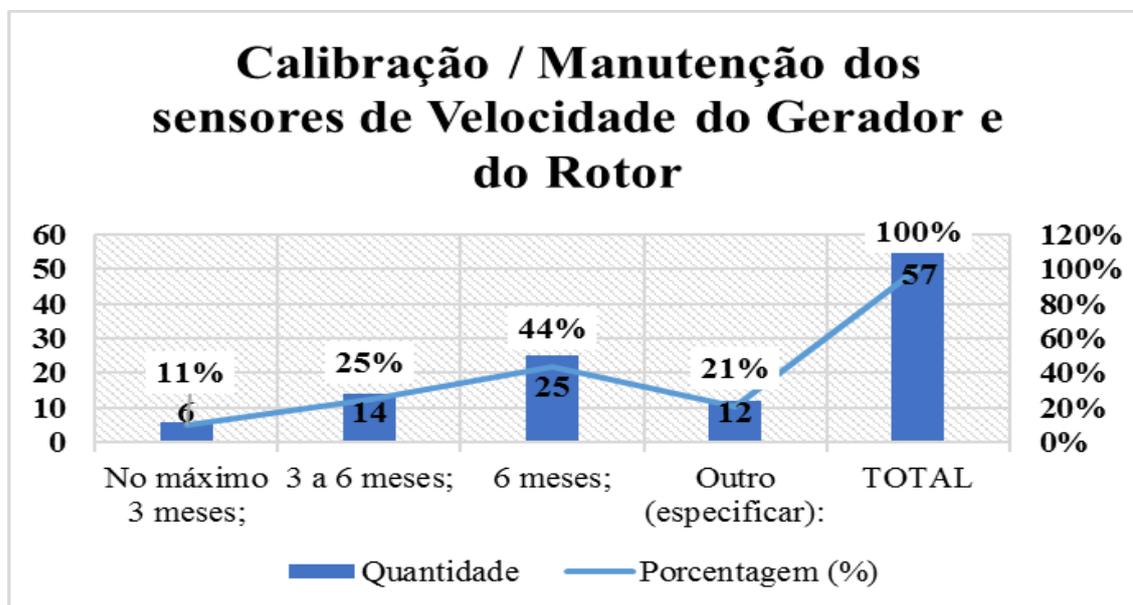


Figura 44: Gráfico referente a Periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a periodicidade da Calibração / Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor de Turbinas Eólicas, dados obtidos através da experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo.

Constatou-se que de acordo com a respostas do Questionário de Pesquisa de Campo aplicados para profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das respostas pré-estabelecidas no questionário, temos que, para a maior parte dos fabricantes não há calibração, mas a manutenção dos sensores de velocidade do gerador e do rotor pode ocorrer de forma anual. Levando-se em conta que o tipo manutenção aplicado aos sensores tem gênero corretivo, onde caso aconteça uma falha será substituído o componente.

9.18. A PERIODICIDADE DA MANUTENÇÃO ATRAVÉS DE INSPEÇÕES VISUAIS NOS COMPONENTES PRINCIPAIS DA TURBINA

Nessa etapa, a referente pergunta conta com alternativas de múltipla escolha que foram subdivididas em quatro respostas pré-definidas e mais uma, como uma opção extra caso a

Periodicidade da Manutenção Através de Inspeções Visuais nos Componentes Principais da Turbina não tenham relação com as alternativas anteriores.

Quanto ao questionário, os profissionais teriam que escolher a alternativa referente a Periodicidade da Manutenção Através de Inspeções Visuais nos Componentes Principais da Turbina onde, com 28 respostas de um total de 66, indicaram estatisticamente que a periodicidade de Calibração / Manutenção ocorre a cada de 6 meses, com cerca de 42% de representatividade.

Porém, vale salientar que esses dados podem mudar de acordo com o fabricante dos aerogeradores e com o cliente, dependendo do planejamento de manutenções preventivas. A Tabela 26, mostra o quantitativo de respostas referentes a Periodicidade da Manutenção Através de Inspeções Visuais nos Componentes Principais de uma Turbina Eólica.

Tabela 26: Periodicidade da Manutenção Através de Inspeções Visuais nos Componentes Principais da Turbina

	Quantidade	Porcentagem (%)
No máximo 3 meses;	12	18%
3 a 6 meses;	19	29%
6 meses;	28	42%
Outro (especificar):	7	11%
TOTAL	66	100%

Fonte: Elaborada pela autora.

Assim, a Figura 45, mostra um gráfico referente ao percentual de respostas obtidas através do questionário de pesquisa de campo.

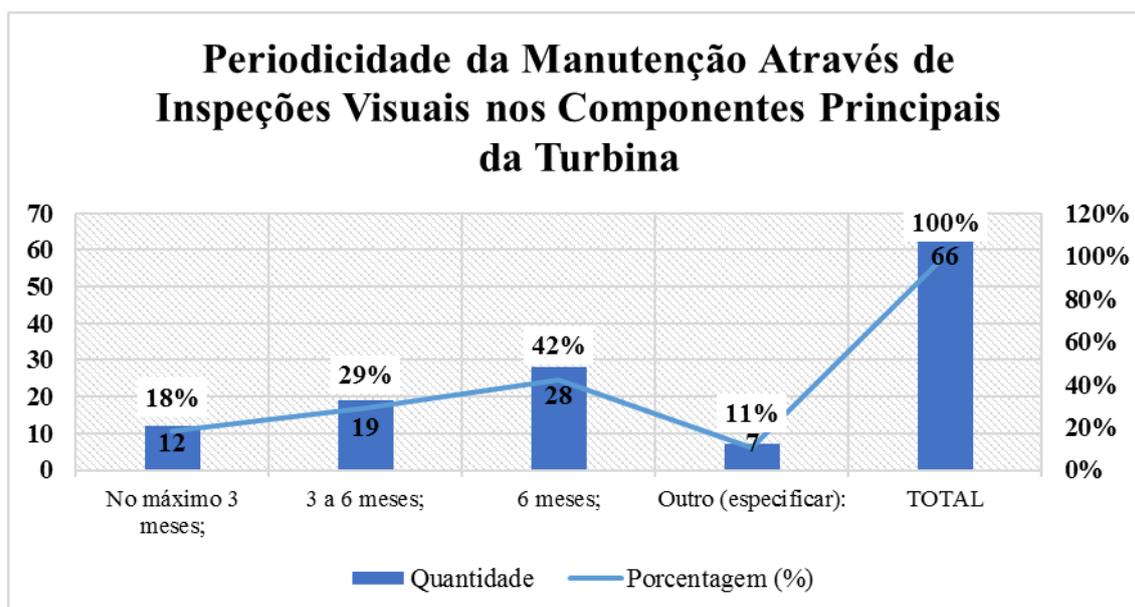


Figura 45: Gráfico referente a Periodicidade da Inspeções Visual nos Componentes Principais da Turbina.

Fonte: Elaborado pela autora.

Além das alternativas de múltipla escolha, na opção de “Outra, especifique”, obtiveram-se respostas referentes a Periodicidade da Manutenção Através de Inspeções Visuais nos Componentes Principais da Turbina, dados obtidos através da experiência na área de atuação dos respondentes do Questionário de Pesquisa de Campo.

Constatou-se que de acordo com a respostas do Questionário de Pesquisa de Campo aplicado para profissionais com vivência em Manutenção de Aerogeradores. Além das respostas pré-estabelecidas no questionário, temos que, esse tipo de manutenção depende muito dos componentes, mas no geral acontece a cada 12 meses; outras opiniões determinam que acontece de forma bimestral ou semestral; mas a maior parte dos respondentes retrataram que a cada subida na torre acontecem inspeções visuais.

10. CONCLUSÃO

Durante o transcorrer das atividades inerentes ao desenvolvimento deste trabalho, detectou-se, seja via revisão de literatura ou através das respostas provenientes do questionário de pesquisa de campo, que o trabalho delineia algumas conclusões, elas podem ser resumidas em:

- A consciência do quanto uma boa gestão da manutenção é fundamental para a vida-útil dos principais componentes dos aerogeradores em parques eólicos;
- A tabulação dos dados estatísticos obtidos através das respostas provenientes da aplicação do questionário, possibilitaram alcançar um grau de conhecimento atualizado acerca dos possíveis problemas que podem ocasionar uma falha nos subsistemas de turbinas eólicas;
- A percepção da importância de que uma boa gestão da manutenção diminui as chances de ocorrência de ocorrer a perda de componentes de grande valor aquisitivo e a probabilidade de incêndio e perda total da turbina, além de proporcionar ambientes mais seguros sob o ponto de vista da segurança dos colaboradores, minimizando acidentes de origem elétrica, por exemplo;
- Referente a periodicidade da manutenção preventiva em aerogeradores, conclui-se que a mesma deverá ser estipulada no planejamento da manutenção, a qual pode ser determinada de acordo com o fabricante da turbina e com o cliente (empresa responsável pelo parque eólico).

O presente trabalho acrescentou conhecimentos no âmbito das técnicas de manutenção genérica e aplicada a parques eólicos, possibilitou também conhecimentos sobre a incidência de falha nos componentes principais de uma turbina eólica, além de proporcionar noções acerca da periodicidade de lubrificação, calibração, manutenção e do tempo de parada entre as manutenções.

Com relação as sugestões para trabalhos futuros, podem ser listados: ampliar o número de respostas do questionário, visando obter um maior número de respostas dos profissionais com experiência em manutenção de aerogeradores, aumentar a área de abrangência da pesquisa com relação a localização dos parques eólicos pesquisados, desenvolver um *software* para a gestão da manutenção que seja específico para aerogeradores, que além apresentar os alarmes de falhas, também possa propor prováveis sugestões dos possíveis motivos para a ocorrência da respectiva falha no componente, baseado nas respostas

provenientes do questionário aplicado, além de englobar outros prováveis problemas associados as falhas, proporcionando uma melhor qualidade na gestão da manutenção de parques eólicos.

Considerando que as oportunidades profissionais na área de energias renováveis estão em grande maioria atribuídas a manutenção de parques eólicos, pode-se notar a importância da necessidade de obter conhecimentos referentes ao setor de maior empregabilidade nesse momento.

Diante do exposto julga-se ter logrado êxito na consecução do trabalho, uma vez que, apesar das dificuldades, foram vencidos os objetivos propostos pelos tópicos iniciais deste texto.

11. REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, Gil Manuel Pereira de. **Estudo do Recurso Eólico: Previsão e Dimensionamento de um Parque Eólico de Média Potência**. 2017. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2017.
- ALEXANDRE DE LEMOS PEREIRA (Brasília). Senai (Org.). **Operação de Parques Eólicos**: Brasília: Cooperação Alemã, 2015. 60 slides, color.
- AMARAL, Celso Peck do. **Manutenção Produtiva Total: Método PMRI**. 2003. 182 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003. Disponível em: < <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/84657/225810.pdf?sequence=1&isAllowed=y> > Acesso em: 12 jul. 2017.
- ANDRÉ, Ricardo Filipe Mendes. **Controlo da injeção de energia reativa na rede por um parque eólico**.: Estudo concreto da solução para o controlo e operação do Parque Eólico da Serra do Barroso. 2007. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia de Eletrotecnia e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2007. Disponível em: < <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395137427628/dissertação.pdf> >. Acesso em: 07 ago. 2017.
- ARAÚJO, Igor Mateus De (Natal). UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. **Manutenção Elétrica Industrial**. Disponível em: < <http://www.dee.ufrn.br/~joao/manut/05%20-%20Cap%EDtulo%203.pdf> >. Acesso em: 11 mar. 2017.
- AZEVEDO, Henrique Dias Machado de. **Um Método para Identificação de Falhas em Componentes e Subcomponentes de Turbinas Eólicas Através de Monitoramento de Condição Baseado em Vibração**. 2015. 127 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015. Disponível em: < <http://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/16522> >. Acesso em: 15 mar. 2017.

BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de Energia Elétrica.** 2004. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia, USP, São Paulo, 2004. Disponível em: < <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-23062005-084739/en.php> >. Acesso em: 28 jun. 2017.

BESSA, Iury Valente de. **Esquema de Detecção e Diagnóstico de Falhas Baseado em Dados para Benchmark de Turbina Eólica.** 2015. 123 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Amazonas, Manaus – Amazonas, 2015.

BONIFÁCIO, Marcus Vinícius de Holanda. **Análise da Viabilidade Técnica e Econômica para Instalação de uma Usina Eólica no Rio Grande do Norte.** 2016. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Faculdade UNB Gama - FGA, Universidade de Brasília - UNB, Brasília, DF, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030.** Outras Fontes. Brasília/DF, 2008.

CALLIGARO, Cleber. **Proposta de Fundamentos Habilitadores para a Gestão da Manutenção em Industrias de Processamento contínuo baseada nos princípios da Manutenção de Classe Mundial.** 2003. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia, Escola de Engenharia, UFRS, Rio Grande do Sul, 2003. Cap.2. Disponível em: < <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/3977/000395549.pdf?sequence=1> >. Acesso em: 04 jul. 2017.

CAMPOS, Fernando Celso de; BELHOT, Renato Vairo. Gestão De Manutenção De Frotas De Veículos: Uma Revisão. **Gestão & Produção**, São Paulo, v. 1, n. 2, p.171-188, out. 1994. Disponível em: < <http://www.scielo.br/pdf/gp/v1n2/a04v1n2> >. Acesso em: 04 jul. 2017.

CANDIOTTO, Daniel Ferreira. **Inferência Do Desempenho Da Manutenção De Aero geradores Utilizando Dados De Operação.** 2016. 65 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Departamento de Engenharia de Produção, UFF, Niterói/RJ, 2016. Disponível em: < <http://www.repositorio.uff.br/jspui/bitstream/1/2261/1/ProjetoFinaldeDanielFerreiraCandiotto.pdf> >. Acesso em: 08 ago. 2017.

DUTRA, Ricardo Marques. **Energia Eólica**: Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito: Equipe Cepel / Cresesb, 2008. 51 slides, color.

FABRO, Elton. **Modelo Para Planejamento De Manutenção Baseado Em Indicadores De Criticidade De Processo**. 2003. 99 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis, 2003. Disponível em: < <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/84910/198455.pdf?sequence=1&isAllowed=y> >. Acesso em: 11 jul. 2017.

FERNANDES, Prof. Dr. João Candido; MONTEIRO, Caio Italiano; SOUZA, Leandro Ramalho de. **Manutenção Corretiva**: Manutenção e Lubrificação de Equipamentos. 2010. Elaborado pela UNESP. Disponível em: < http://www.feb.unesp.br/jcandido/manutencao/Grupo_6.pdf >. Acesso em: 11 mar. 2017.

FONSECA, INÁCIO DE SOUSA ADELINO DA. **Manutenção de Sistemas de Geração de Energia Renovável Eólica através de Redes IP**. 2010. 1 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Coimbra, 2010. Cap. 2. Disponível em: < <https://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/57490> >. Acesso em: 11 mar. 2017.

FITCH, James C. **Manutenção proativa pode economizar 10 vezes mais do que práticas de manutenção preditiva/preventiva convencionais**. 2013. Disponível em: < <http://www.ufjf.br/seguranca/files/2013/12/Manutenção-proativa.pdf> >. Acesso em: 11 mar. 2017.

GCMMEEL, Gcmmel Engenharia e Serviços Elétricos LTDA. **Apostila Manutenção De Subestação**. Elaborada pela empresa GCMMEEL Engenharia e Serviços Elétricos LTDA. Disponível em: < http://www.gcmmel.com.br/pdf/apostila_manutencaodesubestacao.pdf >. Acesso em: 11 mar. 2017.

GIL, Antônio Carlos. **Como Elaboração Projetos de Pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas S.A, 2002. 176 p. Disponível em: < https://professores.faccat.br/moodle/pluginfile.php/13410/mod_resource/content/1/como_elaborar_projeto_de_pesquisa_-_antonio_carlos_gil.pdf >. Acesso em: 14 mar. 2017.

IGOR MATEUS DE ARAÚJO (Natal). UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. **Manutenção elétrica industrial**. Disponível em: < <http://www.dee.ufrn.br/~joao/manut/05%20-%20Cap%EDtulo%203.pdf> >. Acesso em: 11 mar. 2017.

IRANI, Bruno Michel Sant Anna. **Terotecnologia Em Manutenção – Aumento Da Confiabilidade E Facilitação Da Intervenção Dos Mantenedores (Manutenibilidade), Para Futuras Máquinas E Equipamentos**. 2011. 50 f. Monografia (Especialização) - Curso de Especialista em Gestão Industrial de Imunobiológicos., UFRJ/ Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2011.

KARDEC, Alan; NASCIF, Júlio. **Manutenção: Função Estratégica**. 4. ed. Rio de Janeiro: Quality Mark, 2012. 410p.

LOPES, Ricardo Aldabó. **Energia Eólica**. 2. ed. São Paulo: Artliber Editora Ltda., 2012. 366 p.

MARCORIN, Wilson Roberto; LIMA, Carlos Roberto Camello. Análise dos Custos de Manutenção e de Não-manutenção de Equipamentos Produtivos. **Revista de Ciência & Tecnologia**, Santa Bárbara D´oeste, v. 11, n. 22, p.35-42, dez. 2003. Disponível em: < <http://www.drb-assessoria.com.br/11Custodemanutencao.pdf> >. Acesso em: 11 mar. 2017.

MONTE, Bruno. **Operação de Parques Eólicos A experiência da CPFL Renováveis**. In: SEMINARIO NACIONAL DE OPERADORES DE SISTEMA E DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS, 7., 2016, ONS, 2016. 24p. Disponível em: < http://www.ons.org.br/mini_sites/senop/apresentacoes/PainelTecnico_Aspectos_Operativos_Geracao_Eolica_Brasil_CPFL.pdf >. Acesso em: 27 jul. 2017.

MONTEZANO, Bruno Eduardo Moreira. **Exemplo de um esquema elétrico para representar um aerogerador sem conversor de potência**. 2007. 137 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, UFRJ/ Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: < <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001327.pdf> >. Acesso em: 05 ago. 2017.

NETO, João Cirilo da Silva; LIMA, Antônio Marcos Gonçalves de. **Implantação do Controle de Manutenção**. 2002. Disponível em: <

<http://www.mantenimentomundial.com/sites/mm/notas/11controle.pdf> >. Acesso em: 11 mar. 2017.

OLIVEIRA, Monique Miranda de. **Análise de Métodos Estatísticos em Planejamento e Controle de Manutenção**. 2014. 69 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, UFRJ/ Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2014.

PEREIRA, Alexandre De Lemos (Brasília). Senai (Org.). **Operação de Parques Eólicos**: Brasília: Cooperação Alemã, 2015. 60 slides, color.

PEREIRA, Marcello Monticelli. **Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante**. 2004. 98 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica., Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Mg, 2004.

PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: Ltc - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2013. 367 p.

PIRES, Júlio Cesar Pinheiro; OLIVEIRA, Branca Freitas de. **Sistema de informação para geração de energia eólica**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DE DESIGN, 12., 2016, Rio Grande do Sul. **Proceedings**. Belo Horizonte/mg: P&d, 2016. p. 2 - 3. Disponível em: < <http://pdf.blucher.com.br.s3-sa-east-1.amazonaws.com/designproceedings/ped2016/0404.pdf> >. Acesso em: 21 jun. 2017.

RODRIGUES, Marcelo. **Curso Técnico em eletrotécnica, módulo 3, livro 17: gestão da manutenção**. 22. ed. Curitiba: Base Livros Didáticos Ltda., 2009. 128 p.

RODRIGUES, Paulo Roberto. **Energias Renováveis: Energia Eólica**. Consórcio de Universidades Europeias e Latino-americanas em Energias Renováveis – Jelare: Editora Unisul, 2011. 53 p.

SAMPAIO, Adrian. **TPM - Manutenção Produtiva Total**. Disponível em: < <http://www.mantenimentomundial.com/sites/mm/notas/TPMtotal.pdf> >. Acesso em: 12 mar. 2017.

SANTOS, Filipe Maron; MELO, Francisco Dalmir Santiago de. **Introdução Aos Conceitos E Estudo De Viabilidade Técnico-Econômica Para Implantação De Uma Central De**

Geração De Energia, Eólico-Solar, A Ser Introduzida Na Rede Básica. 2015. 128 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, PUC-RJ Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

SANTOS, Marllen Aylla Teixeira dos. **Sistema de medição de desempenho para operação e manutenção de parques eólicos no Brasil.** 2017. 201 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, UFRN, Natal, 2016.

SGUAREZI FILHO, Alfeu; CARDOSO, Jaqueline Gomes. Energia eólica: tipos de geradores e conversores usados atualmente. **O Setor Elétrico: Espaço IEEE**, Rio de Janeiro, p.160-161, maio 2014. Mensal. Disponível em: < <http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/artigo-do-espaco-do-IEEE-maio-2014.pdf> >. Acesso em: 30 jul. 2017.

SILVA, Cleide Aparecida da; SILVA, Écio Gomes Lemos da; SILVA, Madalena. **Manutenção:** Módulos especiais - Mecânica. Elaborada por Escola SENAI "Conde Alexandre Siciliano". Disponível em: < <http://bmalbert.yolasite.com/resources/Manutenção.pdf> >. Acesso em: 12 mar. 2017.

SILVA, Leandro Ribeiro Alves da. **PREVCONFI: Confiabilidade Aplicada Na Manutenção Preventiva De Usinas Eólicas, Com Foco Em Minimização Do Custo.** 2016. 83 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado Profissional em Energia Elétrica, Centro de Tecnologia, UFRN, Natal, 2016.

SILVA, Roberval Luna da. **Riscos de incêndios nas torres eólicas. Recife:** Coluna: Consultoria, Desenvolvimento e Treinamento, 2015. 61 slides, color. Disponível em: < <http://www.colunaengenharia.com.br/resources/RISCODEINCÊNDIOSNASTORRESEÓLICAS.pdf> >. Acesso em: 04 ago. 2017.

SILVA JUNIOR, Samuel Souza da. **Avaliação Da Resposta Dinâmica De Diferentes Tecnologias De Aero geradores.** 2015. 101 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, UFRJ/ Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2015

SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável.** 2013. USP. Disponível em: < http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142013000100008&script=sci_arttext >. Acesso em: 21 jun. 2017.

- SIMAS, Moana Silva. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE EMPREGOS POR MEIO DE UMA MATRIZ INSUMO-PRODUTIVA AMPLIADA**. 2012. 219 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Ciências, Programa de Pós-graduação em Energia, USP, São Paulo, 2012. Cap. 1. Disponível em: < <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2016/08/MoanaSimasoriginal.pdf> >. Acesso em: 21 jun. 2017.
- SOARES, Luciane Teixeira. **Planejamento e Implantação de Um Parque Eólico**. 2010. 76 f. TCC (Graduação) - Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.
- SOUZA, Aretha Fernandes Monte de. **Proposta de um modelo de gestão de estoques: uma pesquisa-ação em uma empresa do setor varejista**. 2014. 80 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, UFRN, Natal, 2014.
- SOUZA, Ênio Pereira de; LEITE, Djane Barbosa. Tendências do cenário energético brasileiro: a energia de fonte eólica e o “olhar” dos atingidos. **Ciência e Natura**, Santa Maria, v. 37, n. 4, p.243-250, dez. 2015.
- SOUZA, José Barrozo de. **Alinhamento Das Estratégias Do Planejamento E Controle Da Manutenção (PCM) Com As Finalidades E Funções Do Planejamento E Controle Da Produção (PCP): Uma Abordagem Analítica**. 2008. 169 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção Ppgep, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2008.
- VIANNA, Cleverson Tabajara. **Classificação das Pesquisas Científicas - Notas para os alunos**. Florianópolis, 2013, 2p.
- WUTTKE, Régis André; SELLITTO, Miguel Afonso. Cálculo Da Disponibilidade E Da Posição Na Curva Da Banheira De Uma Válvula De Processo Petroquímico. **Revista Produção On Line**, São Leopoldo/RS, v. 8, n. 4, p.1-23, abr. 2008.
- ZANELLA, Liane Carly Hermes. **Metodologia de estudo e de pesquisa em administração**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2009. Disponível em: < http://200.129.241.123/arquivos/Fasciculo_Metodologia_TC.pdf >. Acesso em: 15 mar. 2017.

REIS, Pedro. **Principais avarias eléctricas e mecânicas em Aerogeradores**. 2017.

Elaborado pelo Portal Energia. Disponível em: < <https://www.portal-energia.com/principais-avarias-electricas-mecanicas-aerogeradores/> >. Acesso em: 29 jul. 2017.

REIS, Pedro. **Principais causas dos problemas dos aerogeradores com caixa**

multiplicadora – Parte 2. 2016. Elaborado por Portal Energia. Disponível em: <

<https://www.portal-energia.com/principais-causas-dos-problemas-dos-aerogeradores-caixa-multiplicadora-parte-2/> >. Acesso em: 31 jul. 2017.

REIS, Pedro. **Tipos e processos de manutenção de aerogeradores**. 2015. Elaborado por

Portal Energia. Disponível em: < <https://www.portal-energia.com/tipos-processos-manutencao-aerogeradores/> >. Acesso em: 05 ago. 2017

ANEXO A – VERSÃO IMPRESSA DO QUESTIONÁRIO DE PESQUISA DE CAMPO.

Questionário de Pesquisa de Campo Acerca da Incidência de Falhas nos Principais Subsistemas de um Aerogerador

Prezado respondente, este questionário é um instrumento de pesquisa de campo – *Aumento Da Eficiência Da Manutenção Em Aerogeradores: Através Da Análise Estatística De Falhas Em Seus Principais Subsistemas* – elaborado pela graduanda Ana Beatriz Felix da Silva, sob a orientação dos professores Denny Alves e Antônio Martins, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do RN – Campus João Câmara. A sua participação é fundamental para o sucesso desta pesquisa, enfatizamos que os dados levantados serão utilizados **EXCLUSIVAMENTE PARA FINS ACADÊMICOS**, e em **nenhuma hipótese serão divulgadas informações acerca das empresas e seus respectivos colaboradores**.

A partir de sua experiência em atividades correlacionadas ao universo da geração eólica, por favor responder as proposições abaixo:

1. Informe a sua principal área de atuação:

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Operação; | <input type="checkbox"/> Administrativo; |
| <input type="checkbox"/> Manutenção em laboratório; | <input type="checkbox"/> Outra, especifique: _____ |
| <input type="checkbox"/> Manutenção em campo; | |

2. A maior ocorrência de falha referente a **Caixa de Transmissão**, é devido a:

- Problemas nas engrenagens, ou afins;
- Problemas com lubrificação, contaminação do óleo, ou afins;
- Problemas na conexão hidráulica, filtros ou afins;
- Outros tipos de problemas (especificar): _____

3. A maior ocorrência de falha referente ao **Gerador**, é devido a:

- Problemas nos rolamentos, ou afins;
- Problemas de lubrificação, ou afins;
- Problemas de sobreaquecimento nos bobinados;
- Outros tipos de problemas (especificar): _____

4. A maior ocorrência de falha referente ao **Conversor de Potência / Inversor de Frequência**, é devido a:

- Problemas de curto-circuito, sobretensão ou afins;
- Problemas com os equipamentos de refrigeração ou afins;
- Problemas na comunicação com o controlador geral ou afins;
- Outros tipos de problemas (especificar): _____

5. A maior ocorrência de falha referente as **Pás**, é devido a:

- Problemas nas engrenagens ou afins;
- Problemas no rolamento das pás ou afins;
- Problemas na estrutura, causado por danos físicos, impactos de aves, raios ou afins;

- Outros tipos de problemas (especificar): _____
6. A maior ocorrência de falha referente ao sistema Yaw, é devido a:
- Problemas com sensores ou afins;
 - Problemas de lubrificação nas engrenagens ou afins;
 - Problemas relacionados ao motor do yaw ou afins;
 - Outros tipos de problemas (especificar): _____
7. A maior ocorrência de falha referente ao Sistema Hidráulico, é devido a:
- Problemas de degradação da estrutura, ou afins;
 - Problemas com a contaminação do óleo, ou afins;
 - Problemas de fabricação;
 - Outros tipos de problemas (especificar): _____
8. A maiores ocorrências de falhas referentes ao sistema de controle aerodinâmico Pitch, são devido a:
- Problemas de desalinhamento nas pás, ou afins;
 - Problemas relacionados a baterias, carregadores de baterias ou afins;
 - Problemas com os rolamentos internos das pás ou afins;
 - Outros tipos de problemas (especificar): _____
9. A maior ocorrência de falha em Anemômetros e Birutas, é devido a:
- Problemas de oxidação, ou afins;
 - Problemas nos cabos ou afins;
 - Problemas de fabricação;
 - Outros tipos de problemas (especificar): _____
10. A periodicidade de manutenção preventiva no sistema de Pitch, ocorre em um período de:
- No máximo 3 meses;
 - 3 a 6 meses;
 - 6 meses;
 - Outro (especificar): _____
11. A periodicidade de manutenção preventiva no Convertor de Potência / Inversor de Frequência, ocorre em um período de:
- No máximo 6 meses;
 - 6 a 12 meses;
 - 24 meses;

Outro (especificar): _____

12. A periodicidade de **Lubrificação das Engrenagens**, de modo geral, ocorre em um período de:

No máximo 3 meses;

3 a 6 meses;

6 meses;

Outro (especificar): _____

13. A periodicidade da **Lubrificação do Rolamento do Gerador**, ocorre em um período de:

No máximo 3 meses;

3 a 6 meses;

6 meses;

Outro (especificar): _____

14. A periodicidade da **Inspeção de Óleo da Gearbox (Caixa de Velocidade)**, ocorre em um período de:

12 meses;

24 meses;

36 meses;

Outro (especificar): _____

15. A periodicidade de **Calibração/Manutenção dos Anemômetros e Birutas**, ocorrem em um período de:

No máximo 3 meses;

3 a 6 meses;

6 meses;

Outro (especificar): _____

16. A periodicidade da **Calibração/Manutenção dos sensores de Vibração e Temperatura**, ocorrem em período de:

No máximo 3 meses;

3 a 6 meses;

6 meses;

Outro (especificar): _____

17. A periodicidade da **Calibração/Manutenção dos Sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor**, ocorrem em período de:

No máximo 3 meses;

3 a 6 meses;

6 meses;

Outro (especificar): _____

18. A periodicidade da manutenção através de Inspecões Visuais nos Componentes Principais da Turbina, ocorrem em um período de:

No máximo 3 meses;

3 a 6 meses;

6 meses;

Outro (especificar): _____

19. Entre os itens abaixo, marque numericamente (01 a 10), os componentes que mais apresentam falhas:

Caixa de velocidades;

Pás;

Sensores de velocidade e direção do vento;

Gerador;

Sistema *yaw*;

Rotor;

Sistema de *pitch*;

Sistema hidráulico;

Sensores de vibração e temperatura.

Conversor de potência;

20. Entre os itens abaixo, marque numericamente (01 a 10), os componentes que causam um maior tempo de parada para efetuar a manutenção:

Caixa de velocidades;

Pás;

Sensores de velocidade e direção do vento;

Gerador;

Sistema *yaw*;

Rotor;

Sistema de *pitch*;

Sistema hidráulico;

Sensores de vibração e temperatura.

Conversor de potência;

ANEXO B – VERSÃO ELETRÔNICA DO QUESTIONÁRIO DE PESQUISA DE CAMPO.

Questionário de Pesquisa de Campo Acerca da Incidência de Falhas nos Principais Subsistemas de um Aerogerador

Prezado respondente, este questionário é um instrumento de pesquisa de campo – Aumento Da Eficiência Da Manutenção Em Aerogeradores: Através Da Análise Estatística De Falhas Em Seus Principais Subsistemas – elaborado pela graduanda Ana Beatriz Felix da Silva, sob a orientação dos professores Dennys Alves e Antônio Martins, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do RN – Campus João Câmara. A sua participação é fundamental para o sucesso desta pesquisa, enfatizamos que os dados levantados serão utilizados EXCLUSIVAMENTE PARA FINS ACADÊMICOS, e em nenhuma hipótese serão divulgadas informações acerca das empresas e seus respectivos colaboradores.

A partir de sua experiência em atividades correlacionadas ao universo da geração eólica, por favor responder as proposições abaixo:

*Obrigatório

1. Informe a sua principal área de atuação: *

- Operação;
- Manutenção em laboratório;
- Manutenção em campo;
- Administrativo;
- O & M;
- Outro: _____

2. A maior ocorrência de falha referente a Gearbox /Caixa de Transmissão, é devido a: *

- Problemas nas engrenagens, ou afins;
- Problemas com lubrificação, contaminação do óleo, ou afins;
- Problemas na conexão hidráulica, ou afins;
- Não se aplica;
- Outro: _____

3. A maior ocorrência de falha no Gerador, é devido a: *

- Problemas nos rolamentos, ou afins;
- Problemas de lubrificação, ou afins;
- Problemas de sobreaquecimento nos bobinados;
- Não se aplica;
- Outro: _____

4. A maior ocorrência de falha no Conversor de Potência / Inversor de frequência, é devido a: *

- Problemas de curto-circuito, sobretensão ou afins;
- Problemas com os equipamentos de refrigeração ou afins;
- Problemas na comunicação com o controlador geral ou afins;
- Não se aplica;
- Outro: _____

5. A maior ocorrência de falha referente as Pás, é devido a: *

- Problemas nas engrenagens ou afins;
- Problemas nos rolamentos das pás ou afins;
- Problemas na estrutura, causado por danos físicos, impactos de aves, raios ou afins;
- Não se aplica;
- Outro: _____

6. A maior ocorrência de falha referente ao Sistema Yaw, é devido a: *

- Problemas com sensores ou afins;
- Problemas de lubrificação nas engrenagens ou afins;
- Problemas relacionados ao motor do yaw ou afins;
- Não se aplica;
- Outro: _____

7. A maior ocorrência de falha referente ao Sistema Hidráulico, é devido a: *

- Problemas de degradação da estrutura, ou afins;
- Problemas com a contaminação do óleo, ou afins;
- Problemas de fabricação;
- Não se aplica;
- Outro: _____

8. A maior ocorrência de falha referente ao sistema de controle aerodinâmico Pitch, é devido a: *

- Problemas de desalinhamento nas Pás, ou afins;
- Problemas relacionados a baterias, carregadores de baterias ou afins;
- Problemas com os rolamentos internos das pás ou afins;
- Não se aplica;
- Outro: _____

9. A maior ocorrência de falha em anemômetros e birutas, é devido a: *

- Problemas de oxidação, ou afins;
- Problemas nos cabo ou afins;
- Problemas de fabricação;
- Não se aplica;
- Outro: _____

10. A periodicidade da Manutenção Preventiva no Sistema de Pitch, ocorre em um período de: *

- No máximo até 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

11. A periodicidade de manutenção preventiva no Conversor de Potência / Inversor de Frequência, ocorre em um período de: *

- No máximo 6 meses;
- 6 a 12 meses;
- 24 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

12. A periodicidade de Lubrificação das Engrenagens, de modo geral, ocorre em período de: *

- No máximo a cada 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

13. A periodicidade da Lubrificação do rolamento do Gerador, ocorre em um período de: *

- No máximo a cada 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

14. A periodicidade da Inspeção do Óleo da Gearbox (Caixa de Velocidade), ocorre em um período de: *

- 12 meses;
- 24 meses;
- 36 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

15. A periodicidade da Calibração / Manutenção dos Anemômetros e Birutas, ocorrem em um período de: *

- No máximo a cada 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

16. A periodicidade da Calibração / Manutenção dos sensores de Vibração e Temperatura, ocorrem em um período de: *

- No máximo a cada 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

17. A periodicidade da Calibração / Manutenção dos sensores de Velocidade do Gerador e do Rotor, ocorrem em um período de: *

- No máximo a cada 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

18. A periodicidade da manutenção através de Inspeções Visuais nos Componentes Principais da Turbina, ocorrem em um período de: *

- No máximo a cada 3 meses;
- 3 a 6 meses;
- 6 meses;
- Não se aplica;
- Outro: _____

19. Entre os itens abaixo, de acordo com sua vivência na área, escreva numericamente, a sequencia dos componentes que apresentam um MAIOR NUMERO DE FALHAS: 1. Gearbox; 2. Pás; 3.Rotor; 4. Sistema Hidráulico; 5.Gerador; 6.Sistema Yaw; 7.Sistema de Pitch; 8.Sensores de Velocidade e Temperatura; 9.Anemômetros e Birutas; 10. Conversor de Potência.

Sua resposta

20. Entre os itens abaixo, de acordo com sua vivência na área, escreva numericamente, a sequencia dos componentes que apresentam UM MAIOR TEMPO DE PARADA: 1. Gearbox; 2. Pás; 3.Rotor; 4. Sistema Hidráulico; 5.Gerador; 6.Sistema Yaw; 7.Sistema de Pitch; 8.Sensores de Velocidade e Temperatura; 9.Anemômetros e Birutas; 10. Conversor de Potência.

Sua resposta

ENVIAR

ANEXO C – Sugestão De Plano De Manutenção De Turbinas Eólicas